



WÄRMESPEICHERPOTENZIALE FÜR DAS LAND BERLIN

Abschlussbericht

Senatsverwaltung
für Mobilität, Verkehr,
Klimaschutz und Umwelt

BERLIN



Impressum

HERAUSGEBERIN

Reiner Lemoine Institut gGmbH (RLI)
Rudower Chaussee 12, 12489 Berlin
<https://reiner-lemoine-institut.de/>

AUFTRAGGEBERIN

Senatsverwaltung für Mobilität, Verkehr, Klimaschutz und Umwelt (SenMVKU)
Referat Klimaschutz und Klimaanpassung
Brückenstraße 6, 10179 Berlin

PROJEKTLEITUNG

Reiner Lemoine Institut gGmbH (RLI)
Rudower Chaussee 12, 12489 Berlin
Ansprechpartner:innen: Andreas Christidis, Marie Claire Gering und Mascha Richter
E-Mail: marie-claire.gering@rl-institut.de, mascha.richter@rl-institut.de

PROJEKTPARTNER

Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW)
GmbH, gemeinnützig
Potsdamer Straße 105, 10785 Berlin
Ansprechpartner:innen: Dr. Julika Weiß, Simon Richter
E-Mail: julika.weiss@ioew.de; simon.richter@ioew.de

IKEM – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V.
Alte Jakobstraße 85-86, 10179 Berlin
Ansprechpartner:innen: Jana Eschweiler, Franziska Stamme, Charlotte Schwarzer-Geraedts
E-Mail: franziska.stamme@ikem.de, charlotte.schwarzer-geraedts@ikem.de

BITTE ZITIEREN ALS

Andreas Christidis, Marie-Claire Gering, Julika Weiß, Simon Richter, Franziska Stamme, Charlotte Schwarzer-Geraedts (2025): Wärmespeicherungspotenziale für das Land Berlin. Abschlussbericht, Projekt im Auftrag des Landes Berlin, vertreten durch Senatsverwaltung für Mobilität, Verkehr, Klimaschutz und Umwelt; Berlin

unter Mitwirkung von:

Maren Murjahn, Stefanie Nguyen, Fabian Jacobi, Giampaolo di Tomassi, Jana Eschweiler und Nils Mogalle

TITELBILD

Die Bildrechte liegen bei RLI vor.
Berlin, 01.04.2025

Dieser Bericht wurde im Auftrag Senatsverwaltung für Mobilität, Verkehr, Klimaschutz und Umwelt (SenMVKU) erstellt. Für die Inhalte zeichnet das Auftrag nehmende Unternehmen verantwortlich. Die SenMVKU macht sich die Positionen nicht automatisch zu eigen. Sie übernimmt keinerlei Gewähr für die Aktualität, Korrektheit, Vollständigkeit oder Qualität der bereitgestellten Informationen.

Zusammenfassung

Die Transformation des Berliner Wärmesektors ist entscheidend, um die Klimaziele des Berliner Energie- und Klimaschutzgesetzes zu erreichen. Der Wärmesektor verursacht 47 % der CO₂-Emissionen und die bis 2026 vorgeschriebene Wärmeplanung soll den Weg zu einer klimaneutralen Wärmeversorgung Berlins bis 2045 aufzeigen. Saisonale Wärmespeicher können dabei eine wichtige Rolle spielen, indem sie die Diskrepanz zwischen dem Wärmeüberschuss im Sommer und dem höheren Wärmebedarf im Winter verringern und die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen reduzieren.

Das Projekt untersucht die Rolle von Wärmespeichern für Berlins Wärmeversorgung, insbesondere für das Fernwärmeverbundnetz und Quartierswärmenetze. Langzeitwärmespeicher erhöhen den Anteil erneuerbarer Energien und Abwärme, indem sie überschüssige Wärme zur Deckung des Winterbedarfs speichern. Berechnungen für das Verbundnetz zeigen, dass Langzeitwärmespeicher mit einer Speicherkapazität von bis zu 1.200 GWh eine prognostizierte Leistung von 700 MW aus erneuerbaren Energien und Abwärme vollständig nutzbar machen könnten. Dadurch ließe sich der Anteil erneuerbarer Wärme von 49,5 % auf 61 % steigern.

Für Quartiersnetze sind Wärmespeicher ohne Förderung aktuell wirtschaftlich kaum umsetzbar, könnten jedoch mit steigenden Energiepreisen und Förderungen rentabler werden. Insbesondere im Zusammenspiel mit Wärmepumpen und Elektroheizern können Wärmespeicher zur Reduktion der Wärmegestehungskosten beitragen.

Die Flächenverfügbarkeit in Berlin ist aufgrund von Nutzungskonkurrenzen gering. Mangelnde Flächen stellen für Behälter- und Erdbeckenwärmespeicher in Bestandsquartieren ein großes Hemmnis dar. Geringer sind die Probleme bei Aquiferwärmespeichern im Untergrund. Hier erschweren Unsicherheiten im Genehmigungsrecht die Umsetzung. Es besteht Bedarf, Potenzialflächen auszuweisen und die rechtlichen Rahmenbedingungen zu präzisieren.

Berechnungen im Projekt zeigen, dass Wärmespeicher ein zentraler Baustein der Wärmewende in Berlin sind, da sie zur Klimaneutralität beitragen, die Wärmegestehungskosten senken und die Flexibilität des Energiesystems erhöhen. Sechs Maßnahmen wurden entwickelt, die den Einsatz von Wärmespeichern in Berlin fördern sollen, darunter die Optimierung von Verwaltungsprozessen und die Schärfung des Rechtsrahmens. Langfristig sollten Wärmespeicher Teil der Fern- und Nahwärmenetze Berlins werden, um Stromnetze zu entlasten und die Energieversorgung nachhaltiger und flexibler zu gestalten.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	10
1.1	Hintergrund.....	10
1.2	Zielsetzung.....	10
2	Anwendungsfälle für Wärmespeicher im Land Berlin.....	13
2.1	Funktionsweise und Kenngrößen von Speichertechnologien.....	13
2.1.1	Sensible Wärmespeicher.....	14
2.1.2	Latentwärmespeicher.....	27
2.1.3	Thermochemische Wärme und Kältespeicher.....	29
2.2	Darstellung relevanter Wärmespeichertechnologien und Anwendungsfälle.....	29
2.2.1	Anwendungsfälle für Große Fernwärmenetze.....	31
2.2.2	Anwendungsfälle für neue Wärmenetze und dezentrale Wärmeerzeugung.....	34
2.3	Fazit.....	40
3	Bewertung typischer Anwendungsfälle von Wärmespeichern in Berlin.....	42
3.1	Saisonale Wärmespeicherung in großen Wärmenetzen.....	42
3.2	Kurz- und mittelfristige Wärmespeicher in großen Wärmenetzen.....	52
3.3	Wärmespeicher in der Quartiersversorgung.....	57
3.4	Wärmespeicher zur Flexibilisierung von dezentralen Wärmepumpen.....	84
3.5	Speicherbedarfe und Flächenbedarfe für Berlin.....	91
3.5.1	Speicherbedarfe.....	91
3.5.2	Flächenbedarfe und Potenzialflächen.....	92
3.5.3	Übertragbarkeit Flächenbedarfe auf Berlin.....	101
4	Darstellung der regulativen und stadtplanerischen Grundlagen sowie der Förderkulisse.....	104
4.1	Raumplanungsrecht.....	104
4.1.1	Raumordnungsrecht.....	104
4.1.2	Baurechtsbezogenes Planungsrecht.....	106
4.2	Genehmigungsrecht.....	110
4.2.1	Immissionsschutzrecht.....	110

4.2.2	Bergrecht.....	110
4.2.3	Baurecht.....	114
4.2.4	Wasserrecht.....	118
4.2.5	Grünanlagengesetz Berlin.....	120
4.2.6	Straßenrecht.....	121
4.2.7	Naturschutzrecht.....	122
4.2.8	Zusammenfassung: Tabellarische Übersicht des Genehmigungsrechts mit Ausnahme des Baugenehmigungsrechts.....	122
4.2.9	Zusammenfassung: Tabellarische Übersicht des Baugenehmigungsrechts.....	124
4.3	Altlasten.....	125
4.4	Förderkulisse	126
4.5	Fazit und Ausblick.....	128
5	Einflussfaktoren und Hemmnisse für die Umsetzbarkeit von Wärmespeichern.....	129
5.1	Literaturlauswertung.....	129
5.2	Empirische Ergebnisse – Interviews und Workshops	134
5.3	Fazit.....	139
6	Maßnahmen und Instrumente zur Unterstützung der Umsetzung von Wärmespeichern.....	141
7	Fazit	156
8	Quellen.....	160
9	Anhang	175
9.1	Umlagen, Steuern Abgaben und Netzentgelte für 2020 bis 2024	175
9.2	Verschaltungszeichnungen	175

Abkürzungsverzeichnis

AB	Altbau
ATES	Aquiferwärmespeicher (Aquifer Thermal Energy Storage)
AWF	Anwendungsfall
BHKW	Blockheizkraftwerk
CO ₂ eq	CO ₂ -Äquivalente
PTES	Erdbeckenwärmespeicher
BTES	Erdsondenwärmespeicher (Borehole Thermal Energy Storage)
EE	Erneuerbare Energien
EH	Elektroheizer
HWE	Heißwassererzeuger
HT	Hochtemperatur
IBN	Inbetriebnahme
KWK	Kraft-Wärmekopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
NB	Neubau
NT	Niedertemperatur
PCM	Phasenwechselmaterial (Phase Change Material)
PCM-TES	Phasenwechselspeicher
PtH	Power-to-Heat
PVT	Photovoltaik-Thermie
SG	Smart Grid
TVL	Vorlauftemperatur
TRL	Rücklauftemperatur
TES	Thermischer Energiespeicher
VG	Versorgungsgebiet
WÄ	Wasseräquivalent
WP	Wärmepumpe

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Tiefe und Oberflächennahe Geothermie.....	16
Abbildung 2: Aufbau Erdbeckenwärmespeicher.....	20
Abbildung 3: Aufbau Erdsondenwärmespeicher	22
Abbildung 4: Unterschiedliche Ausführungen von Aquiferwärmespeichern.....	24
Abbildung 5: Fernwärmedeckung durch EE-/ Abwärme und Überschusswärme abhängig von der installierten EE-/ Abwärmeleistung	45
Abbildung 6: Einfluss verschiedener Kapazitäten von Wärmespeicher auf den Fernwärmedeckungsgrad durch EE-/ Abwärme und die entstehende Überschusswärme in Abhängigkeit der installierten EE-/ Abwärmeleistung	46
Abbildung 7: Kosten der zwischengespeicherten Wärme	47
Abbildung 8: Wärme(rest)kosten über dem Großhandelsstrompreis für typische Erzeugungsanlagen	48
Abbildung 9: Häufigkeitsverteilung der Außentemperatur für Berlin Dahlem	49
Abbildung 10: Häufigkeitsverteilung der Vorlauftemperatur im VG1	50
Abbildung 11: Häufigkeitsverteilung der Vorlauftemperatur im VG2	50
Abbildung 12: Speicherkapazität in Stunden KWK-Wärmeengpassleistung aus Literaturangaben	53
Abbildung 13: Speichergrößen von umgesetzten Projekten in m ³ und in Stunden KWK-Wärmeengpassleistung	54
Abbildung 14: Installierte Leistungen von KWK-Anlagen, Wärmepumpen und Elektroheizer im Verbundnetz der BEW	56
Abbildung 15: Temperatur der Spree (2019).....	60
Abbildung 16: Kombinationen von Wärmequellen, -speichern und -netzen im Anwendungsfall 3.....	62
Abbildung 17: Energiesystem für einen TES vor WP verschaltet	63
Abbildung 18: Energiesystem für einen TES zwischen NT-WP und WP verschaltet.....	64
Abbildung 19: Energiesystem für einen TES nach WP verschaltet.....	64
Abbildung 20: Fluss – Deckungsgrad der Jahreswärmearbeit (2030)	66
Abbildung 21: Fluss – installierte Leistung und Speicherkapazität (2030)	68
Abbildung 22: Fluss – Wärmegestehungskosten (2030)	69
Abbildung 23: Fluss – Deckungsgrad der Jahreswärmearbeit (2045)	70
Abbildung 24: Fluss – installierte Leistungen und Speicherkapazitäten (2045)	71
Abbildung 25: Fluss – Wärmegestehungskosten (2045)	72
Abbildung 26: Industrie – Deckungsgrad der Jahreswärmearbeit (2030)	73
Abbildung 27: Industrie – installierte Leistungen und Speicherkapazitäten (2030)	74

Abbildung 28: Industrie – Wärmegestehungskosten (2030)	75
Abbildung 29: Industrie – Deckungsgrad der Jahreswärmearbeit (2045)	76
Abbildung 30: Industrie – installierte Leistungen und Speicherkapazität (2045).....	76
Abbildung 31: Industrie – Wärmegestehungskosten (2045)	77
Abbildung 32: Rechenzentrum – Deckungsgrad der Jahreswärmearbeit (2030)	78
Abbildung 33: Rechenzentrum – installierte Leistungen und Speicherkapazität (2030).....	79
Abbildung 34: Rechenzentrum – Wärmegestehungskosten (2030)	80
Abbildung 35: Rechenzentrum – Deckungsgrad der Jahreswärmearbeit (2045)	81
Abbildung 36: Rechenzentrum – installierte Leistungen und Speicherkapazität (2045).....	81
Abbildung 37: Rechenzentrum – Wärmegestehungskosten (2045)	82
Abbildung 38 – installierte Leistungen und Speicherkapazität	87
Abbildung 39 – Dauerlinien Altbauszenarien	88
Abbildung 40 – Wärmegestehungskosten.....	89
Abbildung 41: Darstellung der Bohrung Berlin-Wartenberg 2/86 mit sequenzstratigraphischer und lithofazieller Interpretation. Für das Land Berlin können vier Horizonte im Unteren Jura (mrs Het 2, mrs Sin 1, mrs Sin 2, mrs Pli 2) genutzt werden....	95
Abbildung 42: Legende für folgende Abbildungen	96
Abbildung 43: Lithofazielle Rekonstruktion des Aquifersystems im oberen Hettang	97
Abbildung 44: Lithofazielle Rekonstruktion des Aquifersystems im unteren Sinemur	98
Abbildung 45: Lithofazielle Rekonstruktion des Aquifersystems im oberen Sinemur.....	99
Abbildung 46: Lithofazielle Rekonstruktion des Aquifersystems im oberen Pliensbach...	100
Abbildung 47: Spezifische Kosten von saisonalen Wärmespeichern.....	132
Abbildung 48: Umlagen, Steuern Abgaben und Netzentgelte für 2020 bis 2024	175
Abbildung 49: Vereinfachte Darstellung des geologischen Gradienten	176
Abbildung 50: Fallbeispiel 1 – Industrieabwärme und HT-ATES oder TTES – Entladung.	176
Abbildung 51: Fallbeispiel 2 – Rechenzentrum und HT-ATES oder TTES – Entladung.....	177
Abbildung 52: Fallbeispiel 3 – Rechenzentrum und NT-ATES – Entladung.....	177
Abbildung 53: Fallbeispiel 4 – Fluss und HT-ATES oder TTES Entladung.....	177
Abbildung 54: Fallbeispiel 5 – Fluss und BTES Entladung im Winter	178
Abbildung 55: Fallbeispiel 6 – Fluss und NT-ATES Entladung.....	178

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Kenngrößen von sensiblen Wärmespeichern.....	15
Tabelle 2: Spezifische Wärmekapazitäten von verschiedenen Materialien unter Normalbedingungen.....	21
Tabelle 3: Kategorisierung von Aquiferwärmespeichern nach Anwendungsbereich, Teufe und Temperaturbereich.....	24
Tabelle 4: Zuordnung relevanter Wärmespeichertechnologien zu Anwendungsfällen.....	30
Tabelle 5: Übersicht der großen Fernwärmenetze in Berlin	31
Tabelle 6: Wärmespeicher für große Wärmenetze	32
Tabelle 7: Anwendungsfall 3 - Wärmespeicher in der Quartiersversorgung.....	36
Tabelle 8: KWK-Anlagen im Versorgungsgebiet der BEW	54
Tabelle 9: Angenommene Temperaturen und Leistungen von Abwärmequellen.....	59
Tabelle 10: Rechnungen im Anwendungsfall 3.....	62
Tabelle 11: Erdbeckenwärmespeicher in Deutschland nach Standort und Größe.....	93
Tabelle 12: Oberirdischer Flächenbedarf von HT-ATES und PTES als Langzeitwärmespeicher im Verbundnetz unter Annahme unterschiedlicher Speicherkapazitäten	102
Tabelle 13: Zusammenfassung des Flächenplanungsrechts.....	108
Tabelle 14: Übersicht des Genehmigungsrechts (mit Ausnahme des Baugenehmigungsrechts)	122
Tabelle 15: Übersicht des Baugenehmigungsrechts.....	124
Tabelle 16: Zusammenfassung der wesentlichen, technologiespezifischen Hemmnisse in Berlin.....	139

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

Die Transformation des Wärmesektors ist ein zentraler Baustein, um die Klimaziele des Berliner Energie- und Klimaschutzgesetzes (EWG Bln) zu erreichen. Dieser Sektor ist für 47 % der CO₂-Emissionen in Berlin verantwortlich [1]. Die Wärmestrategie für das Land Berlin hat bereits im Jahr 2021 die hohe Bedeutung einer gesamtstädtischen Wärmeplanung als Leitinstrument für die Wärmewende gezeigt. Sie beinhaltet ebenso Instrumente, mit denen eine klimaneutrale Wärmeversorgung in Berlin erreicht werden kann. Auf dieser Grundlage hat das Land Berlin den Prozess der Wärmeplanung angestoßen. Seit Inkrafttreten des Wärmeplanungsgesetzes im Jahr 2024 ist die Erstellung einer Wärmeplanung für Städte und Gemeinden verpflichtend. 2026 muss das Land Berlin die gesamtstädtische Wärmeplanung vorlegen. Ein wichtiger Bestandteil davon ist die Erhebung der Potenziale für erneuerbare Energien und Abwärme sowie für Wärmespeicher in Berlin.

Wärmespeicher sind dabei ein wichtiger Baustein der Wärmewende [1]. Während Kurzzeit-Wärmespeicher das Lastmanagement und eine effiziente Sektorenkopplung unterstützen, eignen sich saisonale Wärmespeicher dazu die Deckungsgrade der erneuerbaren Energien in Wärmenetzen zu erhöhen. Besonders in Monaten, in denen wenig bis gar nicht geheizt wird, ist mehr Wärme aus erneuerbarer Energie und Abwärme verfügbar als gebraucht wird und kann über saisonale Wärmespeicher in den kälteren Monaten nutzbar gemacht werden. In diesem Zeitraum übersteigt sonst der Wärmebedarf die Verfügbarkeit an erneuerbaren Energien und Abwärme. Die Untersuchung von Wärmespeicherpotenzialen für das Land Berlin ist in der Phase der Potenzialanalyse der Wärmeplanung verankert. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen fließen in die gesamtstädtische Wärmeplanung ein. Sie dienen bei der Wärmeplanung dazu, ein Zielszenario für Wärmeversorgung zu entwickeln, Eignungsgebiete für Wärmespeicher zu identifizieren und Strategien und Maßnahmen zur Nutzung dieser Potenziale zu erarbeiten. [2]

1.2 Zielsetzung

Das Vorhaben zeigt den Nutzen, die Potenziale sowie den Wärmespeicher- und den daraus resultierenden Flächenbedarf für exemplarische Gebiete bzw. Anwendungsfälle (AWF) auf. Hieraus werden richtungsweisende Maßnahmen und Instrumente zur Entwicklung und Umsetzung von Wärmespeichern in Berlin abgeleitet.

Dazu werden im ersten Kapitel sowohl der Stand der Technik als auch weniger verbreitete Speichertechnologien hinsichtlich ihrer wirtschaftlichen und technischen Kenngrößen sowie ihrer Einsatz- und Funktionsweise untersucht. Darauf aufbauend werden relevante Technologien ausgewählt und spezifischen Anwendungsfällen (AWF) zugeordnet.

Die Anwendungsfälle decken unterschiedliche Versorgungsstrukturen ab, die jeweils spezifische Speicherauslegungen und zeitliche Einsatzstrategien erfordern. Im ersten AWF handelt es sich um das Berliner Verbundwärmenetz, in dem Langzeitwärmespeicher eingesetzt werden könnten, um Wärme aus erneuerbaren Energien sowie Abwärme saisonal zu speichern und in die Heizperiode zu verschieben. Ein weiterer AWF innerhalb des Verbundwärmenetzes ist die kurz- bis mittelfristige Flexibilisierung von Wärmeangebot und -nachfrage, um eine bessere Anpassung an schwankende Bedingungen im Strom- und Wärmemarkt zu ermöglichen. In zwei weiteren AWF werden Nahwärmenetze für bestehende Quartiere und die dezentrale Wärmeversorgung betrachtet.

Für das Verbundnetz wurden Berechnungen auf Basis der Dekarbonisierungsfahrpläne durchgeführt. Im Vorfeld erfolgte eine Einordnung der geplanten Wärmespeicherkapazitäten auf Basis eines Austauschs mit relevanten Stakeholdern, von Literatur und Berechnungen, um die Ziele der Dekarbonisierungsfahrpläne hinsichtlich der Wärmespeicherung zu validieren. Um Möglichkeiten für eine kosteneffiziente Wärmeversorgung in Quartiersnetzen zu ermitteln, wurden in Abstimmung mit der SenMVKU und relevanten Stakeholdern konkrete Fallbeispiele für die Anwendungsfälle entwickelt. Anschließend erfolgt eine Berechnung energetischer, ökonomischer und ökologischer Kenngrößen für die Fallbeispiele, um die verschiedenen Wärmespeicherkonzepte und -technologien zu analysieren und zu bewerten.

Der aus den Berechnungen resultierende Speicherbedarf für die zukünftige Wärmeversorgung im Verbundnetz Berlins wird anschließend auf verschiedene Speicherarten übertragen. Für tiefe Aquiferwärmespeicher (ATES) werden derzeitige Potenzialflächen in Berlin aufgezeigt. Anhand von Praxisbeispielen umgesetzter oder geplanter Niedertemperatur (NT)-, Hochtemperatur (HT)-ATES sowie von Erdbeckenwärmespeichern wird der erforderliche Flächenbedarf für unterschiedliche Wärmespeicherkapazitäten berechnet.

Für die Speichertechnologien und Anwendungsfälle wird die regulatorische Umsetzbarkeit unter Berücksichtigung des geltenden Rechtsrahmens untersucht. Dies umfasst sowohl das Flächenplanungs- und Genehmigungsrecht als auch die bestehende Förderkulisse.

Anschließend werden Empfehlungen zur Weiterentwicklung des Rechtsrahmens gegeben, um die Umsetzung von Wärmespeichertechnologien zu erleichtern und zu unterstützen. Zudem werden die mithilfe von Literaturlauswertung und Stakeholder-Beteiligung erforschten zentralen Hemmnisse und Erfolgsfaktoren für die Umsetzung von Wärmespeicherprojekten in Berlin beschrieben. Aus den Ergebnissen der Stakeholderbefragungen und -workshops wurden sechs konkrete Maßnahmenvorschläge für eine Unterstützung der Umsetzung von Wärmespeichern in Berlin abgeleitet.

2 Anwendungsfälle für Wärmespeicher im Land Berlin

2.1 Funktionsweise und Kenngrößen von Speichertechnologien

In den folgenden Abschnitten werden Wärmespeicher nach ihrem physikalischen Prinzip in sensible, latente und thermochemische Wärmespeicher unterteilt. Bei sensiblen Speichern erfolgt die Wärmespeicherung durch eine Temperaturänderung, bei latenten durch einen Phasenwechsel (z. B. flüssig-zu-fest) und bei thermochemischen durch reversible chemische Reaktionen. Weiterhin kann je nach Speicherkonzept zwischen Kurzzeitspeicherung (typischerweise Behälterwärmespeicher, insbesondere Pufferspeicher) und Langzeitspeicherung (typischerweise Erdbecken, Aquifer und Erdsonden) unterschieden werden.

Kurzzeitwärmespeicher zeichnen sich durch eine kurze Speicherdauer aus und besitzen ca. 100 bis 200 Vollzyklen pro Jahr [3]. Sie können genutzt werden, um Lastspitzen auszugleichen, eine strompreisoptimierte Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK)-Anlagen, Wärmepumpen (WP) und Elektroheizern (EH) zu ermöglichen oder in solarthermischen Systemen die tagsüber gewonnene Wärme für die Nacht zu speichern. Langzeitwärmespeicher speichern die Wärmeenergie hauptsächlich saisonal und unterscheiden sich daher von Kurzzeitwärmespeichern durch eine niedrige Vollzyklenzahl von 1 bis 2 Zyklen pro Jahr [4], [5]. Neben der meist ganzjährig verfügbaren Wärme aus erneuerbaren Energien und Abwärme besteht insbesondere in den Sommermonaten ein erhebliches Potenzial zur Zwischenspeicherung. Da der Wärmebedarf im Sommer deutlich geringer ist als im Winter, kann eine Langzeitwärmespeicherung eine höhere Ausnutzung der Wärmequellen ermöglichen. Dabei wird überschüssige Wärme im Sommer gespeichert und kann in der Heizperiode bei höherem Wärmebedarf genutzt werden. Langzeitwärmespeicher zeichnen sich im Vergleich zu Kurzzeitspeichern durch eine hohe Speicherkapazität und geringere spezifische Kosten aus. [6], [7]

Als Stand der Technik sind Behälterwärmespeicher als Kurzzeitwärmespeicher sowie Aquifer-, Erdbecken- sowie Erdsondenwärmespeicher (BTES) als Langzeitwärmespeicher von besonderer Bedeutung (vgl. Abschnitt 2.2). Die weiteren Speichertechnologien werden der Vollständigkeit halber aufgeführt, inklusive einer kurzen Erläuterung, weshalb sie im Zuge dieses Vorhabens nicht näher betrachtet werden.

2.1.1 Sensible Wärmespeicher

Das Grundprinzip der Speicherung in sensiblen Wärmespeichern beruht auf der Temperaturänderung des Speichermediums, wodurch die Wärmespeicherfähigkeit durch die maximale Temperaturdifferenz zwischen der minimalen und der maximalen Betriebstemperatur des Speichermediums begrenzt ist [4]. In den nächsten Abschnitten werden die folgenden Technologien der sensiblen Wärmespeicherung beschrieben:

- 2.1.1.1 Behälterwärmespeicher
- 2.1.1.2 Erdbeckenwärmespeicher
- 2.1.1.3 Erdsondenwärmespeicher
- 2.1.1.4 Aquiferwärmespeicher
- 2.1.1.5 Sensible Feststoffspeicher

Sie unterscheiden sich in möglichen Speichermedien (z. B. Wasser, Sand, Kies, Gestein). Behälterwärmespeicher werden üblicherweise zur kurzzeitigen Entkopplung der Wärmezeugung und der Wärmenachfrage eingesetzt. Erdbecken- (z. B. Heißwasser- oder Kies/Wasser-Varianten), Erdsonden- und Aquiferwärmespeicher werden üblicherweise zur saisonalen Speicherung genutzt [4]. Saisonale Wärmespeicher sind für die Bereitstellung von Wärme überwiegend im Niedertemperaturbereich geeignet [9]. Bei höheren Temperaturen, wie sie für die Fernwärmeversorgung benötigt werden, ist ggf. eine zusätzliche Temperaturerhöhung erforderlich [10], [11]. Tabelle 1 zeigt wichtige Kennwerte von sensiblen Wärmespeichern.

Tabelle 1: Kenngrößen von sensiblen Wärmespeichern

Größe m ³	Temperaturniveau in °C	Energieverluste ¹ K/Tag	Wärmeverluste %	Be- und Entladezeit	Energiedichte in kWh/m ³ ²	Investitionskosten in €/m ³ (WÄ ³)	Platzbedarf in m ² /m ³
Erdbeckenwärmespeicher PTES							
2x10 ³ – 200x10 ³ [12] ⁴ , 5x10 ³ – 5x10 ⁵ [13]	Beladung max. 90 Entladung 35 [14][15], 10-95 [13]	0,04 – 0,1 [14]	20 – 40 [14]	Stunden – Jahr ⁵ [16]	40 – 80 [13]	25-200 €/m ³ WÄ [12], [13]	0,1 – 0,15 [14],[13]
Aquiferwärmespeicher ATES							
5x10 ³ – 35x10 ³ [16] 40x10 ³ – 500 x10 ³ [17]	2 – 80, 40 – 190 ⁶ [19], 5 – 95 [16] 10 – 80[17]		30 [19], 25 – 55 [16]	Stunden – Jahr ⁵ [16]	30 – 40 [18] 20 – 40 [17]	4-35[15], [17],[18], 50 [12] 0,3 - 1,4 €/kWh [20]	Vernachlässigbar [17]
Erdsondenwärmespeicher BTES							
> 50x10 ³ (Sondensfeld) [21], 40x10 ³ – 500x10 ³ [22]	40 – 80 [21] 4 – 35 [19] 5 - 90 [18] 10 - 80 [22]		36 - 82 [23], 25 - 55 [19]	Stunden – Jahr ⁵ [16]	Ca. 60, 15 - 30 [19]	20 – 53 [22], [18] 0,7 – 2 €/kWh [20] 50 - 100 [23]	0,01 – 0,05 [22]
Pufferspeicher							
0,5 - 5 [14]	bis 95 [14]	15 W/m ² [3]	2 %/h [14]	Stunden ⁷	30 – 60	0,0077 – 0,0104	0,116 – 0,026
Behälterwärmespeicher (1-Zohnenspeicher) TTES							
(200-) 5x10 ³ – 50x10 ³ [24]	10 – 98 5 – 95 [18]	15 W/m ² [3] 0,2 %/Tag [14]	0,4 – 1,5 kWh/a [3] 30 [14] 0,5 – 2,5 ⁸ [25]	6–8 Stunden	30 – 100 [26], [24], [18], [25]	100 - 500 [3],[24],[18] 0,4 – 10 [25], [20]	0,116 – 0,026 0,02 – 0,04 [24]
2-Zohnenspeicher (Hedbäckspeicher)							
(200-) 5x10 ³ – 50x10 ³ [24]	bis max.160 [24], [27]	15 W/m ² [3]	0,1–0,5 ⁸	6 – 8 Stunden	50 – 60 [26]	350 – 700 [3]	0,116 – 0,026
Druckspeicher							
100 - 10x10 ³ [28]	Bis 150 [16] 60 – 180 [28]	15 W/m ² [3]	0,5–1 ⁸	6 – 8 Stunden	55 – 70 [26], 60 – 180 [28]	800 – 1.200 [3], 500 – ~2100 [28]	0,116 – 0,026, 0,4 – 0,7 [28]

¹ während der Speicherung

² Abhängig von nutzbarer Temperaturdifferenz.

³ Wasseräquivalent

⁴ Wasseräquivalent (Durch Kies-Wasser-Gemisch unterscheidet sich das Wasseräquivalente Speichervolumen vom Brutto Speichervolumen um ca. 1/3.)

⁵ Langzeit- und Kurzzeitwärmespeicherung. Reaktionszeit: Minuten

⁶ Je nach Standort in Berlin

⁷ Kurzzeitwärmespeicherung

⁸ Pro Tag

Erdbecken-, Erdsonden- und Aquiferwärmespeicher sind unterirdische Wärmespeicher und fallen somit in den Einflussbereich der Geothermie. Zwischen der Nutzung der Geothermie und der Wärmespeicherung bestehen natürliche Synergien, wodurch die geologischen und geothermischen Standortbedingungen die Realisierbarkeit dieser Speicher bestimmen. [4] Im Folgenden werden daher die geologischen Rahmenbedingungen in Berlin hinsichtlich der Nutzung geothermischer Ressourcen und Wärmespeicher beschrieben.

„Geothermische Energie“ bezeichnet die Wärme, welche unterhalb der Oberfläche der festen Erde gespeichert ist. Sie stammt einerseits aus dem Erdinneren oder wird durch äußere Einflüsse wie Sonneneinstrahlung oder Niederschläge eingebracht. Die durch den Erdkern beeinflussten Temperaturen nehmen mit zunehmender Tiefe durchschnittlich etwa um 3 °C pro 100 Meter zu (geothermischer Gradient). Dieser Mittelwert gilt für große Teile des Untergrundes in Deutschland und auch für den Untergrund Berlins, welcher hauptsächlich während der Weichsel-Kaltzeit geformt wurde. Geothermische Systeme können zum Heizen, Kühlen und Speichern thermischer Energie genutzt werden. Aufgrund der Unterschiede in den Temperaturen und Systemen wird zwischen oberflächennaher und tiefer Geothermie differenziert (vgl. Abbildung 1) [29], [30]. Die Unterschiede werden im Folgenden erläutert.

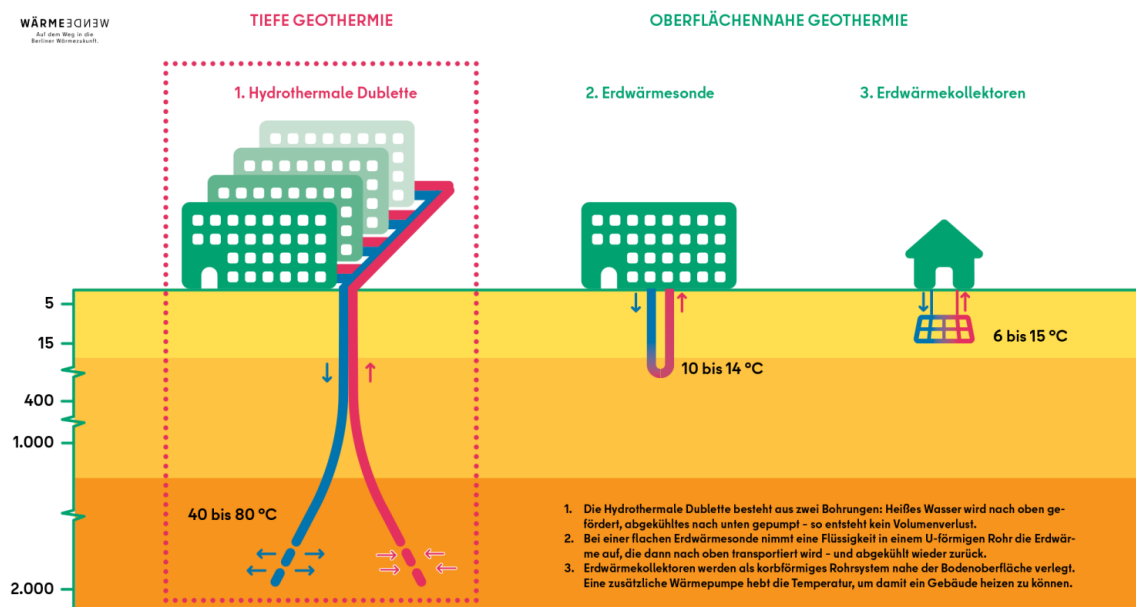


Abbildung 1: Tiefe und Oberflächennahe Geothermie [31]

Oberflächennahe Geothermie in Berlin

Die oberflächennahen Erdschichten werden weniger durch den Wärmestrom aus dem Erdinneren, sondern vielmehr durch meteorologische, klimatische und anthropogene Einflüsse bestimmt und daher sind die Temperaturen hier stark saisonalen Schwankungen unterworfen. Unter normalen Umständen zeigt sich ab einer Tiefe von circa 20 Metern eine konstante Temperatur von 9 °C und kaum noch eine Veränderung der Temperatur durch die Oberfläche. Aufgrund des urbanen Einflusses kann in Berlin in solch einer Tiefe aber auch eine höhere Temperatur von 12 °C gemessen werden. Temperaturmessungen belegen, dass in bestimmten innerstädtischen Gebieten die Beeinflussung der Temperatur sogar bis zu einer Tiefe von über 80 Metern reicht. Dabei zeigt sich, dass die Durchschnittstemperatur des Untergrunds und des Grundwassers in einigen Fällen um mehr als 4 °C von der Temperatur in dünn besiedelten Randbereichen abweicht [30].

Die Nutzung von Geothermie in Berlin ist derzeit nahezu ausschließlich auf oberflächennahe Anwendungen beschränkt, die in Berlin momentan auf eine maximale Tiefe von 100 Metern beschränkt [30], [32], [33]. Seit den 1990er Jahren wurden in Berlin tausende Anlagen zur oberflächennahen geothermischen Nutzung errichtet, welche Wohnhäuser, öffentliche Gebäude und Unternehmen mit Wärme und Warmwasser versorgen [34]. Die Nutzung der oberflächennahen Geothermie erfolgt überwiegend in Verbindung mit Wärmepumpen. Hier wird im Winter dem Erdreich Wärme entzogen, während im Sommer idealerweise „die Kälte“ genutzt wird. Für die Raumkühlung im Sommer wird dem Untergrund Wärme zugeführt, wodurch sich das Erdreich regeneriert und somit als Wärmespeicher fungiert. Alternativ kann eine Regeneration durch Einspeisung von Solarthermie erfolgen. Die oberflächennahen Anwendungen umfassen Erdwärmekollektoren, Erdwärmesonden, Grundwasserbohrungen oder Energiepfähle. [35]

Tiefe Geothermie in Berlin

„Tiefe Geothermie bezeichnet die Nutzung von Erdwärme ab einer Tiefe von 400 m.“ [1]. An anderer Stelle wird ab 400 bis 1000 m und 20°C von mitteltiefer Geothermie und von tiefer Geothermie erst bei Tiefen über 1.000 Metern und bei Temperaturen größer als 60 °C gesprochen. Vorteil der Tiefen Geothermie im Vergleich zu oberflächennaher Geothermie ist, dass bei entsprechender Bohrtiefe eine direkte Nutzung der Erdwärme zu Heizzwecken ohne Temperaturanhebung möglich ist. Die Wärmeenergie kann durch tiefe Erdwärmesonden (40-100°C), Hydrothermale Systeme (40-150°C) oder Petrothermale Systeme (150-200°C) nutzbar gemacht werden. [36]

Die im Stadtgebiet von Berlin vorhandenen geologischen Voraussetzungen sind nach derzeitigem Informationsstand inhomogen und nicht so vorteilhaft wie im süddeutschen

Molassebecken, stehen jedoch einer wirtschaftlichen Nutzung nicht grundsätzlich entgegen.

2.1.1.1 Behälterwärmespeicher

Behälterwärmespeicher (überwiegend Pufferspeicher) werden zur kurzfristigen Speicherung von Wärme eingesetzt. Sie entkoppeln Verbrauch und Erzeugung über wenige Minuten oder Stunden, um den An-Aus-Betrieb der Erzeugeranlagen zu reduzieren. [4] In Wärmenetzen können Verdrängungswärmespeicher als Untertyp der Behälterwärmespeicher zur kurzfristigen Speicherung von Wärme für wenige Stunden oder Tage eingesetzt werden. [37], [3]

Für die Anwendungen als Kurzzeitwärmespeicher werden üblicherweise Behälterwärmespeicher aus Stahl genutzt, die in der Regel oberirdisch gebaut und mit entsprechender Wärmedämmung versehen werden. Als Speichermedium kommt das Fernheizwasser des Wärmenetzes zum Einsatz, wobei sich im Speicher selbst normalerweise zwei Schichten mit unterschiedlicher Temperatur befinden und eine Temperaturgrenzschicht dazwischenliegt. Die untere Schicht hat das Temperaturniveau des Rücklaufes (TRL) vom Wärmenetz (bspw. 60°C). Die obere Schicht hingegen hat eine höhere Temperatur (bspw. 98 °C). Aufgrund der ausgeprägten Temperaturabhängigkeit der Dichte von Wasser bleibt die Schichtung stabil. Beim Beladen des Speichers wird warmes Wasser in die obere Schicht eingebracht und das gleiche Volumen an Wasser aus der unteren kalten Schicht entnommen. Dabei bewegt sich die Temperaturgrenzschicht nach unten. Die Wassermenge im Behälter bleibt damit immer identisch, es wird lediglich warmes Wasser von kaltem verdrängt (Entladung) bzw. kaltes von warmem (Beladung). Daher werden diese Speicher auch als Verdrängungswärmespeicher bezeichnet⁹. Es kann zwischen drei Typen von Verdrängungswärmespeichern unterschieden werden [3], [4], [37]:

- **Atmosphärische Verdrängungswärmespeicher** besitzen über der warmen Wasserschicht ein Dampfpolster, welches einen atmosphärischen Druck aufweist, wodurch die Temperatur auf ca. 98 °C begrenzt ist. Ihr Vorteil: Sie gelten nicht als Druckbehälter und müssen nur dem statischen Wasserdruck standhalten. Solche Speicher können über 50.000 m³ fassen, wie z. B. der 56.000 m³ große Speicher am

⁹ Im Gegensatz dazu Behälterwärmespeicher, bei denen das Speichermedium und das Transportmedium durch einen Wärmeübertrager stofflich und druckmäßig getrennt sind. Diese kommen bei kleineren Speichern zum Einsatz.

Heizkraftwerk Reuter West in Berlin, der mit 200 MW_{th} bis zu 13 Stunden Fernwärme liefert [38].

- **2-Zonenspeicher (Hedbäck-Speicher)** erlauben Temperaturen von bis zu ca. 120 °C in der Warmwasserschicht ohne als Druckbehälter ausgeführt zu werden. Das wird erreicht, indem der Speicher durch ein Zwischendach konstruktiv in eine obere und eine untere Zone geteilt wird. In der oberen Zone befindet sich eine zusätzliche Wasserschicht, die durch ihr Gewicht den notwendigen Druck auf die heiße Warmwasserschicht in der unteren Zone ausübt. Diese Wassersäule erzeugt durch ihr Gewicht den notwendigen Druck, der verhindert, dass das heiße Wasser zu kochen beginnt. Die obere Schicht ist hydraulisch mit der Warmwasserschicht verbunden, bleibt jedoch thermisch weitgehend getrennt, so dass die Schichtung durch Dichteunterschiede stabil bleibt [27].
- **Druckwärmespeicher** sind Druckbehälter, die höhere Temperaturen ermöglichen und auf dem Druckniveau des Wärmenetzes betrieben werden, was die Einbindung erleichtert. Die Speichertemperatur wird so gewählt, dass keine Nachheizung des Fernheizwassers nötig ist, selbst bei hohen Vorlauftemperaturen im Winter. Aufgrund der Materialanforderungen sind sie kleiner und fassen z. B. 2.500 m³ pro Behälter bei 6 bar [3].

Verdrängungswärmespeicher können innerhalb von 6 bis 8 Stunden vollständig be- oder entladen werden. Dazu werden an den Stellen, an denen das Wasser im Wärmespeicher ein- und ausströmt, Diffusoren und Prallplatten eingebaut, welche die Fließgeschwindigkeit reduzieren und Turbulenzen vermeiden. So können vergleichsweise hohe Be- und Entladeleistungen ohne Durchmischung des Speicherinneren realisiert werden [3].

Die Investitionskosten betragen etwa 300 bis 600 €/m³ für atmosphärische Verdrängungswärmespeicher, 350 bis 700 €/m³ für 2-Zonenspeicher und 800 bis 1.200 €/m³ für Druckwärmespeicher [39]. Die Preisspannen resultieren aus unterschiedlicher Peripherie und marktbedingten Schwankungen. Der Platzbedarf von Behälterwärmespeichern hängt vom Höhen-zu-Durchmesser Verhältnis ab, das in der Regel zwischen 1:1 und 2:1 liegt. Dies entspricht 0,026–0,116 m²/m³ bei runder und 0,033–0,021 m²/m³ bei quadratischer Bauweise¹⁰ [3], [37].

¹⁰ inkl. Wärmedämmung und Einhausung.

Die Wärmeverluste von Verdrängungswärmespeichern sind abhängig von der Geometrie, der Größe, den Temperaturen der Wasserschichten, deren Dimensionierung und der mittleren Außentemperatur im Jahr und im Wesentlichen von der Wärmedämmung. Laut KWKG¹¹ sind maximal 15 W/m² Wärmeverlust förderfähig und im AGFW-Arbeitsblatt 313 ist dazu eine Berechnungsvorschrift formuliert [3], [37]. Für den Referenzstandort Potsdam ergibt die Berechnung, dass ein Wärmespeicher mit über 40.000 m³ Volumen und einer Speichertemperatur von 98°C pro Jahr 43 % der Speicherkapazität durch Verluste einbüßt. Bei einer Fahrweise mit beispielsweise 150 Vollzyklen pro Jahr betragen die Verluste etwa 0,3 % der insgesamt über das Jahr zwischengespeicherten thermischen Energie [3].

2.1.1.2 Erdbeckenwärmespeicher

Erdbeckenwärmespeicher („Pit Thermal Energy Storage“, kurz PTES) sind im Allgemeinen künstlich ausgehobene Hohlräume, die je nach Auslegung entweder Kies/Wasser, Erdreich/Wasser oder ausschließlich Wasser als Speichermedium verwenden [4], [5]. Bei PTES wird geometrisch zwischen den Auslegungsformen Zylinder, Kegelstumpf und Pyramidenstumpf differenziert. Dabei besteht die Möglichkeit, das Becken sowie die Speicheroberfläche zu dämmen. Das Speicherprinzip entspricht dem von Behälterwärmespeichern (Verdrängungswärmespeichern).

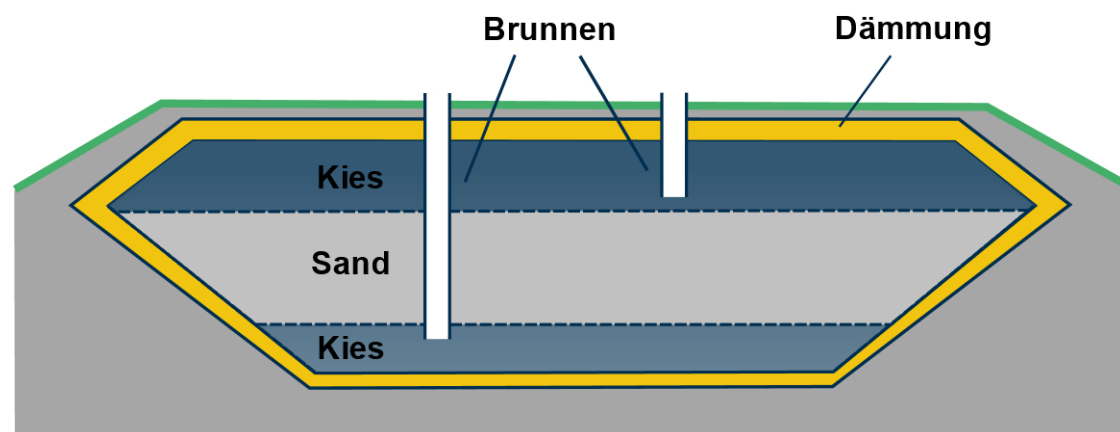


Abbildung 2: Aufbau Erdbeckenwärmespeicher

In einem PTES kann die Wärme sowohl kurzfristig über mehrere Tage als auch längerfristig über Monate gespeichert werden [13]. Um den Temperaturengleich zwischen den zwei Schichten innerhalb des Beckens zu minimieren und die Wärmeverluste des Speichers

¹¹ §22 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 20. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2512) geändert worden ist

möglichst gering zu halten, wird bei der Planung in der Regel auf das Höhen-Durchmesser-Verhältnis (h/d) und auf das Volumen-Oberflächen-Verhältnis (V/A) geachtet [40]. Besonders für den saisonalen Betrieb, bei dem die Wärmeverluste im Erdreich am größten sind, sollte ein h/d -Verhältnis von etwa 1,0 angestrebt werden. Einige der realisierten Projekte zeigten jedoch, dass der Richtwert aufgrund unterschiedlicher Faktoren (z. B. ästhetische Anforderungen, geophysikalische Randbedingungen und wirtschaftliche Aspekte) nur schwer einzuhalten ist. In Deutschland errichtete PTES weisen h/d -Verhältnisse zwischen 0,18 und 2,3 auf [5], [40].

Die Wärmekapazität ist bei einem mit Wasser gefüllten PTES höher als bei den Varianten mit Kies/Wasser und Erdreich/Wasser, welche jedoch eine mechanische Belastbarkeit der Oberfläche auf dem PTES ermöglichen [13]. In Tabelle 2 ist die Wärmekapazität für unterschiedliche Materialien aufgeführt. Die Speichertemperaturen sind theoretisch auf 90-95°C begrenzt. Da die Speichertemperatur auch von den verwendeten Dämmmaterialien abhängt, sinkt die Speichertemperatur in der Praxis auf 80-85°C [4], [21], [41], [42]. Die Investitionskosten variieren zwischen etwa 32 bis 211 €/m³. Diese Kosten werden von verschiedenen Faktoren beeinflusst, darunter die Speichergeometrie, die Art der Abdeckung, die Dämmung sowie das verwendete Speichermedium [13], [43]. (siehe Abschnitt 3.2.6 Baukonzepte im Überblick).

Tabelle 2: Spezifische Wärmekapazitäten von verschiedenen Materialien unter Normalbedingungen

Name	Spezifische Wärmekapazität in kJ/(kg*K)	Quelle
Wasser	4,2	[4]
Kies	0,71	[40]
Basalt	0,72–1,00	[32]
Kalkgestein	0,80–1,00	[32]
Sandstein	0,82–1,00	[32]

2.1.1.3 Erdsondenwärmespeicher

Bei Erdsondenwärmespeichern („Borehole Thermal Energy Storage“, kurz BTES) wird die Wärme im Erdreich oder im Gestein gespeichert. Die Wärmeübertragung erfolgt über vertikale Erdwärmesonden, bei denen es sich um ein geschlossenes Rohrsystem handelt, das in Bohrungen eingebracht wird. Über eine zirkulierende Wärmeübertragerflüssigkeit kann die Wärme durch die Rohre transportiert und im Erdreich an das umgebende Gestein abgegeben werden. Die Bohrlänge variiert in Abhängigkeit der thermischen Eigenschaften des Erdreiches. Typische Bohrtiefen liegen zwischen 20 und 150 Metern, wobei in Einzelfällen auch Bohrungen von bis zu 400 Metern möglich sind [21]. BTES finden somit überwiegend in der oberflächennahen Geothermie Anwendung.

In der Literatur werden allgemein mögliche Speichertemperaturbereiche von 40 bis 80 °C genannt [8], [21]. In Berlin liegt die Temperatur des Untergrundes und des Grundwassers im oberflächennahen Bereich im Jahresmittel bei 12 °C [37]. Mögliche Speichertemperaturen werden hier jedoch durch wasserrechtliche Vorgaben stark eingeschränkt, welche in Abschnitt 4.2.4 näher beschrieben werden.

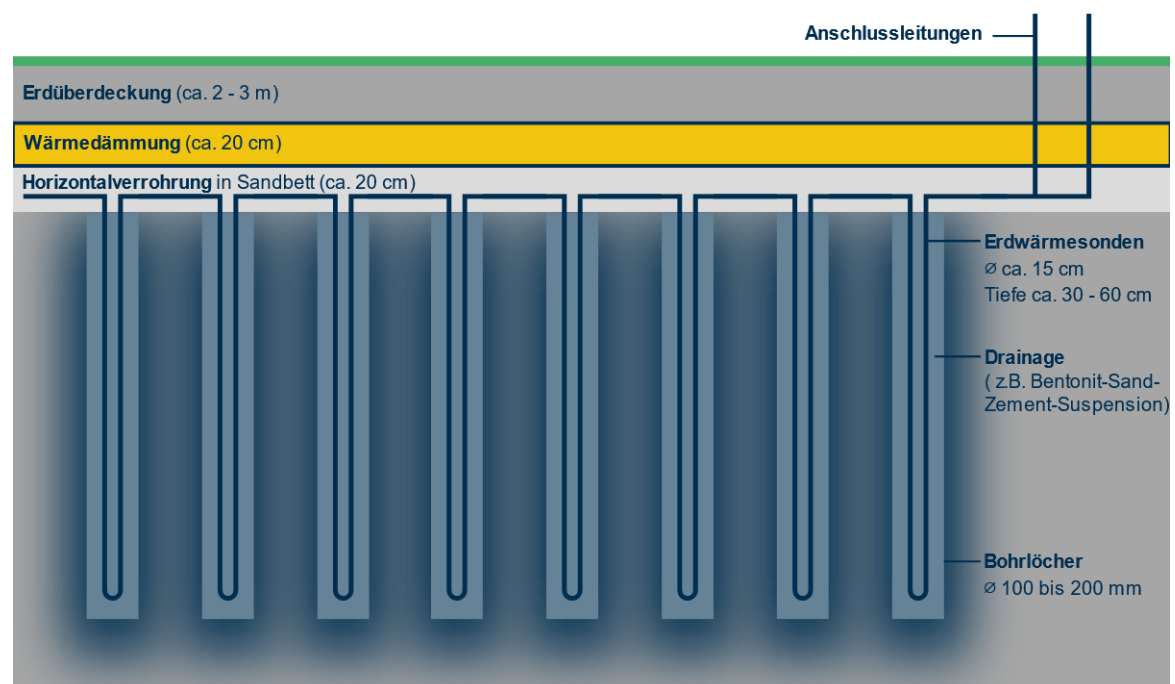


Abbildung 3: Aufbau Erdsondenwärmespeicher

Ein BTES ist in der Regel mit einer hohen Anzahl dicht angeordneter Sonden ausgestattet, welche in der Praxis zumeist kreisförmig platziert werden. Der Abstand zwischen den Sonden liegt in der Regel zwischen 1,5 und 4 Metern [32], [33]. Die Sonden sind untereinander hydraulisch verbunden und an der Oberfläche wärmedämmend. Bei der Planung des Speichers ist deshalb auf ein geeignetes Volumen-zu-Oberflächen-Verhältnis zu achten, um die Wärmeverluste zu minimieren [42], [43]. Mit einem Verfüllmaterial (z. B. einer Bentonit-Sand-Zement-Suspension) wird die Bohrung verfüllt, um die Wärmeleitfähigkeit zwischen der Wärmeträgerflüssigkeit und dem Gestein zu erhöhen [4], [8]. Als Sondenkonfigurationen kommen koaxiale U-Rohre, Einzel-U-Rohre oder Doppel-U-Rohre zum Einsatz. Im Falle eines Defekts kann die Funktionalität der Erdsonde im Idealfall erhalten bleiben, da der Betrieb auch bei reduzierter Wärmeübertragung eines einzelnen U-Rohres weiterhin möglich ist [32], [33]. Bei der Aufladung des Wärmespeichers erfolgt das

Durchleiten eines Wärmeträgerfluids von der Mitte nach außen durch die Sonden, wodurch Wärmeverluste verringert werden. Bei der Entladung des Wärmespeichers wird die Fließrichtung umgekehrt [32].

Die Betrachtung der spezifischen Wärmekapazitäten zeigt, dass Wasser mit einem Wert von $4,18 \text{ kJ}/(\text{kg}\cdot\text{K})$ im Vergleich zu Felsgestein, dessen spezifische Wärmekapazität im Bereich von $0,75 - 1 \text{ kJ}/(\text{kg}\cdot\text{K})$ liegt, eine etwa vier- bis sechsmal höhere Wärmekapazität besitzt und somit eine deutlich größere Energiemenge pro Masseneinheit speichern kann. Wird die Wärmekapazität auf das Volumen bezogen, spricht man von der volumetrischen Wärmekapazität bzw. der Wärmespeicherzahl $s \text{ (kJ}/\text{m}^3\cdot\text{K})$. Es ist dabei zu berücksichtigen, dass der relative Unterschied der Wärmespeicherfähigkeit zwischen Wasser und Felsgestein bei volumetrischer Betrachtung aufgrund der höheren Dichte von Felsgestein um etwa die Hälfte reduziert wird [32].

Für den oberirdischen Platzbedarf wird sich an dem Höhen-zu-Durchmesser-Verhältnis orientiert, welches bei BTES zwischen $0,01 - 0,05 \text{ m}^2/\text{m}^3$ liegt. Die Investitionskosten eines BTES sind stark standortabhängig und werden maßgeblich von den geologischen Eigenschaften des Untergrunds beeinflusst. Sie variieren im Bereich von $0,1$ bis 10 €/kWh [4]. Die thermischen Verluste eines BTES liegen je nach Quelle in einem Bereich von $36 - 82 \%$ [24] beziehungsweise $25 - 55 \%$ [20].

2.1.1.4 Aquiferwärmespeicher

Aquiferwärmespeicher („Aquifer Thermal Energy Storage“, kurz ATES) sind offene Systeme zur Speicherung von Wärme in hydraulisch abgeschlossenen Grundwasserschichten (Aquiferen) [11]. Sie ermöglichen sowohl die mittelfristige Speicherung von Wärme über mehrere Wochen als auch die saisonale Wärmespeicherung [13]. Klassische ATES-Systeme bestehen aus einer Brunnendublette, bestehend aus einer Bohrung zur Einspeisung erwärmten Wassers in den Aquifer und einer weiteren Bohrung zur Entnahme gespeicherter Wärmeenergie. Im Laufe der Zeit wurden verschiedene ATES-Konzepte entwickelt, die sich hinsichtlich Systemaufbau (Mono- oder Multiwell), Speichertiefe, Temperaturbereich sowie Energiequelle und Verbraucher unterscheiden [33]. In Abbildung 4 werden neben dem klassischen Dublettensystem auch alternative Systemvarianten dargestellt, die lediglich ein Bohrloch erfordern (Monowell) [44].

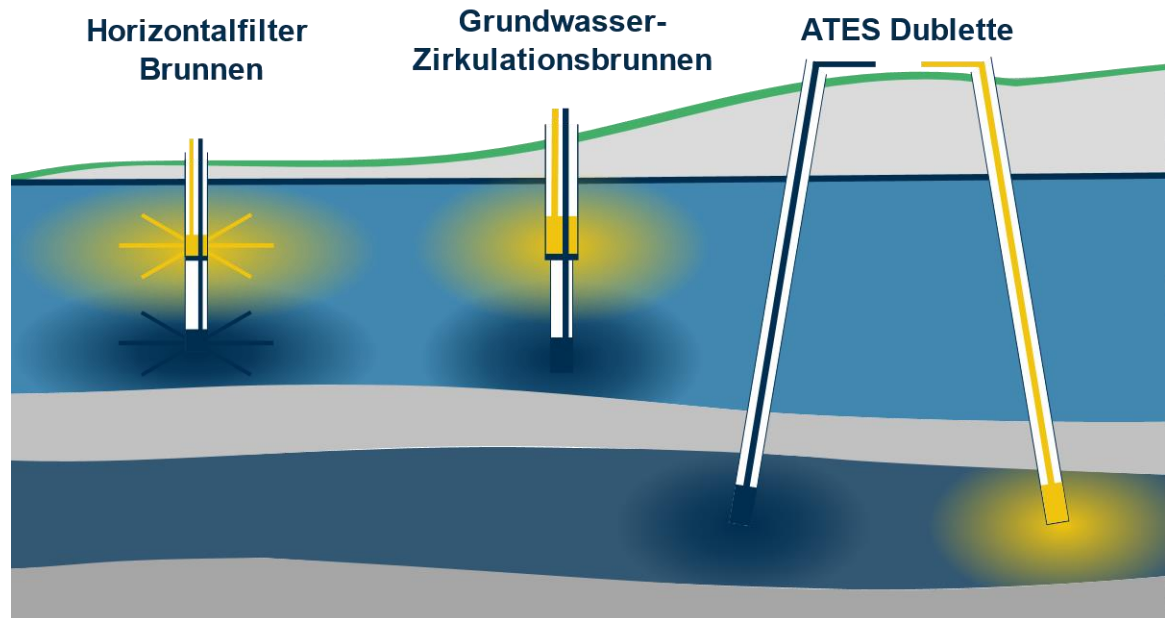


Abbildung 4: Unterschiedliche Ausführungen von Aquiferwärmespeichern

Zur Wärmespeicherung in einem Dublettensystem sind mindestens zwei räumlich getrennte Bohrungen erforderlich: eine „kalte“ und eine „warme“ Förderbohrung [4], [8]. Beide Bohrungen erreichen dieselbe Tiefe und erschließen identische Grundwasserleiter. Zur Vermeidung thermischer Interferenzen ist ein Abstand zwischen 100 und 500 Metern erforderlich [45], [21], [32]. In Deutschland variieren die Bohrungstiefen realisierter Aquifer Thermal Energy Storage (ATES)-Systeme zwischen 20 und 1.200 Metern [11].

Bei der Beladung wird überschüssige Wärme mittels eines Wärmeübertragers auf das geförderte, kalte Grundwasser übertragen und im wärmeren Aquifer-Reservoir gespeichert. Während der Entladung wird das erwärmte Grundwasser zum Wärmeübertrager gefördert und anschließend in das kältere Aquifer-Reservoir zurückgeleitet [4], [8], [11]. Zur Optimierung der Temperaturdifferenz werden Wärmeübertrager häufig mit Wärmepumpen kombiniert [11], [21].

Tabelle 3: Kategorisierung von Aquiferwärmespeichern nach Anwendungsbereich, Tiefe und Temperaturbereich [11], [32], [46], [47], [48], [49]

Tiefe	Ziel	Klassifizierung	Temperaturbereich
Oberflächennahe Geothermie < 400m	Kältebereitstellung	Kältespeicher	< 12°C
	Kühlen und Heizen	Kältespeicher, Niedertemperatur-Wärmespeicher	12-25°C
Mitteltiefe und tiefe Geothermie	Wärmebereitstellung	Niedertemperatur-Wärmespeicher	20-60°C

400 bis 1000 m	Wärmebereitstellung	Mitteltemperatur-Wärmespeicher	50-90°C
Tiefe Geothermie > 1000 m	Wärmebereitstellung	Hochtemperatur-Wärmespeicher	>90°C

Die in der Fachliteratur dokumentierten Speichertemperaturen von ATES variieren abhängig vom Standort und der Teufe. Sie werden in Niedrig- (<25°C), Mittel- (50-90°C) und Hochtemperatur-ATES (>90°C) unterteilt (vgl. Tabelle 3), wobei die Klassifikation in der Fachliteratur uneinheitlich ist. Die zulässigen Speichertemperaturen richten sich zudem nach den örtlichen Regulationen und vorgeschriebenen maximalen Injektionstemperaturen [13], [11], [32], [46], [47], [48], [49], [50]. Der Rupelton fungiert in Berlin als geologische Barriere zwischen oberflächennahen Süßwasservorkommen und tiefer liegenden, salzhaltigen Grundwasserschichten, wodurch eine Durchmischung dieser Wasserkörper verhindert wird [51]. Für oberflächennahe ATES oberhalb des Rupeltons ist die maximale Temperaturerhöhung in Berlin gemäß aktueller Verwaltungspraxis auf etwa 13 °C bis 18 °C an den Grundstücksgrenzen begrenzt, um das Grundwasser hinsichtlich der Stygofauna nicht zu beeinflussen. Eine Studie des Umweltbundesamtes zeigt jedoch, dass ATES-Systeme in Tiefen von 50 bis 100 Metern in anoxischen Aquiferen¹² Temperaturen von bis zu 40 ± 2 °C erreichen können, ohne das Grundwasser wesentlich zu beeinträchtigen [52]. In oxischen Aquiferen treten hingegen ab 16 °C Veränderungen der Fauna auf, weshalb niedrigere Temperaturlimits gerechtfertigt sind. Tiefere ATES Systeme, die bis in geologische Schichten unterhalb des Rupeltons reichen, können höhere Injektionstemperaturen nutzen [53].

Die Eignung eines Standorts hängt von der Hydrogeologie ab. Besonders geeignet sind Sandstein und Kalkstein mit hoher Porosität und Permeabilität, da diese Faktoren den Wasserfluss und die Wärmespeicherung beeinflussen. Haupttypen von Aquiferen sind Porengrundwasserleiter (Sand, Kies), Kluftgrundwasserleiter (Sand, Kalkstein, Basalt) und Karstgrundwasserleiter (Kalkgestein) [45]. Die Porosität bestimmt den Hohlraumanteil im Gestein und damit die speicherbare Wassermenge, während die Permeabilität die Durchlässigkeit des Gesteins für Wasser angibt [32]. Die hydraulische Leitfähigkeit berücksichtigt zusätzlich die Eigenschaften des Thermalwassers [32]. Eine ausreichend hohe Leitfähigkeit ist entscheidend für den effizienten Wasserfluss und die effektive Wärmeübertragung, weshalb umfassende hydrogeologische Untersuchungen zur Standortbewertung von ATES-Systemen notwendig sind. Unterhalb des Rupeltons befinden sich in Berlin geologische Schichten des Unteren Juras – insbesondere die Pliensbach-, Sinemur- und Hettang-Formation, die für die Aquiferwärmespeicherung potenziell geeignet

¹² Mit sauerstoffarmes Milieu.

sind (siehe Abschnitt 3.5.2). Die thermischen Eigenschaften der Aquifere sind entscheidend für die Wärmespeicherung. Die Wärmespeicherfähigkeit eines Aquifers wird durch die spezifische Wärmekapazität des umgebenden Gesteins sowie des im Porenraum enthaltenen Grundwassers bestimmt (siehe Tabelle 2). Eine hohe Wärmeleitfähigkeit des Gesteins begünstigt eine gleichmäßige Temperaturverteilung innerhalb des Speichers [43]. Aufgrund der geringen Fließgeschwindigkeiten in tiefen Grundwasserleitern sind die Wärmeverluste minimal. Die Effizienz eines ATES steigt mit der Betriebsdauer, da sich die Temperatur im Aquifer stabilisiert. Anfangs können die Wärmeverluste bei bis zu 30 % liegen, sinken aber innerhalb von fünf Jahren auf etwa 10 %. Während der Entladung nimmt die Temperatur des geförderten Wassers kontinuierlich ab. [54], [55] Die Investitionskosten variieren zwischen 11 bis 31 € pro Quadratmeter Wasseräquivalent (WÄ) [15]. Grundsätzlich sind oberflächennahe ATES, sofern genehmigungsfähig, wirtschaftlicher als tiefe ATES, da sie geringere Bohrkosten verursachen und höhere nutzbare Temperaturdifferenzen aufweisen. Der Platzbedarf an der Oberfläche ist vernachlässigbar, da die Flächen oberhalb der Aquifere nahezu uneingeschränkt nutzbar bleiben [15]. Auf die Flächenbedarfe und die Verfügbarkeit wird im Abschnitt 3.5, 4.1 sowie 5.2. genauer eingegangen. Technologische Weiterentwicklungen im Bereich der oberflächennahen ATES zielen auf eine Kosten- und Platzreduktion ab, insbesondere durch die Nutzung eines einzigen Bohrlochs und den Einsatz von Grundwasserzirkulationsbrunnen oder Horizontalfilterbrunnen. Die sogenannte Integralsonde, basierend auf dem Prinzip des Grundwasserzirkulationsbrunnens, wurde in ersten Forschungsprojekten erprobt [56], [57], [58]. Hierbei erfolgen Entnahme und Rückführung von warmem und kaltem Wasser über separate Rohrleitungen innerhalb eines Bohrlochs, wobei Saug- und Schluckbrunnen vertikal übereinander angeordnet sind [57], [59]. Anlagen mit Horizontalfilterbrunnen (bis zu 30 m Tiefe) kombinieren übereinander angeordnete Saug- und Schluckbrunnen mit horizontalen Rohren, um die Speicherkapazität besonders in dicht besiedelten Gebieten effizienter zu nutzen. Strahlenförmig verlegte, etwa 50 Meter lange Rohrleitungen ermöglichen eine gezielte Wasserführung zu dem zentralen vertikalen Sammelschacht oder eine großflächige Verteilung im Untergrund [60].

2.1.1.5 Sensible Feststoffspeicher

In sensiblen Feststoffwärmespeichern wird thermische Energie durch die Erhitzung von Eisenstrukturen, Natursteinschüttungen oder Kunstgesteinen wie Beton oder keramischen Formsteinen gespeichert [20]. Geeignete Feststoffe weisen eine hohe spezifische Wärmekapazität und Dichte auf und bleiben auch bei hohen Temperaturen form- und phasenstabil. Aufgrund dieser physikalischen Eigenschaften weisen Feststoffspeicher eine hohe Energiedichte auf und können trotz eines geringen Volumens große Mengen thermischer Energie speichern [20], [61]. Derzeit erreichen Feststoffspeicher

Speichertemperaturen von über 1300 °C. Daher muss die äußere Hülle des Speichers einen hohen thermischen Widerstand aufweisen, um die thermischen Verluste zu minimieren [20]. Die Aufheizung erfolgt mittels Wärmeübertragung durch einen geschlossenen Kreislauf, wobei ein gasförmiges oder flüssiges Wärmeträgermedium (z. B. solar oder elektrisch erhitze Luft, Verbrennungsgas, komprimierte Druckluft oder Thermoöl) im Speicherkern zirkuliert, angetrieben durch ein Gebläse, oder eine Pumpe [61]. Bei kompakten Speichern erfolgt die Zirkulation des Wärmeträgermediums innerhalb eines Kanalsystems, wodurch eine hohe Wärmeübertragungsfläche und daraus resultierend eine effiziente Wärmeübertragung gewährleistet wird. In Schütttspeichern strömt das Wärmeträgermedium durch ein Labyrinth von Kanälen und gibt thermische Energie an die Schüttgutpartikel ab [20].

Ein Beispiel für den Einsatz von Feststoffspeichern in Berlin ist das Tegeler Pilotprojekt von Lumenion. Im Rahmen der Sektorkopplung wird ein Stahl-Feststoffwärmespeicher genutzt, um überschüssige Stromspitzen aus Wind- und Sonnenenergie thermisch zu speichern und die Wärme mit Vorlauftemperaturen (TVL) von bis zu 110 °C bedarfsgerecht in das Quartiersnetz einzuspeisen [62]. Diese hohe Temperatur eignet sich für die Versorgung von Nahwärmenetzen im Bestand. Der Speicher hat eine Kapazität von 2,4 MWh und ergänzt ein bestehendes, gasbetriebenes Blockheizkraftwerk (BHKW), das zur Wärmeversorgung von etwa 400 Wohnungen in Berlin-Tegel dient. Die Konstruktion basiert auf Rundstäben aus Stahl mit einem Durchmesser von 40 Millimetern, wobei insgesamt rund 60 Tonnen Stahl verbaut sind. Die Ladezeit des Speichers beträgt zwischen vier und sechs Stunden, während die Entladezeit bei bis zu 24 Stunden liegt. Im Idealfall soll die Technologie nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung einen Gesamtwirkungsgrad von bis zu 95 % erreichen, wobei 25 % der gespeicherten Energie in elektrische Leistung und 70 % in nutzbare thermische Energie umgewandelt werden [63], [64].

2.1.2 Latentwärmespeicher

Latente Wärme bezeichnet die Energiemenge, die für einen Phasenwechsel (z. B. fest-flüssig) aufgenommen oder abgegeben wird. Latentwärmespeicher (engl. Phase Change Material Thermal Energy Storage, PCM-TES) nutzen diese Enthalpie zur Wärmespeicherung. Diese reversiblen thermodynamischen Phasenwechsel ermöglichen es in einem kleinen Temperaturbereich verhältnismäßig große Wärmemengen zu speichern und somit hohe Speicherdichten zu erreichen. In der Praxis wird für PCM meist der Phasenwechsel von fest zu flüssig genutzt, da hierbei die Volumen- oder Druckänderung gering ist, wodurch dieser technisch einfacher zu beherrschen ist als der Phasenwechsel von flüssig zu gasförmig [65]. Als Speichermedium, auch Phasenwechselmaterial (PCM) genannt, werden meist Stoffe eingesetzt, die einen festen Schmelzpunkt aufweisen. Häufig

genutzt werden Paraffine, Salzhydrate, Nitratsalze und Wasser-Salz-Lösungen. Je nach Anwendung variieren die Materialien: Ihre Schmelztemperaturen reichen von – 40 °C bis weit über 1.000 °C [66]. Der gängigste und bereits kommerziell verfügbare latente Wärmespeicher ist der Eisspeicher. Er wird im Gebäudebereich mit Niedertemperatur-Systemen (NT-Systemen) zum Heizen und Kühlen eingesetzt. Hier können einfache Wasser- und Wasser-Salz-Lösungen oder Glykolwassergemisch als PCM eingesetzt werden, um Kälte bei 0 °C zu speichern. [65]

Das Forschungsprojekt ErdEis II¹³ demonstriert den Einsatz in Neubaugebietern mit kaltem Nahwärmenetz. Der Eisspeicher nutzt oberflächennahe Geothermie und erneuerbare Wärmequellen. Er bildet ein offenes System aus zwei vierlagigen Erdeisspeichern mit einer trichterförmig angeordneten Kollektorfläche, in der ein Wasser-Glykol-Gemisch mit Gefrierpunkt unter 0 °C zirkuliert. Dadurch gefriert das Wasser im umgebenden Erdreich, sodass die latente Wärme der Bodenfeuchte genutzt wird. Die in mehreren Lagen untereinanderliegenden Kollektoren wirken isolierend und verhindern eine Regeneration der unteren Kollektorschichten, da natürliche Wärmequellen wie Sonne und Regen diese kaum erreichen. Im Sommer dienen insbesondere die unteren Schichten als Kältequelle für die passive Gebäudekühlung. Dies trägt zusammen mit anderen Wärmequellen wie den PV-Thermie-Modulen zur Regeneration des Erdeisspeichers bei.

Neben Anwendungen im Niedertemperaturbereich gibt es Potenzial für den industriellen Einsatz im Hochtemperaturbereich. Nitratsalze und Nitratsalzgemische werden bei Temperaturen von etwa 130 bis 400 °C eingesetzt und eignen sich gut zur Prozesswärmespeicherung [66]. Sie weisen hohe Speicherdichten auf und sind vergleichsweise kostengünstig und zyklusstabil. Für die Gebäudeheizung können Paraffine im Temperaturbereich zwischen 6 und 80 °C eingesetzt werden [66]. Sie sind ungiftig, nicht korrosiv und stabil gegenüber Temperaturschwankungen, jedoch vergleichsweise teuer und brennbar. Salzhydrate, die bei Wärmespeichertemperaturen zwischen 5 und 130 °C eingesetzt werden, verfügen zwar über eine höhere Speicherdichte, sind jedoch korrosiv und neigen zur Unterkühlung. Letzteres führt zu Temperaturschwankungen bei der Entladung [66], [67]. Hochtemperatur-Latentwärmespeicher sind noch nicht kommerziell verfügbar. Hohe Material- und Herstellungskosten sowie unzureichende Kenntnis über industrielle Abwärmeströme hemmen den breiten Markteintritt [66]. Die Material- und Komponentenentwicklung von Latentwärmespeichern wird daher insbesondere im Hochtemperaturbereich erforscht. Einige Firmen wie beispielsweise Axiotherm¹⁴ bieten bereits PCM bis 120 °C für industrielle Anwendungen an. Hersteller und Forschungsgruppen in Deutschland entwickelten erste Latentwärmespeicher für industrielle Anwendungen mit

¹³ <https://energie-plus-concept.de/forschungsprojekte/erdeis-2>

¹⁴ <https://www.axiotherm.de/de/produkte/axiotherm-pcm/>

anorganischen PCM bis 120 °C. Darüber hinaus wurden Latentwärmespeicher mit integrierten Rippenrohrwärmeübertragern mit Phasenwechseltemperaturen zwischen 140 °C und 305 °C und Leistungsbereichen zwischen 1 kW und 700 kW entwickelt und bereits industriell erprobt. [66]

2.1.3 Thermochemische Wärme und Kältespeicher

Bei thermochemischen Speichern werden reversible chemische oder physikalische Reaktionen für die Wärmespeicherung genutzt. Die Beladung erfolgt durch Wärmezufuhr und einer endothermen Reaktion und die Entladung entsprechend durch die exotherme Rückreaktion. Technisch von Bedeutung sind thermochemische Speicher, bei denen Wasserdampf unter Wärmezufuhr aus einem Material ausgetrieben wird (Desorption) und bei der anschließenden Adsorption von Wasserdampf in das Material die gespeicherte Wärme freigesetzt wird. [67]

Großtechnisch günstig herstellbare Adsorbentien sind Silikagel und Zeolith. Diese ermöglichen eine physikalische Adsorption von Wasser auf einer großen Oberfläche. Silikagel weist einen Arbeitsbereich von 40 °C bis 100 °C auf, während Zeolith einen Bereich von 100 °C bis 300 °C aufweist [68], [69]. Diese Eigenschaften machen die thermochemische Wärmespeicherung für Anwendungsbereiche mit hohen Temperaturen interessant, wie z. B. bei industrieller Abwärme (Temperaturbereich 100 – 600 °C) [70]. Obwohl sich thermochemische Speicher gegenwärtig noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium befinden, weisen sie gegenüber latenten und sensiblen Wärmespeichern zwei Vorteile auf: Eine hohe Energiedichte, die oft eine Zehnerpotenz über der von Latentwärmespeichern liegt, und theoretisch keine Wärmeverluste, da die gespeicherte Energie chemisch bzw. physikalisch gebunden und nicht als thermische Energie gespeichert wird. Letzteres ermöglicht effiziente Langzeitspeicherung auch bei höheren Temperaturen, die jedoch aus wirtschaftlichen Gründen aktuell kaum zum Einsatz kommen [4], [67], [64], [65].

2.2 Darstellung relevanter Wärmespeichertechnologien und Anwendungsfälle

In diesem Abschnitt werden relevante Anwendungsfälle für Wärmespeicher in Berlin und die jeweils geeigneten Wärmespeichertechnologien dargestellt. In Berlin wird derzeit ein Drittel der benötigten Wärme durch große Wärmenetze zur Verfügung gestellt, daneben existieren kleinere Wärmenetze auf Quartiersebene. Der Großteil der Berliner Gebäude versorgt sich

aktuell dezentral über gebäudeindividuelle Heizungsanlagen mit Wärme. Zukünftig soll der Anteil der wärmenetzgebundenen Versorgung erhöht werden [71].

Zunächst wird in diesem Abschnitt eine Übersicht über die aus den Wärmeversorgungsoptionen resultierenden Anwendungsfälle (AWF) für den Einsatz von Wärmespeichern in Berlin gegeben. Die Festlegung dieser Anwendungsfälle erfordert eine detaillierte Betrachtung der Gegebenheiten in großen Fernwärmenetzen, in neuen Wärmenetzen und in der dezentralen Wärmeversorgung. Darüber hinaus werden bestehende und geplante Wärmespeicherprojekte in Berlin dargestellt, um die in den jeweiligen Strukturen eingesetzten Technologien, deren technische Anforderungen und Möglichkeiten für die zukünftige Wärmeversorgung zu analysieren.

Für den Einsatz von Wärmespeichern in Berlin zur Transformation des Wärmesektors sind die folgenden AWF relevant:

- Anwendungsfall 1:** Langzeitspeicher für die saisonale Speicherung von Wärme in großen Wärmenetzen zur Verschiebung von EE-Wärme und Abwärme in die Heizperiode
- Anwendungsfall 2:** Speicher für die kurz- bzw. mittelfristige Flexibilisierung von Wärmeangebot und -nachfrage in großen Wärmenetzen
- Anwendungsfall 3:** Wärmespeicher für neue Wärmenetze für die Quartiersversorgung
- Anwendungsfall 4:** Wärmespeicher zur Flexibilisierung von dezentralen Wärmepumpen

Die AWF unterscheiden sich neben der Speicherdauer, hauptsächlich in der erforderlichen Speicherkapazität (der Größe) und den Temperaturen von Wärme-Erzeuger und -Netzen. In AWF 1 und 2 werden Speichermöglichkeiten für die großen Berliner Fernwärmenetze betrachtet. Der dritte AWF bezieht sich auf neue Wärmenetze der 4. Generation mit verringerter Vorlauftemperatur (TVL) und hat den Schwerpunkt in der Einbindung von Abwärme. Der vierte AWF konzentriert sich auf die kurzfristige Flexibilisierung von dezentralen Wärmepumpen durch Pufferwärmespeicher auf Gebäudeebene. Für die AWF kommen unterschiedliche Wärmespeicher in Frage. Tabelle 4 zeigt welche für die jeweiligen AWF berücksichtigt werden.

Tabelle 4: Zuordnung relevanter Wärmespeichertechnologien zu Anwendungsfällen

	AWF 1	AWF 2	AWF 3	AWF 4
Behälterwärmespeicher		X	X	X
Erdbeckenwärmespeicher	X	X		
Erdsondenwärmespeicher			X	

Aquiferwärmespeicher	X		X	
----------------------	----------	--	----------	--

Zunächst werden die Anwendungsfälle und Wärmespeicherprojekte für große Wärmenetze dargelegt. Im Anschluss erfolgt die Erläuterung für die neuen Wärmenetze und die dezentrale Wärmeversorgung.

2.2.1 Anwendungsfälle für Große Fernwärmenetze

Das Berliner Fernwärmenetz ist mit über 2.000 Kilometern Länge das größte in Westeuropa und versorgt rund 1,3 Millionen Wohneinheiten [72]. Damit spielt es eine zentrale Rolle in der städtischen Wärmeversorgung und der Energiewende. Die Betreiber der großen Fernwärmenetze in Berlin sind die Berliner Energie und Wärme AG (BEW: 2.030 km), die BTB Berlin (155 km) und die Fernheizwerk Neukölln AG (FHW) [73], [74]. In Tabelle 5 sind die Eckdaten der einzelnen Wärmenetze aufgeführt. Die Temperaturen in den Netzen liegen zwischen 70 und 135 °C je nach Netzauslegung und Jahreszeit. [65]

Tabelle 5: Übersicht der großen Fernwärmenetze in Berlin [73], [74], [75]

Betreiber	Name	Anschlussleistung in MW	Absatz 2021 in GWh
BEW	BEW Verbundnetz	5.478	9.578
BTB	Verbundnetz BTB	365	604
FHW	FHW-Wärmenetz	294	487

Diese Auslegung ist typisch für Wärmenetze der zweiten Generation, wie sie zwischen 1930 und 1980 konzipiert wurden [76]. Da Wärmespeicher in der Regel das Heizwasser bei Temperaturen unter 100 °C speichern, muss eine Nacherhitzung vorgesehen werden, um eine Speicherentladung bei niedrigen Außentemperaturen zu ermöglichen. Hierzu eignen sich grundsätzlich alle Erzeugereinheiten.

Die Wärmeversorgung in großen Fernwärmenetzen erfolgt durch eine Vielzahl von Erzeugungseinheiten, die sich aufgrund unterschiedlicher Betriebscharakteristika und verschiedener Primärenergieträger gut ergänzen, um den Lastbereich zwischen Grundlast und Spitzenlast möglichst kostengünstig abzudecken. Die Erzeugertechnologien können in Heizkraftwerke (Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen), Heißwassererzeuger (HWE), Wärmepumpen (WP) und Elektroheizer (EH) unterteilt werden. Heizkraftwerke können ferner nach Energieträger (Steinkohle und feste Biomasse, Abfall sowie Erdgas, Biogas, selten Heizöl und perspektivisch Wasserstoff) unterteilt werden und nach Kraftwerkstyp (Dampfkraftwerk, Gas- und Dampfkraftwerk, Gasturbinen mit Abhitzekeessel und Gasmotoren). Feste Brennstoffe dienen typischerweise als Brennstoff für

Dampfheizkraftwerke und gasförmige Brennstoffe für die Heizkraftwerke mit Gasturbinen und Gasmotoren. Ferner können Dampfturbinenheizkraftwerke mit Entnahmekondensationsturbinen ausgestattet sein, mit denen die Strom- und Wärmeerzeugung in einem großen Betriebsfenster weitestgehend unabhängig voneinander gewählt werden kann. Dampfturbinen mit Gegendruckturbinen, sowie Gasturbinen mit Abhitzeessel und Gasmotoren haben i.d.R. eine feste Kopplung von Strom- und Wärmeerzeugung (Stromkennzahl), sodass eine hohe Wärmeerzeugung eine hohe Stromproduktion zur Folge hat und umgekehrt. Das führt maßgeblich zu einem wärmegeführten Betrieb von KWK-Anlagen. HWE werden i.d.R. mit Erdgas betrieben (seltener oder im Notfall mit Heizöl), können jedoch auch mit Biomasse als Brennstoff arbeiten. Zukünftig werden zur klimaneutralen Wärmeerzeugung, auch in den großen Wärmenetzen, vermehrt Großwärmepumpen und EH eingesetzt werden. Als Wärmequellen für Wärmepumpen kommen unter anderem Oberflächengewässer, Abwasser, oder Abwärme aus Rechenzentren, Industrieprozessen oder auch Umspannwerken in Frage. Nachfolgend werden Wärmespeicherprojekte in Berlin für große Wärmenetze aufgeführt. Wie Tabelle 6 zeigt, handelt es sich einerseits um realisierte Behälterwärmespeicher und einen sich in Planung befindenden saisonalen Aquiferwärmespeicher. In Berlin gibt es aktuell nur ein Projekt mit saisonaler Wärmespeicherung für große Fernwärmenetze. Hierbei handelt es sich um das von der BTB 2023 initiierte Reallabor "GeoSpeicherBerlin", in dessen Rahmen die Errichtung eines 400 m tiefen Hochtemperatur-Aquiferwärmespeichers (HT-ATES) mit Wärmepumpensystem in Adlershof vorgesehen ist. Zusätzlich wird angestrebt, eine Wärme-Kälte-Schaukel zu realisieren, indem der ATES mit einem Kältenetz verbunden wird [77]. Die geplanten Förderbohrungen des Speichers sollen bis in den Sandstein des Hettang reichen (360-400 m). Mit Hilfe der Abwärme aus dem biomassegefeuerten Steinkohleheizkraftwerk Berlin-Schöneweide soll eine Speichertemperatur von 95 °C erreicht werden. Bei erfolgreicher Umsetzung wird der ATES eine Ausspeicherleistung von 10 MW und eine Speicherkapazität von 30 GWh aufweisen [78], [79]. Gemäß der Projektleiterin der BTB soll die Umsetzung bis 2027 erfolgen [80], [81].

Tabelle 6: Wärmespeicher für große Wärmenetze

	Technologie	Speicher- kapazität	Temperatur	Standorte	Akteure	IBN
Langzeit	Reallabor [78], [79]					
	Aquiferwärme- speicher	30 GWh, Leistung: 10 MW	Einspeicher- temperatur: 95 °C	Adlershof	PTJ, BTB	2027
Kurzzeit	Kraftwerk Reuter West [38]					
	Behälterwärme- speicher	56.000 m³	T _{max} 98°C	Siemens- stadt	BEW	2023

HKW Buch [80]						
Behälterwärmespeicher (2 Stück)	2.000 m ³		Buch	BEW	2007	
Heizkraftwerk Adlershof [82]						
Druckwärmespeicher (5 Stück)	2.000 m ³ 100 MWh		Adlershof	BTB	2018	
Fernheizwerk Neukölln [74], [82], [83]						
Behälterwärmespeicher	10.000 m ³ 350 MWh	75 bis 110°C	Neukölln	FHW Neukölln	2017	

Zur Kurzzeitwärmespeicherung verfügt Berlin über mehrere Großwärmespeicherprojekte an den Standorten von Heizkraftwerken. Diese dienen der Optimierung der Wärmeerzeugung, der Flexibilisierung der Stromerzeugung und können Lastspitzen der Wärmeversorgung durch die Speicherung von Heizwasser kompensieren. Deutschlands größter Wärmespeicher steht in Berlin am Kraftwerk Reuter West (BEW) und fasst 56 Millionen Liter Wasser [38]. Das Heizkraftwerk Buch nutzt zwei umgebaute Öltanks mit je 2.000 m³ [80]. Weitere Speicher sind ein Druckwärmespeicher der BTB in Adlershof mit fünf Drucktanks und ein umgerüsteter Öltank am Fern-Heizkraftwerk Neukölln [74], [82], [83]. Erdbeckenwärmespeicher (PTES) erfordern viel Platz und sind in städtischen Gebieten kaum umsetzbar. In Berlin ist daher kein Projekt geplant. Deutschlandweit entstehen die ersten Speicher dieser Art oder befinden sich in Planung, wie zum Beispiel: Meldorf (Schleswig-Holstein), Rostock (Mecklenburg-Vorpommern), Bracht (Hessen) und Hechingen (Baden-Württemberg) [84]. Ein weiteres PTES-Projekt in Würmtal bei München (Bayern) wird derzeit auf Grund eines Streitpunktes nicht weiterverfolgt [85].

AWF 1: Saisonale Wärmespeicherung in großen Wärmenetzen

In diesem AWF werden Langzeitspeicher wie HT-ATES und PTES in großen Wärmenetzen zur saisonalen Speicherung von Wärme betrachtet. Diese verschieben erneuerbare Energien (EE) und Abwärme in die Heizperiode, indem Wärme, die insbesondere im Sommer überschüssig anfällt, günstig und erneuerbar und / oder CO₂-arm erzeugt werden kann, gespeichert und im Winter zur Deckung der Wärmenachfrage genutzt wird. Somit kann im Winter die Wärmeerzeugung aus Spitzenlastanlagen mit höheren Erzeugungskosten und/oder höheren CO₂-Emissionen entsprechend reduziert werden.

Erdsondenwärmespeicher sind aufgrund ihres niedrigen Temperaturniveaus für große Wärmenetze in der Regel ungeeignet. Für die Langzeitspeicherung kommen Hochtemperatur-Aquiferwärmespeicher (HT-ATES) und Erdbeckenwärmespeicher infrage, da sie höhere Temperaturen speichern und so Energie nahe der Vorlauftemperatur (VLT) bereitstellen. Während die Realisierung von HT-ATES in Berlin als ein vielversprechender Ansatz betrachtet wird, stellt die Standortsuche für Erdbeckenwärmespeicher in dicht besiedelten Gebieten wie Berlin aufgrund des hohen Platzbedarfs eine Herausforderung dar.

Langzeitspeicher spielen eine Schlüsselrolle in der Dekarbonisierung großer Fernwärmenetze. Sie speichern erneuerbare Wärme aus dem Sommer und geben sie im Winter gezielt ab, wodurch der erneuerbare Anteil erhöht werden kann. Besonders in Städten wie Berlin sind sie eine zentrale Komponente für die Dekarbonisierung, auch um zukünftig zur Flexibilisierung und Effizienzsteigerung der Wärmeversorgung beizutragen.

AWF 2: Kurz- und mittelfristige Wärmespeicher in großen Wärmenetzen

In diesem Anwendungsfall (AWF) werden Speicher für die kurz- bzw. mittelfristige Flexibilisierung von Wärmeerzeugung und -nachfrage in großen Wärmenetzen betrachtet. Geeignete Wärmespeicher, wie Behälterwärmespeicher, werden in Kombination mit Technologien wie Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), Power-to-Heat (PtH) und Wärmepumpen eingesetzt, mit dem Ziel einer effizienteren, flexibleren und betriebswirtschaftlich optimierten Wärmeversorgung. Für die Dekarbonisierung der Fernwärme ist die verstärkte Integration erneuerbarer Energien (EE) entscheidend. Der BEW-Dekarbonisierungsfahrplan sieht für 2045 einen Anteil von über 25 % für Power-to-Heat (PtH) und Wärmepumpen vor, was eine verstärkte Nutzung von Strom für die Wärmeerzeugung bedeutet. Da Strompreise starken Schwankungen unterliegen, bedingt durch variable Nachfrage und fluktuierende Erzeugung, können Wärmespeicher eine wichtige Rolle spielen. Großwärmespeicher können dazu beitragen, die Kosten zu senken, indem sie Stromüberschüsse nutzen und Wärme in Phasen niedriger Strompreise speichern. Sie stabilisieren das System, indem sie Lastspitzen abfangen und die Wärmeerzeugung flexibilisieren. Besonders kurz- und mittelfristige Speicher ermöglichen eine gezielte Anpassung an die volatile EE-Erzeugung und können zur Steigerung der Energieeffizienz beitragen. Die praktische Relevanz dieser Technologien zeigt sich in bereits realisierten Projekten. Behälterwärmespeicher und der AWF „Kurzzeitwärmespeicher in großen Wärmenetzen“ übernehmen schon heute eine wesentliche Funktion in Großwärmenetzen. Der größte Wärmespeicher Deutschlands am Kraftwerk Reuter West ist ein Beispiel für die erfolgreiche Integration in bestehende Infrastrukturen, wodurch Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit verbessert werden.

2.2.2 Anwendungsfälle für neue Wärmenetze und dezentrale Wärmeerzeugung

Die Vorteile neuer Wärmenetze, wie Niedertemperatur-, LowEx- oder Anergie-Wärmenetze liegen in den geringeren Verlusten und der besseren Integrationsmöglichkeit von regenerativen Wärmequellen und Wärmespeichern. So kann EE-Wärme- oder Abwärme auf niedrigem Temperaturniveau (z. B. aus Rechenzentren, Abwasser, Solarthermie, Geothermie oder Flusswasserwärme) direkt oder mittels Wärmepumpen eingebunden

werden. Niedrige Netztemperaturen erhöhen die Leistungszahl (COP) von Wärmepumpen und verringern Wärmeverluste. Wärmepumpen können in Quartiersnetzen zentral oder dezentral auf Gebäudeebene eingesetzt werden. Je niedriger die Vorlauftemperatur, desto geringer ist bei Wärmespeichern der Nachheizbedarf der gespeicherten Wärme. Darüber hinaus können Nahwärmenetze neben Wärme auch saisonal Kälte bereitstellen. Die Bereitstellung von Kälte dient dabei der Regeneration von Erdwärmespeichern. Es kann zwischen Niedertemperatur-Wärmenetzen der 4. Generation mit Vorlauftemperaturen zwischen 50 - 70 °C und kalten Wärmenetzen (Wärmenetze 5.0) mit Vorlauftemperaturen unter 30 °C unterschieden werden [76]. Durch das weitere Senken der Netztemperatur treten bei kalten Wärmenetzen kaum noch Wärmeverluste auf. Im Gegenteil – durch den Verzicht einer Dämmung kann Wärme aus dem Erdreich über die Rohre von kalten Wärmenetzen sogar aufgenommen werden. Kalte Wärmenetze dienen als Wärmequellen für dezentrale, in den Gebäuden integrierte Wärmepumpen (sogenannte Booster-WP). Neben den großen Wärmenetzen gibt es in Berlin zahlreiche kleinere Netze, die wenige Gebäude oder ganze Quartiere versorgen. Die Vorlauftemperaturen dieser Netze liegen bei 40 bis 110 °C wobei der Einsatz fossiler Energieträger dominant ist. Ihr Beitrag zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien und Abwärme ist bislang gering.[86]

Einen Überblick über klimaneutrale Quartiersprojekte mit neuen Wärmenetzen oder Projekte mit dezentralen Wärmepumpen mit Wärmespeichern in Berlin gibt Tabelle 7. Es handelt sich zu einem großen Teil um Projekte, die sich noch in der Umsetzungs- bzw. Planungsphase befinden. Bei den noch nicht abgeschlossenen Projekten ist unklar, wie die Konzepte letztendlich umgesetzt werden. Hier kann es durchaus zu Abweichungen von den ursprünglich entwickelten Energiekonzepten kommen. Um einen Eindruck über die voraussichtlichen Einsatzmöglichkeiten von Wärmespeichern im Quartier zu vermitteln, sind diese Projekte dennoch in der Übersicht enthalten. Die Projekte sind gruppiert nach eingesetzter Speichertechnologie. In Tabelle 7 sind Projekte grün markiert, bei denen dezentrale Wärmepumpen und kalte Wärmequellen wie oberflächennahe Geothermie oder kalte Wärmenetze zum Einsatz kommen, wie in AWF 4 behandelt. Die Übersicht zeigt deutlich, Quartierskonzepte sind sehr individuell. Je nachdem, ob es sich um ein Neubauprojekt, ein Bestandsquartier oder ein Mischquartier handelt und welche erneuerbaren Energiequellen lokal nutzbar sind, ergeben sich unterschiedliche Energiekonzepte und Anforderungen an die Temperaturen im Wärmenetz. Es handelt sich häufig um Kombinationen aus unterschiedlichen Wärmequellen. Als Wärmespeicher werden sowohl Kurzzeitwärmespeicher wie Behälterwärmespeicher, sowie saisonale Wärmespeicher wie Erdwärmekollektoren, Erdwärmesonden und vereinzelt Aquiferwärmespeicher eingesetzt.

Tabelle 7: Anwendungsfall 3 - Wärmespeicher in der Quartiersversorgung

	Speicher- kapazität	Wärmequellen	Temperatur	Standorte	Akteure	Inbetrieb- nahme
TTES	Buckower Felder [87]					
		Abwasserwärme- nutzung, Biogas Brennwertkessel und zentrale WP	Ein kaltes und ein klassisches Nahwärmenetz	Neukölln Buckow	Stadt und Land Berliner Stadtwerken	2024
	Quartiere Eichkamp/Heerstraße [88], [89]					
	Vier Stück Gesamt: 400 m ³ und 1.400 kWh	Zentrale WP und Biomassekessel	NT-Netz (TVL: 65 - 73 °C, TRL: 45° C).	Charlotten- burg- Wilmerdor- f	Nahwärme West eG, Bezirksamt	Geplant 2025
	Energetische Optimierung eines Produktionsstandort [90]					
	24 m ³	PV-Anlage, KWK		Marien- felde	GE Power Conversion u.w.	2015
Haus der Statistik [91], [92]						
61,5 m ³ Ca 20 m ³ pro Station + 7m ³	Abwasserwärme nutzung, BHKW, PV	Kältespeicher ca. 12 bis 16 °C; Wärmespeicher ca. 40 bis 50 °C Anergieringnetz: TVL-16 °C TRL 8 °C	Mitte	Berliner Stadtwerke, Koop5	2025	
BTES	Modulares Quartierswärmekonzept im Rollbergviertel [93], [94], [95], [96]					
	Min. 300 m ²	Zentrale WP mit Wärmerück- gewinnung, Geothermie, PV und Solarthermie	Mehrleitersystem mit kalten Nahwärmeleiter und Mittel- temperaturleiter	Neukölln	Berliner Stadtwerke, TRNSFRM und eZeit Ingenieure	Seit 2018 in Aus- führung 2024?
	Märkische Scholle – Sanierungsprojekt mit 841 WE [97], [98]					
	18 mal 400 m ³ Erdreich	Solarthermie, PV, dezentrale WP, Abluft, Erdwärme	Speicher: 3 bis 23 °C TVL: < 46° C	Lichter- felde	Märkische Scholle Wohnungs- unter- nehmen eG	2014 bis 2020
	Zukunftshaus – Sanierung eines Zeilenhochhauses (64 WE) [99]					
900 m ³ Einspeicherung: 45 MWh/a Ausspeicherung: 75 MWh/a	PV-Solarhybrid, Sole-Wasser-WP, Abluft-Wärme- rückgewinnung, Nahwärme- anschluss	Speichertemp.: 0,1 bis 20 °C Heizwärme max. TVL: 45 °C und 60 °C	Lankwitz	Degewo HTW Berlin	2017	
Kombiniertes Quartiersnetz für Neubauquartier Neulichterfelde mit 2.500 WE [100], [101]						
Fläche ca. 7500 m ²	BHKWs Solarthermie, PV, Geothermie, dezentrale WP, Abwasserwärme, Abwärme aus Raumkühlung, dezentrale Sole- Wasser-WP	Netztemperatur WP-Quartier: 0- 15°C klassisches Nahwärmenetz: k.A.	Steglitz- Zehlendorf	Groth Gruppe, Naturstrom	Baustart voraus- sichtlich Herbst 2024	

Erdwärmesonden	Klimaneutrales Quartier KOKONI One mit 84 Doppel- und Reihenhäusern [102], [103], [104]					
	68 Stück bis zu 100 m Tief	PV, Geothermie und Abwärme aus passiver Raumkühlung	Netztemperatur TVL: Heizperiode: 40 °C Kühlperiode 16 °C Speichertemperatur: ca. 10 °C	Französisch Buchholz / Pankow	INCEPT/ ZIEGERT Group Naturstrom	Ende 2024
ATES	Forschungsprojekt Demospeicher [59] Folgeprojekt in Planung und Konzeption von 6 Quartiers-Reallaboren im verdichteten Bestand					
	ca. 30 m	Geothermie und Wärmepumpe	Speichertemperatur: 12°C	Mitte	KIT, EIFFER, tewag, RPTU, und mehr	2025
	Aquiferwärmespeicher am Reichstag [46], [105] (50/300 m tief, Sandstein)					
	Wärme: 2.600 MWh Kälte: 4.000 MWh	BHKW	Kälte 7 bis 11°C Wärme: Einspeisung: 70 °C Auspeisung: 11 °C	Tiergarten am Reichstag		1999
Wärmespeicherprojekte mit dezentralen Wärmepumpen						

Beispiele für Behälterwärmespeicher zur kurzfristigen Speicherung im Quartier sind das Neubauquartier **Buckower Felder**, das Mischquartier am **Haus der Statistik** und das geplante Energiekonzept des Bestandsquartiers **Eichkamp/Heerstraße**. Im Bestandsquartier **Eichkamp/ Heerstraße** will eine Nachbarschaftsinitiative die Wärmeversorgung nachhaltiger gestalten. Mit einer Kombination aus Biomassekessel, Abwärmenutzung und zentralen Wärmepumpen im Wärmenetz der vierten Generation. Dazu gründete sich 2024 die Genossenschaft Nahwärme West eG. Das Energiekonzept ist noch nicht endgültig entschieden [89], [106]. Im Mischquartier **Am Haus der Statistik** wird eine Kombination aus einem Kalten Nahwärmenetz mit Abwasserwärmenutzung sowie dezentralen Wärmepumpen und Pufferspeichern und einem NT-Nahwärmenetz mit BHKW realisiert. Es ist das einzige Projekt, das dezentrale Behälterwärmespeicher zur Flexibilisierung **dezentraler Wärmepumpen** einsetzt [91], [92]. Ein Beispiel im industriellen Kontext befindet sich auf dem **GE Power Conversion**-Produktionsgelände in Berlin-Marienfelde. Hier optimiert ein Pufferspeicher ein Hybridkraftwerk mit PV und KWK. Gesteuert über die Gebäudeleittechnik kombiniert es EE, KWK, Batterie und einen 25 m³ Pufferspeicher zur bedarfsgerechten Energieverteilung [90].

Eine Vielfalt in der Umsetzung zeigt sich auch bei Projekten mit saisonalen Wärmespeichern. Die Wärmespeichertechnologien variieren je nach baulichen und energetischen Anforderungen. Während einige Projekte oberflächennahe Erdkollektoren einsetzen, setzen andere auf Erdwärmesonden oder Aquiferwärmespeicher. Bei einigen der hier aufgeführten Projekte sollen Erdkollektorspeicher verwendet werden, welche aus

unterirdisch horizontal verlegten Rohren bestehen. Diese Speichertechnologie wird zum einen im Wohnquartier **Märkische Scholle** und im **Zukunftshaus** in sanierten Bestandsgebäuden eingesetzt [97], [98], [99], aber auch im **Rollbergviertel**, einem Mischquartier mit einem modularen Hybridwärmenetz [93], [94], [95], [96]. Auch im Neubaugebiet **Neulichterfelde** ist der Einsatz geplant [101]. Erdwärmesonden werden in **KOKONI One** mit einem „lauwarmen“ Nahwärmenetz kombiniert, das sowohl Heizen als auch Kühlen ermöglicht [102], [103], [104]. Das Forschungsprojekt „**demospeicher**“ untersucht in Berlin-Mitte den Einsatz eines oberflächennahen Aquiferwärmespeichers zur Wärmespeicherung im urbanen Raum [59]. Die Temperaturniveaus variieren von Niedertemperatur-Wärmespeichern mit etwa 15 °C bis hin zum Aquiferwärmespeicher am **Reichstag** mit bis zu 70 °C Speichertemperatur [32], [46]. Allen Projekten gemeinsam sind ganzheitliche, erneuerbare Energiekonzepte, die alle eine Kombination verschiedener Wärmequellen wie Geothermie, Solarthermie, Wärmepumpen, Biomasse oder Abwärme nutzen. Wärmespeicher in der Quartiersversorgung sind ein zunehmend wichtiger Bestandteil der städtischen Energieinfrastruktur. In Berlin werden sowohl saisonale Erdwärmespeicher als auch dezentrale Pufferspeicher zur Optimierung der Wärmeversorgung eingesetzt. Es stellt sich die Frage, inwieweit Wärmespeicher die Eigenverbrauchsquote von lokal erzeugter erneuerbarer Energie in Berlin erhöhen (können).

AWF 3: Wärmespeicher in der Quartiersversorgung

Neue Wärmenetze mit geringen Netztemperaturen ermöglichen eine effiziente Integration vielfältiger Wärmequellen. Dazu bieten saisonale Wärmespeicher in Quartieren die Möglichkeit, Wärme und Kälteaufkommen über längere Zeiträume auszugleichen. Zur saisonalen Wärmespeicherung werden geothermische Speichersysteme verwendet. Es handelt sich hier immer um eine Kombination aus Wärmespeicherung und geothermischer Nutzung, da stets ein geothermischer Wärmeeintrag erfolgt. Ziel ist es, lokal überschüssige Energie nutzbar zu machen. So erwärmt überschüssige Wärme im Sommer den Untergrund und wird im Winter entzogen, wodurch sich der Speicher wieder abkühlt. Die gespeicherte Kälte kann im Sommer zum Kühlen von Gebäuden genutzt werden, wodurch wiederum Wärme gespeichert wird. Saisonale Erdwärmespeicher arbeiten meist mit niedrigen Temperaturen und dienen als Wärmequelle für Sole/Wasser-Wärmepumpen. Darüber hinaus kann der Eigenverbrauch im Quartier durch kurzfristige Wärmespeicherung erhöht werden. Behälterwärmespeicher können in Nahwärmenetzen zur Kurzzeitspeicherung genutzt werden und hier die kurzfristige Anpassung von Angebot und Nachfrage optimieren. So lassen sich erneuerbare Energien besser integrieren und Lastspitzen glätten. Sie werden geladen, wenn Wärme im Netz nicht abgenommen wird, so dass z. B. Wärmepumpen zu Zeiten hohen EE-Stromaufkommens Wärme erzeugen können.

In diesem Anwendungsfall (AWF) werden Wärmespeicher in der Quartiersversorgung betrachtet. Der Fokus liegt auf einer effizienteren Einbindung verschiedener Wärmequellen wie Flusswasserwärme, Rechenzentren und industrieller Abwärme bei vergleichsweise geringen Netztemperaturen (TVL 70° C, TRL: 45° C). Dabei wird die Einbindung unterschiedlicher geothermische Speichertechnologien im Niedertemperatur- sowie Hochtemperaturbereich und Behälterwärmespeicher für die Quartiersversorgung untersucht. Im Bereich der Quartiersversorgung gewinnen Wärmespeicher zunehmend an Bedeutung. Sie ermöglichen es, lokal erzeugte EE effizient und möglichst umfassend zu nutzen und tragen zur Flexibilisierung der Wärmeversorgung auf Quartiersebene bei. Unterschiedliche Konzepte, die je nach spezifischen Anforderungen der Quartiere variieren, zeigen, dass Wärmespeicher sowohl in Neubauten als auch in Bestandsquartieren eine zentrale Rolle spielen können. Die Nutzung von Niedertemperaturnetzen und die Einbindung von Wärmespeichern ermöglichen eine höhere Energieeffizienz und eine verbesserte Integration erneuerbarer Wärmequellen. Hier sind dezentrale Wärmekonzepte mit niedrigen Temperaturen besonders relevant. Sie optimieren den Einsatz von Wärmepumpen und die Integration von EE wie Photovoltaik oder die Nutzung von Abwärme.

AWF 4: Dezentraler Einsatz von Wärmespeichern

Der Einsatz von Wärmepumpen für die gebäudeindividuelle Wärmeversorgung wird in Zukunft stark steigen. Bei Gebäuden mit PV-Anlagen lohnt sich schon heute die Flexibilisierung der Wärmepumpe, um den Eigenverbrauch des PV-Ertrages zu erhöhen. Um darüber hinaus das Flexibilitätspotenzial von Wärmepumpen zu nutzen, braucht es Anreize, Strom zu Zeiten zu nutzen, in denen viel Strom aus EE vorhanden ist. Da viel EE-Leistung niedrige Großhandelspreise bedeuten, werden Anreize durch dynamische Stromtarife, die den Großhandelspreis weitergeben, geschaffen [107]. Technische Voraussetzung für flexible Fahrweise sind WP-Modelle mit standardisierten Smart Grid (SG)-Ready-Schnittstellen. Diese lassen sich variabel steuern auf Basis von unterschiedlichen Eingangsdaten wie Strompreise oder Stromertrag der PV-Anlage. Mittlerweile gibt es mehrere Anbieter auf dem Markt, die variable Strompreise anbieten und die Steuerung eines strompreisgeführten Betriebs von Wärmepumpen übernehmen. In der Studie „Mehrwert dezentraler Flexibilität“ wurde die Flexibilisierung von WP zur Nutzung von Niedrigpreisphasen untersucht. Die Systemkosten für Wärmepumpen konnten so um bis zu 24 % gesenkt werden im Vergleich zum unflexiblen Betrieb. Die Nutzung von Phasen mit niedrigen Strompreisen, kann darüber hinaus die Netzbelastung reduzieren und damit Kosten für das gesamte Stromsystem senken [107]. Das Mischquartier *Am Haus der Statistik* ist das einzige Projekt der Recherche, das dezentrale Behälterwärmespeicher zur Flexibilisierung von Wärmepumpen integriert. In diesem Projekt wird darauf gesetzt, dass die Kombination aus kaltem Nahwärmenetz, Abwasserwärmenutzung und Pufferspeichern

eine höhere Energieeffizienz und eine verbesserte Integration erneuerbarer Wärmequellen ermöglicht. Kontext der dezentralen Wärmeversorgung ist, welchen Einfluss Kurzzeitspeicher auf das Flexibilitätspotenzial haben.

Dieser AWF untersucht gebäudeintegrierte dezentrale Wärmepumpen und die Möglichkeit Wärme vorzuproduzieren, um den Stromverbrauch zeitlich durch Pufferspeicher in Zeiten mit günstigeren Strompreisen durch hohes EE-Angebot zu verschieben. Wärmepumpen haben ein Flexibilitätspotenzial den Stromverbrauch zeitlich zu verschieben, z. B. durch die Nutzung von Pufferspeichern oder durch die thermische Trägheit des Gebäudes selbst. Das kann den Stromverbrauch von Spitzenzeiten auf günstigere Zeitpunkte verlagern und ermöglicht eine systemdienliche Betriebsweise ohne Komforteinbußen. Als Wärmequellen für die dezentralen Wärmepumpen eignen sich u.a. kalte Nahwärmenetze oder oberflächennahe Geothermie, die den Wärmepumpen eine relativ konstante Wärmequelle um die 14 °C im Jahresdurchschnitt bieten. Am häufigsten werden Erdwärmesonden eingesetzt. Es kommen aber auch Erdwärmekollektoren, Grundwasserbohrungen oder Energiepfähle in Frage [35]. Für den Heizkreislauf werden im Anwendungsfall zwei Fälle unterschieden, einmal Flächenheizsysteme wie Fußbodenheizung, welche typischerweise im Neubau in Kombination mit Wärmepumpen eingebaut werden und zum anderen Wärmepumpen zur Versorgung von Radiatoren mit entsprechend höheren Vorlauftemperaturen. Inwiefern dezentrale Wärmespeicher das Flexibilitätspotenzial von Wärmepumpen weiter erhöhen können, hängt von den technischen Rahmenbedingungen und der wirtschaftlichen Umsetzbarkeit ab. Grundsätzlich können dezentrale Wärmepumpensysteme mit intelligenter Steuerung und geeigneten Speichern nicht nur wirtschaftliche Vorteile bieten, sondern auch die Netzintegration erneuerbarer Energien erleichtern.

2.3 Fazit

Die vorgestellten Projekte veranschaulichen, welche Konzepte in Berlin bereits umgesetzt werden und geplant sind. Sie geben einen klaren Ausblick darauf, wie die zukünftige klimaneutrale Wärmeversorgung in der Stadt praktisch gestaltet werden kann. Der Abschnitt zeigt eindrucksvoll, wie vielfältig die Einsatzmöglichkeiten von Wärmespeichern in verschiedenen Konzepten sind und wie entscheidend sie für eine nachhaltige und effiziente Energieversorgung in der Zukunft sein werden. Durch die Integration von Langzeit-, Kurzzeit- und Quartierswärmespeichern wird nicht nur die Flexibilität der Energieversorgung erhöht, sondern auch die Nutzung erneuerbarer Energiequellen (EE) optimiert. Die dargestellten Konzepte verdeutlichen, dass Wärmespeicher nicht nur zur Speicherung von Wärme über kurze Zeiträume, sondern auch zur saisonalen Speicherung und Flexibilisierung der Energienutzung unverzichtbar sind. Im Bereich der

Quartiersversorgung gewinnen Wärmespeicher zunehmend an Bedeutung. Sie ermöglichen es, lokal erzeugte EE effizient zu nutzen und tragen zur Flexibilisierung der Wärmeversorgung auf Quartiersebene bei. Unterschiedliche Konzepte, die je nach spezifischen Anforderungen der Quartiere variieren, zeigen, dass Wärmespeicher sowohl in Neubauten als auch in Bestandsquartieren eine zentrale Rolle spielen können. Die Nutzung von Niedertemperaturnetzen und die Einbindung dezentraler Wärmespeicher ermöglichen eine höhere Energieeffizienz und eine verbesserte Integration erneuerbarer Wärmequellen. Hier sind dezentrale Wärmekonzepte mit niedrigen Temperaturen besonders relevant. Sie optimieren den Einsatz von Wärmepumpen und die Integration von EE wie Photovoltaik oder die Abwärmenutzung. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass Berlin mit der Umsetzung verschiedener Wärmespeicherprojekte bereits wichtige Erfahrungen sammelt, die wegweisend für die zukünftige klimaneutrale Wärmeversorgung der Stadt sind. Langzeitspeicher werden vor allem zur saisonalen Speicherung und Maximierung der erneuerbaren Wärme eingesetzt, während Kurzzeitspeicher zur Flexibilisierung und Optimierung der Wärmeversorgung beitragen. In Quartiersnetzen spielen Erdwärmesonden und dezentrale Pufferspeicher eine wichtige Rolle, um eine effiziente, resiliente und nachhaltige Wärmeversorgung zu gewährleisten. Diese Wärmespeichertechnologien sind unverzichtbar, um die Ziele der Dekarbonisierung und Energieeffizienz in Berlin zu erreichen.

3 Bewertung typischer Anwendungsfälle von Wärmespeichern in Berlin

In diesem Kapitel werden die vier in Abschnitt 2.2 beschriebenen Anwendungsfälle quantitativ analysiert. Ziel ist es, den Nutzen von Wärmespeichern darzustellen, treibende Faktoren für den Einsatz von Lang- und Kurzzeitwärmespeichern zu identifizieren und eine Grundlage für die Ermittlung des Wärmespeicherbedarfs in den Anwendungsfällen zu schaffen. Indikatoren zur Bewertung des Nutzens von Wärmespeichern sind unter anderem der wirtschaftlich zwischenspeicherbare Anteil der Jahreswärme sowie die zusätzlich nutzbare Menge an EE-/Abwärme durch Speicherung. Die Vorgehensweise unterscheidet sich je nach Anwendungsfall und wird in den jeweiligen Abschnitten näher erläutert.

3.1 Saisonale Wärmespeicherung in großen Wärmenetzen

Methodischer Ansatz:

Zur Ableitung des Speicherbedarfs für Langzeitwärmespeicher in großen Wärmenetzen wird zunächst in einem vereinfachten Ansatz der stündliche Wärmebedarf eines exemplarischen Jahres für ein Wärmenetz der Größenordnung des Verbundnetzes der BEW AG in Berlin mit einer Jahreswärmearbeit von 10 TWh herangezogen und die Überschusswärme bestimmt, die abhängig von unterschiedlich gewählten EE-/Abwärmeleistungen entsteht, s. Abbildung 5. Überschusswärme entsteht immer dann, wenn der Wärmebedarf in einer Stunde geringer ist als die EE-/Abwärmeleistung, sodass nicht die gesamte EE-/Abwärmeleistung ins Wärmenetz eingespeist werden kann. Die Wärmebedarfszeitreihe basiert auf dem BDEW-Standardlastprofil und wird mit der Python-Bibliothek demandlib erzeugt [108]. Als Gebäudetyp wird ein Mehrfamilienhaus mit einer Klassenzuordnung zur Baualtersstruktur der Wohnungen in Berlin angenommen, wobei die Verteilung zwischen vor und nach 1979 errichteter Wohneinheiten berücksichtigt wird. Der Dekarbonisierungsfahrplan der Berliner Energie und Wärme AG (BEW) [73] (ehemals Vattenfall Wärme Berlin) bildet die Grundlage für die Berechnung und die benötigten Größenordnungen, wie etwa die der zukünftigen EE-Erzeugungskapazität im Wärmenetz. Für die EE-/Abwärmequelle wird eine über das Jahr konstante Leistung angenommen, die in 100-MW-Schritten zwischen 0 und 1.200 MW variiert wird.

In einem zweiten Schritt werden für verschiedene Speichergrößen Simulationen durchgeführt, bei denen Überschusswärme zur Beladung des Wärmespeichers genutzt wird und eine Entladung des Speichers erfolgt, wenn der Wärmebedarf größer als die EE-/

Abwärmeleistung ist, siehe Abbildung 6. Somit wird Überschusswärme zwischengespeichert, um Wärme zu verdrängen, die sonst mittels anderer Erzeugungseinheiten bereitgestellt werden müsste.

Bei diesem einfachen methodischen Ansatz werden folgende Vereinfachungen getroffen:

1. Keine Berücksichtigung von Transportkapazitäten im Wärmenetz. Die Ergebnisse setzen somit eine Aufteilung der EE-/ Abwärmeeinspeisepunkte und Wärmespeicher auf verschiedene Standorte im Wärmenetz voraus, sodass Netzrestriktionen im Betrieb nicht verletzt werden.
2. Keine Berücksichtigung der sogenannten Gleichzeitigkeit in großen Wärmenetzen. Die Skalierung des BDEW-Standardlastprofils auf ein Wärmenetz, welches ca. 1,4 Mio. Haushalte versorgt, berücksichtigt nicht die Tatsache, dass diese Haushalte nutzerbedingt zu unterschiedlichen Zeiten heizen und die Heizprofile somit zeitlich versetzt aufaddiert werden müssten.
3. Keine Berücksichtigung des Einflusses der Wärmeverluste auf die zu deckende Wärmenachfrage. Da im Sommer die Wärmeverluste einen höheren Anteil der transportierten Nutzwärme ausmachen als im Winter, ist der reale Wärmebedarf im Winter etwas geringer und im Sommer entsprechend etwas höher als im angenommenen Wärmebedarfsprofil.
4. Keine Berücksichtigung von Wärmeverlusten der Wärmespeicher.

Der Einfluss der Vereinfachungen 2 und 3 auf die Ergebnisse wird als gering eingeschätzt, da bei Langzeitwärmespeichern die saisonale Schwankung des Wärmebedarfs entscheidend ist, welche durch Vereinfachung 2 nicht und durch 3 nur geringfügig beeinflusst wird.

Eine einfache Bewertung einer wirtschaftlichen Tragfähigkeit von Langzeitwärmespeichern erfolgt durch den Vergleich von Kosten einer zwischengespeicherten Kilowattstunde (kWh) Wärme mit den variablen Kosten der Erzeugung von Fernwärme mittels beispielhafter Technologien. Die Kosten der zwischengespeicherten Wärme werden aus dem Investitionsaufwand der Wärmespeicher bestimmt¹⁵, ohne weitere Fixkosten (bspw. eine Netzanbindung) oder Betriebskosten (bspw. für Pumpen) und Wärmeverluste zu berücksichtigen. Auch Förderungen, die für Wärmespeicher in Anspruch genommen werden können, werden in der Betrachtung vernachlässigt. Die Erzeugungskosten ergeben sich aus den prognostizierten Brennstoffkosten für den Einsatz von Wasserstoff

¹⁵ Aquiferwärmespeicher: 11 – 31 €/m³WÄ, Erdbecken-Wärmespeicher: 31 – 211 €/m³WÄ

(12 ct/kWh¹⁶ oder ca. 4 €/kg) und der Vereinfachung, dass für Elektroheizer (EH) und Wärmepumpe keine Umlagen und Abgaben zu zahlen sind.

Eine Bewertung, inwieweit die hohen Vorlauftemperaturen eines Fernwärmesystems der zweiten Generation ein Hemmnis für den Einsatz von Wärmespeichern darstellen, erfolgt mittels statistischer Auswertung der Vorlauftemperaturen. Hierzu werden aus den Tagesmittelwerten der Außentemperaturen der letzten zehn Jahre für Berlin Dahlem über die Heizkurven [109] für das Versorgungsgebiet (VG) 1 und 2 die korrespondierenden Vorlauftemperaturen bestimmt und deren Häufigkeit dargestellt, s. Abbildung 9, Abbildung 10 und Abbildung 11.

Ergebnisse:

Im Dekarbonisierungsfahrplan der Berliner Energie und Wärme AG (BEW) [73] (ehem. Vattenfall Wärme Berlin) ist für das Jahr 2023 eine EE-/ Abwärmeleistung von 99 MW angegeben. Diese stammt aus der thermischen Abfallverwertung im Müllheizkraftwerk Ruhleben der BSR. Im Jahr 2026 ist die Inbetriebnahme einer Abwasserwärmepumpe mit weiteren 75 MW am Standort Reuter West geplant. Für den Zeitraum 2035 bis 2045 beträgt die im Dekarbonisierungsfahrplan angegebene EE-/ Abwärmeleistung insgesamt 700 MW – davon 400 MW aus Wärmepumpen¹⁷, 200 MW aus thermischer Abfallverwertung und 100 MW aus Geothermie [73]. Diese Leistungen könnten sich bei einer Überarbeitung der Dekarbonisierungsfahrpläne ändern, da mit fortschreitenden Erkenntnissen z. B. zur Geologie Anpassungen der EE- und Energieträgeranteile zu erwarten sind.

In Abbildung 5 ist der Fernwärmedeckungsgrad durch EE-/ Abwärme abhängig von der EE-/ Abwärmeleistung dargestellt – einmal für den theoretischen Fall, dass 100 % der EE-/ Abwärme in das System integriert werden können¹⁸ und einmal für den Fall ohne Wärmespeicher, bei dem nur die EE-/ Abwärme genutzt werden kann, die einen zeitgleichen Wärmebedarf decken. Die entstehende Überschusswärme ist auf der rechten Y-Achse dargestellt.

Auf der Abszisse des Diagramms ist abzulesen, dass bei ca. 1.150 MW EE-/ Abwärmeleistung eine Deckung des gesamten Wärmebedarfs (zu 100 %) theoretisch möglich wäre. Dabei gäbe es eine Überschusswärme von rund 3.100 GWh, d.h. 31 % der Jahreswärmearbeit, welche zwischen gespeichert werden müsste (abzulesen am

¹⁶ Wert basierend auf dem Technikkatalog der kommunalen Wärmeplanung [14]

¹⁷ s. auch Abbildung 14

¹⁸ mit einem Wärmespeicher, der groß genug ist

Kurvenverlauf für Überschusswärme ohne Speicher bei einer EE-/ Abwärmeleistung von ca. 1.150 MW). Zum Vergleich: Diese Wärmespeicherkapazität entspricht dem 100-fachen des Aquiferwärmespeichers, der im Rahmen des Reallabors GeoSpeicher Berlin am Heizkraftwerk der BTB in Adlershof geplant ist und bei erfolgreicher Umsetzung den größten Aquiferwärmespeicher Deutschlands darstellen wird. Anhand des Kurvenverlaufs der FW-Abdeckung durch EE-/ Abwärme lässt sich ablesen, dass Überschusswärme erst ab einer EE-/ Abwärmeleistung von ca. 200 MW anfällt. Die Vereinfachungen 2 und 3 führen zu einer Unterschätzung dieser Grenze. Für die zukünftig relevante Größenordnung von ca. 700 MW EE-/ Abwärmeleistung zeigt die Analyse, dass ohne Wärmespeicher 49,5 % der Jahreswärmearbeit durch EE gedeckt werden könnte und dieser Anteil durch Integration von der ohne Speicherung nicht nutzbaren Wärme von rd. 1.200 GWh auf 61 % gesteigert werden könnte.

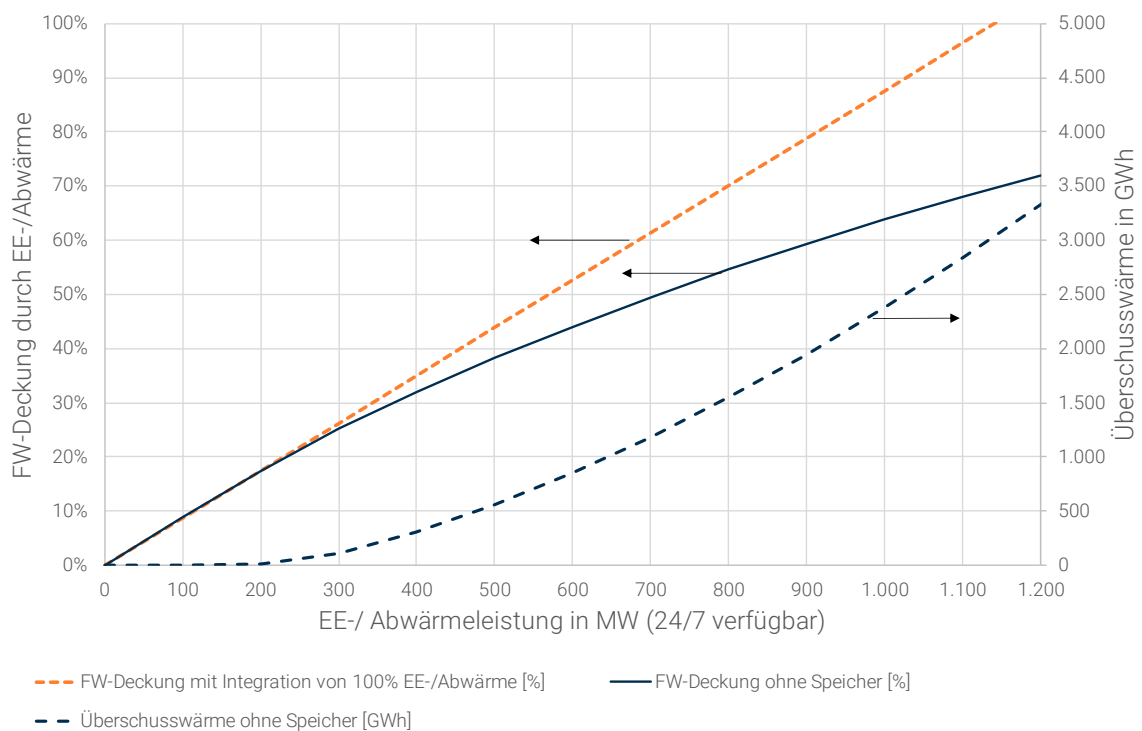


Abbildung 5: Fernwärmedeckung durch EE-/ Abwärme und Überschusswärme abhängig von der installierten EE-/ Abwärmeleistung

Ein typischer Saisonalwärmespeicher würde im Sommer beladen und im Winter entladen und würde somit einen Zyklus pro Jahr durchlaufen. Daher bräuchte es für die Zwischenspeicherung der o.g. 1.200 GWh Überschusswärme einen Speicher mit nahezu der gleichen Kapazität – das 40-Fache des GeoSpeichers Berlin. Realistisch ist jedoch eine

Kombination von Kurzzeit- und Langzeitspeichern, die zusammen eine geringere Gesamtkapazität aufweisen und somit auch mehr als nur einen Zyklus pro Jahr durchlaufen, wodurch sie wirtschaftlicher betrieben werden können. Die Wärmekapazität des Speichers in Reuter West beträgt 2,2 GWh, und der Dekarbonisierungsfahrplan sieht eine Verdopplung der Kapazität von Kurzzeitspeichern vor. Im Transformationsplan sind zunächst 40 GWh an Langzeitspeichern geplant, zur Hälfte als Aquiferwärmespeicher (ATES) und zur anderen Hälfte als Erdbeckenwärmespeicher. Aus internen Potenzialstudien der BEW geht eine mögliche Verzehnfachung dieser Kapazität hervor, sodass bis zu 440 GWh als realistischer Wert betrachtet werden kann. In Abbildung 6 sind die Ergebnisse der Speichersimulation für diese zwei Kapazitäten – 44 GWh und 440 GWh – dargestellt. Diese Speicherkapazitäten verschieben die installierte Leistung der EE-/Abwärme, ab der Überschusswärme anfällt, von 200 MW (ohne Wärmespeicher) auf 300 MW (mit 44 GWh Speicherkapazität) und auf 400 MW (mit 440 GWh Speicherkapazität).

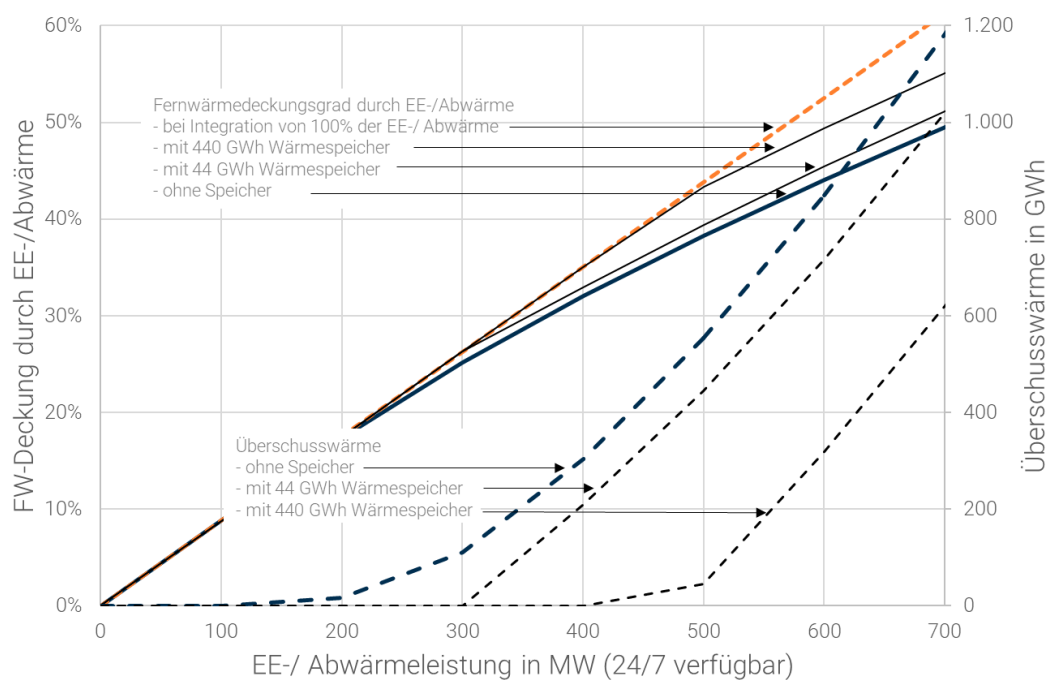


Abbildung 6: Einfluss verschiedener Kapazitäten von Wärmespeicher auf den Fernwärmedeckungsgrad durch EE-/ Abwärme und die entstehende Überschusswärme in Abhängigkeit der installierten EE-/ Abwärmeleistung

Durch eine Speicherkapazität von 44 GWh reduziert sich die Überschusswärme bei 700 MW EE-/ Abwärmeleistung um 163 GWh von ursprünglich 1.183 GWh ohne Wärmespeicher auf 1.020 GWh. Die Speicherkapazität reduziert somit das 3,7-Fache an Überschusswärme

oder anders, die Speicher können zusammen genommen 3,7 Vollzyklen pro Jahr gefahren werden.

Mit einer Speicherkapazität von 440 GWh kann die Überschusswärme um 562 GWh reduziert werden, wodurch die Speicherkapazität nur ca. 1,3 Zyklen pro Jahr gefahren werden kann.

Die Kosten einer zwischengespeicherten Kilowattstunde Wärme hängen neben dem Investitionsaufwand maßgeblich von der Anzahl der Zyklen ab, die ein Wärmespeicher während seiner Lebensdauer durchläuft. Dies wird in Abbildung 7 deutlich. Hierbei können 20 Zyklen während der Lebensdauer bspw. ein Zyklus pro Jahr und eine Lebensdauer von 20 Jahren bedeuten, während bspw. 120 Zyklen für vier Zyklen pro Jahr bei einer Lebensdauer von 30 Jahren stehen. Die Investitionskosten von ATES sind geringer als die von Erdbeckenwärmespeicher. Dafür eignen sich Erdbeckenwärmespeicher technisch besser, um viele Zyklen pro Jahr zu fahren.

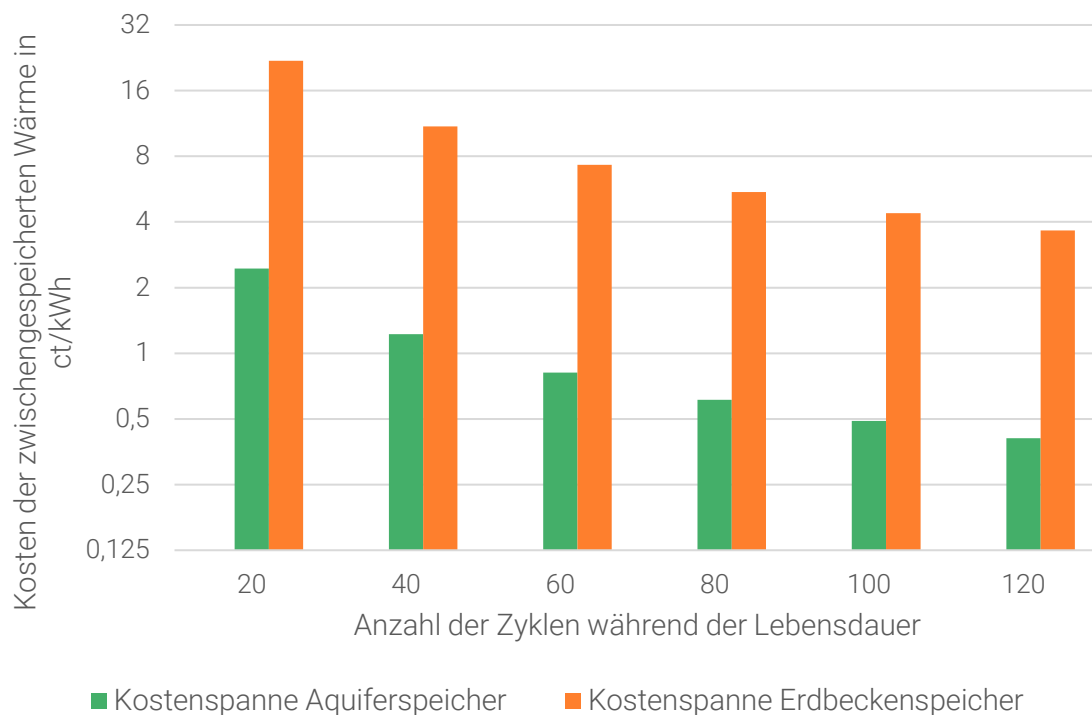


Abbildung 7: Kosten der zwischengespeicherten Wärme

Zum Vergleich sind in Abbildung 8 die variablen Wärme(rest)kosten typischer Erzeugungstechnologien über dem Großhandelsstrompreis dargestellt. Während EH und Wärmepumpen (WP) niedrige Wärmekosten bei niedrigen Strompreisen haben, sinken die

Wärmerestkosten von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen mit steigendem Strompreis. Die variablen Erzeugungskosten von H₂-Heißwassererzeuger (HWE) sind unabhängig vom Strompreis und ergeben sich in dem Fall aus dem Wasserstoffpreis von 12 ct/kWh¹⁶ oder ca. 4 €/kg (Prognose für 2045).

Der Vergleich der Kosten zur Zwischenspeicherung von Wärme und der Erzeugungskosten zeigt, dass der Einsatz von Wärmespeichern grundsätzlich wirtschaftlich darstellbar ist, allerdings im Einzelfall geprüft werden muss. Die Beladung des Wärmespeichers müsste bei niedrigen Strompreisen mittels WP erfolgen (bspw. bei 20 €/MWh zu ca. 7 ct/kWh), während die Entladung vorzugsweise bei „mittleren Strompreisen“ erfolgt. Dabei sollten die Wärmerestkosten nicht unterhalb derer von HWE (ca. 13 ct/kWh) liegen. In dem Fall dürften die Kosten der Zwischenspeicherung bis zu 6 ct/kWh betragen, was gemäß Abbildung 7 möglich ist. Konkrete Aussagen zur Wirtschaftlichkeit können mittels stündlicher Einsatzplanungsrechnungen erfolgen (siehe Fallbeispiel neue Wärmenetze in Abschnitt 3.3), aus denen sich über die Anzahl der Stunden der Be- und der Entladung und den jeweils entsprechenden Wärmekosten eine Jahresbilanz zur wirtschaftlichen Bewertung ergibt.

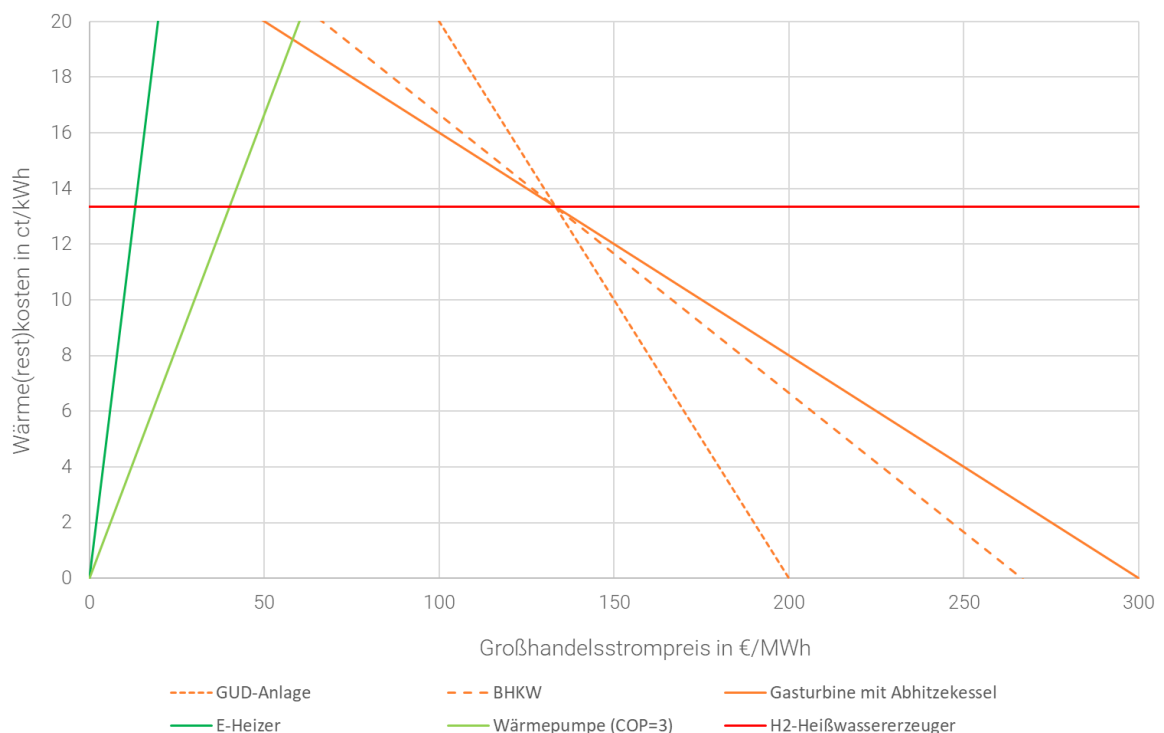


Abbildung 8: Wärme(rest)kosten über dem Großhandelsstrompreis für typische Erzeugungsanlagen (H₂-Preisprognose für 2045 [14])

Hohe Vorlauftemperaturen werden im Allgemeinen als Hemmnis für die Einbindung von EE-Wärme und Wärmespeichern betrachtet, weshalb die Absenkung der Vorlauftemperaturen zu den Maßnahmen gehört, Wärmenetze für die Zukunft weiterzuentwickeln. Für Wärmespeichern ist dies relevant, da das Heizwasser aus dem Wärmespeicher bei Entladung auf die entsprechende Vorlauftemperatur aufgeheizt werden muss, sofern diese über der Speichertemperatur liegt. In Abbildung 9 ist die Häufigkeitsverteilung der tagesmittleren Außentemperatur für Berlin dargestellt. Abbildung 10 und Abbildung 11 zeigen die daraus resultierenden Vorlauftemperaturen. Es wird deutlich, dass die Vorlauftemperatur gemäß der aktuellen Heizkurven im VG1 im Durchschnitt ca. 340 Tage pro Jahr kleiner-gleich 90 °C beträgt, während es im VG2 ca. 300 Tage sind.

Um einen Wärmespeicher jederzeit einsetzen zu können, muss die Temperatur von der Speichertemperatur auf die maximal auftretende Vorlauftemperatur angehoben werden. Diese Nachheizung kann mittels EH oder HWE erfolgen oder an Kraftwerksstandorten ggf. durch andere vorhandene Erzeugungsanlagen. Die Betriebsstunden der Nachheizung sind jedoch gering, sofern die Speichertemperatur im Bereich von 80 bis 95°C liegt.

Daher erhöht eine erforderliche Nachheizung den Investitionsaufwand eines Speichersystems. Die Strom- oder Brennstoffkosten der Nachheizung sollten jedoch kein nennenswertes Hemmnis darstellen. Die Absenkung der Vorlauftemperaturen und eine möglichst hohe Speichertemperatur reduzieren die Jahresstunden, in denen eine Nachheizung erforderlich ist.

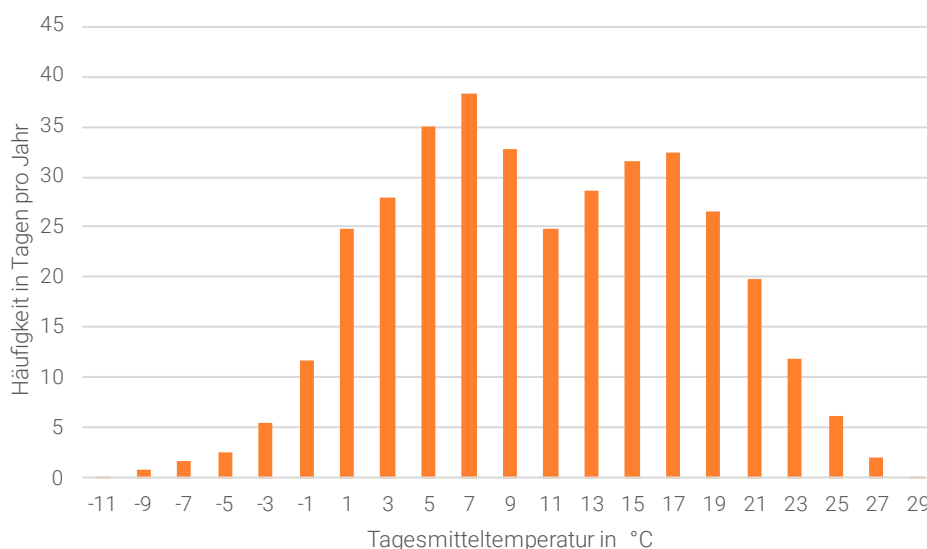


Abbildung 9: Häufigkeitsverteilung der Außentemperatur für Berlin Dahlem (2014 – 2023)

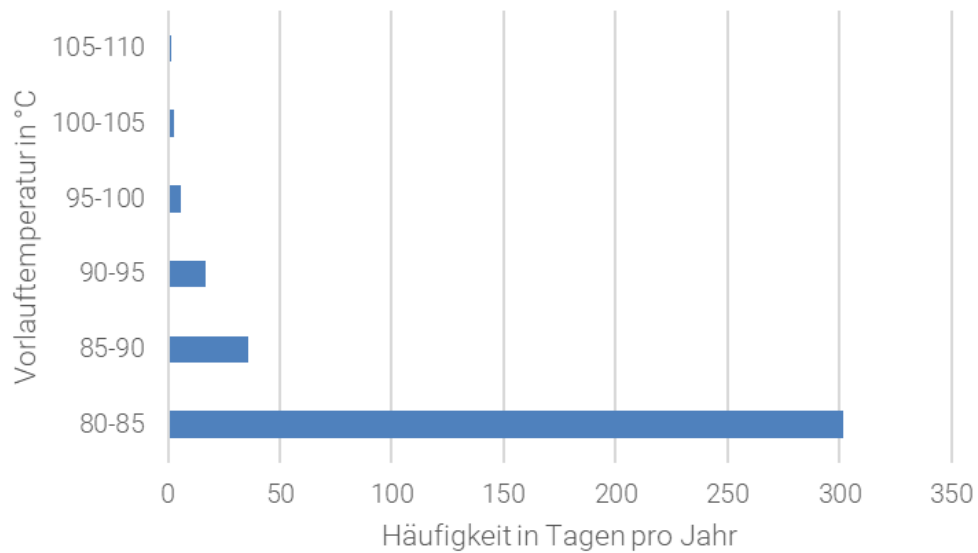


Abbildung 10: Häufigkeitsverteilung der Vorlauftemperatur im VG1 (2014-2023)

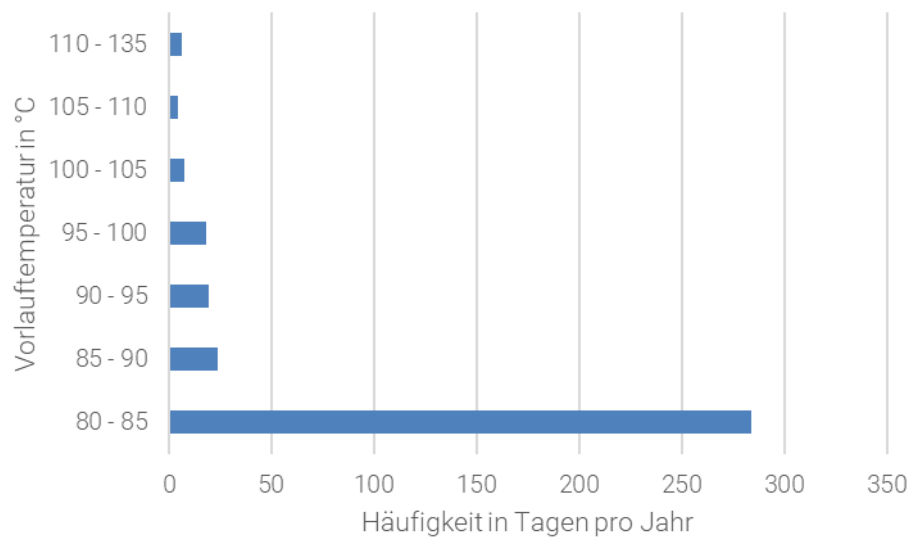


Abbildung 11: Häufigkeitsverteilung der Vorlauftemperatur im VG2 (2014-2023)

Fazit:

Für die laut Dekarbonisierungsfahrplan der BEW im Zeitraum 2035 bis 2045 geplante EE-/ Abwärmeleistung von 700 MW, würde eine Speicherkapazität von bis zu rund 1.200 GWh ca. 12 % der Jahreswärmearbeit zur Vermeidung von Überschusswärme aus EE oder

Abwärme beitragen. Damit ließe sich der EE- oder Abwärmeanteil von 49,5 % auf ca. 61 % steigern. Realistischer erscheinen jedoch Speicherkapazitäten zwischen 44 und 440 GWh, mit denen der EE- oder Abwärmeanteil von 49,5 % auf 51,1 bzw. 55,1 % erhöht werden kann. Der Kostenvergleich für die Zwischenspeicherung und Wärmeerzeugung zeigt, dass der Einsatz von Langzeitwärmespeichern unter bestimmten Voraussetzungen wirtschaftlich tragfähig sein kann. Allerdings sind detaillierte Rechnungen für den Einzelfall erforderlich, um eine Wirtschaftlichkeit zu bestätigen oder zu widerlegen. Die Vorlauftemperaturen im Verbundnetz der BEW liegen an 340 Tagen pro Jahr (VG1) bzw. 300 Tagen pro Jahr (VG2) bei ≤ 90 °C, wodurch eine Nachheizung von der Speichertemperatur auf die benötigte Vorlauftemperatur an den verbleibenden Tagen erforderlich ist. Somit müssen Anlagen zur Nachheizung vorgesehen werden, die die Komplexität und die Investitionskosten des Gesamtsystems bei der Einbindung von Wärmespeichern erhöhen.

3.2 Kurz- und mittelfristige Wärmespeicher in großen Wärmenetzen

Die Dimensionierung von Kurzzeitwärmespeichern erfolgt individuell unter Berücksichtigung der Anlagenkonfiguration im Erzeugerverbund sowie der Bedingungen im Wärmenetz.

Im Allgemeinen lassen sich Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) durch den Einsatz von Kurzzeitwärmespeichern strompreisorientierter betreiben. Dadurch können KWK-Anlagen systemdienlich mehr Strom in das Stromnetz einspeisen, wenn die Erzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) im Vergleich zur Stromnachfrage gering ist (hohe Residuallast¹⁹) und umgekehrt. Zusätzlich kann durch Wärmespeicher der Einsatz von Heizwerken zur Spitzenlastabdeckung reduziert werden, indem zwischengespeicherte KWK-Wärme genutzt wird. Die Deckung der Wärmenachfrage muss dann nicht ausschließlich aus Erzeugeranlagen, sondern kann in Teilen aus dem Wärmespeicher erfolgen. Hiermit entsteht der Freiheitsgrad, die KWK-Anlagen stärker nach dem Strompreis bzw. Strombedarf des Systems zu fahren und/oder Spitzelast mit Grundlastanlagen zu decken, s. bspw. [3]. Der Betrieb von Wärmepumpen und Elektroheizern kann durch den Einsatz von Kurzzeitwärmespeichern zu Zeiten niedriger Strompreise und damit geringer Residuallast verschoben werden. Da derartige Systeme jedoch noch nicht so verbreitet sind, fehlen in der Literatur verlässliche Anhaltspunkte für eine wirtschaftlich optimale Dimensionierung von Wärmespeichern. Als Anhaltswert für die Dimensionierung von Wärmespeichern kann die Kapazität dieser in Abhängigkeit von der KWK-Leistung als Kennzahl herangezogen werden. Diese wird in der Literatur oftmals verwendet und kann für bestehende Wärmespeicher ermittelt werden. Die Kennzahl beschreibt, wie viele Stunden der KWK-Leistung ein Wärmespeicher aufnehmen kann, wenn er vollständig beladen wird und die gesamte KWK-Leistung zur Verfügung steht. Im Betrieb wird i.d.R. ein Teil der KWK-Leistung benötigt, um die Fernwärmenachfrage direkt zu decken. Der Wärmespeicher wird dabei nur selten von Null auf 100 % seines Füllstands beladen.

In Abbildung 12 ist die auf die KWK-Wärmeleistung bezogene Speicherkapazität in Stunden aus Literaturangaben angegeben. Die wirtschaftlich optimale Dimensionierung bewegt sich zwischen 0,5 und 5 Stunden KWK-Leistung und ist primär abhängig von dem Typ der KWK-Anlage²⁰ und den wirtschaftlichen Randbedingungen. Je nach Anlagentyp können Größen bis zu 12 Stunden KWK-Leistung gerade noch wirtschaftlich tragfähig sein.

¹⁹ Die Residuallast ist die Differenz aus Strombedarf und Stromerzeugung aus EE, d.h. die verbleibende Last, die aus thermischen Kraftwerken oder Stromspeichern gedeckt werden muss.

²⁰ Bzgl. Strom und Wärmeerzeugung flexible Anlage mit Entnahmekondensationsdampfturbine oder unflexible Anlage mit Gegendruckdampfturbine, Gasturbine mit Abhitzeessel oder BHKW.

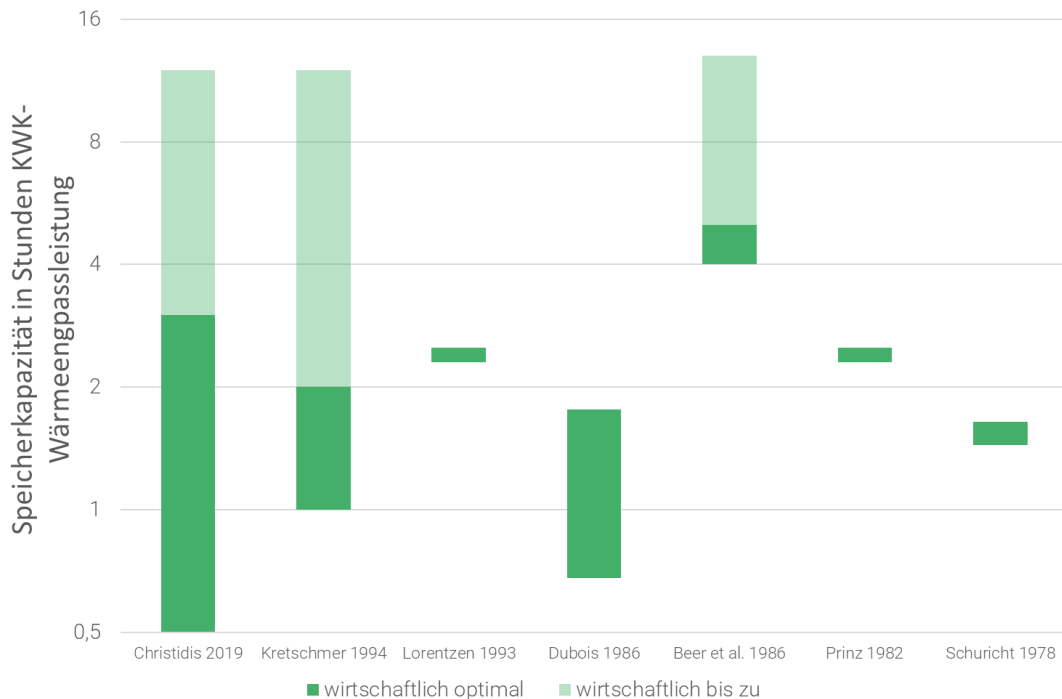


Abbildung 12: Speicherkapazität in Stunden KWK-Wärmeengpassleistung aus Literaturangaben [3], [110], [111], [112], [113], [114], [115] [3], [110], [111], [112], [113], [114], [115]

Erwähnenswert ist, dass der betrachtete Bereich der KWK-Leistung von 0,5 bis 5 Stunden trotz seiner recht großen Spanne sowohl in Veröffentlichungen vor Liberalisierung des Strommarktes als auch für Betrachtungen mit stündlich variablen Strompreisen in der Vergangenheit und in Zukunftsprognosen, nahezu einheitlich dargestellt wird. In Abbildung 13 ist die Speicherkapazität in m³ und in Stunden KWK-Wärmeleistung von realisierten Projekten dargestellt. Das Spektrum reicht von ca. 0,8 Stunden bis zu 32 Stunden KWK-Leistung, wobei ca. 75% der Wärmespeicher bis zu 9 Stunden KWK-Wärmeleistung einspeichern können.

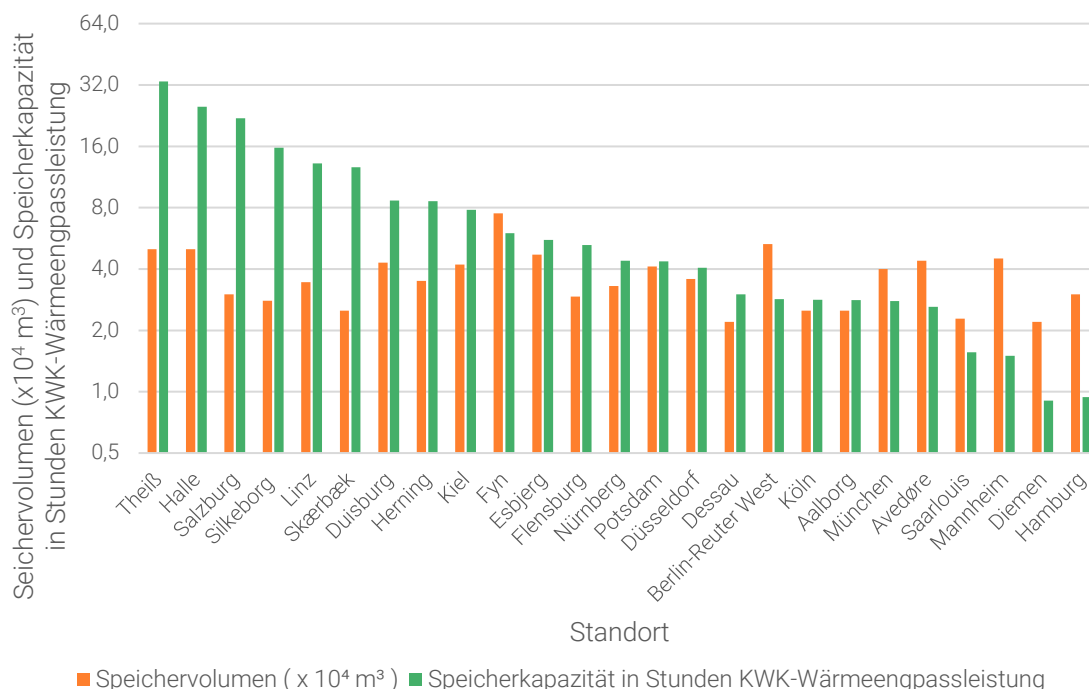


Abbildung 13: Speichergößen von umgesetzten Projekten in m³ und in Stunden KWK-Wärmeengpassleistung, dargestellte Wärmespeicher größer 20.000 m³

Die Kapazität des bestehenden Wärmespeichers in Reuter West beträgt 53.000 m³ oder 2.200 MWh [38]. Die KWK-Leistung der Kraftwerksblöcke D und E beträgt am Standort 774 MW, woraus sich eine rechnerische Speicherkapazität von 2,8 Stunden KWK-Leistung ergibt. In Tabelle 8 sind die aktuell geplanten KWK-Leistungen im Versorgungsgebiet der BEW dargestellt. Die Heizkraftwerke „Klingenberg“ und „Märkisches Viertel“ besitzen eine geringe Stromkennzahl, d.h. ein geringes Verhältnis aus Stromerzeugung zu Wärmeauskopplung. Daher sind diese Standorte z. B. nicht geeignet für Wärmespeicher, denn die durch Wärmespeicherung verlagerte Stromerzeugung würde sehr gering ausfallen.

Tabelle 8: KWK-Anlagen im Versorgungsgebiet der BEW [73]

Standort	Brennstoff	Anlage	Wärmeleistung [MW]	Stromkennzahl	geplante Abnahme
Reuter West	Steinkohle	Block D	387	0,73	2029
Reuter West	Steinkohle	Block E	387	0,73	2029
Reuter	Dampf	TAV	99	0,36	2026
Moabit	Steinkohle	Block A	136	0,65	2028
Charlottenburg	Erdgas	GT 4	150	0,48	2028
Charlottenburg	Erdgas	GT 5	150	0,48	2027

Lichterfelde	Erdgas	GuD	230	1,30	bis 2040
Mitte	Erdgas	GuD	440	1,01	bis 2040
Marzahn	Erdgas	GuD	240	1,08	bis 2040
Klingenberg	Erdgas	3 x ST	760	0,22	2026
Märkisches Viertel	Biomasse	DT	28	0,23	-
Waldstr.	Biomethan	BHKW	0,65	0,92	-
Scharnhorststraße	Erdgas	BHKW	0,65	0,92	bis 2040
Lange Enden	Erdgas	2 x BHKW	4,8	0,42	bis 2040
Inselnetze	Biomethan	4 x BHKW	2,6	0,92	2045
Inselnetze	Erdgas	5 x BHKW	2,1	0,81	2045

Die Summe der KWK-Leistung der anderen größeren Standorte²¹ im Verbundnetz beträgt zurzeit 1.445 MW, sodass basierend auf einer Kapazität von ca. drei Stunden der KWK-Wärmeleistung weitere rd. 4.300 MWh – ungefähr eine Verdreifachung der vorhandenen Kapazität – an Kurzzeitwärmespeichern sinnvoll erscheinen.

Wichtiger als die derzeit installierte KWK-Leistung ist die zukünftig geplante Leistung der KWK-Anlagen und der geplante Ausbau von Wärmepumpen und Elektroheizern (EH). In Abbildung 14 ist dieser Pfad dargestellt. Es zeigt sich, dass im Jahr 2045 die installierte Wärmeleistung von KWK-Anlagen in der Summe voraussichtlich auf 1.500 MW zurückgeht. Unter einer Kapazität von ca. drei Stunden dieser KWK-Wärmeleistung ergeben sich rd. 4.400 MWh Wärmespeicherkapazität. Zum heutigen Stand der KWK-Wärmeleistung würde das eine Verdopplung der Kapazität von Kurzzeitwärmespeichern bedeuten. Ein sinnvoller Kurzzeitspeicherbedarf für Wärmepumpen und EH kann mangels Dimensionierungsgrundlage nicht abgeschätzt werden. Die 400 MW Wärmepumpenleistung gemäß „Dekarbonisierungsfahrplan“ [75] sind jedoch bereits bei den Langzeitwärmespeichern zur Nutzung von erneuerbarer Wärme oder Abwärme berücksichtigt und EH in dieser Größenordnung werden voraussichtlich zur Spitzenlastabdeckung mit wenigen Betriebsstunden eingesetzt. Zusätzliche Kurzzeitwärmespeicher für Wärmepumpen und EH erscheinen daher nicht sinnvoll.

²¹ Reuter, Moabit, Charlottenburg, Charlottenburg, Lichterfelde, Mitte, Marzahn

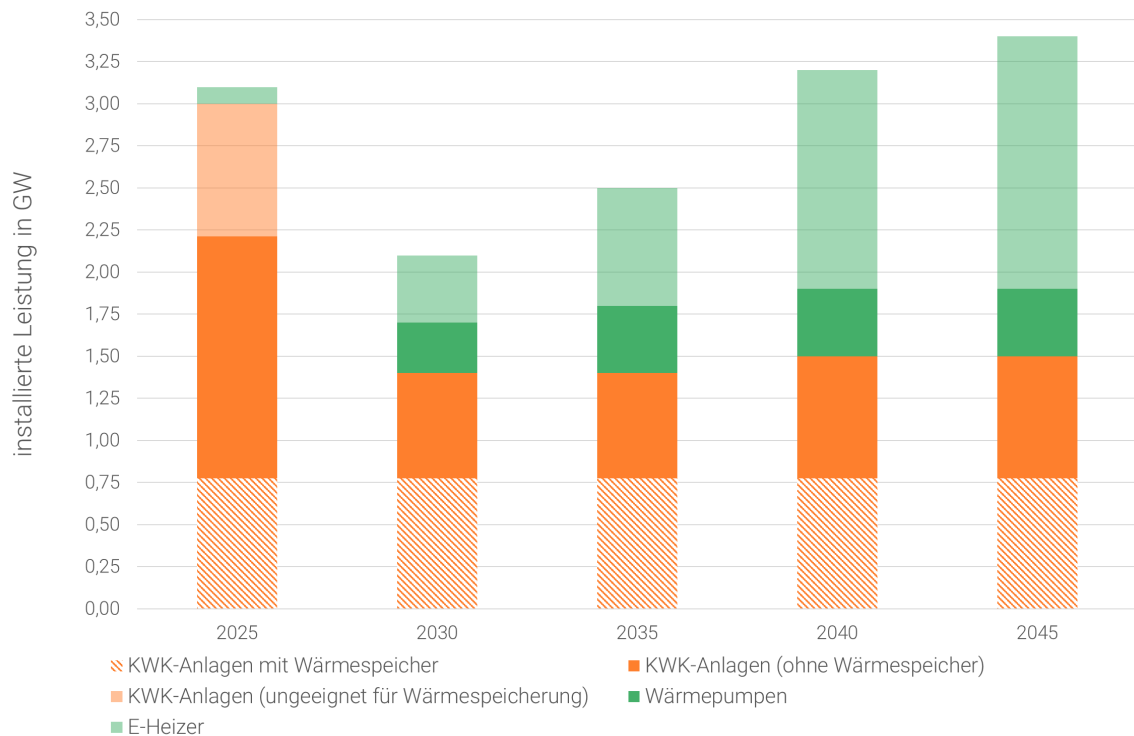


Abbildung 14: Installierte Leistungen von KWK-Anlagen, Wärmepumpen und Elektroheizer im Verbundnetz der BEW, [73]

Fazit:

Kurz- und mittelfristige Wärmespeicher im Verbundnetz der BEW ermöglichen eine Entlastung des Stromnetzes, fördern ein effektives Lastmanagement und können durch optimierte KWK-Nutzung langfristig die Gesamtkosten der Energieversorgung senken. Für das Verbundnetz ergibt die Abschätzung sinnvoller Kapazitäten für Kurzzeitwärmespeicher eine Verdopplung bis Verdreifachung der vorhandenen Wärmespeicherkapazität von 2.200 MWh auf 4.400 bis zu 6.600 MWh.

3.3 Wärmespeicher in der Quartiersversorgung

Wärmespeicher (TES) in neuen Wärmenetzen mit niedrigeren Vorlauftemperaturen bieten das Potenzial, Stromlastspitzen zu reduzieren und gleichzeitig die Versorgungssicherheit zu erhöhen sowie erneuerbare Energien und Abwärme umfassender zu integrieren. Ziel dieses Ansatzes ist es, den Beitrag von Wärmespeichern zur effizienteren Nutzung vorhandener Potenziale erneuerbarer Energien und Abwärme sowie deren Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu Versorgungskonzepten ohne Wärmespeicher für ausgewählte Fallbeispiele in Berlin bewerten zu können.

Methodischer Ansatz:

Im Rahmen der Untersuchung zur Integration von Wärmespeichertechnologien in neue Wärmenetze werden drei verschiedene Fallbeispiele für den Anwendungsfall (AWF) 3 entwickelt und analysiert. Dazu werden Fallbeispiele für ein exemplarisches Quartier definiert. Dieses Quartier stellt kein reales Gebiet in Berlin dar, sondern basiert auf einem modellierten Bestandsquartier. Für dieses Quartier wurden sinnvolle Kombinationen von Abwärmequellen in Berlin einschließlich ihrer zeitlichen Verfügbarkeit über das Jahr (ganzjährig konstant oder fluktuierend) in Verbindung mit ausgewählten Wärmespeichertechnologien, Erzeugungstechnologien und einem Quartierswärmenetz erarbeitet. Das Quartier wird als Energiesystem modelliert und mittels Energiesystemoptimierung wird ein wirtschaftliches Optimum ermittelt. Hierbei werden sowohl die Anlagendimensionierung als auch der Anlagenbetrieb optimiert. Die Berechnungen erfolgen für die Zieljahre 2030 und 2045. Für beide Jahre werden jeweils zwei Szenarien betrachtet: eines mit Erzeugungsanlagen zur Heizwärmeversorgung auf Basis von Brennstoffen und einer strombasierten Heizwärmeversorgung, und eines mit ausschließlich strombasierten Anlagen zur Heizwärmeversorgung. Die Energiesystemoptimierung stellt ein präzises, etabliertes und bewährtes Verfahren zur Untersuchung und Analyse von Transformationspfaden eines Energiesystems dar. Sie basiert auf der Annahme, das Energiesystem (Systemauslegung und Betrieb) kostenoptimal zu gestalten, wobei gegebene Randbedingungen berücksichtigt werden. Dabei wird von einer planenden Perspektive mit perfekter Vorausschau ausgegangen. Dies bedeutet, dass zu jedem Zeitpunkt exakt bekannt ist, welcher Bedarf gedeckt werden muss, sodass alle Anlagen – einschließlich Wärmespeicher – innerhalb des Energiesystems kostenoptimal eingesetzt werden können. Dabei werden die im Energiesystem enthaltenen Technologien mit ihren jeweiligen typischen Investitions- sowie Betriebs- und Wartungskosten berücksichtigt. Dies führt zu einer Annäherung der

Modellierungsergebnisse zum realen Anlagenbetrieb. Mit Hilfe der Energiesystemoptimierung lassen sich verschiedene Energiesysteme und Verschaltungskonzepte der Wärmespeicherung (z. B. Platzierung des Wärmespeichers zwischen Wärmepumpen (WP)) miteinander vergleichen.

Definition von Fallbeispielen:

Quartiersgebäude-Spezifikationen: Im exemplarischen Quartier beträgt der Heizwärmebedarf 8,47 GWh/a und der Warmwasserbedarf 0,85 GWh/a. Der Gesamtwärmebedarf von 9,32 GWh/a wurde durch Skalierung so gewählt, dass mit einer Abwärmequellenleistung von 1 MW das Quartier theoretisch zu 100 % durch die Abwärmequelle und eine Wärmepumpe versorgt werden kann, sofern ein ausreichend großer Langzeitwärmespeicher gewählt wird.

Heizprofil: Das Heizlastprofil orientiert sich am Ansatz des BDEW (vgl. Abschnitt 3.1). Das stündliche Bedarfsprofil für Raumwärme und Warmwasser wird mit der demandlib [108] erzeugt. Als Gebäudetyp wird ein Mehrfamilienhaus mit der Klassenzuordnung zur Baualtersstruktur der Wohnungen in Berlin (Verteilung zwischen vor und nach 1979 errichteter Wohneinheiten) ausgewählt. Es wird eine Heizgrenztemperatur von 17 °C angenommen.

Wärmespeichertechnologien: In der Untersuchung werden die folgenden Wärmespeichertechnologien berücksichtigt: Aquiferwärmespeicher (ATES) mit oberflächennaher Geothermie²², Aquiferwärmespeicher (ATES) mit tiefer Geothermie²³, Erdsondenwärmespeicher (BTES) und Behälterwärmespeicher (TTES). Erdbeckenwärmespeicher wurden aufgrund ihrer eingeschränkten Eignung für Altbau (AB)-geprägte Quartiere in Berlin ausgeschlossen. ATES-Systeme mit oberflächennaher Geothermie speichern Wärme bei vergleichsweise niedrigen Temperaturen und werden im Folgenden zur besseren Abgrenzung als Niedertemperatur-ATES (NT-ATES) bezeichnet. Im Gegensatz dazu erlauben ATES-Systeme mit tiefer Geothermie die Speicherung bei höheren Temperaturen und werden im weiteren Verlauf vereinfacht als Hochtemperatur-ATES (HT-ATES) bezeichnet.

²² In Süßwasserhorizonten

²³ Außerhalb von Süßwasserhorizonten und vereinfacht unterhalb des Rupeltons

Erzeugungsanlagen: Zur Wärmeerzeugung werden die folgenden Technologien berücksichtigt: Wärmepumpe (siehe Abschnitt *Wärmequellen*), Elektroheizer (EH), Blockheizkraftwerk (BHKW) und Heißwassererzeuger (HWE).

Coefficient of Performance (COP) / Leistungszahl der Wärmepumpe: Für die Berechnung des Strombedarfs wird der Coefficient of Performance (COP) der Wärmepumpe ermittelt. Die Berechnung erfolgt nach dem Carnot-Ansatz²⁴, wobei der COP durch Skalierung mit einem Gütegrad angepasst wird. Als Gütegrad wird ein Wert von 0,67 angesetzt, um den COP in Abhängigkeit der Wärmequell- und senkentemperatur auf die Angaben aus [14] zu kalibrieren.

Wärmenetzspezifikationen: Das modellierte Wärmenetz weist eine Vorlauftemperatur von 70 °C und eine Rücklauftemperatur von 45 °C auf, um Altbaugebäude mit konventionellen Heizkörpern versorgen zu können. Denn diese Gebäudetypen dominieren die Berliner Wohnbebauung und erfordern höhere Temperaturen zur Deckung ihres Wärmebedarfs.

Wärmequellen: In Anlehnung an Dunkelberg et al. (2023), *Bestimmung der Abwärmepotenziale in Berlin* [13], wurden die folgenden Abwärmequellen identifiziert: Rechenzentren, U-Bahntunnel und -stationen, Abwasser und Abwasserentsorgung, Stromerzeugung, Industrie und Gewerbe. Darüber hinaus existieren in Berlin Umweltwärmequellen wie Flüsse als Teil der Oberflächengewässer, Solarthermie, oberflächennahe und tiefe Geothermie sowie die Umgebungsluft. Die in die Energiesystemmodellierung einbezogenen Abwärmequellen sind in Tabelle 9 aufgeführt. Die Auswahl erfolgte unter Berücksichtigung der Relevanz gemäß den Ergebnissen eines durchgeführten Workshops mit Berliner Akteuren, der Kompatibilität mit den untersuchten Wärmespeichertechnologien sowie der Eignung zur Versorgung eines Quartiers, das durch altbaugeprägte Wohnbebauung charakterisiert ist.

Tabelle 9: Angenommene Temperaturen und Leistungen von Abwärmequellen

Abwärmequelle	Angenommene Temperatur des Wärmestroms in °C	Leistung über die Zeit
Rechenzentren	30	ganzjährig konstant

²⁴ Dabei wird die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes als obere Temperatur und die kalte Wärmequellentemperatur (nach Wärmeentzug in der Wärmepumpe) als untere Temperatur angenommen.

Flüsse	Temperaturprofil der Spree	variabel
Industrie und Gewerbe	55	ganzjährig konstant

Abwasserwärme und Geothermie sind ebenfalls relevante Wärmequellen. Hinsichtlich ihres Temperaturniveaus und -profils lässt sich die Abwasserwärme²⁵ in den Bereich der Flüsse und die tiefe Geothermie in den Bereich von Industrie und Gewerbe grob einordnen.

Temperaturprofil der Spree: Für die Temperaturzeitreihe der Spree wurden Daten des Berliner Wasserportals verwendet [116]. Die Messungen stammen von der Messstelle Mühlendamm Schleuse mit der Messstellenummer 141 und sind in Abbildung 15 dargestellt.

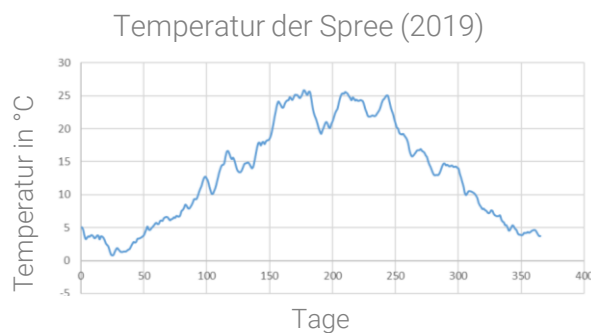


Abbildung 15: Temperatur der Spree (2019)

Brennstoffe: Im Jahr 2030 wird für das BHKW und den HWE Erdgas verwendet. Im Jahr 2045 wird Wasserstoff als Brennstoff angenommen.

Kosten- und Preisannahmen: Für alle Kosten und Erlöse werden reale Preise in Euro von 2022 verwendet. Der Berechnungshorizont und Betrachtungszeitraum beträgt ein Jahr in stündlicher Auflösung und bezieht sich auf die Szenarien 2030 und 2045. Im Rahmen der Optimierung werden annualisierte Investitionsaufwände (durch Berechnung des Capital Recovery Factor) zusammen mit den Jahreskosten des Betriebes minimiert. Es wird angenommen, dass sämtliche Errichtungen und Investitionen sofort ("über Nacht") stattfinden. Erzeugungspreise sowie Transportkosten sind nicht enthalten. Prognosen für Effizienzen, Investitionskosten (CAPEX) sowie variable und fixe Betriebskosten (OPEX) der Erzeugungsanlagen basieren auf dem Technikkatalog der kommunalen Wärmeplanung

²⁵ Abwasserwärme weist vergleichsweise konstante Temperaturen über das Jahr auf, weshalb der Wärmespeicherbedarf geringer ausfällt, gegenüber Flusswasserwärme

[116]. Da Angaben für EH auf Quartiersebene im Technikkatalog nicht vorhanden sind, werden die Werte aus den *Technology Data for Energy Storage* der Danish Energy Agency (DEA) [15] übernommen. Die spezifischen Investitionskosten werden für die Leistungsklassen der Erzeugungsanlagen des Beispielquartiers abgestimmt, um realistische und praxisnahe Werte zu gewährleisten.

Strompreise: Für die Szenarien 2030 und 2045 werden Strompreiszeitreihenprognosen aus einem an der TU Berlin entwickelten fundamentalen Strommarktmodelles herangezogen [117], [118]. Der Börsenpreis wird durch die Addition von Umlagen, Abgaben, Steuern und Netzentgelten ergänzt. Netzentgelte und variable Umlagen werden aus den Werten der Jahre 2020 bis 2024 für die Mittelspannung in Berlin²⁶ anhand linearer Fortschreibung für die Jahre 2030 (103,6 EUR/MWh) und 2045 (125,6 EUR/MWh) geschätzt. Die Stromsteuer²⁷ und Konzessionsabgabe werden nominell konstant gehalten, und die resultierenden Strombezugskosten auf das Jahr 2022 bezogen.

Energiesteuer: Für HWE im Erdgasbetrieb wird die Energiesteuer i.H.v. 5,5 EUR/MWh_{LHV} gemäß §2 Abs. 3 Nr. 4 EnStG angesetzt. BHKW im Kraft-Wärme-Kopplungs-Betrieb sind von der Energiesteuer befreit. Für Wasserstoff entfällt die Energiesteuer, da sie für Kohlenwasserstoffe gilt.

Randbedingung für 2030 – GEG-Anforderung: Für das Jahr 2030 wird als Randbedingung das Gebäudeenergiegesetz (GEG) berücksichtigt, das fordert, mindestens 65 % der Heizwärme aus erneuerbaren Energien (EE) bereitzustellen. Für 2045 entfällt die Randbedingung, da anstelle von Erdgas grüner Wasserstoff als Brennstoff eingesetzt wird und somit der EE-Anteil stets 100 % beträgt.

Rechnungen: Insgesamt ergeben sich 48 Rechnungen. Die in Tabelle 10 aufgeführten 12 Fallbeispiele werden jeweils einmal für das Jahr 2030 und einmal für 2045 durchgeführt sowie jeweils einmal für eine rein elektrische Wärmeversorgung und einmal unter Einbeziehung aller Heiztechnologien. Die rein elektrischen Szenarien werden betrachtet, um eine Versorgungsstruktur zu modellieren, die sowohl zukünftige Herausforderungen wie die begrenzte Verfügbarkeit fossiler und erneuerbarer Brennstoffe bzw. die hohen Kosten von Wasserstoff, als auch aktuelle Anforderungen, wie die Umsetzung rein erneuerbarer Quartiere, berücksichtigt.

²⁶ s. Anhang, Abbildung 48: Umlagen, Steuern Abgaben und Netzentgelte für 2020 bis 2024

²⁷ Gemäß [119] zu 2,05 ct/kWh angenommen

Tabelle 10: Rechnungen im Anwendungsfall 3

Nr.	Fallbeispiel	Abwärmequelle	Wärmespeichertechnologie
1	1	Industrie	Ohne Speicherung
2			HT-ATES
3			Behälterwärmespeicher
4	2	Rechenzentrum	Ohne Speicherung
5			HT-ATES
6			Behälterwärmespeicher
7	3	Fluss	NT-ATES
8	4		Ohne Speicherung
9			HT-ATES
10		Behälterwärmespeicher	
11	5	Fluss	NT-ATES
12	6		Erdsondenwärmespeicher

In Abbildung 16 werden die Kombinationen von Wärmequelle, -speicher und -netz²⁸ mit dem zugehörigen Temperaturniveau veranschaulicht. Ebenso werden dort die Fallbeispiele je nach Kombination von Abwärmequelle und Wärmespeicher abgebildet.

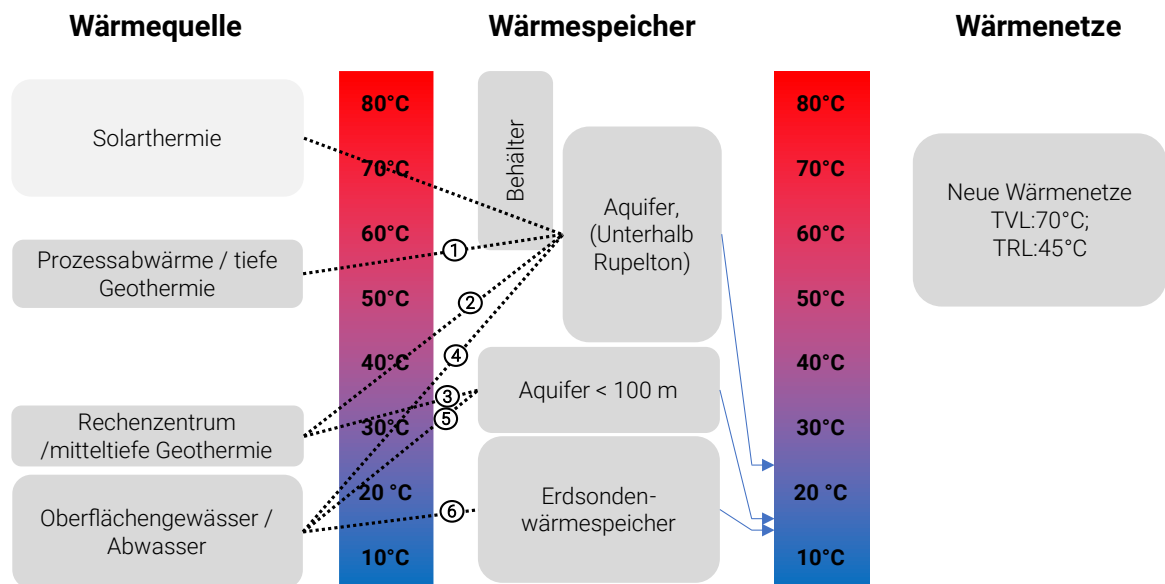


Abbildung 16: Kombinationen von Wärmequellen, -speichern und -netzen im Anwendungsfall 3

In Abbildung 17 ist das Energiesystem mit den ein- und austretenden Energieströmen vereinfacht dargestellt, inklusive der Einbindung eines Wärmespeichers, der vor der

²⁸ Mit TVL als Vorlauftemperatur und TRL als Rücklauftemperatur

Wärmepumpe verschaltet ist. Dies bedeutet, dass die Wärmepumpe das Temperaturniveau auf das des Quartier-Wärmenetzes anhebt, während die Temperatur des Wärmespeichers unterhalb dieses Niveaus liegt. Eine solche Verschaltung des Wärmespeichers vor der Wärmepumpe findet sich in den Fallbeispielen 1, 3 und 5. Abbildung 50, Abbildung 52, und Abbildung 54 im Anhang verdeutlichen dies unter Angabe der jeweiligen Arbeitstemperaturen der Wärmepumpe und des Wärmespeichers.

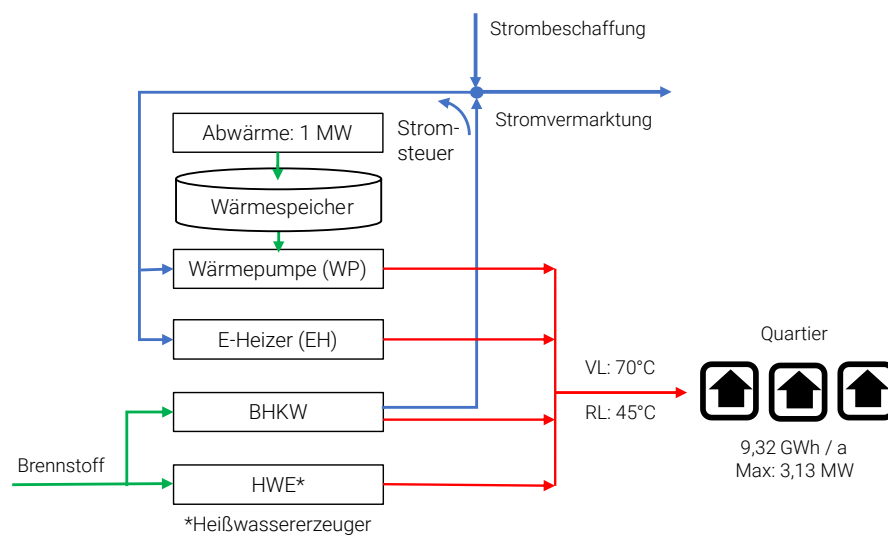


Abbildung 17: Energiesystem für einen TES vor WP verschaltet

Abbildung 18 zeigt das Energiesystem, in dem ein Wärmespeicher zwischen zwei Wärmepumpen integriert ist. Eine Niedertemperatur-Wärmepumpe hebt die Speichertemperatur zunächst auf ein mittleres Niveau zur Zwischenspeicherung an, bevor eine zweite Wärmepumpe die Temperatur auf das für das Quartierswärmenetz erforderliche Niveau erhöht. Diese spezifische Verschaltung findet sich im Fallbeispiel 5 und ist in Abbildung 54 zu sehen.

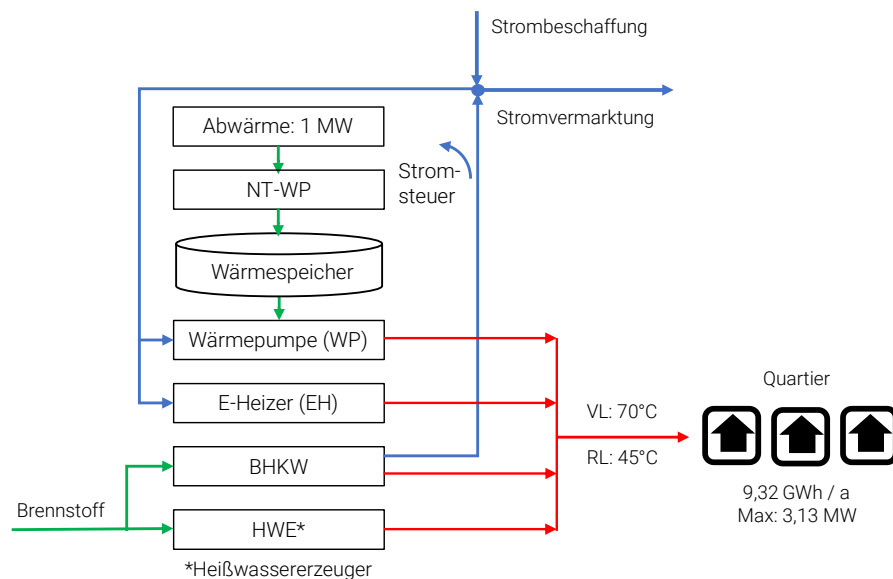


Abbildung 18: Energiesystem für einen TES zwischen NT-WP und WP verschaltet

Die Abbildung 19 veranschaulicht das Energiesystem, in dem der TES direkt auf dem Temperaturniveau des Quartierswärmenetzes betrieben wird. Die Wärmepumpe hebt die Temperatur der Wärmequelle auf das erforderliche Niveau des Wärmenetzes an. Diese Verschaltung finden sich in den Fallbeispielen 2 und 4 (vgl. Abbildung 51 und Abbildung 53).

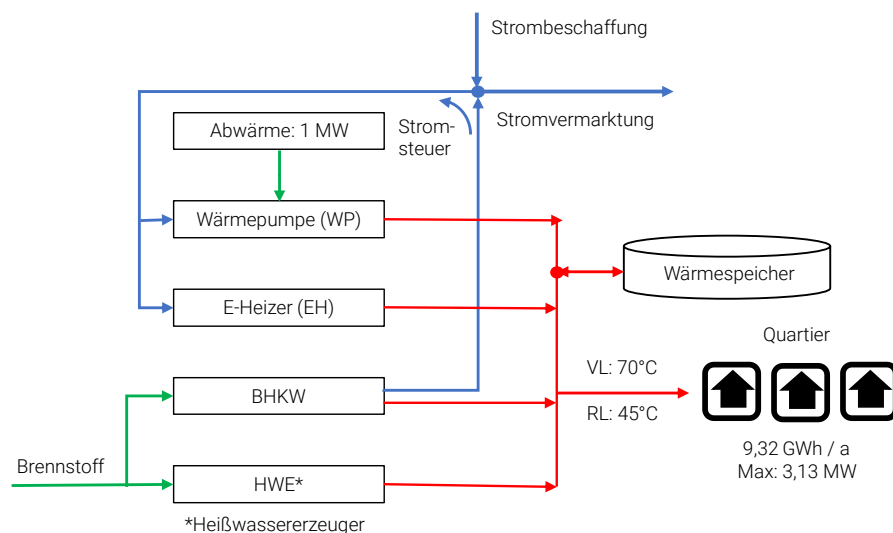


Abbildung 19: Energiesystem für einen TES nach WP verschaltet

CO₂-Emissionen:

Das Ziel der Emissionsberechnung nach CO₂-Äquivalenten (CO₂eq) ist es, eine vergleichbare Aussage über den ökologischen Fußabdruck der Fallbeispiele zu ermöglichen. Es werden

die Emissionen aller ins System ein- und ausgehenden Energieströme berücksichtigt (vgl. Abbildung 17, Abbildung 18 und Abbildung 19). Die eingehenden Ströme umfassen Wärmequellen (Abwärme und zur Verfügung stehende Umweltwärme wie Flusswasserwärme) und bezogenen Strom und Brennstoffe wie Gas. Die ausgehenden Ströme bestehen aus dem in das Stromnetz eingespeisten Strom. Die stündlich aufgelösten ein- und ausgehenden Energieströme werden mit den entsprechenden CO₂eq-Emissionsfaktoren multipliziert. Die Emissionsfaktoren der eingehenden Ströme basieren auf der Grundlage des Technikkatalogs der kommunalen Wärmeplanung 2024 [14]. Für die Ermittlung des Emissionsfaktors des vermarkteten Stroms werden die CO₂eq-Emissionen des BHKW der Wärme- und Stromerzeugung zugeordnet. Die Berechnung der Emissionen des BHKW erfolgt nach der Carnot-Methode gemäß DIN EN 15316-4-5.

Der CO₂eq-Emissionsfaktor der Wärmequelle variiert je nach Fallbeispiel und Systemkonfiguration. Für Spreewärme wird ein Emissionsfaktor von Null angesetzt, während für Industrie und Rechenzentren der Emissionsfaktor für Prozesswärme gemäß Technikkatalog [14] berücksichtigt wird.

Ergebnisse:

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Fallbeispiele für den Anwendungsfall (AWF) 3 beschrieben. Die Ergebnisse sind unterteilt in die Jahre 2030 und 2045 und in zwei Kategorien: einerseits die Analyse aller Heizungstechnologien – WP, EH, BHKW und HWE – und andererseits die Betrachtung ausschließlich elektrischer Heizungstechnologien, bestehend aus WP und EH. In den Ergebnisdarstellungen werden oberflächennahe Aquiferwärmespeicher (NT-ATES) vereinfachend mit Aquifer_NT, tiefe Aquiferwärmespeicher (HT-ATES) mit Aquifer_HT, Erdsondenwärmespeicher mit Erdsonden und Behälterwärmespeicher mit Behälter abgekürzt. Es werden die prozentualen Deckungsgrade der Jahreswärmearbeit durch die Heiztechnologien und durch die Wärmespeicher, die installierten Leistungen, die Speicherkapazitäten sowie die Wärmegestehungskosten ohne Berücksichtigung der Kosten für Wärmetransport und -übergabe ausgewertet. Zur Interpretation der Ergebnisse sei erwähnt, dass diese ohne Fördermechanismen berechnet wurden.

Szenarien 2030 – Fallbeispiel Flusswasserwärme

Für das Fallbeispiel, das die Spree als Wärmequelle nutzt, werden im Ergebnis der Energiesystemmodellierung alle Wärmespeichertechnologien ausgewählt, mit Ausnahme

von Erdsondenwärmespeichern. Dies bedeutet, dass Erdsondenwärmespeicher im Gegensatz zu den anderen Wärmespeichertechnologien unter den getroffenen Annahmen im Fallbeispiel des Flusses als Wärmequelle sich gegenüber einer Variante ohne Erdsondenwärmespeicher wirtschaftlich nicht durchsetzen würden. Abbildung 20 zeigt den Deckungsgrad der Erzeugeranlagen je Szenario für das Jahr 2030.

Unter Einbeziehung aller Heiztechnologien wird der Wärmebedarf zu 65 % gemäß den Vorgaben des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) durch WP gedeckt. Der Deckungsgrad variiert dabei nur geringfügig. Im Mittel werden 20,3 % des Jahreswärmebedarfs durch BHKW und 15,1 % durch HWE gedeckt. Der HT-ATES speichert 17,5 %, der Behälterwärmespeicher 14,5 % und der NT-ATES 13,3 % der Jahreswärme zwischen.

In den rein elektrischen Szenarien, die den Ausschluss von BHKWs und HWEs vorsehen, ändert sich diese Verteilung deutlich. Die höchsten Deckungsgrade werden mit WP in Kombination mit ATES erzielt. EH übernehmen nur noch 0,7 % bis 2,3 % der Spitzenlastabdeckung. Wird hingegen ein Behälterwärmespeicher eingesetzt, steigt der Anteil des EH auf 14,6 % der Jahreswärmearbeit. Mit dem Einsatz der WP variiert auch der Deckungsgrad, der durch die jeweiligen Wärmespeichertechnologien erzielt wird. Die höchsten Werte werden mit einem HT-ATES erreicht (29,9 %), gefolgt vom NT-ATES (23,5 %) und schließlich dem Behälterwärmespeicher (21,2 %).

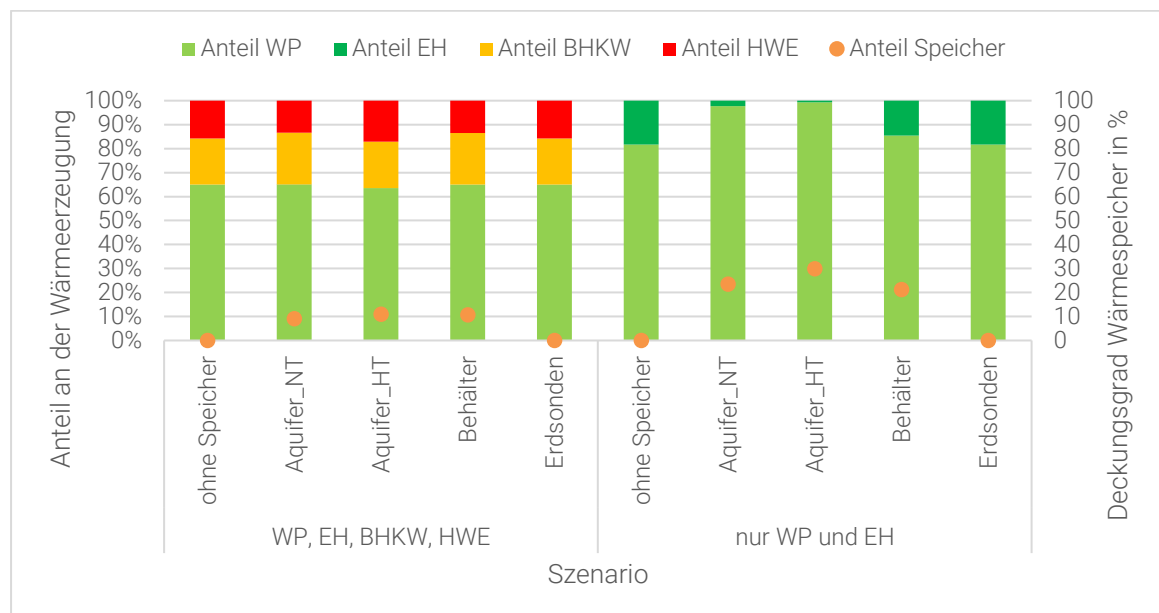


Abbildung 20: Fluss – Deckungsgrad der Jahreswärmearbeit (2030)

Abbildung 21 zeigt die installierte Leistung der Heiztechnologien (links) sowie die Speicherkapazität (rechts) für das Jahr 2030. Bei Einbeziehung aller Heiztechnologien ist erkennbar, dass die Speicherkapazität der ATES im Vergleich zu der des TTES deutlich höher ist. Dies liegt daran, dass Behälterwärmespeicher aufgrund ihrer höheren spezifischen Kosten üblicherweise kleiner dimensioniert werden und dafür deutlich mehr Lade- und Entladezyklen über das Jahr aufweisen. Zudem wird deutlich, dass bei Nutzung eines HT-ATES und Behälterwärmespeichers die installierte Leistung der Heiztechnologien in Summe geringer als die Jahreshöchstlast von 3,13 MW ausfällt.²⁹ Dies liegt daran, dass durch eine Entladung der Wärmespeicher in Stunden hoher Wärmenachfragen innerhalb des Optimierungsmodells die übrigen Erzeugereinheiten weniger Leistung erbringen müssen. Dadurch können die Gesamtkosten durch Einsparung installierter Leistung reduziert und das Stromnetz entlastet werden. Für einen Langzeit-Aquiferwärmespeicher erscheint die Berücksichtigung des Wärmespeichers als planbar einsetzbare Erzeugerleistung für die Spitzenlast in der Praxis umsetzbar, während dies bei Kurzzeit-Behälterwärmespeichern nicht praxistauglich erscheint. Im Fall eines NT-ATES, der zwischen zwei WP arbeitet (siehe Abbildung 55), zeigt sich hingegen keine Änderung im Vergleich zu einem Szenario ohne Wärmespeicher. EH werden in diesem Fall nur geringfügig zur Spitzenlastdeckung eingesetzt. Im Szenario mit allen Erzeugertechnologien werden die Erzeugerleistungen mit Behälterwärmespeicher am kleinsten dimensioniert. In Szenarien, in denen die Wärmezeugung ausschließlich auf Strom basiert, zeigt sich ein anderes Bild: Beim HT-ATES ist die installierte Gesamtleistung am geringsten, da die optimale Speicherkapazität und damit auch die mögliche Entladeleistung viel höher ist als im Szenario mit den vier Erzeugertechnologien. Es folgt der Behälterwärmespeicher mit einer etwas höheren installierten Gesamtleistung. Im Fall eines NT-ATES ändert sich die kombinierte installierte Leistung von WP und EH im Vergleich zu einem Szenario ohne Speicher ebenfalls nicht. Allerdings wird mit dem Einsatz eines ATES weniger Spitzenlastdeckung durch den EH benötigt.

²⁹ Die (n-1)-Anforderung wurde hierbei nicht berücksichtigt

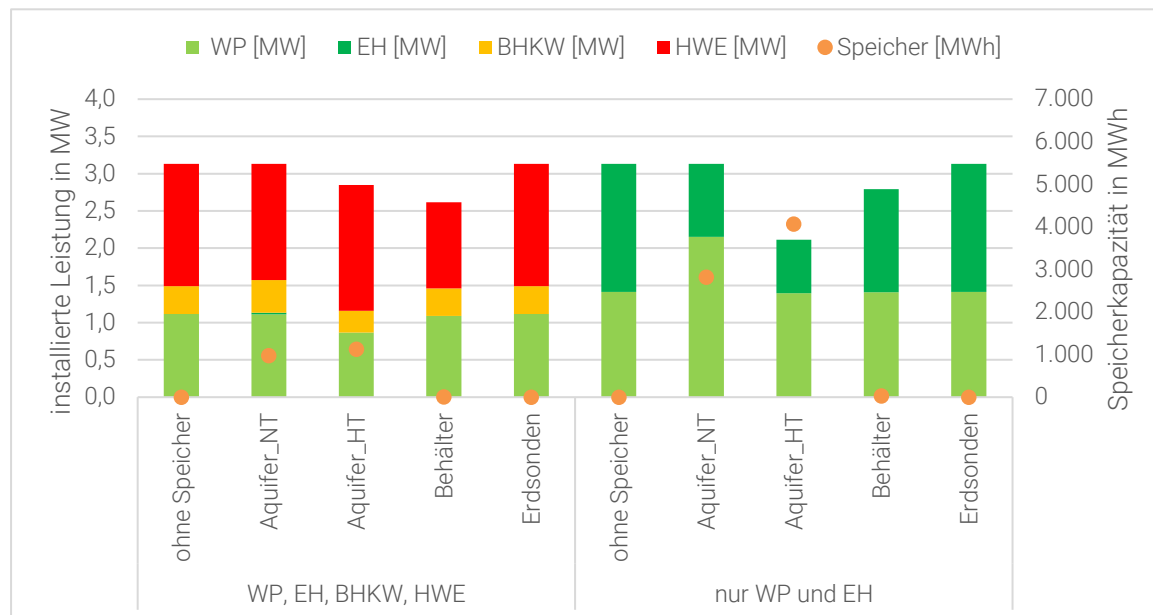


Abbildung 21: Fluss – installierte Leistung und Speicherkapazität (2030)

Die Wärmegestehungskosten für das Jahr 2030 sind in Abbildung 22 dargestellt. Die Wärmevollkosten für ein Szenario mit BHKW, HWE und Behälterwärmespeicher jedoch ohne Umweltwärmenutzung mittels Wärmepumpe und Elektroheizer sind dargestellt anhand einer roten Linie. Sie liegen bei 5,58 ct/kWh und sind höher als die 5,23 ct/kWh in einem Szenario mit allen Heiztechnologien und Behälterwärmespeicher. Die Nutzung der Umweltwärme mittels Wärmepumpe ermöglicht demnach neben der Einhaltung der GEG-Anforderung von 65 % EE-Anteil ebenso eine Reduktion der Vollkosten bzw. führt nicht zu erhöhten Kosten. In den Szenarien mit allen Wärmeerzeugern sind die Wärmegestehungskosten niedriger als in den Szenarien mit rein elektrischer Wärmeerzeugung. Dies ist auf die getroffenen Annahmen zu den prognostizierten Brennstoffpreisen, auf die mit CO₂-Emissionen verbundenen Kosten sowie insbesondere auf die Kosten des Strombezugs zurückzuführen. Es zeigt sich, dass unter diesen Annahmen die Eigenstromerzeugung mittels BHKW und die Versorgung der Wärmepumpe wirtschaftlich vorteilhaft ist. Bei Nutzung aller Wärmeerzeugungstechnologien ist die Varianz der Wärmegestehungskosten gering, mit Ausnahme des Szenarios mit NT-ATES. Hier sind die Kosten höher und betragen 6,95 ct/kWh, was sowohl auf erhöhte fixe als auch variable Kosten zurückzuführen ist. Dies liegt insbesondere daran, dass in diesem Szenario zwei WP installiert werden (siehe Abbildung 55). Im Szenario mit HT-ATES lassen sich die Vollkosten für Wärme durch den Einsatz des Wärmespeichers nur geringfügig um 0,06 ct/kWh senken, während mit Behälterwärmespeichern eine Reduktion um 1,72 ct/kWh

erzielt wird. In Szenarien mit rein elektrischer Wärmeerzeugung zeigt sich eine stärkere Reduktion der Vollkosten: Mit HT-ATES können die Kosten um 2,04 ct/kWh und mit Behälterwärmespeichern sogar um 2,43 ct/kWh gesenkt werden.

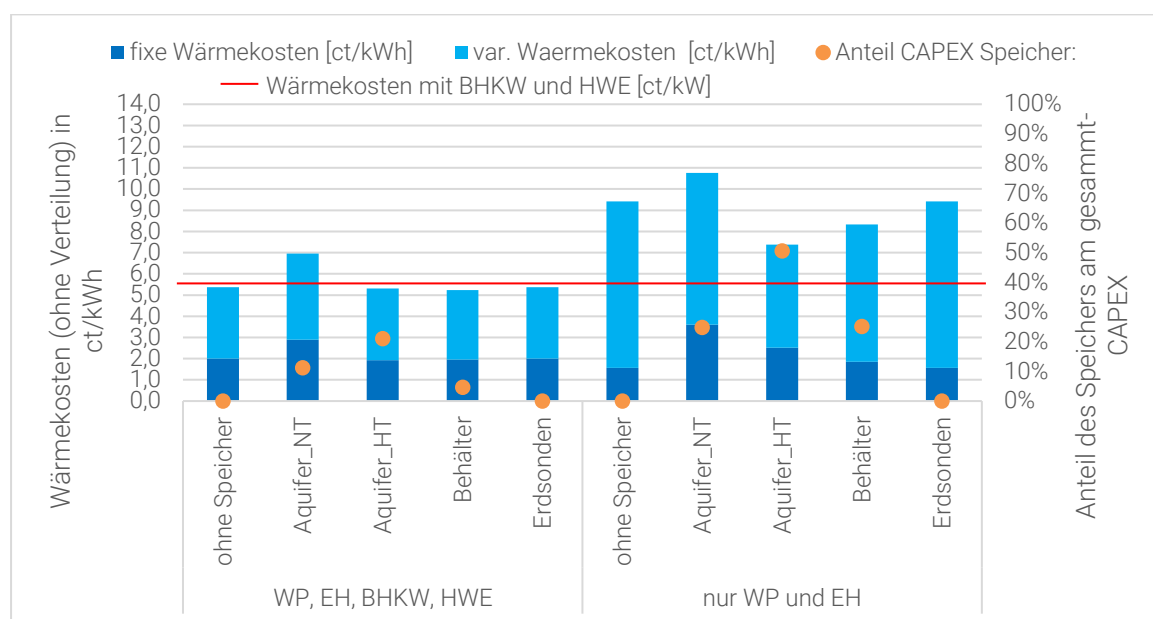


Abbildung 22: Fluss – Wärmegestehungskosten (2030)

Da Flusswärme genutzt wird, sind die Emissionen aus der Abwärmenutzung von WP und TES gleich null. Bei BHKW wird zwischen den Emissionen aus dem Gasverbrauch für Wärme und Strom unterschieden. Die CO₂eq-Emissionen sind unter den Szenarien mit BHKW und HWE beim Einsatz eines Behälterwärmespeichers am geringsten und betragen rd. 1.139 t_{CO₂}. Im Vergleich dazu fallen im Szenario ohne Speicher rd. 1.147 t_{CO₂} an. Die CO₂eq-Emissionen des Szenarios mit Behälterwärmespeicher weisen den geringsten Gasimport auf, da der Verkauf des generierten Stroms aus BHKW am höchsten ist. Die Szenarien mit rein elektrischer Wärmebereitstellung durch WP und EH zeigen deutlich geringere Emissionen an CO₂eq. Im Szenario ohne Wärmespeicher betragen diese rd. 411 t_{CO₂}. Innerhalb der Szenarien mit rein elektrischer Wärmeerzeugung unterscheiden sich die Emissionen wenig. Mit dem HT-ATES hingegen kann der Strombezug deutlich reduziert werden und damit die Emissionen in CO₂eq auf rd. 275 t_{CO₂} gesenkt werden.

Szenarien 2045 – Fallbeispiel Flusswasserwärme

Im Jahr 2045 wird Erdgas als Energieträger für BHKW und HWE durch Wasserstoff ersetzt, was zu höheren Brennstoffkosten führt. Unter Berücksichtigung aller Heiztechnologien

zeigt die Kostenoptimierung, dass der Einsatz von HWE deutlich reduziert wird, während BHKW praktisch unwirtschaftlich werden (vgl. Abbildung 23). Der Deckungsgrad der WP ohne Wärmespeicher liegt bei 81,3 % und erhöht sich mit NT-ATES oder TTES nur geringfügig auf 85,0 %. In Kombination mit HT-ATES steigt der Deckungsgrad auf 98,4 %. Der Spitzenlastbedarf durch EH sinkt damit auf 1,6 %. Die zwischengespeicherte Jahreswärme beträgt für HT-ATES 30,8 %, für NT-ATES 15,6 % und für TTES 12,3 %. Szenarien mit rein elektrischer Wärmeerzeugung zeigen im Jahr 2045 ein ähnliches Bild wie 2030. Hier speichert der HT-ATES 32,7 %, der NT-ATES 26,2 % und der TTES 21,3 % der Jahreswärme zwischen.

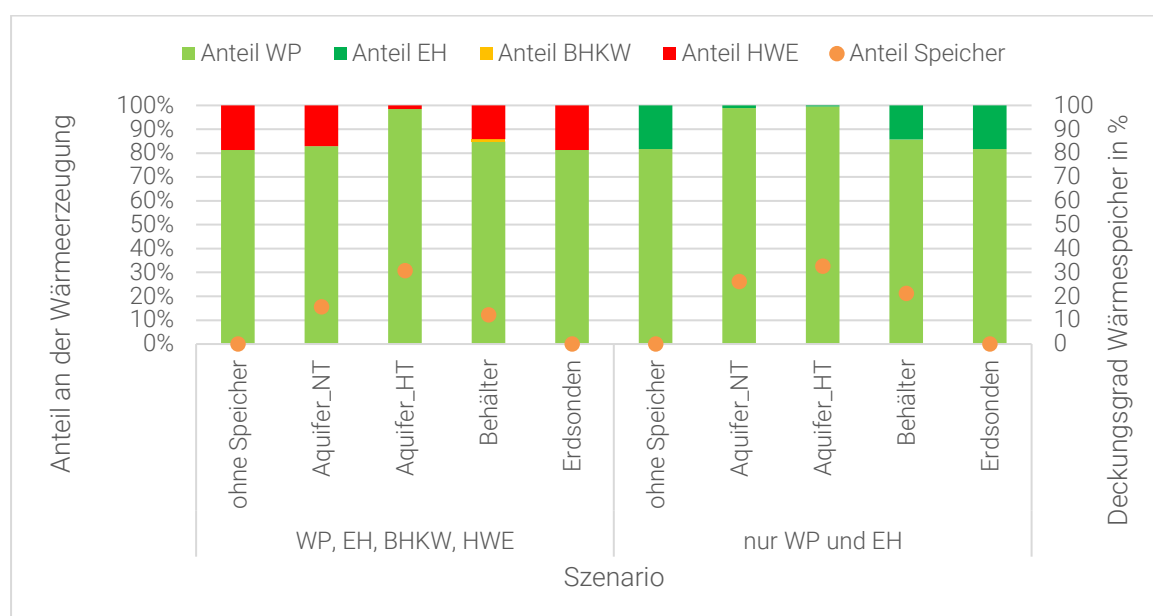


Abbildung 23: Fluss – Deckungsgrad der Jahreswärmearbeit (2045)

Der Einsatz eines HT-ATES reduziert die installierte Gesamtleistung aller Wärmeerzeuger deutlich (vgl. Abbildung 24), und auch der Einsatz eines TTES führt zu einer Reduktion der Leistung. Im Gegensatz zu den Ergebnissen aus dem Jahr 2030 wird bei HT-ATES, aufgrund der hohen Speicherkapazität und Entladeleistung, die geringste Gesamtleistung der Erzeugereinheiten erreicht. Dieses Ergebnis bleibt auch in dem Szenario enthalten, in dem der Einsatz aller vier Erzeugertechnologien vorgesehen werden kann.

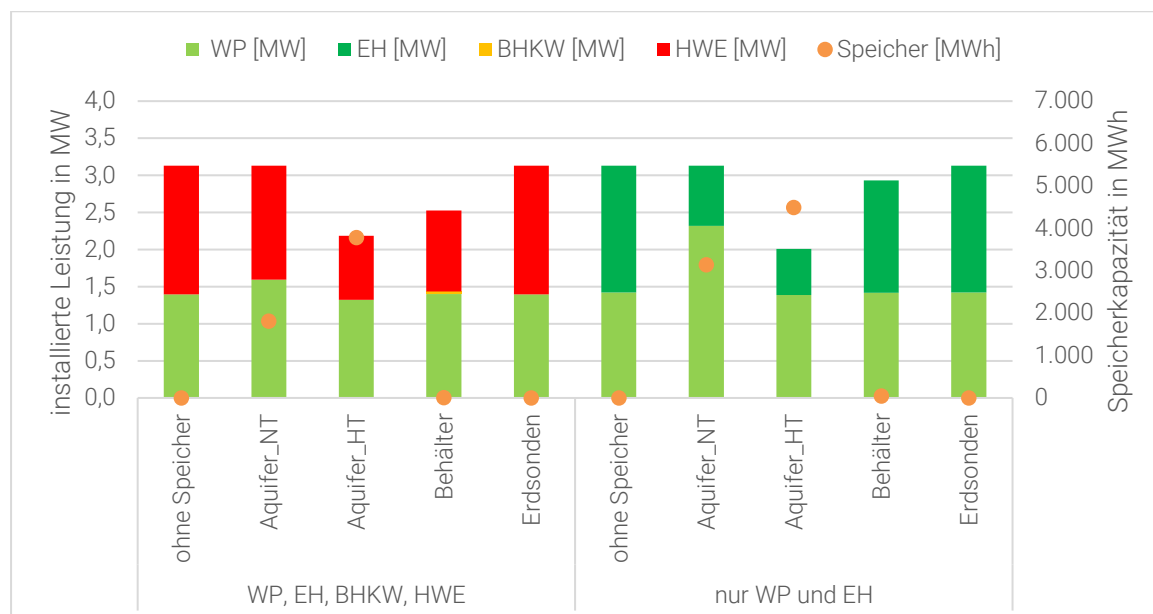


Abbildung 24: Fluss – installierte Leistungen und Speicherkapazitäten (2045)

Abbildung 25 zeigt die Wärmegestehungskosten für das Jahr 2045. Im Vergleich zu 2030 sind die Wärmegestehungskosten in allen Szenarien höher. Die Wärmevollkosten für ein Szenario mit BHKW, HWE und Behälterwärmespeicher jedoch ohne Umweltwärmenutzung mittels Wärmepumpe und Elektroheizern sind durch eine rote Linie dargestellt. Diese liegen bei 13,29 ct/kWh und sind damit höher als in allen anderen Szenarien (vergleichsweise nur WP und EH mit Behälterwärmespeicher bei 9,79 ct/kWh). Das Szenario der rein elektrischen Wärmeerzeugung zusammen mit HT-ATES führt zu den niedrigsten Wärmevollkosten mit 8,04 ct/kWh. Für die getroffenen Annahmen für das Jahr 2045 besteht der „Erzeugerpark“ ohne EE- oder Abwärmequelle und Wärmepumpe lediglich aus wasserstoffbetriebenen HWE.

In den Szenarien mit allen Wärmeerzeugern sind die Wärmegestehungskosten auch für 2045 meist niedriger als in den Szenarien mit rein elektrischer Wärmeerzeugung. Eine Spitzenlastabdeckung im Jahr 2045 mit wasserstoffgefeuerten HWE ist unter den getroffenen Annahmen günstiger als mit Elektroheizern. In jedem Fall lassen sich die Wärmekosten durch Wärmespeicher reduzieren, besonders mit (HT-) ATES. Die höheren Kosten des NT-ATES sind auf eine temperaturbedingte, verfahrenstechnisch jedoch ungünstige Verschaltung mit einer Wärmepumpe vor und einer hinter dem ATES zurückzuführen (vgl. Abbildung 55), wie die Ergebnisse zu den anderen EE- oder Abwärmequellen mit anderer Verschaltung zeigen.

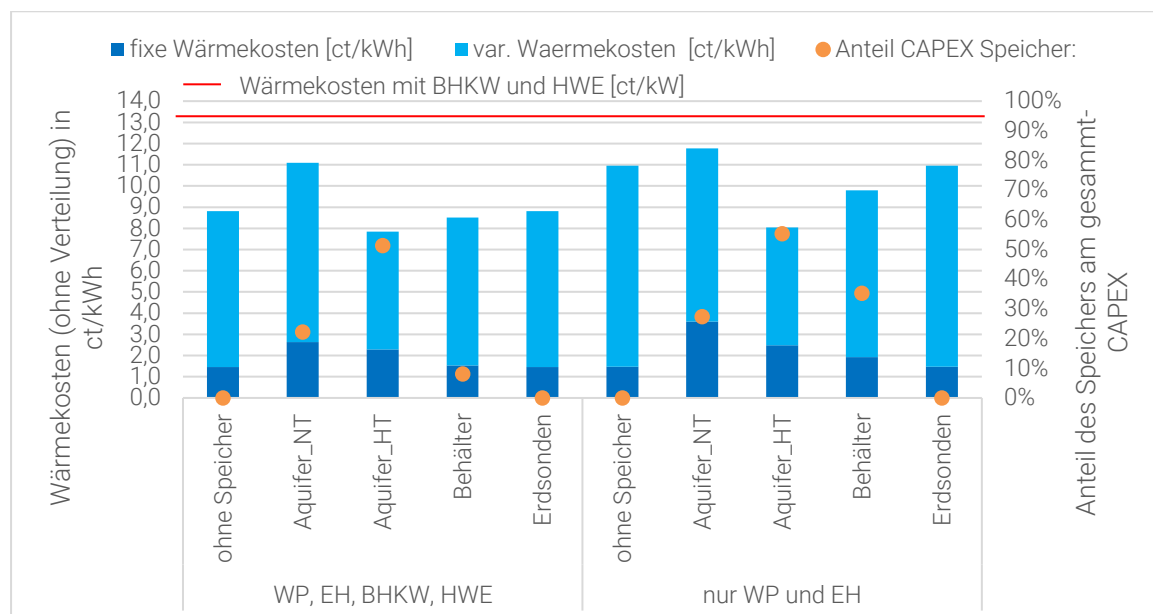


Abbildung 25: Fluss – Wärmegestehungskosten (2045)

Durch den Einsatz von Wasserstoff anstelle von Erdgas sind die Emissionen von CO₂-Äquivalenten gerechneter Szenarien für das Jahr 2045 deutlich geringer als im Jahr 2030. Die Emissionen ohne Wärmespeicherung betragen mit HWE rd. 65 t_{CO2} und ohne HWE 56 t_{CO2}. Sie können in den meisten Fällen durch Wärmespeicher reduziert werden. Die niedrigsten Emissionen ergeben sich mit einem HT-ATES, sowohl bei rein elektrischer Wärmeerzeugung (rd. 37 t_{CO2}) als auch unter Einsatz eines HWE (rd. 39 t_{CO2}).

Szenarien 2030 – Fallbeispiel Abwärmequelle Industrie

Industrielle Prozesse liefern häufig Abwärme mit höheren Temperaturen. Abbildung 26 zeigt den Deckungsgrad der Jahreswärmearbeit im Jahr 2030 für Wärmekonzepte, die industrielle Abwärme als Wärmequelle nutzen. In Szenarien mit allen Wärmeerzeugungstechnologien ergibt sich als Ergebnis der Optimierung im Gegensatz zu den Ergebnissen für Flusswasserwärme keine Integration von Wärmespeichern. Dieses Ergebnis lässt sich dadurch begründen, dass die industrielle Abwärmequelle eine konstante und höhere Temperatur aufweist als die Flusswasserwärme. Da bei gleicher Abdeckung (65 % durch WP) der COP der Wärmepumpe für industrielle Abwärme höher ist als für Flusswärme, wird weniger Strom benötigt. Das saisonal schwankende niedrigere Temperaturniveau oberflächennaher Gewässer hingegen begünstigt eine Zwischenspeicherung.

Im Falle einer ausschließlich elektrischen Wärmeversorgung im Wärmekonzept mit industrieller Abwärme werden durch den HT-ATES 14,0 % und durch den

Behälterwärmespeicher 6,0 % der Jahreswärmearbeit zwischengespeichert. Im Szenario mit HT-ATES steigt der Deckungsgrad durch die Wärmepumpe von 77,2 % ohne Wärmespeicher auf 97,5 %, während im Szenario mit Behälterwärmespeicher 80,3 % der Jahreswärmearbeit durch die WP gedeckt wird.

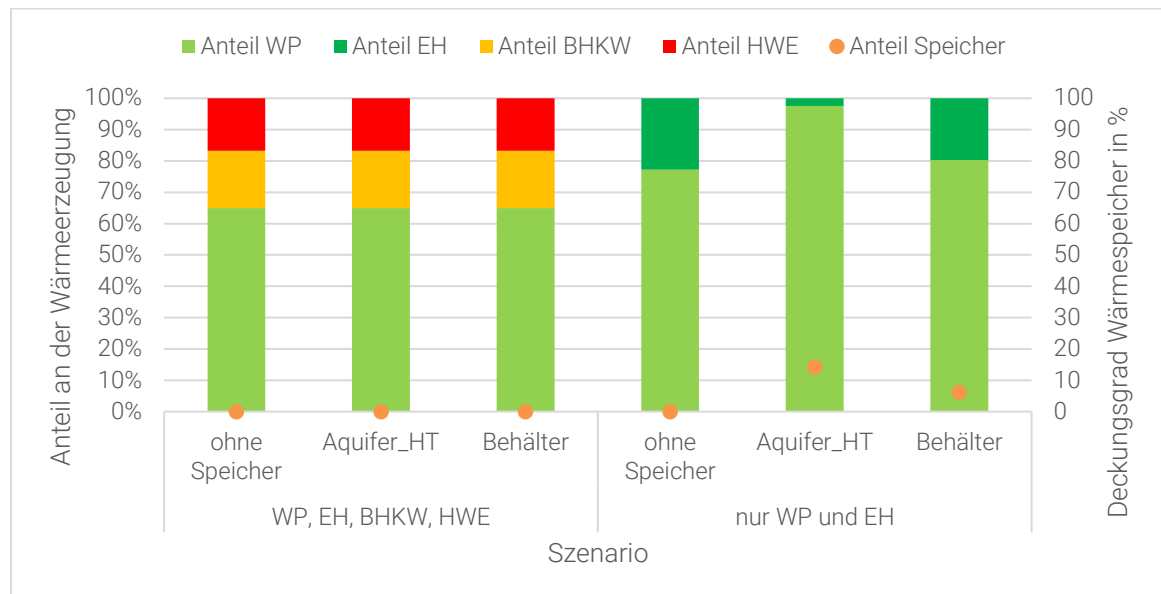


Abbildung 26: Industrie – Deckungsgrad der Jahreswärmearbeit (2030)

Abbildung 27 zeigt die installierten Leistungen (links) sowie die Speicherkapazitäten (rechts). In Szenarien mit ausschließlich elektrischer Wärmezeugung weist der HT-ATES eine höhere Speicherkapazität im Vergleich zum Behälterwärmespeicher auf. Dies ist auf die geringeren spezifischen Kosten und damit Be- und Entladezyklen des ATES zurückzuführen. Der Einsatz von Wärmespeichern reduziert dabei die Spitzenlastdeckung durch EH deutlich.

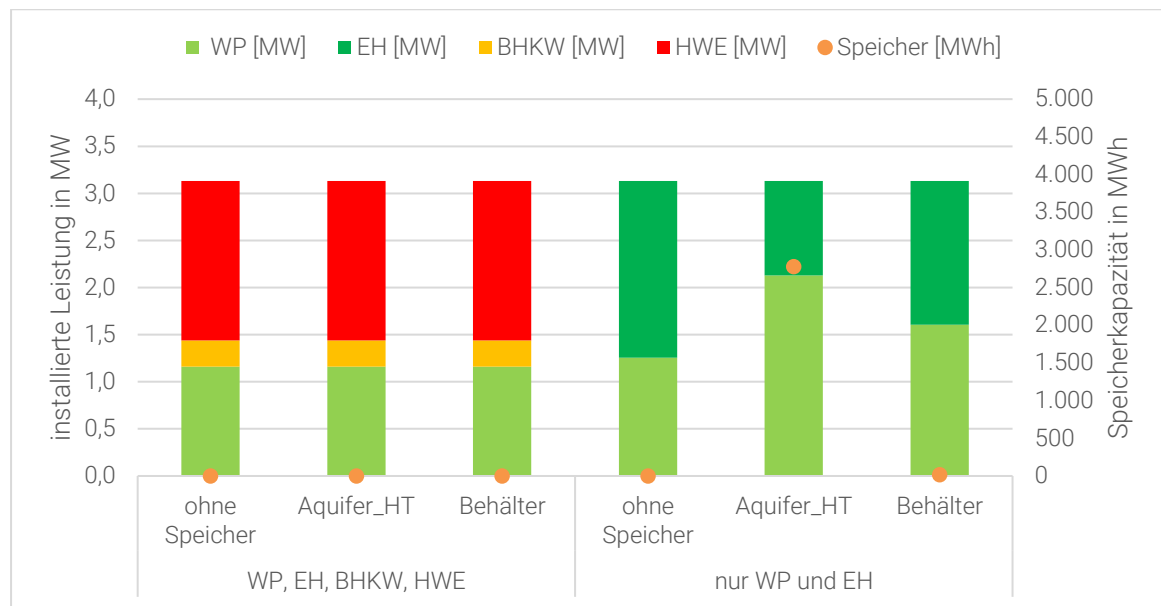


Abbildung 27: Industrie – installierte Leistungen und Speicherkapazitäten (2030)

Abbildung 28 zeigt die Wärmegestehungskosten für Szenarien mit Industrie als Abwärmequelle im Jahr 2030. Die Wärmegestehungskosten in rein elektrischen Szenarien sind höher als in Szenarien, die BHKW und HWE einbeziehen. Die Wärmeevollkosten, dargestellt anhand einer roten Linie für ein Szenario mit BHKW, HWE und Behälterwärmespeicher, (jedoch ohne WP und EH), liegen bei 5,64 ct/kWh und damit höher als die 4,89 ct/kWh in einem Szenario mit WP und Nutzung der Abwärme aus Industrie. In Szenarien mit rein elektrischer Wärmeerzeugung können die Wärmegestehungskosten durch den Einsatz eines Behälterwärmespeichers um 3,1 % und durch einen HT-ATES um 17,6 % gesenkt werden.

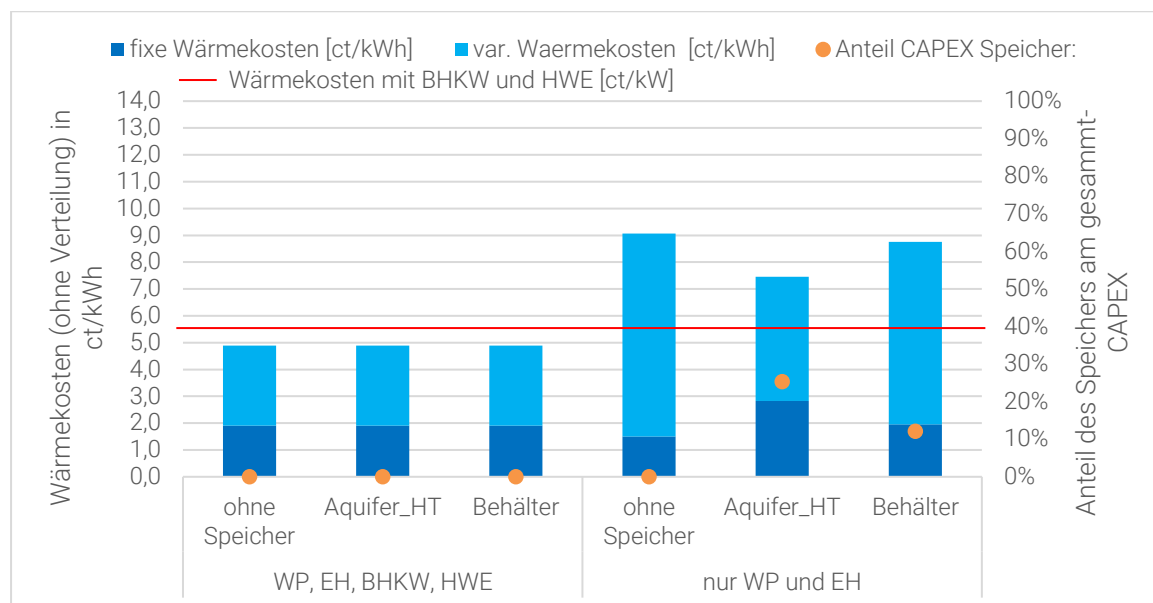


Abbildung 28: Industrie – Wärmegestehungskosten (2030)

Die Gesamtemissionen an CO₂-Äquivalenten gerechneter Szenarien mit industrieller Abwärme machen mit HWE und BHKW und rd. 1292 t_{CO₂} aus. In den rein elektrischen Szenarien ohne Wärmespeicher sind es rd. 615 t_{CO₂} Gesamtemissionen. Auch hier verursacht der HT-ATES, wie schon in den Szenarien mit Flusswärme, die geringsten Emissionen: 580 t_{CO₂}.

Szenarien 2045 – Fallbeispiel Abwärmequelle Industrie

Im Jahr 2045 decken Wärmespeicher unter Berücksichtigung aller Wärmeerzeuger einen geringeren Anteil der Jahreswärmearbeit im Vergleich zu den Szenarien mit Flusswasserwärme: Der Behälterwärmespeicher speichert 2,3 % der Jahreswärmearbeit zwischen, der HT-ATES 11,3 % (vgl. Abbildung 29). Dennoch führt der Speichereinsatz insb. mit ATES zu einer Reduktion der Spitzenlastdeckung durch den HWE.

In Szenarien mit rein elektrischer Wärmeversorgung werden mit Behälterwärmespeicher 7,0 % der Jahreswärmearbeit zwischengespeichert und 14,6 % mit HT-ATES. Im HT-ATES-Szenario wird die Spitzenlastdeckung durch den EH vernachlässigbar gering, d.h. nahezu 100 % des Wärmebedarfs werden mittels Abwärme und Wärmepumpe gedeckt.

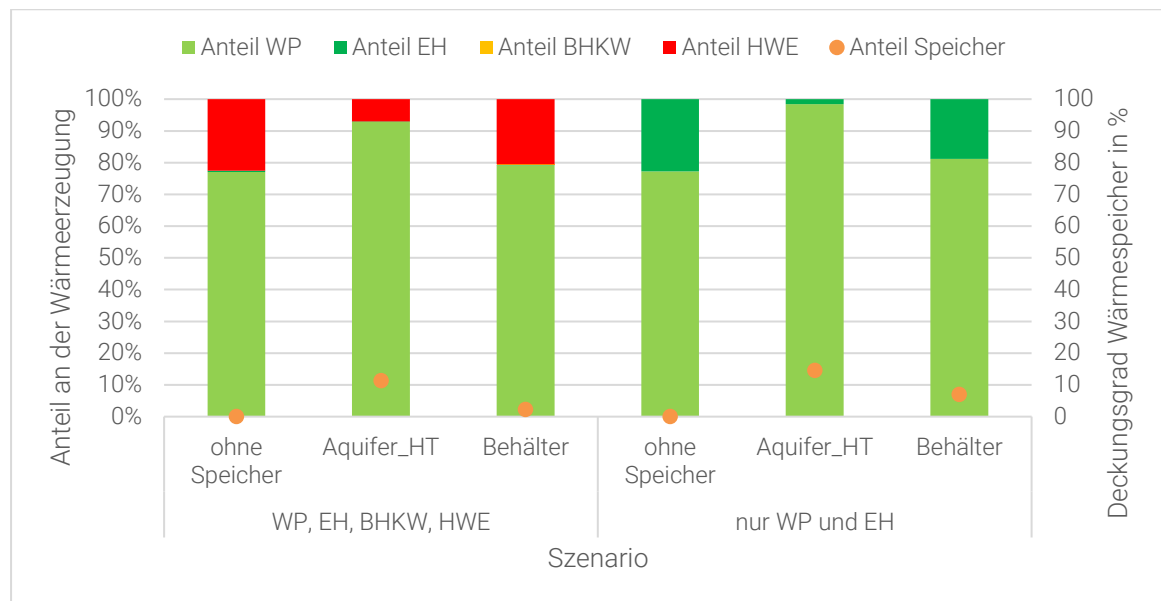


Abbildung 29: Industrie – Deckungsgrad der Jahreswärmearbeit (2045)

Aufgrund der gewählten Verschaltung der Komponenten, vgl. Abbildung 18 und Abbildung 50, zeigt sich im Vergleich zu dem Fallbeispiel mit Flusswasserwärme hier keine nennenswerte Reduktion der installierten Gesamtleistung. Da Industrie als Wärmequelle höhere Temperaturen liefert, wird der Wärmespeicher stets zwischen Wärmequelle und Wärmepumpe vorgesehen. Dadurch wird die Wärmenachfrage vollständig von der Wärmepumpe gedeckt.

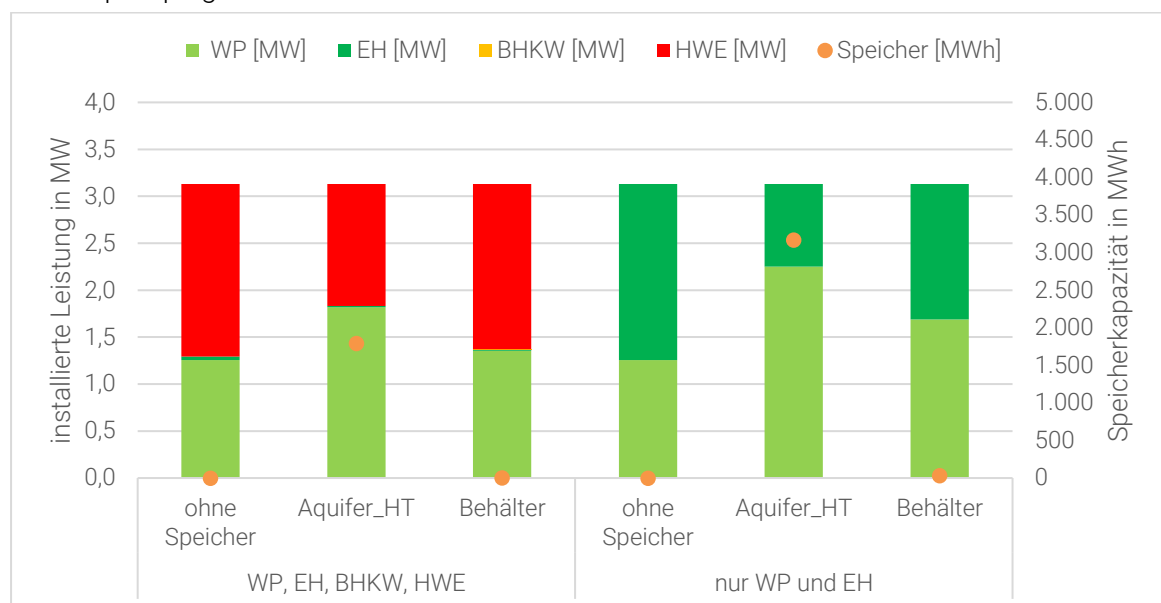


Abbildung 30: Industrie – installierte Leistungen und Speicherkapazität (2045)

Im Jahr 2045 und unter Einbeziehung aller Wärmeerzeugungstechnologien lassen sich die die Wärmegestellungskosten in diesem Fallbeispiel durch den Einsatz von Wärmespeichern nur geringfügig senken. Mit dem Einsatz von Behälterwärmespeichern sinken die Kosten um 0,9 % und mit HT-ATES um 5 %.

In Szenarien mit rein elektrischer Wärmeerzeugung fallen die Wärmegestellungskosten ebenfalls höher aus. Der Einsatz von Wärmespeichern führt jedoch zu einer deutlicheren Senkung: Mit Behälterwärmespeichern um 4,5 % und mit HT-ATES um 22,9 %. Eine Wärmeversorgung mit ATES und nahezu vollständiger Nutzung von Hochtemperatur-Abwärme mittels Wärmepumpe erreicht demnach die gleichen Wärmekosten wie eine Versorgung ohne Wärmespeicher, bei der rund 20 % der Wärme durch Wasserstoff gedeckt wird. Die Wärmevollkosten für ein Szenario ohne Abwärmenutzung durch WP und TES, dargestellt anhand einer roten Linie, betragen 13,29 ct/kWh und sind damit deutlich höher als die aller Szenarien mit Abwärmenutzung.

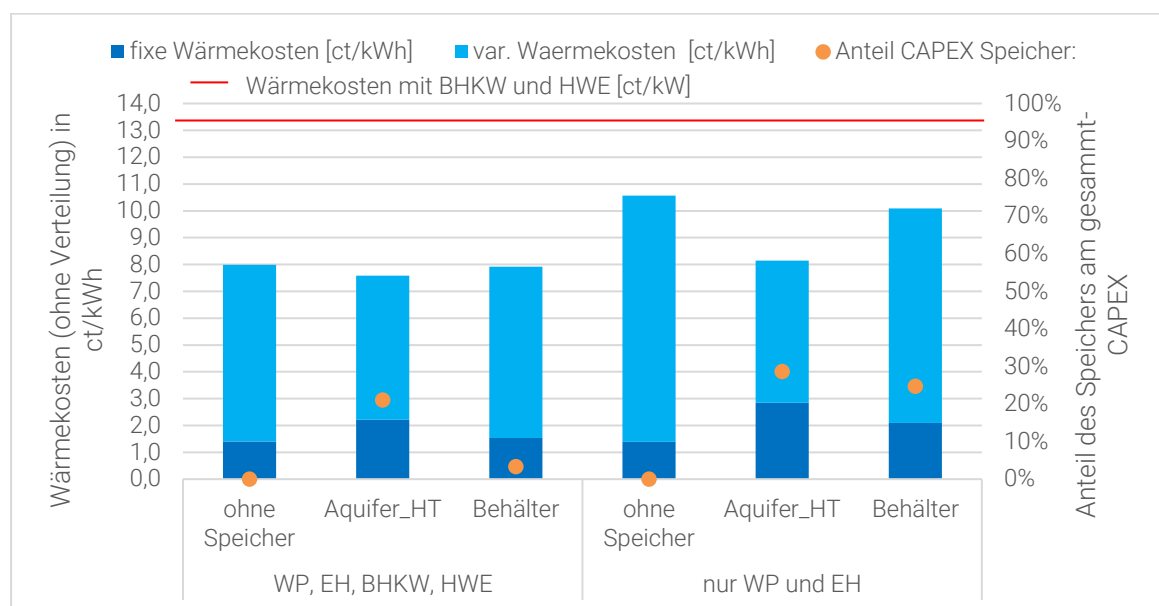


Abbildung 31: Industrie – Wärmegestellungskosten (2045)

Die meisten CO₂-Äquivalent-Emissionen entstehen bei der industriellen Abwärmenutzung durch die WP. Unter Berücksichtigung aller Technologien zur Wärmeerzeugung betragen die Gesamtemissionen von rd. 265 t_{CO2} ohne Wärmespeicher und rd. 333 t_{CO2} mit HT-ATES sowie bei rein elektrischer Wärmeerzeugung rd. 255 t_{CO2} ohne Wärmespeicher und rd. 356 t_{CO2} mit HT-ATES. Der Einsatz von Wärmespeichern führt zu höheren Emissionen,

da industrielle Abwärme im Jahr 2045 einen höheren Emissionsfaktor aufweist als der Strommix und mehr Abwärme durch Wärmespeicher zwischengespeichert wird.

Szenarien 2030- Fallbeispiel Abwärmequelle Rechenzentrum

Die Abwärmtemperatur von Rechenzentren liegt zwischen der von Flusswasserwärme und der von Industrieabwärme. Die Ergebnisse weisen eine hohe Ähnlichkeit zu denen mit Flusswasserwärme auf, weshalb im Folgenden speziell auf die Unterschiede eingegangen wird.

Abbildung 32 zeigt den Deckungsgrad der Jahreswärmearbeit im Jahr 2030. In Szenarien mit allen Wärmeerzeugungstechnologien ist der zwischengespeicherte Wärmeanteil geringer als bei der Nutzung von Flusswasserwärme. Wie bereits bei der industriellen Abwärmennutzung führt die konstante und auf einem höheren Temperaturniveau verfügbare Abwärme von Rechenzentren zu höheren COP-Werten der Wärmepumpen. Daher bringt eine Zwischenspeicherung im Fallbeispiel mit Rechenzentrum einen geringeren Nutzen als mit Flusswasserwärme. Während der NT-ATES (andere Verschaltung: vgl. Abbildung 17 gegenüber Abbildung 19) nicht wirtschaftlich ist, speichert der HT-ATES 3 % und der Behälterwärmespeicher 6,6 % der Jahreswärmearbeit zwischen.

In Szenarien mit rein elektrischer Wärmeerzeugung werden mit NT-ATES 12,4 % der Jahreswärmearbeit mit HT-ATES 27,3 % und mit TTES 22,5 % zwischengespeichert.

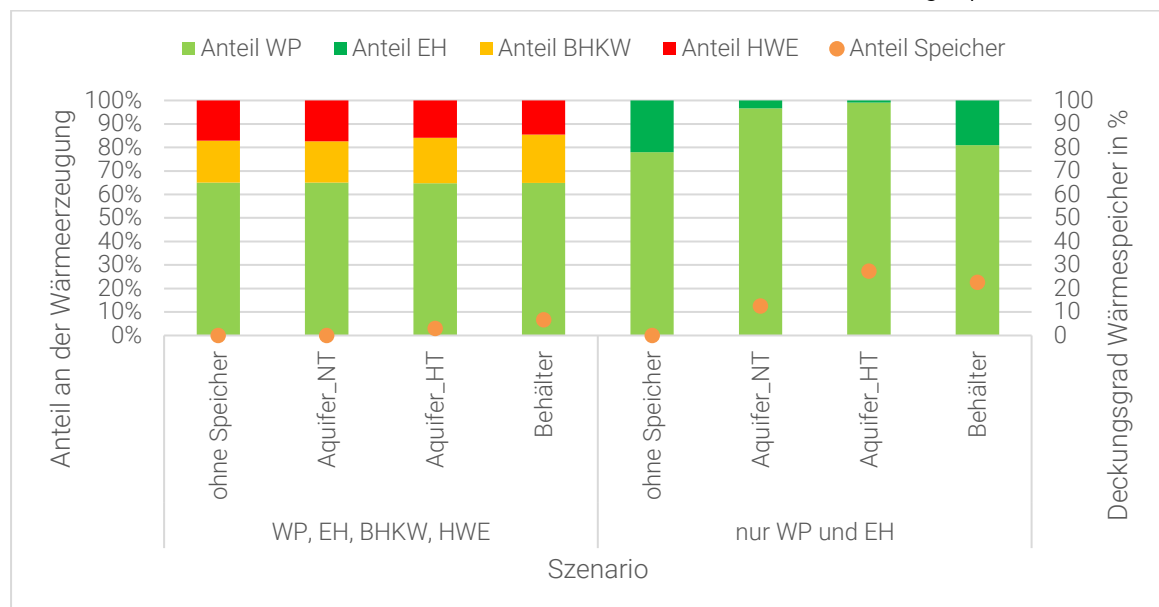


Abbildung 32: Rechenzentrum – Deckungsgrad der Jahreswärmearbeit (2030)

Abbildung 33 zeigt die installierten Leistungen und Speicherkapazitäten für das Jahr 2030. Im Vergleich zu den Szenarien mit Flusswasserwärme ist der Rückgang der installierten Leistungen im Szenario mit Rechenzentren weniger ausgeprägt.

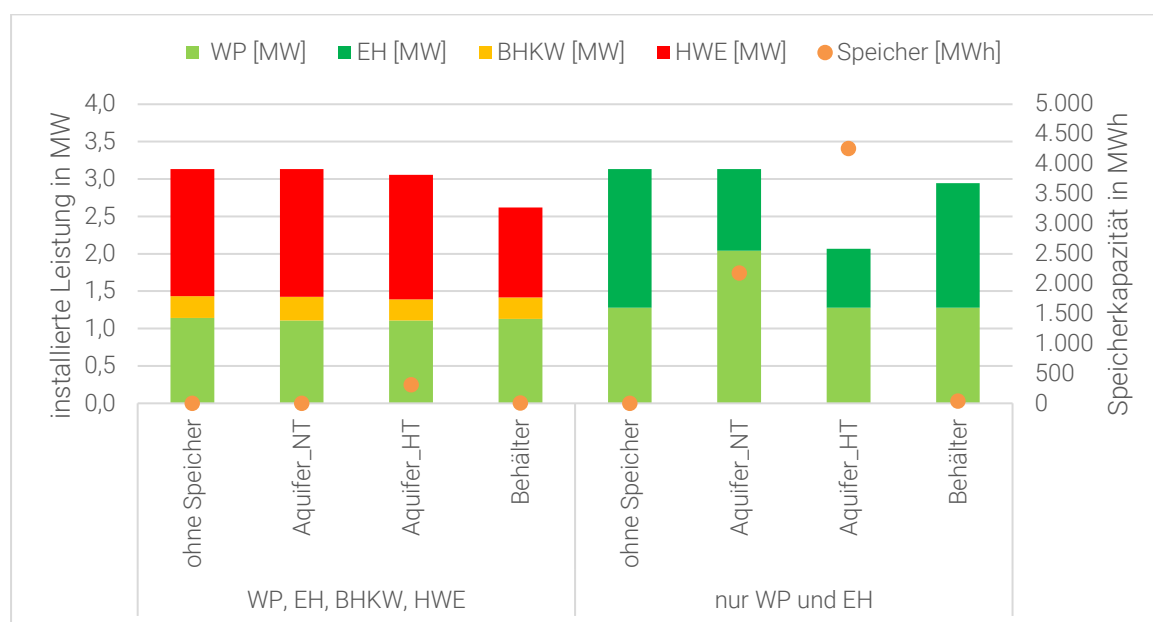


Abbildung 33: Rechenzentrum – installierte Leistungen und Speicherkapazität (2030)

Die Wärmegestehungskosten für das Rechenzentrum als Abwärmequelle sind in Abbildung 34 dargestellt und weisen im Vergleich zu den Szenarien mit Flusswasserwärme Unterschiede auf. Die als rote Linie dargestellten Wärmevollkosten für ein Szenario mit BHKW, HWE und TTES, liegen bei 5,58 ct/kWh und sind damit höher als alle Szenarien mit allen Heiztechnologien und Nutzung der Rechenzentrumsabwärme mit dem im GEG geforderten Mindestanteil von 65 % EE-Wärme.

Unter Berücksichtigung aller Wärmeerzeugungstechnologien zeigt die Nutzung der Abwärme des Rechenzentrums eine geringere Varianz der Wärmegestehungskosten im Vergleich zur Flusswasserwärme. Die Kosten für Szenarien mit NT-ATES liegen nur geringfügig über denen eines Szenarios ohne Wärmespeicher. Dies ist auf eine abweichende Systemverschaltung im Vergleich zu Flusswasserwärme zurückzuführen.

Der NT-ATES speichert Wärme auf einem niedrigeren Temperaturniveau, das erst nach der Ausspeicherung durch eine Wärmepumpe im System auf das erforderliche Temperaturniveau des Wärmenetzes angehoben wird.

In Szenarien mit rein elektrischer Wärmeerzeugung zeigt sich, dass die Wärmegestehungskosten mit allen Wärmespeichertechnologien niedriger sind als ohne

Wärmespeicher. Die Reduktion beträgt mit NT-ATES 8,7 %, mit HT-ATES 25,0 % und mit TTES 12,5 %.

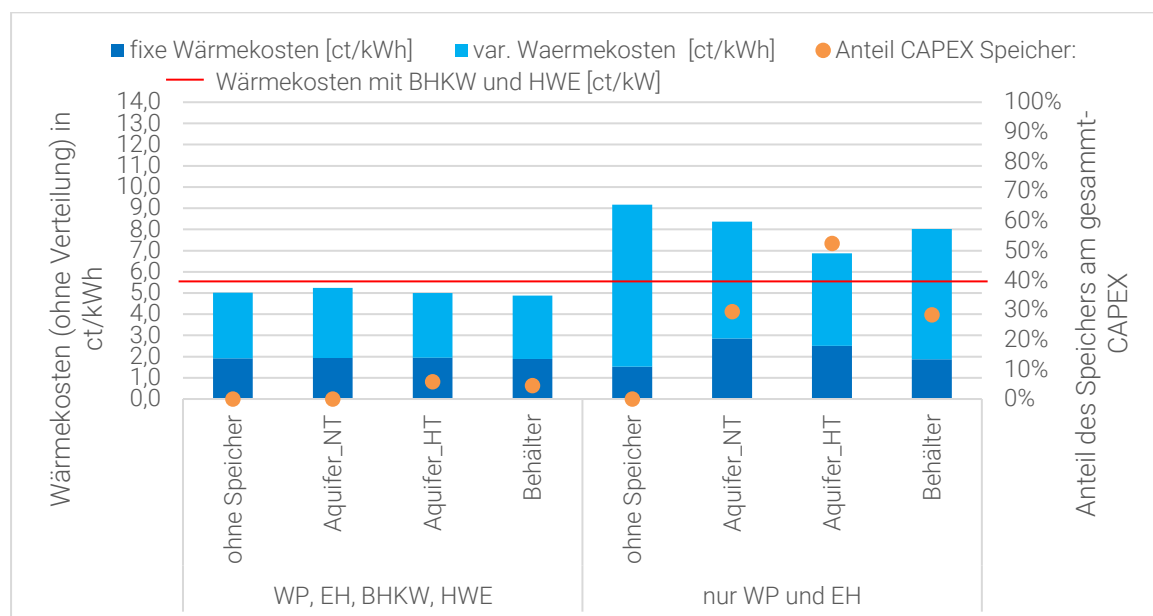


Abbildung 34: Rechenzentrum – Wärmegestehungskosten (2030)

Hinsichtlich der CO₂-Äquivalent-Emissionen der berechneten Szenarien ist festzustellen, dass die Szenarien mit BHKW und HWE höhere Emissionen aufweisen als die Szenarien mit ausschließlich WP und EH. Die Gesamtemissionen liegen bei den Szenarien ohne Wärmespeicher mit allen Wärmeerzeugern bei rd. 1291 t_{CO2} und bei rein elektrischer Wärmeerzeugung bei rd. 618 t_{CO2}. Bei Einsatz von BHKW und HWE können die Emissionen durch NT-ATES auf rd. 1290 t_{CO2} reduziert werden. In den Szenarien mit nur WP und EH ist eine maximale Reduktion durch HT-ATES auf rd. 530 t_{CO2} möglich.

Szenarien 2045 – Fallbeispiel Abwärmequelle Rechenzentrum

Abbildung 35 zeigt den Deckungsgrad der Jahreswärmearbeit. Die Ergebnisse sind vergleichbar mit denen der Flusswasserwärme-Szenarien. Der NT-ATES weist jedoch einen höheren Deckungsgrad durch die Wärmepumpe (WP) auf. Somit kann mehr Abwärme des Rechenzentrums mittels WP genutzt werden.

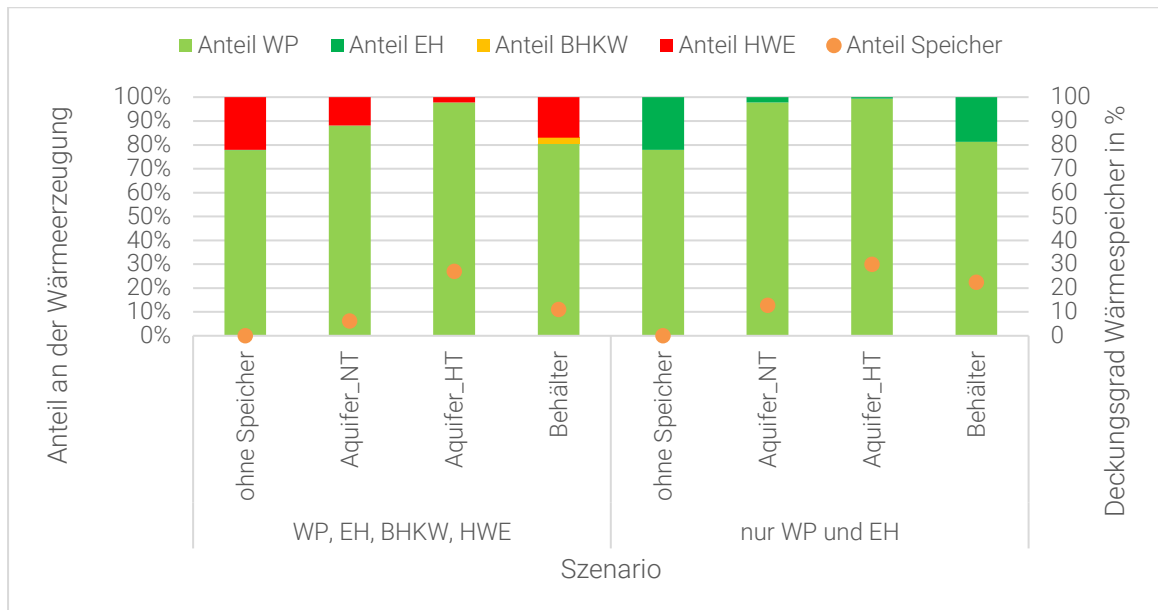


Abbildung 35: Rechenzentrum – Deckungsgrad der Jahreswärmearbeit (2045)

Die in Abbildung 36 dargestellten installierten Leistungen und Speicherkapazitäten im Jahr 2045 sind weitgehend vergleichbar mit den Ergebnissen des Fallbeispiels mit Flusswasserwärme.

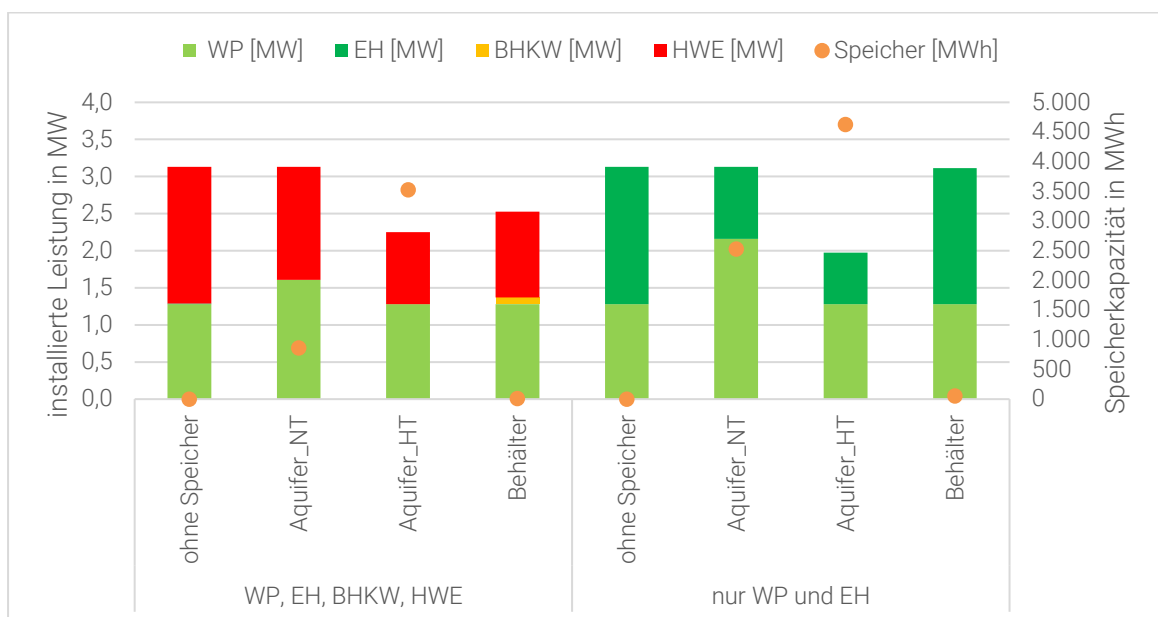


Abbildung 36: Rechenzentrum – installierte Leistungen und Speicherkapazität (2045)

Abbildung 37 zeigt die Wärmegestehungskosten im Jahr 2045. Die als rote Linie dargestellten Wärmevollkosten für ein Szenario mit BHKW, HWE und TTES, liegen bei 13,29 ct/kWh und sind damit höher als die für alle Szenarien in denen die Abwärme der Rechenzentren mittels WP genutzt wird. Unter Berücksichtigung aller Wärmeerzeuger können die Wärmegestehungskosten durch den Einsatz von Wärmespeichern gesenkt werden. Mit HT-ATES sinken sie um 11,9 % und mit TTES um 3,5 %. Im Gegensatz dazu steigen die Kosten mit NT-ATES geringfügig um 3,4 %.

In Szenarien mit rein elektrischer Wärmeerzeugung führt der Einsatz der Wärmespeichertechnologien zu einer deutlichen Senkung der Wärmegestehungskosten. Die Reduktion beträgt mit NT-ATES 13,5 %, mit HT-ATES 30,15 % und mit TTES 11,4 %.

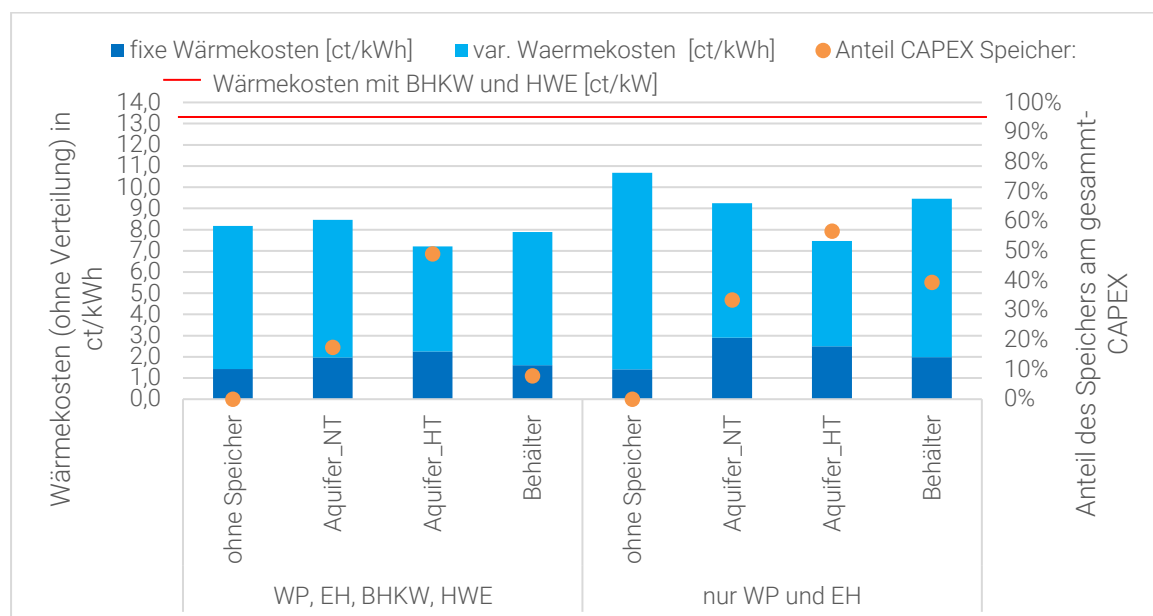


Abbildung 37: Rechenzentrum – Wärmegestehungskosten (2045)

Die CO₂-Äquivalent-Emissionen für die berechneten Szenarien mit Abwärmenutzung aus Rechenzentren für das Jahr 2045 sind auch in diesem Fall, wie bei den Szenarien mit industrieller Abwärme, beim Einsatz von Wärmespeichern höher, da Prozessabwärme einen höheren Emissionsfaktor aufweist als der Strommix im Jahr 2045 und mehr Abwärme durch Wärmespeicher genutzt wird. Ohne Wärmespeicher belaufen sich die Emissionen im Szenario mit HWE auf 264 t_{CO2} und im Szenario mit ausschließlich WP und EH auf 254 t_{CO2}. In beiden Fällen ergibt sich die geringste Emissionszunahme mit TTES, wobei die Emissionen mit HWE auf 269 t_{CO2} und mit ausschließlich WP und EH auf 261 t_{CO2} steigen.

Fazit:

Die Speicherung von Wärme trägt entscheidend zur Flexibilität von Systemen mit elektrischer Wärmeerzeugung bei, da sie eine Reduzierung der Wärmeerzeugung in Zeiten hoher Strompreise ermöglicht. Insbesondere saisonale Wärmespeicher helfen, vorhandene Wärmequellen umfassender zu erschließen und die Abhängigkeit von importierten Energieträgern zu verringern, deren Verfügbarkeit und Preisentwicklung mit Unsicherheit behaftet ist. Außerdem können sie die Wärmegestehungskosten senken und eine größere Preisstabilität gewährleisten. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass Wärmespeicher die CAPEX deutlich erhöhen, was ein finanzielles Risiko darstellen kann.

Die Ergebnisse sind unabhängig von der Art der betrachteten EE- oder Abwärmequellen vergleichbar. Der Einsatz saisonaler Wärmespeicher führt in den meisten betrachteten Fällen zu einem deutlich höheren Anteil der Wärmepumpe und damit der EE- bzw. Abwärmequellen an der Wärmeerzeugung für das Quartier. Dies zeigt sich bei Konzepten mit ausschließlich WP und EH deutlicher als bei Konzepten mit zusätzlichem BHKW und HWE. Darüber hinaus ermöglicht die Nutzung von Wärmespeichern eine theoretische Reduktion der installierten Leistung der Erzeuger, sodass diese unter die maximale Wärmelast sinken kann.

Die Analysen für die Jahre 2030 und 2045 zeigen, dass je nach Konzept (Wärmespeichertechnologie, Erzeugungstechnologie und Verschaltungsart) bis zu 33 % der Jahreswärme zwischengespeichert werden können. Die höchsten Deckungsgrade werden mit Flusswasserwärme erreicht. Sie liegen zwischen 9 und 33 %. Es folgen Rechenzentren mit 3 bis 30 % und Industrieabwärme mit 2 bis 15 %. Es zeigt sich auch, dass der Einsatz eines Wärmespeichers die Wärmegestehungskosten senken kann. Förderprogramme für Wärmespeicher wurden in diesen Analysen nicht berücksichtigt, sodass sich die Ergebnisse bei Einbeziehung solcher Förderungen ändern könnten. Die Wärmegestehungskosten hängen zudem maßgeblich von den getroffenen Annahmen bezüglich der Energiepreise und Energiepreisentwicklung ab. Aspekte wie Unsicherheiten in der Preisentwicklung, Bewertung der Verfügbarkeitsrisiken wurden dabei nicht berücksichtigt, obwohl sie die Gesamtwirtschaftlichkeit beeinflussen können. Die Modellierungsergebnisse zeigen, dass die Reduktion der Wärmegestehungskosten durch Wärmespeicher vor allem in Systemen mit ausschließlich WP und EH relevant ist. Dies liegt an variablen Wärmegestehungskosten und somit an den schwankenden Strompreisen: Wärme kann bei niedrigen Strompreisen gespeichert und bei hohen Strompreisen genutzt werden. In Systemen mit einem BHKW erweist sich hingegen die Eigenstromversorgung der Wärmepumpe in Zeiten hoher Strompreise im Jahr 2030 in einigen Konzepten als kostengünstigere Option gegenüber den rein elektrischen Konzepten. Im Jahr 2045 ist dieser Effekt nicht evident. Dies ist auf die

steigenden Strom- und Gaspreise (einschließlich der Kosten für CO₂-Zertifikate) zurückzuführen.

Die durchgeführte Analyse zeigt außerdem, dass die Wärmegestehungskosten bei rein elektrischer Wärmeerzeugung (z. B. mit WP und EH) im Jahr 2030 höher ausfallen als in Systemen, die zusätzlich BHKW und HWE einbeziehen. Die Gründe hierfür liegen in den niedrigeren Brennstoffkosten im Vergleich zum Strombezugspreis, der kostengünstigen Eigenstromversorgung von Wärmepumpe und EH durch das BHKW sowie der Möglichkeit, hohe Strompreise durch den Betrieb des BHKW abzufedern. Diese Ergebnisse hängen in hohem Maße von den getroffenen Annahmen bezüglich der Energiepreise und Energiepreisentwicklung ab. Im Jahr 2045 gibt es dagegen rein elektrische Konzepte, die mit den Wärmegestehungskosten der Konzepte mit BHKW konkurrieren können oder diese sogar deutlich unterschreiten. Die Ergebnisse zeigen insgesamt, dass Wärmespeicher je nach Konzept die variablen Wärmegestehungskosten senken können, wobei die größte Reduktion bei der Nutzung von WP und EH in Zeiten hoher Strompreise erfolgt. Die Analysen zeigen auch, dass der Übergang zu erneuerbaren Energiequellen und effizienten Speichersystemen entscheidend für die Minderung von CO₂-Äquivalent-Emissionen ist. Die vorliegenden Emissionswerte variieren in Abhängigkeit des zugrunde liegenden Konzepts erheblich. Szenarien, die sich auf rein elektrische Wärmeerzeugung fokussieren, weisen bereits im Jahr 2030 die geringsten Emissionen auf, insbesondere in Verbindung mit HT-ATES. Während im Jahr 2030 noch signifikante Emissionen durch Gasnutzung entstehen, reduziert der Einsatz von Wasserstoff im Jahr 2045 die CO₂-Äquivalente deutlich, sodass sich die Konzepte bezüglich der CO₂-Emissionen annähern.

3.4 Wärmespeicher zur Flexibilisierung von dezentralen Wärmepumpen

Im Folgenden wird untersucht, inwieweit sich der Einsatz von Wärmespeichern in Alt- und Neubauten in den Jahren 2030 und 2045 rentiert. Wärmespeicher können dazu beitragen, das Stromnetz zu entlasten, indem Wärme zu Zeiten hoher Strompreise zwischengespeichert und zu Zeiten niedriger Preise abgegeben wird. Diese Flexibilität spiegelt sich in den variablen Wärmekosten wider, die zusammen mit der Speicherkapazität und der installierten Leistung von Wärmepumpen (WP) und Elektroheizern (EH) betrachtet werden.

Methodischer Ansatz:

Für die Flexibilisierung von dezentralen Wärmepumpen zur Versorgung einzelner Bestands- sowie Ein- oder Mehrfamilienhäuser in Berlin werden Behälterwärmespeicher betrachtet. Erdsondenwärmespeicher ermöglichen durch gezielte Wärmeeinträge eine saisonale Speicherung, sind aber aufgrund der hohen Kosten, des Platzbedarfs und des technischen Aufwands für Einfamilienhäuser in der Regel unwirtschaftlich und eher für Mehrfamilienhäuser oder Quartiere geeignet.³⁰ Aquiferwärmespeicher kommen erst bei noch größeren Speicherkapazitäten in Frage. Aufgrund dieser Einschränkungen werden beide Wärmespeichertechnologien in der Untersuchung zu dezentralen Wärmepumpen nicht betrachtet.

Ein Treiber für einen flexiblen Einsatz von Wärmepumpen sind die stündlich variablen Großhandelspreise, die bereits heute von entsprechenden Anbietern an Privatkunden weitergegeben werden. Diese können mittels intelligenter Systeme den Wärmepumpenbetrieb steuern.

Als Berechnungsgrundlage dient das in Abschnitt 3.3 beschriebene Modell der Energiesystemoptimierung, das für die dezentrale Anwendung angepasst wurde. Die Annahmen für die Energiesystemoptimierung, das Heizprofil, die Brennstoffe, die CO₂-Emissionen, die Energiesteuer und die Kosten entsprechen denen im Anwendungsfall 3 (vgl. Abschnitt 3.3). Die Investitionskosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) werden für jede Technologie basierend auf der thermischen Leistung oder Kapazität entsprechend der jeweiligen Haushaltsgrößen gewählt und stammen aus dem Technikkatalog der kommunalen Wärmeplanung [14].

Die Annahmen zu den Strompreisen basieren ebenfalls auf dem in Abschnitt 3.3 beschriebenen Ansatz. Allerdings werden die Netzentgelte und variablen Umlagen anhand der Werte der Jahre 2020 bis 2024 für die Niederspannung in Berlin durch lineare Fortschreibung für die Jahre 2030 (230 EUR/MWh) und 2045 (215,5 EUR/MWh) geschätzt.

Es werden einzelne Wohnungseinheiten betrachtet, sowohl im Altbau (AB), als auch im Neubau (NB). Für den AB wird ein Heizwärmebedarf von 24.000 kWh/a und für den NB ein Heizwärmebedarf von 4.920 kWh/a angenommen. Der Wärmebedarf für Warmwasser wird mit 2.400 kWh/a für einen Drei-Personenhaushalt angenommen.

Für die Berechnungen werden folgende Vor- und Rücklauftemperaturen angenommen:

³⁰ Erdwärmesonden ohne aktive Regeneration dienen als Wärmequelle für Wärmepumpen und nicht als Wärmespeicher. Sie sind deshalb nicht Gegenstand dieses Projekts.

- AB: Klassische Radiatorheizung mit einer Vorlauftemperatur von 70 °C und einer Rücklauftemperatur von 55 °C.
- NB: Moderne Flächenheizung mit einer Vorlauftemperatur von 45 °C und einer Rücklauftemperatur von 40 °C.

Für die Wärmequelle wird eine konstante Temperatur von 14 °C angenommen, was oberflächennaher Geothermie oder einem Anschluss an ein kaltes Nahwärmenetz entsprechen könnte. Zur Wärmeerzeugung werden WP und EH eingesetzt.

Der Strombedarf wird anhand des Coefficient of Performance (COP) der Wärmepumpe ermittelt. Die Berechnung erfolgt nach dem Carnot-Ansatz und wird mittels eines Gütegrads skaliert. Als Gütegrad wird ein Wert von 0,55 angenommen. Damit ergibt sich ein COP von 3,37 für den AB und ein COP von 5,64 für den NB.

Ergebnisse:

Die Untersuchung zum Einsatz von Behälterwärmespeichern in Wohngebäuden zeigt unterschiedliche Ergebnisse für Altbau (AB) und Neubau (NB). Im AB ist aufgrund des höheren Wärmebedarfs eine höhere installierte Leistung an WP und EH erforderlich als im NB. Abbildung 38 veranschaulicht die optimalen installierten Leistungen von WP und EH sowie die Speicherkapazität.

Im Jahr 2030 wird der Behälterwärmespeicher ausschließlich im AB in der Optimierung eingesetzt und deckt dort 13,6 % der Jahreswärmearbeit ab. Im NB findet er innerhalb der Optimierung keine Anwendung. Auch im Jahr 2045 wird der Behälterwärmespeicher ausschließlich im AB eingesetzt, wo dieser 7,7 % der Jahreswärme zwischenspeichert. Die Ursache liegt hierbei an der geringeren Vorlauftemperatur der Gebäudeheizung im NB als im AB. Als Konsequenz ergibt sich eine geringere Speichertemperatur und der COP der Wärmepumpe ist höher im NB als im AB, wodurch weniger Strom insgesamt bezogen werden muss. In der Energiesystemoptimierung erweist es sich daher als kostengünstiger, keinen Wärmespeicher zu installieren.

Ohne die Einschränkung, dass die installierte Leistung von WP und EH mit und ohne Wärmespeicher konstant bleibt, könnte der Einsatz eines Wärmespeichers theoretisch die installierte Gesamtleistung im AB im Jahr 2030 um 18,1 % und im Jahr 2045 um 16,4 % reduzieren. Im NB wäre die Reduktion hingegen deutlich geringer und würde im Jahr 2030 lediglich 4 % betragen. Im Jahr 2045 würde der Behälterwärmespeicher auch ohne diese Einschränkung als nicht wirtschaftlich eingestuft und daher nicht installiert werden.

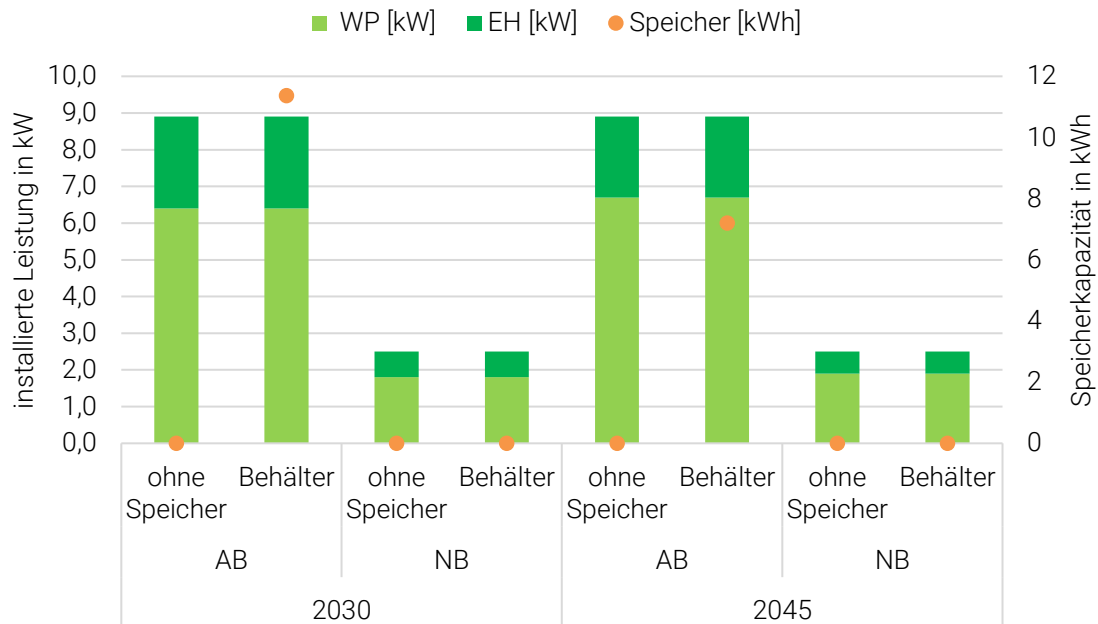


Abbildung 38 – installierte Leistungen und Speicherkapazität

In Abbildung 39 werden die Dauerlinien für die Szenarien 2030 und 2045 im Altbau dargestellt. Der Vergleich der Dauerlinien zwischen den Szenarien mit und ohne Speicher zeigt, dass durch den Einsatz des Speichers insgesamt eine Reduktion des Stromverbrauchs erreicht werden kann.

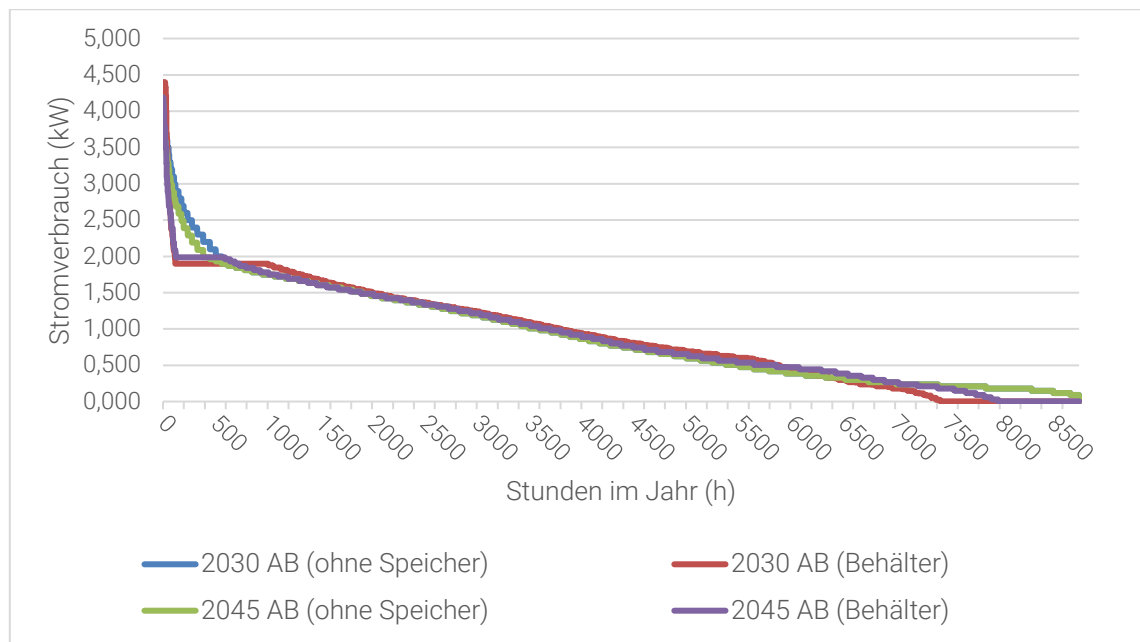


Abbildung 39 – Dauerlinien Altbauszenarien

Insgesamt kann der Behälterwärmespeicher den Stromverbrauch um rd. 2 % im Jahr 2030 und um rd. 1 % im Jahr 2045 reduzieren. Durch den Einsatz des Behälterwärmespeichers kann der Spitzenstromverbrauch im Jahr 2030 um bis zu 1,1 kW und im Jahr 2045 um bis zu 0,7 kW reduziert werden. Dies trägt zur Entlastung des Niederspannungsstromnetzes bei.

Abbildung 40 zeigt die Wärmegestehungskosten für die Jahre 2030 und 2045 im AB und NB. Im NB sind diese niedriger als im AB, da der COP der Wärmepumpe dort höher ist. Die Reduktion der Wärmegestehungskosten im Fall des Speichereinsatzes ist im dezentralen Anwendungsfall mit 1,4 % im Jahr 2030 und 0,4 % im Jahr 2045 vernachlässigbar klein. Im theoretischen Fall ohne Einschränkung der installierten Leistungen der Wärmeerzeuger würde die Reduktion 3,4 % im Jahr 2030 und 2,7 % im Jahr 2045 betragen.

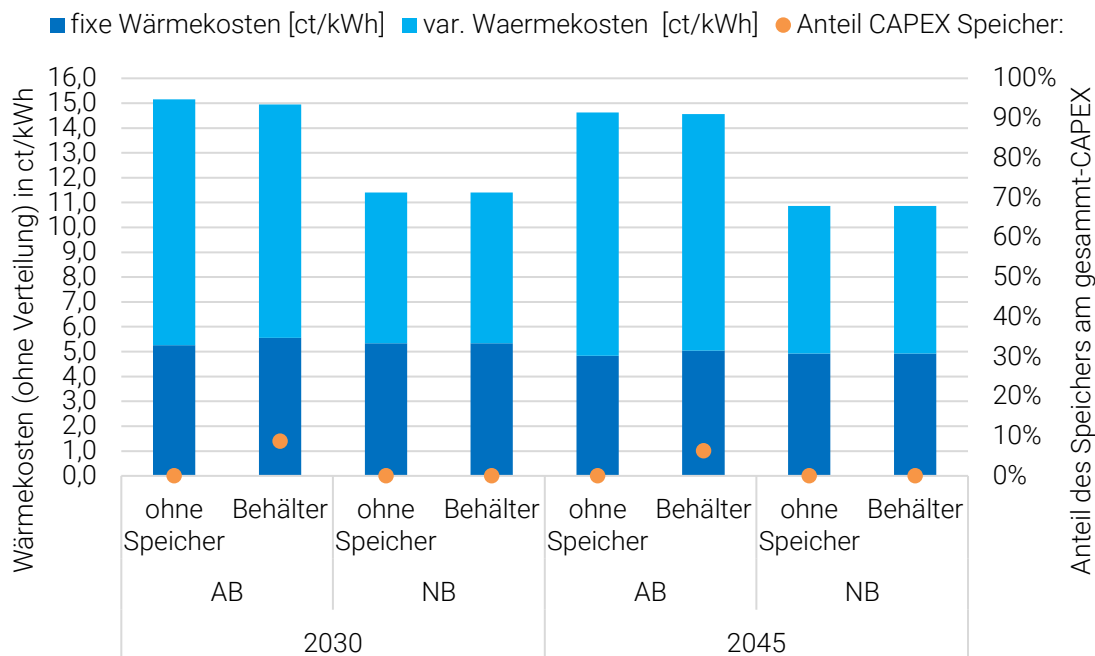


Abbildung 40 – Wärmegestehungskosten

Fazit:

Die Untersuchungen zu dezentralen Wärmespeichern in Berliner Wohngebäuden zeigen, dass diese in Kombination mit Wärmepumpen und Elektroheizern in Altbauten wirtschaftlich sein und zur Reduktion der Stromspitzenlast beitragen können. Aus der modellhaften Betrachtung der Flexibilisierung von dezentralen Wärmepumpen mittels Kurzzeitwärmespeicher und einer strompreisoptimierten Fahrweise geht hervor, dass im AB zwar Wärmespeicher mit 7 bis 11 kWh Kapazität in der Optimierung eingesetzt werden, sich die Wärmekosten damit jedoch nur marginal reduzieren lassen. Im NB werden aufgrund der geringeren Temperaturdifferenz und der damit verbundenen niedrigeren Energiedichte des Speichers als Ergebnis der Optimierung keine Wärmespeicher vorgesehen. Im AB ist aufgrund des höheren Wärmebedarfs eine größere installierte Leistung erforderlich als im NB.

Der Behälterwärmespeicher ist im Jahr 2030 ausschließlich im AB wirtschaftlich und deckt dort 13,6 % der Jahreswärme ab. Im NB wird er in der Optimierung nicht berücksichtigt. Im Jahr 2045 bleibt der Behälterwärmespeicher nur im AB wirtschaftlich und deckt dort 7,7 % der Jahreswärme ab. Im NB sind die Wärmegestehungskosten sowohl im Jahr 2030 als auch im Jahr 2045 niedriger als im AB. Die Reduktion der Wärmegestehungskosten durch den Einsatz eines Wärmespeichers beträgt im dezentralen Anwendungsfall 1,4 % im Jahr

2030 und 0,4 % im Jahr 2045. Der Einsatz von Behälterwärmespeichern im AB kann den Spitzenlastverbrauch im Jahr 2030 um bis zu 1,1 kW und im Jahr 2045 um bis zu 0,7 kW senken, welches sich entlastend auf das Niederspannungsnetz auswirkt.

Ohne die Einschränkung einer gleichbleibenden installierten Leistung von Wärmepumpe und Elektroheizer mit und ohne Wärmespeicher könnte der Einsatz eines Wärmespeichers die Gesamtleistung im AB theoretisch um 18,1 % im Jahr 2030 und um 16,4 % im Jahr 2045 reduzieren. Im NB würde die Reduktion der Gesamtleistung im Jahr 2030 lediglich 4 % betragen. Im Jahr 2045 ist der Einsatz eines Behälterwärmespeichers auch ohne diese Einschränkung nicht wirtschaftlich. Theoretisch könnten die Wärmegestehungskosten Im AB um 3,4 % im Jahr 2030 und 2,7 % im Jahr 2045 sinken.

Daraus folgt, dass variable Strompreise allein keinen ausreichend hohen Anreiz bieten einen (größeren) Wärmespeicher zur Flexibilisierung der Fahrweise einzusetzen. Eine Flexibilisierung allein durch intelligente Systeme, die die thermische Masse des Gebäudes nutzen, ohne eine Erhöhung der Investitionskosten durch einen zusätzlichen Speicher wird gegenüber einer klassischen Fahrweise als wirtschaftlich sinnvoll eingeschätzt. Weitere Anreize entstehen durch variable Netzentgelte, die zu einer höheren Volatilität der Endkundenpreise führen. Daher sind die Ergebnisse als Momentaufnahme zu betrachten und können sich zukünftig ändern. Die Integration von Photovoltaikanlagen, die in der Analyse nicht modelliert wurde, kann einen zusätzlichen Anreiz zur kurzfristigen Wärmespeicherung darstellen. Sie ermöglicht eine Steigerung des Eigenverbrauchs und trägt zur Reduzierung von Lastspitzen beim Netzbezug bei.

3.5 Speicherbedarfe und Flächenbedarfe für Berlin

Langzeitwärmespeicher helfen, überschüssige Wärme, die vor allem in den Sommermonaten zur Verfügung steht, in die Wintermonate zu verschieben. Dadurch kann der Einsatz von fossilen Brennstoffen oder teurem Strom für Wärmepumpen reduziert und Lastspitzen können flexibilisiert werden. Der Speicherbedarf ergibt sich aus dem wirtschaftlichen Gleichgewichtspunkt des jeweiligen Energiesystems. So kann ein Speicher in einem System mit günstigem Eigenstrom, etwa durch ein BHKW für die Wärmepumpe, derzeit wirtschaftlich unattraktiv sein, während er in rein elektrisch betriebenen Systemen sinnvoll sein kann. Gleichzeitig muss die Wahl der Wärmespeichertechnologie zum Standort passen, da beispielsweise ein Aquiferwärmespeicher spezifische Anforderungen an den Untergrund stellt.

3.5.1 Speicherbedarfe

Aus den betrachteten Anwendungsfällen lassen sich folgende Speicherbedarfe ableiten: Im Verbundnetz der Berliner Energie und Wärme: bis zu 1.200 GWh oder 12 % der Jahreswärmearbeit an Langzeitwärmespeichern (Erdbeckenwärmespeicher und insb. Aquiferwärmespeicher (ATES)) für die geplanten 700 MW an erneuerbarer Wärme und Abwärme, um jegliche Überschusswärme zu vermeiden bzw. in das System zu integrieren. Interne Untersuchungen der BEW sowie die Ergebnisse aus Stakeholdergesprächen legen eine Kapazität der Größenordnung von 44 bis 440 GWh als realistisch nahe. Mit dieser könnten ca. 1,6 bis 5,6 % der Jahreswärmearbeit zwischengespeichert und der EE-Anteil erhöht werden. Darüber hinaus sind HT-ATES nicht beliebig klein skalierbar. Sie bringen ab einer Einspeiseleistung von ca. 3 MW und somit einer Kapazität von $(3 \text{ MW} * 3300 \text{ h/a})$ rd. 10 GWh einen Nutzen für Integration Einbindung im Verbundnetz ³¹. Für Kurzzeitwärmespeicher wird eine Verdopplung bis Verdreifachung der vorhandenen Kapazität von derzeit 2.200 MWh auf 4.400 bis 6.600 MWh im Verbundnetz der Berliner Energie und Wärme vorgesehen.

Für die betrachteten Beispiele für neue Wärmenetze lassen sich aus der Energiesystemmodellierung Speicherkapazitäten in Höhe von bis zu ca. 33 % der Jahreswärmearbeit ableiten, um die überschüssige Wärme aus Erneuerbaren Energien (EE) oder Abwärme aus dem Sommer in den Winter zu transferieren und somit eine nahezu

³¹ Angabe aus einem Stakeholdergespräch

100 prozentige Deckung des Wärmebedarfs aus EE-/ Abwärme zu ermöglichen. Damit können Stromlastspitzen deutlich reduziert werden. Diese Angabe zur Speicherkapazität dient der Einordnung und ergibt sich aus den untersuchten Fallbeispielen und den in Abschnitt 3.3 unter "Methodischer Ansatz" getroffenen Annahmen. Für Wärmenetze mit einem von 9,32 GWh/a abweichenden Gesamtwärmebedarf kann sich daher ein anderer Deckungsgrad ergeben. Eine Hochrechnung auf die Speicherbedarfe ist zum jetzigen Zeitpunkt nicht zielführend, da ein quantitatives Zielbild für neue Wärmenetze aus der Wärmeplanung noch nicht vorliegt. Die Ergebnisse können jedoch im Zuge der gesamtstädtischen Wärmeplanung für eine Hochrechnung und Abschätzung möglicher Speicherbedarfe genutzt werden.

Im Fall dezentraler Einzelgebäudeversorgung haben Wärmespeicher einen Nutzen für das Stromnetz, jedoch keinen nennenswerten ökonomischen Nutzen für die Gebäudeeigentümer:innen. Die Anzahl der Wärmespeicher korreliert theoretisch mit der Anzahl an Wärmepumpen.

3.5.2 Flächenbedarfe und Potenzialflächen

Die Frage, welche Flächen in Berlin für die Nutzung von Wärmespeichern zur Verfügung stehen, hängt von oberirdischen Faktoren wie der aktuellen Flächennutzung, der Flächenzugänglichkeit und -aktivierbarkeit ab sowie für unterirdische Wärmespeicher maßgeblich von den geologischen Bedingungen im Untergrund. Für die Identifikation von sogenannten Potenzialflächen, die für Wärmespeicher geeignet sind und in Frage kommen, müssen somit verschiedenen Informationen zur Verfügung stehen und miteinander verschnitten werden.

Die Identifikation von Flächen, die aufgrund oberirdischer Merkmale für die Nutzung von Wärmespeichern in Frage kommen, erfordert einen vergleichbaren methodischen Ansatz wie bei anderen Wärmeerzeugungstechnologien, z. B. bei der oberflächennahen Geothermie. Im Zuge der gesamtstädtischen Wärmeplanung soll ein Ansatz entwickelt werden, der es anhand von Geodaten ermöglicht, die Flächenkulisse zur Konkretisierung der Potenziale an oberflächennaher Geothermie zu identifizieren. Merkmale, die in diesem Zusammenhang voraussichtlich berücksichtigt werden, sind etwa die ISU Flächennutzung (z. B. Ausschluss von Gewässern und Friedhöfen), ein etwaiger Schutzstatus (z. B. Ausschluss von Naturschutzgebieten) sowie die Baumbedeckung. Die Ergebnisse werden in großen Teilen auf Wärmespeicher übertragbar sein.

Die verschiedenen Wärmespeichertechnologien unterscheiden sich auch bezüglich ihrer Flächenbedarfe und ihrer Anforderungen an die Flächen. Bei Behälterwärmespeichern in Wärmenetzen wird der Platzbedarf an Heizkraftwerken in der Regel bereits bei der Planung berücksichtigt, sodass hier abseits des zusätzlichen Flächenbedarfs keine Besonderheiten zu beachten sind und eine Integration meist unproblematisch ist. Die Flächenbedarfe für diese Speichertechnologie sind zudem gut abschätzbar, da deutschlandweit zahlreiche Behälterwärmespeicher (TTES) installiert sind. Anders ist die Situation bei Erdbeckenwärmespeichern (PTES) und Aquiferwärmespeichern (ATES). Da untertägige Wärmespeichertechnologien aufgrund ihrer hohen Bedeutung für die Wärmewende im Vordergrund des Vorhabens stehen, wird auf diese Technologien im Folgenden näher eingegangen. Im Fokus steht dabei die Eignung des Berliner Untergrunds für Aquiferwärmespeicher. Sie ist für die Identifikation von Potenzialflächen für Aquiferspeicher, von entscheidender Bedeutung.

Erdbeckenwärmespeicher

Für PTES ist der limitierende Faktor bei der Flächensuche, eine geeignete Fläche in der gewünschten Größe zu finden. Diese Flächen sollten nicht überbaut werden, können jedoch nach Fertigstellung des Speichers als offene Grünflächen, wie beispielsweise Rasenflächen, weiter genutzt werden.

Derzeit konnten deutschlandweit fünf Erdbeckenwärmespeicher mittels einer Recherche identifiziert werden, welche sich in Planung oder in Errichtung befinden (vgl. Abschnitt 2.2.1) [84]. In Tabelle 11 sind sie zusammen mit der jeweiligen Größe aufgeführt.

Tabelle 11: Erdbeckenwärmespeicher in Deutschland nach Standort und Größe

Standort	Größe in m³	Fläche in m²	Kapazität in GWh	Quelle
Meldorf	43.000	8.000	1,5	[120], [121]
Bracht	26.600	unbekannt	unbekannt	[122]
Rostock	100.000	43.000	5,8	[123]
Rostock	500.000	80.000	32,4	[123]
Hechingen	18.000	4.000	unbekannt	[124]

Potenziale für Aquiferwärmespeicher unterhalb des Rupeltons in Berlin

Da das Wissen zum Berliner Untergrund noch lückenhaft ist, können die Flächenpotenziale aktuell nur mit erheblichen Unsicherheiten quantifiziert werden. Dies gilt, solange der geologische Kenntnisstand am jeweiligen Standort noch gering ist. Um den Kenntnisstand

des tieferen Untergrundes zu verbessern, können seismische Untersuchungen und Explorationsbohrungen mit intensiver Probenanalyse durchgeführt werden. Erst diese Untersuchungen erlauben eine Abschätzung der Tiefenlage, der Mächtigkeit und der petrophysikalischen Eigenschaften des Aquifers, der als Speicher genutzt werden könnte. Die genauen Daten der Aquifere sind die Voraussetzung dafür die Förderraten zu berechnen. Aus den Förderraten und dem Speichervolumen können die Anzahl der Bohrungen und der Abstand dieser Bohrungen zueinander ermittelt werden. Derzeit liegen genauere Informationen zu den tieferen Aquiferen in Berlin nur für drei Regionen vor, so dass die Potenziale nur für diese Standorte verlässlich kalkulierbar sind (Wartenberg, Am Reichstag, Adlershof). Dies unterstreicht die Notwendigkeit weiterer geologischer Untersuchungen, um die Einsatzmöglichkeiten dieser Technologie auch für Berlin besser beurteilen zu können. In der laufenden Roadmap für tiefe Geothermie sollen weitere Tiefenbohrungen und 3D-seismische Messungen durchgeführt werden, um die Planungsgrundlagen über das Stadtgebiet auszuweiten. Die Roadmap für tiefe Geothermie soll in den kommenden Jahren umgesetzt werden und die Frage beantworten, welches geothermische Potenzial im Berliner Untergrund steckt und ob es wirtschaftlich nutzbar ist. Ziel des Vorhabens ist es, rund zwei Drittel der gesamten Stadtfläche zu erkunden. Die ersten drei Tiefenbohrungen sollen durchschnittlich etwa 1.500 Meter tief sein, es ist aber auch mindestens eine Bohrung bis zu einer Tiefe von 4.000 Metern geplant. Die Roadmap Geothermie wird auch die Wissens- und Datengrundlage zur Eignung des Berliner Untergrunds für Aquiferwärmespeicher deutlich verbessern. Dieses Wissen bildet somit eine wichtige Grundlage für eine präzisere Analyse von Potenzialflächen. Zum jetzigen Zeitpunkt können folgenden Informationen zur Nutzbarkeit des Berliner Untergrunds für Aquiferspeicher beschrieben werden. Für ATES in Berlin können die Aquifere im Unteren Jura sehr gut genutzt werden. Sie weisen sehr gute hydraulische Eigenschaften (hohe Förderraten) und eine geringe bis mittlere Tiefenlage (300-700 m) auf. Im Unteren Jura können für Berlin vier nutzbare Horizonte ausgehalten werden. Die Bohrung Berlin-Wartenberg 2/86 hat diese Horizonte sehr gut erschlossen und ein hydraulischer Test des Horizonts mrs Sin 1 ergab einen sehr guten Produktivitätsindex von ca. 130 m³/hMPa (Abbildung 41). Der gleiche Horizont wird am Reichstag als Wärmespeicher genutzt.

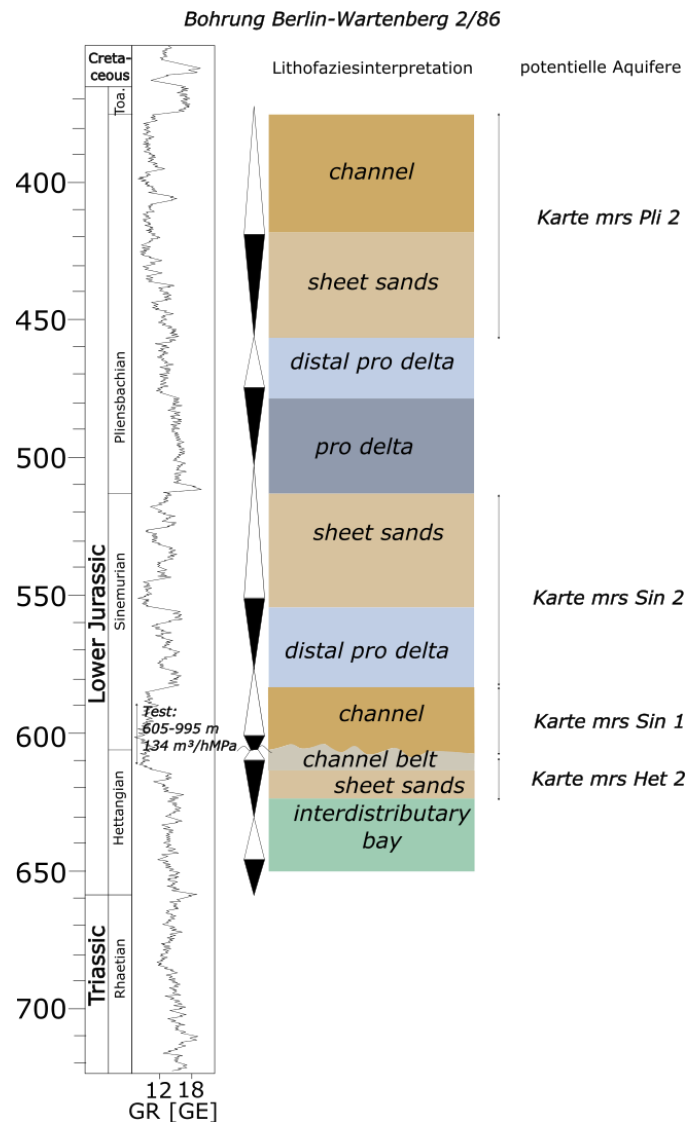


Abbildung 41: Darstellung der Bohrung Berlin-Wartenberg 2/86 mit sequenzstratigraphischer und lithofazieller Interpretation. Für das Land Berlin können vier Horizonte im Unteren Jura (mrs Het 2, mrs Sin 1, mrs Sin 2, mrs Pli 2) genutzt werden. (SenMVKU)

Die flächenhafte Darstellung der ehemaligen Ablagerungsgebiete (lithofazielle Interpretation) zeigt, dass diese Horizonte in einem ehemaligen flussdominierten Delta entstanden sind (Abbildung 43 – Abbildung 46, Übersicht Nordostdeutsches Becken). Die Ablagerungsgebiete mit dem höchsten Potenzial (besten hydraulischen Eigenschaften und höchsten Sandmächtigkeiten) sind in Bereichen der ehemaligen Flussrinnengürtel zu erwarten.

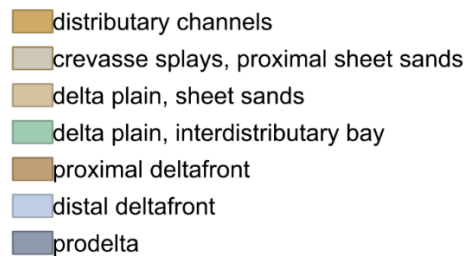


Abbildung 42: Legende für folgende Abbildungen (SenMVKU)

Die Datengrundlage für den Berliner Raum ist auf insgesamt 8 Bohrungen begrenzt (Velten 2/90, Potsdam 13/73, Groß Ziethen 1/73, Am Reichstag 1 und 2, Berlin-Wartenberg 2/86, Seefeld 1/77, Abbildung 43 – Abbildung 46). Die Unsicherheit der lithofaziellen Rekonstruktion, d.h. auch die Position der Rinnengürtel (mit hohem Speicherpotenzial) wird mit zunehmender Entfernung zu diesen Bohrungen größer (Abbildung 43 – Abbildung 46, Konfidenzbereich, von gelb nach rot=Zunahme der Unsicherheit). Im Allgemeinen basiert die Konstruktion der Rinnengürtel auf einem konservativen Verfahren. Die Annahme ist, dass eine Rinne zwei Bohrungen relativ direkt dort verbindet, wo Rinnen in den geophysikalischen Daten oder Bohrkernen nachgewiesen werden konnten. Die Darstellung der Rinne endet dort, wo der letzte Nachweis erfolgte. Gebiete mit sehr hohem Potenzial zur ATEs Eignung und geringerer Unsicherheit sind in den folgenden Karten mit schwarzen Rahmen gekennzeichnet, jeweils für unterschiedliche Horizonte. Für das Aquifersystem im **oberen Hettang (mrs Het 2)** sind die Region Berlin NO und um Adlershof markiert, da die zu erwartenden Sandsteine aus nordöstlicher Richtung stammen und an diesen Stellen Bohrungen existieren, die hinreichende Sandsteine angetroffen haben (vgl. Abbildung 43).

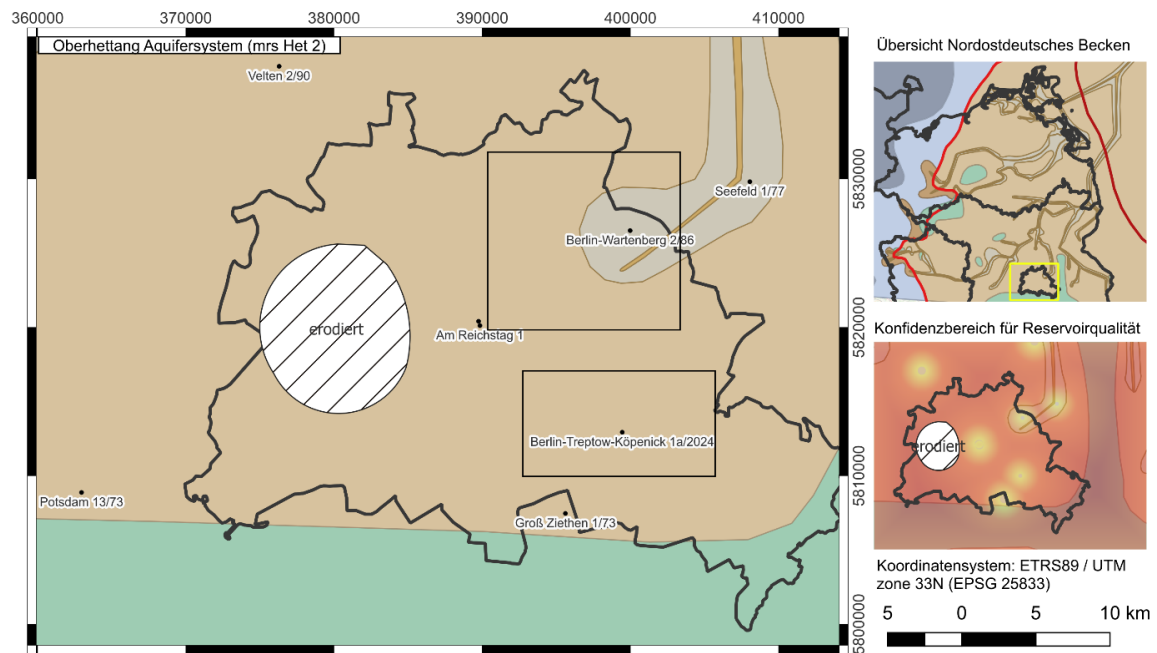


Abbildung 43: Lithofazielle Rekonstruktion des Aquifersystems im oberen Hettang (SenMVKU)

Das Aquifersystem im **Unter Sinemur (mrs Sin 1)** weist ebenso die Regionen mit dem höchsten Potenzial im Nordosten und um Adlershof auf. Ein Rinnengürtel konnte aus Nordost bis zum Reichstag rekonstruiert werden. Der weitere Verlauf ist aufgrund fehlender Bohrungen unklar (vgl. Abbildung 44).

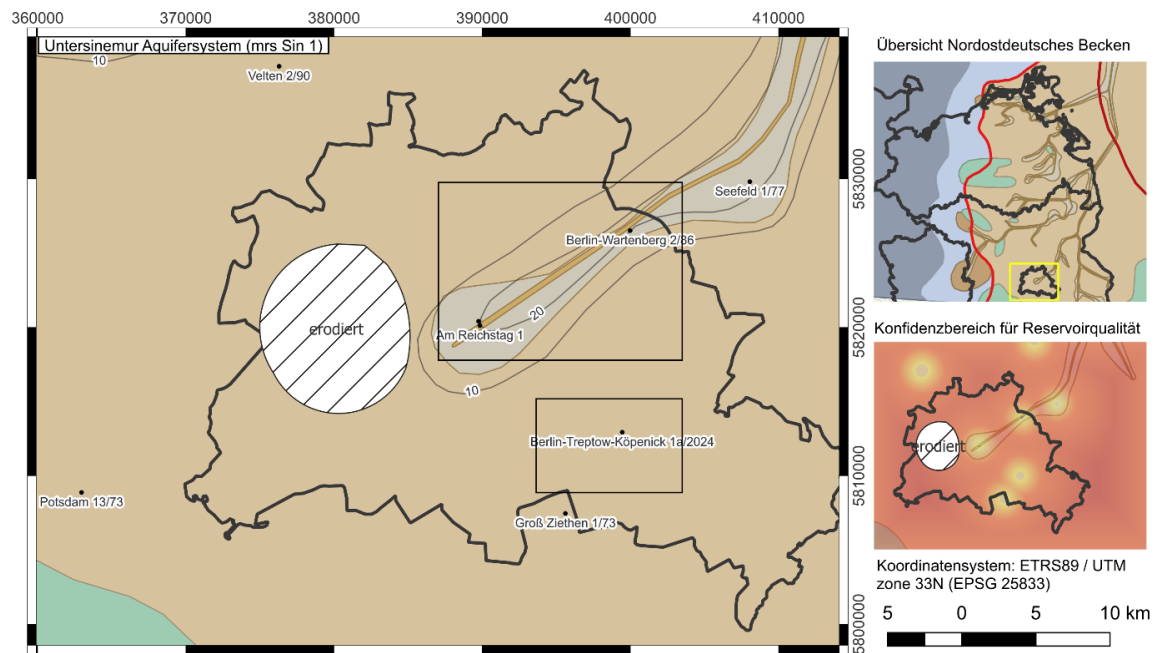


Abbildung 44: Lithofaziale Rekonstruktion des Aquifersystems im unteren Sinemur (SenMVKU)

Im **Obersinemur** zeigt sich in der Bohrung Berlin Wartenberg keine Rinne, so dass deren Lokation etwas weiter westlich vermutet wird. Aus diesem Grund wird auch die Potenzialregion etwas nach Westen verschoben. Ein Transport der Sande, die Am Reichstag noch über 20 m erreichen, wird aus nördlicher Richtung vermutet (vgl. Abbildung 45).

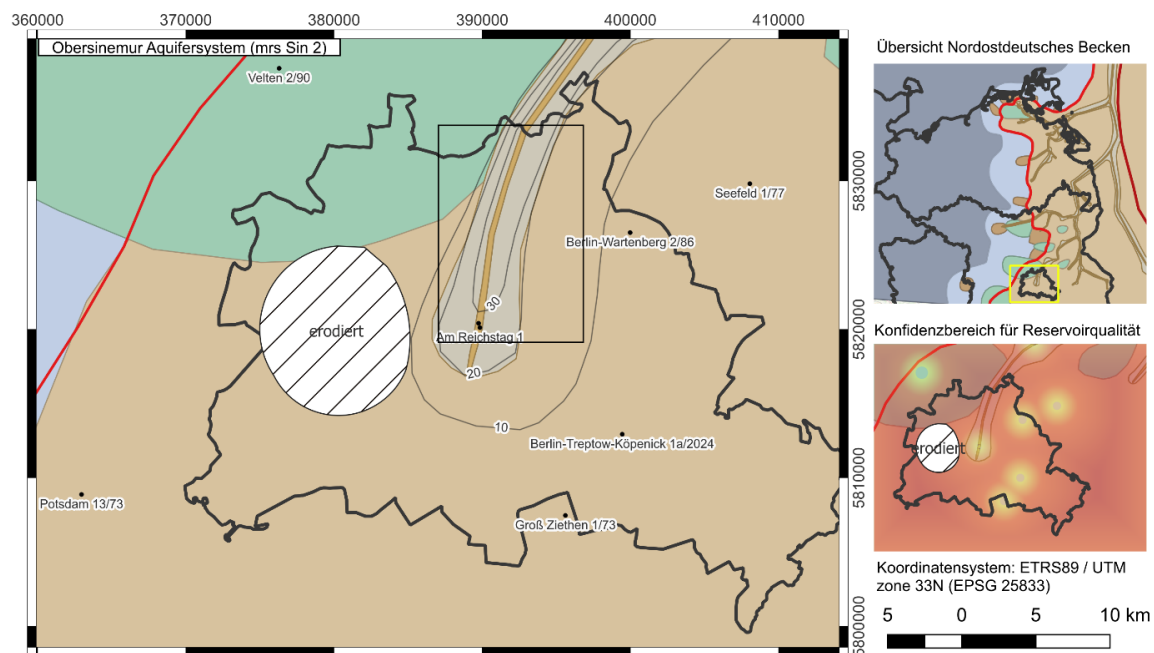


Abbildung 45: Lithofazielle Rekonstruktion des Aquifersystems im oberen Sinemur (SenMVKU)

Im **Oberen Pliensbach** wird eine Umstellung des Rinnensystems auf nordöstliche Richtung über die Bohrungen Wartenberg 2/86 und Seefeld 1/77 vermutet, da in diesen Bohrungen eine Rinnenablagerung erkannt worden ist. Hier sind Sandmächtigkeiten von 20 bis 30 m zu erwarten. In Adlershof und anderen Teilen Berlins muss mit einer verstärkten Erosion durch jüngere Schichten ausgegangen werden. So dass sich die Potenzialregion eher auf den Nordosten beschränkt (vgl. Abbildung 46).

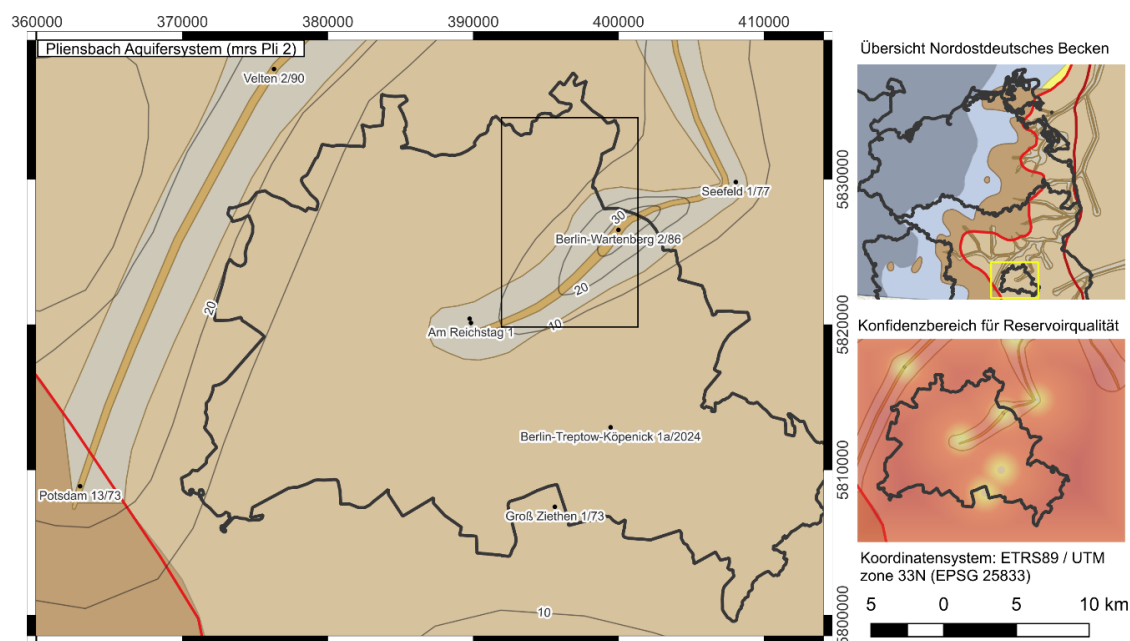


Abbildung 46: Lithofazielle Rekonstruktion des Aquifersystems im oberen Pliensbach (SenMVKU)

Der Flächenbedarf für Aquiferwärmespeicher variiert stark in Abhängigkeit von der Speicherkapazität, den hydrogeologischen Bedingungen, der Betriebsweise sowie der Anzahl und Anordnung der Bohrungen. Als Orientierung für den Flächenbedarf von Aquiferen der tiefen Geothermie werden daher zwei Berliner Aquiferwärmespeicher als Referenz herangezogen: Für den von der BTB betriebenen Aquiferwärmespeicher mit einer Speicherkapazität von 30 GWh beträgt der Flächenbedarf für die Bohrungen 900 m². Eine Fläche von 100 m² muss nach Inbetriebnahme für die Wartung frei bleiben umgeben von 900 m² unbebauter Fläche, die z. B. als Parkplatz / Grünanlage genutzt werden kann. In einer internen Studie der BEW³² wurden verschiedene Anwendungen von Wärmespeichern unter Berliner Randbedingungen untersucht. Dabei wurden unter anderem großskalige ATES in Tiefen von 500 bis 700 m betrachtet. Eines der größeren untersuchten Szenarien beinhaltet einen ATES mit einer ausgespeicherten Energiemenge von 130 GWh. Als Orientierungswerte gibt die BEW einen Flächenbedarf von etwa 5.000 m² für die Bohrungen, 500 m² für die Heizanlage und 4.000 m² für die unbebaute Fläche um die Heizanlage an.

Potenziale für Aquiferwärmespeicher in Süßwasserhorizonten oberhalb des Rupeltons

Für die Nutzung von oberflächennaher Geothermie dienen Grundwasserleiter als saisonale Wärmespeicher. In diesem Zusammenhang werden Süßwasserhorizonte im Hydroportal

Interne Studie BEW zu HT-ATES Potenzial und Kosten in Berlin ³²

systematisch erfasst und für die Planung solcher Anlagen genutzt. Die Standorte aller Berliner Bohrungen sind nach Tiefenklassen differenziert in einer Karte in der Geologischen Landesdatenbank abrufbar [125]. Dabei gelten besondere Anforderungen für den Betrieb von oberflächennahen Aquiferwärmespeichern (ATES) im Hinblick auf den Trinkwasserschutz. So ist lediglich eine Temperaturveränderung von ± 3 K über das Jahr hinweg zulässig, um die Qualität der Süßwasserhorizonte nicht zu gefährden. Darüber hinaus unterliegen die Planung und der Betrieb solcher Anlagen den Vorgaben des Altlastengesetzes, um potenzielle Risiken durch bereits belastete Untergründe zu minimieren. Im Rahmen des Forschungsprojekts DemoSpeicher³³ [59] werden zudem sechs Quartiers-Reallabore im verdichteten urbanen Bestand konzipiert, die exemplarisch die Integration und Umsetzung solcher Wärmespeichertechnologien untersuchen. Ergänzend dazu wird im Forschungsverbundvorhaben „CHARMANT“ eine untertägige Raumplanung durchgeführt, um Potenziale und Herausforderungen im Zusammenhang mit der Nutzung des Untergrunds für oberflächennahe Wärmespeicherung besser bewerten zu können. Für den Einsatz von Horizontalfilter-Zirkulationsbrunnen als Aquiferwärmespeicher der oberflächennahen Geothermie wird in der Veröffentlichung [126] eine Baustellenfläche von 300 m² vorgesehen. In den untersuchten Modellszenarien führten unterschiedliche Ausbauvarianten der Filterstränge zu Speicherkapazitäten zwischen 2700 und 4900 MWh. Im Projekt Demospeicher wird ein Grundwasserzirkulationsbrunnen (Brunnen-Koaxialsystem) genutzt. Die 30 m tiefe Bohrung wurde in einem ca. 150 m² großen Innenhof ausgeführt. Der Durchmesser beträgt 22 cm. Der oberirdische Bereich des Brunnens muss zugänglich bleiben, kann aber ansonsten nahezu uneingeschränkt genutzt werden. Der Flächenverbrauch an der Oberfläche geht somit gegen Null [59]. Als Wärmekapazität für das Beispiel in Berlin ergibt sich eine Wärmekapazität von 4.400 MWh [127]. In Bonn wurde ein NT-ATES System (Bonner Bogen) bestehend aus sechs Brunnen zur saisonalen Wärme- und Kältespeicherung errichtet. Sie weisen eine Tiefe von um die 30 Meter auf [46]. Die gesamte Nutzfläche beträgt 60.000 m². Die Wärmeerzeugung des NT-ATES Systems beläuft sich auf 2,164 MWh/a [128].

3.5.3 Übertragbarkeit Flächenbedarfe auf Berlin

Für die Ermittlung der oberirdischen Flächenbedarfe werden Praxisbeispiele herangezogen. Dabei werden umgesetzte Wärmespeicher als Referenzen genutzt, um deren Anforderungen zu analysieren und den potenziellen Einsatz auf den identifizierten Potenzialflächen zu prüfen.

³³ www.demospeicher.de

Einige der in Abschnitt 3.5.2 beschriebenen Praxisbeispiele werden zur Abschätzung des oberirdischen Flächenbedarfs herangezogen. Die Analysen in Abschnitt 3.1 zeigen, dass für das Berliner Verbundnetz eine Langzeitwärmespeicherkapazität von 44 – 440 GWh sinnvoll erscheint. Die Umsetzung des zukünftigen Energiesystems wird voraussichtlich einen Technologiemix aus verschiedenen Wärmespeichern erfordern. Nur so lassen sich die standortspezifischen Anforderungen erfüllen (vgl. Abschnitt 3.5.2). Tabelle 12 zeigt den Gesamtflächenbedarf für Wärmespeicher unterschiedlicher Gesamtkapazitäten basierend auf den Praxisbeispielen. Dazu werden feste Kapazitäten (130 GWh und 30 GWh HT-ATES sowie 5,8 GWh und 32,4 GWh PTES) mit bekanntem oberirdischen Flächenbedarf herangezogen. Anschließend wird berechnet, wie viele dieser Technologien benötigt werden, um eine Gesamtspeicherkapazität von 30, 130, 230, 330 und 4.430 GWh zu erreichen. Die ermittelte Anzahl wird mit dem jeweiligen oberirdischen Flächenbedarf multipliziert. Eine farbliche Unterlegung verdeutlicht den Flächenbedarf: Grün steht für geringen, Rot für hohen Flächenbedarf, mit abgestuften Zwischentönen.

Tabelle 12: Oberirdischer Flächenbedarf von HT-ATES und PTES als Langzeitwärmespeicher im Verbundnetz unter Annahme unterschiedlicher Speicherkapazitäten

	Flächenbedarf in m ² TES für				
	30 GWh	130 GWh	230 GWh	330 GWh	430 GWh
HT-ATES 130 GWh	-	4.500	4.500	9.000	13.500
HT-ATES 30 GWh	1.000	4.000	7.000	11.000	14.000
PTES (klein) 5,8 GWh	215.000	946.000	167.7000	2.408.000	3.182.000
PTES (groß) 32,4 GWh	-	320.000	560.000	800.000	1.040.000

HT-ATES weisen einen deutlich geringeren oberirdischen Flächenbedarf auf. Um eine Wärmespeicherkapazität von 420 GWh allein mit HT-ATES mit einer Kapazität von 30 GWh abzudecken, wäre eine Fläche von 14.000 m² erforderlich, das sind weniger als zwei Standard-Fußballfelder. Für die Abdeckung von 390 GWh mit 130 GWh HT-ATES wäre eine Fläche von 13.500 m² erforderlich. Im Gegensatz dazu erfordert die Abdeckung von 29 GWh mit 5,8 GWh PTES bereits eine Fläche von 215.000 m². Dies entspricht etwa 30 Fußballfeldern. Bei 429,2 GWh wäre der Flächenbedarf mit 3.182.000 m² (rd. 446 Fußballfelder und eine Anzahl von 74 solcher PTES) unrealistisch hoch. Vier PTES mit einer Wärmespeicherkapazität von 32,4 GWh (und einer Gesamtkapazität von 129,6 GWh)

würden zu einem Flächenbedarf von 320.000 m² führen, was etwa 45 Fußballfeldern entspricht.

4 Darstellung der regulativen und stadtplanerischen Grundlagen sowie der Förderkulisse

Wärmespeicher unterliegen einer Vielzahl gesetzlicher Anforderungen aus dem Raumplanungs- und Genehmigungsrecht.³⁴ Welche Art der Genehmigung letztlich erforderlich ist, hängt maßgeblich vom Einzelfall und insbesondere von der Art des Wärmespeichers ab und bedarf der Prüfung durch die jeweils zuständige Behörde. Im Folgenden werden zunächst die für die Errichtung von Wärmespeichern relevanten raumplanungsrechtlichen Instrumente in den Fokus genommen. Anschließend erfolgt eine genehmigungsrechtliche Einordnung für die verschiedenen Wärmespeichertechnologien, bevor abschließend ein Überblick über die vorhandenen Fördermöglichkeiten gegeben wird.

4.1 Raumplanungsrecht

4.1.1 Raumordnungsrecht

Wärmespeicher können, vor allem in der Errichtungsphase, große Flächen beanspruchen, weshalb die Vereinbarkeit mit den Regeln der **Raumordnung** zu überprüfen ist.

Das Land Berlin stellt zusammen mit dem Land Brandenburg gemeinsame Raumordnungspläne auf. Darunter fallen das gemeinsame Landesentwicklungsprogramm und die gemeinsamen Landesentwicklungspläne, die dieses konkretisieren. Im für Berlin geltenden Landesentwicklungsplan Hauptstadtregion Berlin-Brandenburg (LEP HR)³⁵ ist bereits festgelegt, dass eine räumliche Vorsorge für eine klimaneutrale Energieversorgung, insb. durch erneuerbare Energien, getroffen werden, sowie Energiespeicherkapazitäten raumverträglich ausgebaut werden sollen.³⁶ Ausdrücklich benannt sind Wärmespeicher jedoch nicht. Stattdessen steht im LEP HR die klassische Versorgung mit Gas und Strom

³⁴ Für die vertiefte Auseinandersetzung mit den einzelnen Rechtsfragen verweisen wir auf die ausführliche Darstellung in unserer Analyse zur Regulatorik von Wärmespeichern.

³⁵ Landesentwicklungsplan Hauptstadtregion Berlin-Brandenburg (LEP HR) vom 29. April 2019 (GVBl. S. 294), der als Verordnung über den Landesentwicklungsplan Hauptstadtregion Berlin-Brandenburg (LEP HR) am 1. Juli 2019 in Kraft getreten ist.

³⁶ LEP HR G 8.1. Abs. 1 und Abs. 3; Das Landesentwicklungsprogramm für Berlin (LEPro 2007) von 2007 spricht lediglich von „Planungen zur Gewinnung regenerativer Energien“, erwähnt Energie- oder Wärmespeicher aber nicht. Die Festlegungen des LEP HR konkretisieren die Festlegungen des Landesentwicklungsprogramms, weshalb nur diese kurz erwähnt werden.

im Fokus.³⁷ Am Beispiel der Windenergie wird zudem deutlich, dass bestimmte Nutzungen ausdrücklich als raumordnerisches Ziel aufgenommen werden können.³⁸

Während Ziele der Raumordnung strikt bindende und abschließend abgewogene Planungsleitsätze sind, entfalten die zu berücksichtigenden Grundsätze keine strikte Bindungswirkung, § 3 Abs. 2 und 3 ROG.³⁹ Zielen ist daher ein stärkeres Gewicht beizumessen, Grundsätze sind dennoch bei nachfolgenden Abwägungs- und Ermessensentscheidungen zu berücksichtigen, § 4 Abs. 1 S. 2 ROG. Um Wärmespeichern in Abwägungsprozessen nachfolgender Planungsebenen ein besonderes Gewicht zu verleihen, könnten sie – wie die Windenergie – als raumordnerisches Ziel aufgenommen werden. Eine weitere Option besteht darin, nicht Wärmespeicher als einzelne Technologie, sondern übergeordnet die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung als Ziel im Raumordnungsplan festzulegen.

Mit den raumordnerischen Zielen und Grundsätzen gehen die sogenannten Vorrang- und Vorbehaltsgebiete einher, die ebenfalls als Festlegungen der Raumordnung dienen, § 7 Abs. 3 S. 1 ROG. Vorranggebiete (§ 7 Abs. 3 S. 2 Nr. 1 ROG) sind solche Gebiete, welche andere Nutzungen bei vorliegender Nichtvereinbarkeit ausschließen und Vorbehaltsgebiete (§ 7 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ROG) sind Gebiete, die bestimmten Nutzungen ein besonderes Gewicht im Abwägungsprozess verleihen. Beide Gebietsarten setzen für die Errichtung von Wärmespeichern die Vereinbarkeit mit ggf. anderen privilegierten Nutzungen voraus und können so sogar die Errichtung von Wärmespeichern verhindern.

Maßgebliches Kriterium für die Überprüfung eines Vorhabens auf Raumordnungsebene ist neben der Überörtlichkeit die Raumbedeutsamkeit im Sinne des § 3 Abs. 1 Nr. 6 ROG. Bei raumbedeutsamen⁴⁰ Vorhaben ist eine Raumverträglichkeitsprüfung nach § 15 ROG erforderlich, die die Auswirkungen auf die Raumordnung und mögliche Alternativen prüft. Insbesondere Langzeitwärmespeicher könnten aufgrund ihrer Größe raumbedeutsam sein. Dies ist im Einzelfall zu überprüfen und kann von verschiedenen Faktoren, zum Beispiel der Anzahl der versorgten Haushalte mit Wärme, abhängen. Die weiteren Verfahrensschritte der Raumverträglichkeitsprüfung sind in § 15 Abs. 1 S. 2 ROG in Verbindung mit § 1 der

³⁷ LEP HR, S. 14.

³⁸ LEP HR, S. 46.

³⁹ Raumordnungsgesetz – ROG vom 22.12.2008 (BGBl. I S. 2986), in Kraft getreten am 31.12.2008 bzw. 30.06.2009, das zuletzt durch Gesetz vom 22.03.2023 (BGBl. I S. 88) geändert worden ist.

⁴⁰ Der Begriff der Raumbedeutsamkeit beinhaltet gemäß § 3 Abs. 1 Nr. 6 ROG Planungen einschließlich der Raumordnungspläne, Vorhaben und sonstige Maßnahmen, durch die Raum in Anspruch genommen oder die räumliche Entwicklung oder Funktion eines Gebietes beeinflusst wird, einschließlich des Einsatzes der hierfür vorgesehenen öffentlichen Finanzmittel.

Raumordnungsverordnung⁴¹ (ROV) in Verbindung mit den landesgesetzlichen Regelungen geregelt.

4.1.2 Baurechtsbezogenes Planungsrecht

Nach § 1 Abs. 5 BauGB⁴² sollen Bauleitpläne eine nachhaltige städtebauliche Entwicklung gewährleisten, die soziale, wirtschaftliche und umweltbezogene Anforderungen in Einklang bringt. Der Klimaschutz ist dabei besonders zu berücksichtigen (§ 1a Abs. 5 BauGB). Wärmespeicher tragen zur städtebaulichen Entwicklung bei, da sie die Transformation des Wärmesektors unterstützen und so den CO₂-Ausstoß in Berlin reduzieren können. Auf planungsrechtlicher Ebene besteht daher die Möglichkeit, bestimmte Flächen für die Umsetzung von Wärmespeichern auszuweisen. Die genehmigungsrechtliche Situation von Wärmespeichern stellt eine hiervon gesondert zu betrachtende Frage dar.⁴³

4.1.2.1 Stadtentwicklungspläne

In Berlin gibt es Stadtentwicklungspläne im Sinne des § 1 Abs. 6 Nr. 11 BauGB. Sie sind als Entwicklungskonzepte bei der weiteren Stadtplanung zu berücksichtigen (§ 4 AGBauGB)⁴⁴ und beeinflussen so sowohl den Flächennutzungs- als auch den Bebauungsplan. Der Stadtentwicklungsplan Klima 2.0 sieht bereits Klimaschutzmaßnahmen vor, mit der Wärmeversorgung durch Wärmespeicher setzt er sich jedoch noch nicht spezifisch auseinander.⁴⁵

4.1.2.2 Flächennutzungsplan

Gemäß § 5 Abs. 2 Nr. 2 lit. b, Nr. 4 BauGB ist es möglich, konkrete Flächen für Energieversorgungsanlagen, also auch Wärmespeicher, in Flächennutzungsplänen auszuweisen. Im aktuell gültigen FNP Berlin sind bereits Energieversorgungsflächen dargestellt. Auf konkrete Technologien beziehen sich diese Flächen aber nicht.

⁴¹ Raumordnungsverordnung vom 13. Dezember 1990 (BGBl. I S. 2766), die zuletzt durch Artikel 12 des Gesetzes vom 22. März 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 88) geändert worden ist.

⁴² Baugesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 3. November 2017 (BGBl. I S. 3634), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 20. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 394) geändert worden ist.

⁴³ Näher dazu s. 4.2.3. Baurecht.

⁴⁴ Gesetz zur Ausführung des Baugesetzbuchs (AGBauGB) in der Fassung vom 7. November 1999, das zuletzt durch Gesetz vom 14.10.2022 (GVBl. S. 578) geändert worden ist.

⁴⁵ Senatsverwaltung für Stadtentwicklung, Bauen und Wohnen, Stadtentwicklungsplan Klima 2.0, Berlin, Februar 2023.

4.1.2.3 Bebauungsplan

Flächen für Wärmespeicher könnten gem. § 9 BauGB aus städtebaulichen Gründen in Bebauungsplänen festgesetzt werden, wobei die Errichtung auch in unbeplanten Gebieten möglich ist.⁴⁶ In Betracht kommen gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 12 BauGB Versorgungsflächen für die Speicherung von Wärme aus erneuerbaren Energien (EE). Wärmespeicher, die der Wärmeversorgung dienen, fallen unter den Begriff dieser Flächen. Dabei muss die gespeicherte Wärme entgegen dem Wortlaut nicht zwingend aus EE stammen [129, Rn. 48].

Eine Alternative stellt der vorhabenbezogene Bebauungsplan nach § 12 BauGB dar. Er ermöglicht eine Kooperation zwischen der Behörde und dem Vorhabenträger. Hierbei können Vereinbarungen über die städtebauliche Planung und die Erschließungsmaßnahmen getroffen werden. Der Vorteil für den Vorhabenträger ist nach § 12 Abs. 3 S. 2 BauGB, dass die Gemeinde nicht an die verbindlichen Festsetzungsmöglichkeiten nach § 9 BauGB und die Baunutzungsverordnung gebunden ist.

4.1.2.4 Städtebaulicher Vertrag

Ein städtebaulicher Vertrag kann als Ergänzung zu den Festsetzungen des Bebauungsplans dienen. Dies gilt insbesondere im Zusammenhang mit der Errichtung und Nutzung von Wärmespeichern. Nach § 11 Abs. 1 S. 1 BauGB können Kommunen solche Verträge freiwillig mit privaten Akteuren abschließen, um städtebauliche Ziele zu fördern. Voraussetzung für solche Verträge ist ein städtebaulicher Zusammenhang. Dieser liegt etwa dann vor, wenn die den Baugebietsausweisungen im Bebauungsplan entsprechenden Ziele und Zwecke berücksichtigt werden. Städtebauliche Verträge bieten aber auch die Möglichkeit, Regelungen zu vereinbaren, die über die Festsetzung von Bebauungsplänen hinausgehen. Gemäß § 11 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 BauGB können städtebauliche Verträge im Kontext des Klimaschutzes besonders *die Errichtung und Nutzung von Anlagen zur dezentralen und zentralen Erzeugung, Verteilung, Nutzung oder Speicherung von Strom, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energien oder Kraft-Wärme-Kopplung umfassen*. Sind zum Beispiel über § 9 Abs. 1 Nr. 12 BauGB Versorgungsflächen zur Wärmeversorgung im Bebauungsplan festgesetzt worden, kann mit einem städtebaulichen Vertrag die Errichtung von Wärmespeichern auf diesen Flächen sichergestellt werden [130, S. 26 f. mwN.]. Zusätzlich erlaubt § 11 Abs. 1 S. 2 Nr. 3 BauGB, dass städtebauliche Verträge Folgelasten

⁴⁶ Näher dazu s. 4.2.3 Baurecht.

und -kosten für klimaschutzrelevante Infrastrukturprojekte auf die Vertragspartner übertragen. Für die Kommune könnte diese Möglichkeit im Hinblick auf die hohen Investitionskosten sehr attraktiv sein.

4.1.2.5 Zusammenfassung: Tabellarische Übersicht des Flächenplanungsrechts

Tabelle 13 stellt die Einordnung verschiedener Wärmespeichertechnologien in das baurechtsbezogene Planungsrecht dar. Dabei handelt es sich jedoch um eine abstrakte, generische Prüfung, die nicht auf den Einzelfall eingeht. Die Tabelle stellt daher keine abschließende Prüfung dar. Dazu wird auf die obigen Ausführungen sowie das Begleitgutachten⁴⁷ verwiesen.

Tabelle 13: Zusammenfassung des Flächenplanungsrechts

	Wärmespeichertechnologien (ATES, BTES, PTES, TTES)
Raumordnungsrecht Raumordnungsplan (bzw. Landesentwicklungsplan Berlin)	<p>Je nach Einzelfall muss eine Raumverträglichkeitsprüfung durchgeführt werden, wenn der Speicher als raumbedeutsam eingeordnet wird, § 15 Abs. 1 ROG.</p> <p>Faustformel: Je mehr Menschen von dem Speicher versorgt werden, desto eher ist er raumbedeutsam.</p> <p>Im Raumordnungsplan (für Berlin der LEP HR) können die Einrichtung von Wärmespeichern oder die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung als raumordnerische Ziele oder Grundsätze aufgenommen werden, um in nachfolgenden Abwägungsprozessen besonders beachtet oder berücksichtigt zu werden.</p>
Stadtentwicklungsplan	<p>Stadtentwicklungspläne sind als Entwicklungskonzepte bei der weiteren Stadtplanung zu berücksichtigen, § 1 Abs. 6 Nr. 11 BauGB.</p>

⁴⁷ Rechtswissenschaftliche Analyse zur Regulatorik von Wärmespeichern.

	Stadtentwicklungspläne können die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung oder die Einrichtung von Wärmespeichern aufnehmen.
Flächennutzungsplan	Je nach Einzelfall ist die Ausweisung von Versorgungsflächen für Wärmespeicher durch Änderung des Flächennutzungsplans nach § 5 Abs. 2 Nr. 2b, 4 BauGB möglich.
Bebauungsplan	<p>In vielen Baugebieten sind Wärmespeicher von der Art der baulichen Nutzung (ausnahmsweise) zulässige Anlagen.</p> <p>Die Festsetzung von Gebieten zur Errichtung von Wärmespeichern aufgrund von städtebaulichen Gründen ist möglich, § 9 BauGB.</p> <p>Es besteht die Möglichkeit zur Kooperation zwischen Behörde und Vorhabenträger:innen durch vorhabenbezogene Bebauungspläne, § 12 BauGB.</p>
Städtebaulicher Vertrag	<p>Verträge, die über die Festsetzungen eines Bebauungsplans hinausgehen können, sind möglich, § 11 BauGB.</p> <p><u>Voraussetzungen:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Die Fläche steht im Eigentum der Stadt/des Landes/privater Dritter. - Der Vertragsabschluss erfolgt freiwillig. <p>Der Vertrag kann an die Unternehmen gestellte Anforderungen und Gegenleistungen enthalten (z. B. Pflege der Grünflächen).</p>

4.2 Genehmigungsrecht

4.2.1 Immissionsschutzrecht

Das BImSchG⁴⁸ ist auf die Verhütung umweltschädlicher Einwirkungen gerichtet.⁴⁹ Für Wärmespeicher ist in der Regel **keine Genehmigung** nach dem BImSchG erforderlich, da sie keiner der in Anhang 1 zur 4. BImSchV aufgelisteten Anlagentypen zuzuordnen sind. Insbesondere handelt es sich bei einem Wärmespeicher nicht um eine Anlage zur Erzeugung von Warmwasser, zur Verarbeitung von Gestein oder zur Lagerung schädlicher Stoffe.

Nichtsdestotrotz sind die Regeln nach **§§ 22 ff. BImSchG** zu beachten, denn der Anwendungsbereich des BImSchG ist eröffnet, weil Wärmespeicher ortsfest installiert sind (§ 3 Abs. 5 Nr. 1 BImSchG) und sie somit eine Anlage im Sinne des § 3 Abs. 5 BImSchG darstellen. In Verbindung mit der Speichertemperatur besitzt das zur Wärmespeicherung verwendete Wasser zumindest das Potenzial, sich schädlich auf die Umwelt auszuwirken. Außerdem kann die künstliche Erzeugung eines Wasserbeckens durch Bohrungen Erdverschiebungen verursachen, die die umliegende Natur und die Allgemeinheit beeinträchtigen. Nach § 22 Abs. 1 BImSchG sind die Wärmespeicher demnach insbesondere so zu errichten und betreiben, dass

1. schädliche Umwelteinwirkungen verhindert werden, die nach dem Stand der Technik vermeidbar sind,
2. nach dem Stand der Technik unvermeidbare schädliche Umwelteinwirkungen auf ein Mindestmaß beschränkt werden und
3. die beim Betrieb der Anlagen entstehenden Abfälle ordnungsgemäß beseitigt werden können.

Sollten diese Anforderungen nicht berücksichtigt werden, droht ein Eingreifen der zuständigen Behörde (vgl. § 24 ff. BImSchG) [131, S. Rn. 122].

4.2.2 Bergrecht

Das Genehmigungsverfahren im Bergrecht weist große **Rechtsunsicherheiten** auf. Bezüglich der Anwendbarkeit des Bergrechts besteht eine Diskrepanz zwischen der objektiven Auslegungsart des Bergrechts, nach der nur in Einzelfällen ein Bodenschatz

⁴⁸ Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 18. Juli 2017 (BGBl. I S. 2771) geändert worden ist.

⁴⁹ Vgl. § 1 BImSchG.

vorliegt und der Verwaltungspraxis, die regelmäßig von einer Anwendbarkeit ausgeht [132, S. 95 mwN.].

Das BBergG regelt gemäß § 2 Abs. 1 Nr. 1 BBergG das Aufsuchen, Gewinnen und Aufbereiten von bergfreien und grundeigenen Bodenschätzen. Die Anwendbarkeit des Bergrechts hängt davon ab, ob eine Technologie zur Gewinnung von Bodenschätzen führt oder ob Bodenschätze bei der Speicherung berührt oder genutzt werden. Gemäß § 3 Abs. 1 BBergG umfasst der Begriff „Bodenschatz“ alle mineralischen Rohstoffe in festem oder flüssigem Zustand und Gase, die in natürlichen Ablagerungen oder Ansammlungen insbesondere in oder auf der Erde vorkommen. Wasser ist jedoch explizit vom Begriff des Bodenschatzes ausgeschlossen.⁵⁰ Allein die Speicherung von Wasser kann demnach nicht zu einer Anwendbarkeit des BBergG führen. Ist das Bergrecht gemäß § 2 BBergG⁵¹ nicht anwendbar, ist nach § 127 BBergG bei Bohrungen ein **Anzeigeverfahren** durchzuführen, wenn diese mehr als 100 Meter in den Boden eindringen sollen.⁵²

Der Anwendungsbereich des Bergrechts kann, sofern das zur Wärmespeicherung verwendete Wasser als Sole klassifiziert wird, eröffnet sein. Dies gilt insbesondere für solche Aquiferwärmespeicher, in denen Sole „gewonnen“ und „gelagert“ wird. In diesem Fall könnte auch eine bergrechtliche Genehmigung nach § 8 BBergG erforderlich werden. Für andere Wärmespeichertechnologien, die Wasser als Trägermedium nutzen, dürfte das Bergrecht nicht anwendbar sein. Bei Erdbeckenwärmespeichern und anderen oberirdischen Wärmespeichern ist eine bergrechtliche Genehmigung daher nicht erforderlich. Hier werden weder Bodenschätze beeinträchtigt, noch sollen solche gewonnen werden.

Über den Begriff der „Erdwärme“ in § 3 Abs. 2 Nr. 2 b) BBergG kann es zu keiner Anwendbarkeit des BBergG kommen. Zwar ist unter Erdwärme in Form von Wärme **gespeicherte** Energie unterhalb der Erdoberfläche zu verstehen [133, Rn. 162], was dazu führt, dass sie im Grundsatz einen bergfreien Bodenschatz darstellt. Davon ist auch solche

⁵⁰ Die Unterscheidung zwischen bergfreien und grundeigenen Bodenschätzen ist in der zivilrechtlichen Eigentumslage begründet. Während grundeigene Bodenschätze dem Grundeigentum unterfallen, trifft das auf bergfreie Bodenschätze nicht zu. Das Aufsuchen bergfreier Bodenschätze bedarf daher der Erlaubnis, die Gewinnung der Bewilligung oder des Bergwerkseigentums; grundeigene Bodenschätze hingegen bedürfen keiner Bergbauberechtigung, vgl. hierzu *Kloepfer*, UmweltR, § 11, Rn. 477, 489-491.

⁵¹ Bundesberggesetz vom 13. August 1980 (BGBl. I S. 1310), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 22. März 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 88) geändert worden ist.

⁵² Zuständige Behörde ist das Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg.

Erdwärme umfasst, die im Grundwasser enthalten ist [132, S. 86 mwN.]. Durch das zum 1.1.2025 in Kraft getretene Vierte Bürokratieentlastungsgesetz (BEG IV)⁵³ unterscheidet § 3 Abs. 3 S. 2 Nr. 2b BBergG zwischen oberflächennaher Geothermie und Tiefengeothermie, indem klargestellt wird, dass es sich nur bei **Erdwärme aus Bohrungen ab einer Teufe von 400 Metern um einen bergfreien Bodenschatz** handelt.⁵⁴

Bei der Nutzung von Wärme durch Wärmespeicher wird ein solcher **natürlicher Bodenschatz** dem Boden aber nicht entnommen. Im Unterschied zur Geothermie wird bei ATES und BTES **nicht die im Erdreich vorkommende Erdwärme gewonnen, sondern Wärme zwischengespeichert**. Bei Ersteren wird das Wasser künstlich erhitzt und in den Aquiferen gespeichert, bevor es wieder nach oben gefördert wird. Bei den BTES gibt das in den Erdsonden befindliche, künstlich erhitzte Wasser Wärme an den umliegenden Boden ab, welches die Wärme „speichert“, bis sie wieder entnommen werden soll [134].

In Einzelfällen kann bei der Verwendung von Wasser, entgegen der Definition in § 3 Abs. 1 BBergG, ein Bodenschatz vorliegen, wenn es sich dabei um **„Sole“** handelt. Obwohl in den Bundesländern eine einheitliche Begriffsdefinition fehlt, ist allgemein davon auszugehen, dass es sich um Sole handelt, wenn sich das Grundwasser aufgrund seiner hohen Salzkonzentration zur großtechnischen Herstellung von Salz eignet. In Berlin/Brandenburg ist das Wasser in Aquiferen Grundwasser, sofern sie durch ihre Lage am natürlichen Wasserhaushalt teilnehmen. Andernfalls liegt Sole vor. Sofern das Grundwasser als Sole eingeordnet wird, wird diese in ATES bei der Förderung zur späteren Beladung iSd §§ 2, 4 Abs. 2 BBergG gewonnen und beim Einleiten der erwärmten Sole im Sinne des § 2 Abs. 1 BBergG gelagert. Das *Gewinnen* von Bodenschätzen ist gemäß § 4 Abs. 2 BBergG das Lösen oder Freisetzen von Bodenschätzen einschließlich der damit zusammenhängenden vorbereitenden, begleitenden und nachfolgenden Tätigkeiten. Bei BTES, unterirdischen TTES und PTES wird dagegen keine Sole entnommen, um damit die Speicher zu befüllen. Diese sind stattdessen in der Regel mit dem Heizwasser des Wärmenetzes befüllt.

⁵³ Viertes Gesetz zur Entlastung der Bürgerinnen und Bürger, der Wirtschaft sowie der Verwaltung von Bürokratie (Viertes Bürokratieentlastungsgesetz) vom 23. Oktober 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 323).

⁵⁴ Daraus folgt auch, dass es in diesem Fall **keiner Bergbauberechtigung** und grundsätzlich auch **keiner Betriebsplangenehmigung** bedarf. So sollen unterschiedliche Herangehensweisen in der Verwaltungspraxis der Länder ausgeschlossen werden. Hier herrschen zur Unterscheidung neben dem Kriterium der Teufe derzeit noch verschiedene weitere Ansätze vor; z. B. wird danach unterschieden, ob die entnommene Erdwärme direkt genutzt oder eine Wärmepumpe verwendet wird, oder, welche Leistung die Wärmepumpe hat, s. dazu BT-Drs. 20/11306, S. 111 f.; Dennoch soll das Aufsuchen von Erdwärme grds. weiterhin einer Bergbauberechtigung bedürfen und betriebsplanpflichtig bleiben, auch wenn dies nicht durch Bohrung, sondern durch andere geophysikalische und geochemische Verfahren erfolgt, S. 112.

Beim *Lagern* iSd § 2 Abs. 1 BBergG geht es um eine Aufbewahrung mit dem Ziel, das Gelagerte später wieder zu verwenden. Dies ist beim Ablagern gerade nicht der Fall [132, S. 100 mwN.]. Die Sole soll nicht dauerhaft eingespeichert werden, sondern wird eingeleitet, um mit ihr Wärme zu speichern, die später wieder entnommen und genutzt werden soll. Dabei steht diese Lagerung in einem unmittelbaren betrieblichen Zusammenhang mit dem Gewinnen der Sole.

Das Bergrecht regelt auch die Nutzung des Untergrunds für Speicherzwecke, § 2 Abs. 2 Nr. 2 BBergG. Als Untergrundspeicher sieht § 4 Abs. 9 BBergG Anlagen zur unterirdischen behälterlosen Speicherung von Gasen, Flüssigkeiten und festen Stoffen mit Ausnahme von Wasser an. ATES nutzen Wasser als Trägermedium und führen es nach der Wärmespeicherung wieder in den Untergrund zurück. Bei BTES erhitzt das Wasser, das sich in den Sonden befindet, den Boden. Anschließend wird das Wasser wieder aus den Sonden nach oben gepumpt. Damit steht die Funktionsweise der Wärmespeichertechnologien im Gegensatz zum Wortlaut des § 2 Abs. 2 Nr. 2 BBergG, nämlich, dass die Speicherung von Wasser vom Anwendungsbereich der Norm ausgenommen ist. Anders verhält es sich, wenn aufgrund des Salzgehalts des Wassers Sole angenommen wird. Diese ist nach dem Wortlaut nicht von der Untergrundspeicherung ausgenommen. Liegt daher Sole vor, fällt die Wärmespeichertechnologie unter die Regelungen für Untergrundspeicher iSd BBergG.

Sollte es sich bei dem Wärmeträgermedium also um Sole handeln und daher eine bergrechtliche Bewilligung für die Errichtung von Wärmespeichern verpflichtend sein, besteht grundsätzlich ein gebundener Anspruch auf diese.⁵⁵ Sie kann nur versagt werden, wenn ein Grund nach §§ 11, 12 BBergG vorliegt. Die Versagungsgründe gliedern sich in antragsbezogene (§ 11 Nr. 1-5 BBergG und § 12 BBergG), antragstellerbezogene (§ 11 Nr. 6-7 BBergG) und gemeinwohlorientierte Gründe (§ 11 Nr. 8-10 BBergG) [135, S. 173.] Antragsbezogene Gründe betreffen die genaue Bezeichnung der Bodenschätze und des Aufsuchungsfeldes und sollten bei einer sorgfältigen Antragstellung nicht zur Versagung führen. Für die antragstellerbezogenen Gründe sind Zuverlässigkeit und finanzielle Mittel entscheidend. Gemeinwohlorientierte Gründe bedürfen regelmäßig einer genaueren Prüfung. Nach Nr. 8 sollen alle Bodenschätze durch eine „sinnvolle“ und „planmäßige“ Aufsuchung und Gewinnung geschützt werden. Nr. 9 schützt Bodenschätze von öffentlichem Interesse, insbesondere wenn sie für die Volkswirtschaft wichtig sind. Eine Beeinträchtigung liegt etwa vor, wenn eine Förderung dieser durch Verunreinigung unmöglich wird. Nr. 10 dient als „Einfallstor für Umweltbelange“ [135, S. 150 (151).] und ermöglicht eine Versagung, wenn öffentliche Interessen die Aufsuchung im gesamten Feld ausschließen. Dabei ist jedoch ein strenger Maßstab zugrunde zu legen, sodass eine

⁵⁵ OVG Sachsen, Urteil vom 09.06.1998 – 1 S 349/96, ZfB 1998 (205-212).

Versagung nur im Ausnahmefall in Betracht kommt.⁵⁶ Anders als beispielsweise bei Fracking-Anlagen, die kategorisch abgelehnt werden, ist bei Wärmespeichern wohl nicht mit einer Versagung zu rechnen.

Das Bergrechtsamtsverfahren für bergfreie Bodenschätze ist zweigeteilt. Zunächst ist eine Bergbauberechtigung erforderlich, um über die Bodenschätze zu verfügen. Diese stellt dann die Voraussetzung für das spätere Betriebsplanverfahren dar [132, S. 67.]

Das Betriebsplanverfahren kann im bergrechtlichen Bewilligungsverfahren für Gewinnungsbetriebe dabei nach den §§ 51 ff. BBergG relevant sein. Gewinnungsbetriebe sind nach § 4 Abs. 8 BBergG Einrichtungen zur Gewinnung von bergfreien und grundeigenen Bodenschätzen. Im Rahmen des Verfahrens muss ggf. auch eine Umweltverträglichkeitsprüfung nach den §§ 52 Abs. 2, Abs. 2a bis c und §§ 57a bis 57c BBergG durchgeführt werden.

4.2.3 Baurecht

Wärmespeicher benötigen grundsätzlich eine Baugenehmigung⁵⁷ gemäß § 59 Abs. 1 BauO Bln⁵⁸, da es sich bei ihnen um eine Anlage im Sinne des § 2 Abs. 1 BauO Bln handelt. Ausnahmen bestehen für Anlagen bis 5 Meter Höhe und 10 m² Brutto-Grundfläche, wenn sie der öffentlichen Versorgung mit Wärme dienen, ortsfeste Behälter bis 50 m³ Rauminhalt und 3 Meter Höhe, sowie Wasserbecken bis 100 m³ (vgl. § 61 Abs. 1 BauO Bln). Sofern die Anlage dem Bergrecht unterliegt,⁵⁹ bedarf es keiner isolierten Baugenehmigung. In diesem Fall prüft die Bergaufsicht die baurechtliche Zulässigkeit, § 1 Abs. 2 Nr. 2 BauO Bln.

Die Zulässigkeit von Wärmespeichern im **beplanten Innenbereich** richtet sich nach § 30 Abs. 1 BauGB, wonach ein Vorhaben im Geltungsbereich eines Bebauungsplans zulässig ist, wenn es den Festsetzungen nicht widerspricht und die Erschließung gesichert ist. Insgesamt fällt die Zulässigkeit von Wärmespeichern je nach Baugebiet sowie konkreter Bauweise und Speichertechnologie unterschiedlich aus und hängt im Einzelfall insbesondere von ihren Auswirkungen auf die Umgebung ab.

⁵⁶ BT-Drs. 8/1315, S. 87.

⁵⁷ Zuständige Behörde ist die Bauaufsichtsbehörde des jeweiligen Bezirks.

⁵⁸ Bauordnung für Berlin vom 29. September 2005, die zuletzt durch Gesetz vom 20. Dezember 2023 (GVBl. S. 472) geändert worden ist.

⁵⁹ Näheres dazu s. 4.2.2 Bergrecht.

In **Kleinsiedlungsgebieten (§ 2 BauNVO)⁶⁰** und **reinen Wohngebieten (§ 3 BauNVO)** sind ober- wie unterirdische Wärmespeicher, die nicht zur Ergänzung des Heizkreislaufs eines Hauses dienen, grundsätzlich nicht zulässig. Untergeordnete Nebenanlagen, die das konkrete Grundstück versorgen und optisch nicht dominieren, können gemäß § 14 Abs. 1 S. 3 BauNVO zulässig sein. Wärmespeicher, die überschüssige Wärme speichern und später in das öffentliche Netz einspeisen, können nach § 14 Abs. 2 BauNVO zugelassen werden, wenn sie dezentrale Bestandteile eines übergreifenden Versorgungssystems sind und sie entweder Nebenanlagen des Versorgungssystems darstellen oder Anlagen sind, die der Erzeugung und Verteilung von Energie aus erneuerbaren Quellen dienen. Die Grenze, was als Nebenanlage zählt, ergibt sich insbesondere aus der Eigenart des Gebietes und daraus, dass es sich gerade nicht um eine Hauptanlage des Ver- oder Entsorgungnetzwerkes handelt. In der Regel werden Leitungen oder Verteilstationen, nicht aber Wärmespeicher unter diesen Begriff der Nebenanlagen zu subsumieren sein.

In **allgemeinen Wohngebieten (§ 4 BauNVO)** können Wärmespeicher ausnahmsweise als sonstige nicht störende Gewerbebetriebe zulässig sein. Aufgrund der vergleichsweise geringen Verbreitung der Technologie sind Erfahrungen bezüglich des Störfaktors von Wärmespeichern nur wenig vorhanden, weshalb die konkrete Einschätzung mit Rechtsunsicherheiten einhergeht. Es ist jedoch davon auszugehen, dass zumindest unterirdische Wärmespeicher nicht stören und daher zulässig sind. Ein Gewerbebetrieb im Sinne der BauNVO kann auch ein Betrieb mit Versorgungsfunktion ohne erwerbswirtschaftliche Ausrichtung sein [136, § 14, Rn. 48]. Die Zulässigkeit hängt von den Auswirkungen auf die Umgebung, wie etwa dem optischen Eindruck, ab. Ob ein Betrieb als störend empfunden wird, kann nicht durch allgemeingültige Umstände festgestellt werden, sondern vielmehr dadurch, ob seine Auswirkungen das gebietsadäquate Maß akzeptabler Störungen nicht übersteigen [137, § 4, Rn. 70 f.]. Um zu ermitteln, ob der Betrieb stört, werden alle typischerweise mit dem Betrieb verbundenen Auswirkungen auf die nähere Umgebung, insbesondere der räumliche Umfang und die Größe seines Einzugsbereichs, die Art und Weise der Betriebsvorgänge, dem vorhabenbedingten An- und Abfahrtsverkehr, optische Auswirkungen sowie der Dauer dieser Auswirkungen betrachtet.⁶¹

In Gebieten nach **§§ 4a bis 7 BauNVO (besondere Wohngebiete, Dorfgebiete, dörfliche Gebiete, Mischgebiete, urbane Gebiete, Kerngebiete)** können Wärmespeicher zulässig sein, sofern sie das Wohnen nicht wesentlich stören. Dabei bedeutet das Merkmal „nicht

⁶⁰ Baunutzungsverordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 21. November 2017 (BGBl. I S. 3786), die zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 3. Juli 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 176) geändert worden ist.

⁶¹ BVerwG Beschluss vom 25.03.2004 – 4 B 15/04; BVerwG Beschluss vom 10.07.2006 – 4 B 45.06, BeckRS 2006, 24760.

wesentlich stören“, dass der Grad der Störung aufgrund der geringeren Stömpfindlichkeit dieser Gebiete weniger streng behandelt wird als bei allgemeinen Wohngebieten [137, S. Rn. 18_253.]

In **Gewerbe- und Industriegebieten nach §§ 8 und 9 BauNVO** sind Wärmespeicher in der Regel zulässig, da dort jederzeit Gewerbebetriebe aller Art zulässig sind. Diese dürfen ein Gewerbegebiet nur nicht erheblich belästigen. Oberirdische TTES bedürfen aufgrund ihrer gesteigerten Sichtbarkeit in Gewerbegebieten jedoch einer Einzelfallprüfung. In Industriegebieten sind jegliche Wärmespeicher in der Regel zulässig. Dort sollen zwar vorwiegend Anlagen unterkommen, die in anderen Baugebieten unzulässig sind. Es sind aber auch Betriebe, die in anderen Gebieten zulässig sind „erst recht“ in Industriegebieten zulässig.

Wärmespeicher können darüber hinaus auch in **Sondergebieten nach §§ 10, 11 BauNVO** zulässig sein. In Sondergebieten nach § 10 BauNVO, die der Erholung dienen – insbesondere Wochenendhaus-, Ferienhaus- oder Campingplatzgebiete -, ist aufgrund der gebietlichen Zweckbestimmung eine Errichtung von Wärmespeichern eher unwahrscheinlich. In sonstigen Sondergebieten nach § 11 BauNVO sind insbesondere auch Gebiete für Anlagen zulässig, die der Nutzung erneuerbarer Energien, wie Wind- und Sonnenenergie dienen.

Die Zulässigkeit eines Wärmespeichers im **unbeplanten Innenbereich** ist ebenfalls einzelfallabhängig. Sie richtet sich nach § 34 Abs. 1 und 2 BauGB. Ein unbeplanter Innenbereich ist ein im Zusammenhang bebauter Ortsteil, für den kein oder nur ein einfacher Bebauungsplan existiert. Ein im Zusammenhang bebauter Ortsteil ist *jede Bebauung, die trotz vorhandener Baulücken den Eindruck der Geschlossenheit und Zusammengehörigkeit erweckt und ein gewisses städtebauliches Gewicht besitzt*.⁶² Existiert ein einfacher Bebauungsplan, darf das Vorhaben dessen Festsetzungen nicht widersprechen. Liegt kein einfacher Bebauungsplan vor, beurteilt sich die Zulässigkeit danach, ob es der Eigenart der näheren Umgebung entspricht (Absatz 2) oder sich in diese einfügt (Absatz 1).

Sofern die Eigenart der näheren Umgebung des Bauvorhabens einem der Baugebiete der BauNVO entspricht, regelt § 34 Abs. 2 BauGB, dass sich die Zulässigkeit des Vorhabens nach seiner Art allein danach beurteilt, ob es in dem Baugebiet allgemein oder ausnahmsweise zulässig ist. Daher gilt in diesem Fall das bereits zu den Baugebieten gesagte.

Die nähere Umgebung ist der Bereich, der durch das Vorhaben tatsächlich beeinflusst wird. Dabei kommt es sowohl auf die Perspektive des stehenden Menschen als auch auf den „Blick von oben“ an.⁶³ Dabei gilt: Je größer der Wärmespeicher, desto weiter ist der

⁶² VGH München, Urteil vom 16.02.2009 – 1 B 08.340, BeckRS 2009, 43006.

⁶³ BVerwG, Beschluss vom 13.05.2014 – 4 B 38.13, NVwZ 2014, 1246.

Betrachtungsraum. Oberirdische Wärmespeicher wie PTES und TTES haben aufgrund ihrer Größe und Sichtbarkeit stärkere Auswirkungen auf die Umgebung als unterirdische Speicher, wie ATES und BTES.

Der Rahmen, in den sich das Vorhaben einfügen muss, wird durch die Art und das Maß der baulichen Nutzung, die Bauweise und die überbaubare Grundstücksfläche gebildet. Unterirdische Wärmespeicher, wie ATES und BTES, fügen sich hinsichtlich Art und Maß meist in verschiedene Baugebiete ein, da sie nur wenig Fläche einnehmen und größtenteils unsichtbar sind. Dies ist bei oberirdischen Wärmespeichern anders.

Selbst wenn sich ein Vorhaben in die Umgebung einfügt, darf es im Einzelfall das **Gebot der Rücksichtnahme** nach § 15 Abs. 1 BauNVO nicht verletzen. Dies bedeutet, dass das Vorhaben keine unzumutbaren Auswirkungen auf die Nachbarschaft oder die Allgemeinheit haben darf.

Wärmespeicher sind, mit Ausnahme von oberirdischen TTES, in der Regel im **Außenbereich** als sonstige Vorhaben gemäß § 35 Abs. 2 BauGB zulässig. Ein Außenbereich liegt vor, wenn es sich bei der Umgebung um einen Bereich außerhalb der qualifiziert beplanten Gebiete im Sinne der § 30 Abs. 1 und 2 BauGB und um keinen Innenbereich im Sinne des § 34 BauGB handelt. Zum Außenbereich zählen nicht nur große Park- oder Grünanlagen, sondern auch unbebaute Grundstücke (sog. Außenbereichsinseln).⁶⁴ Anders als zum Beispiel Windenergie und unter bestimmten Bedingungen auch Solarenergie stellt ein Wärmespeicher kein privilegiertes Vorhaben im Sinne des § 35 Abs. 1 BauGB dar.

Sonstige Vorhaben im Sinne des § 35 Abs. 2 BauGB sind zulässig, wenn das Vorhaben keine öffentlichen Belange beeinträchtigt und die Erschließung gesichert ist. Eine Beeinträchtigung öffentlicher Belange liegt insbesondere vor, wenn das Vorhaben Belange des Naturschutzes und der Landschaftspflege, des Bodenschutzes, die natürliche Eigenart der Landschaft und ihren Erholungswert beeinträchtigt oder das Orts- und Landschaftsbild verunstaltet, § 35 Abs. 3 BauGB. Bei der Errichtung von Wärmespeichern ist vor allem auf die Beeinträchtigung von Naturschutzbelangen und des Landschaftsbildes zu achten. Eine wesensfremde Bebauung des Außenbereichs ist grundsätzlich unzulässig, es sei denn, die Auswirkungen auf die Umgebung sind nur unerheblich. So können unterirdische Wärmespeicher wie ATES und BTES als weniger problematisch angesehen werden, da sie die natürliche Eigenart der Landschaft kaum beeinträchtigen.⁶⁵ Oberirdische TTES hingegen sind durch ihre Höhe und Sichtbarkeit oft als Fremdkörper in der Landschaft deutlich erkennbar, was eine Zulassung erschwert. Gleichzeitig ist eine Genehmigung mit Auflagen,

⁶⁴ Vgl. OVG Münster, Urteil VOM 23.04.2024 - 7 A 494/23

⁶⁵ VGH Mannheim Urteil vom 28.09.2011 – 8 S 1947/11, NVwZ-RR 2012, 136.

etwa die entsprechende Gestaltung von Wärmespeichern als Kletterpark oder Spielplatz o.ä. zur Integration in bestehende Grünflächen, denkbar.⁶⁶

4.2.4 Wasserrecht

Das Wasserrecht ist insbesondere bei der Errichtung von ATES und BTES zu berücksichtigen. Anders als PTES und TTES ist bei ihnen Grundwasser betroffen, § 2 Abs. 1 WHG⁶⁷. Da durch ihre Errichtung und ihren Betrieb eine **Gewässerbenutzung nach § 9 WHG** vorliegt, bedarf die Errichtung einer dieser Wärmespeicher nach § 8 Abs. 1 WHG einer wasserrechtlichen **Erlaubnis oder einer Bewilligung**.⁶⁸

In der Regel wird schon der Auffangtatbestand von § 9 Abs. 2 Nr. 2 WHG erfüllt sein, wonach als Benutzungen auch Maßnahmen, die geeignet sind, dauernd oder in einem nicht nur unerheblichen Ausmaß nachteilige Veränderungen der Wasserbeschaffenheit herbeizuführen, gelten. Es kann nicht ausgeschlossen werden kann, dass sich die physikalischen, chemischen und biologischen Eigenschaften des Wassers ändern. Das Einbringen von Rohren bei ATES und von Erdsonden bei BTES stellt ein Einbringen und Einleiten von Stoffen in Gewässer iSd § 9 Abs. 1 Nr. 4 WHG dar.⁶⁹ Auch wird Grundwasser zur Nutzung der Speicher regelmäßig iSd § 9 Abs. 1 Nr. 5 WHG zutage gefördert.

§ 11 WHG regelt, dass das Verfahren zur Erteilung einer wasserrechtlichen Erlaubnis den Normen des **UVPG**⁷⁰ entsprechen muss, wenn das Vorhaben der Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) unterliegt. In Anlage 1 des UVPG-Bln⁷¹ sowie in Anlage 1 des UVPG werden die Vorhaben aufgelistet, die UVP-pflichtig sind. Bei den betrachteten Wärmespeichern könnte je nach der konkreten Ausgestaltung eine

⁶⁶ S. dazu das Projekt HANNOVER 2000 auf [Saisonalspeicher.de](https://www.saisonalspeicher.de), „Das Wissensportal für die saisonale Wärmespeicherung“ vom 1.7.2024, abrufbar unter: <https://www.saisonalspeicher.de/home/projekte/projekte-in-deutschland/hannover/> (zuletzt abgerufen am 15.1.2025).

⁶⁷ Wasserhaushaltsgesetz vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585), das zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 409) geändert worden ist.

⁶⁸ Zuständige Behörde ist in der Regel die Senatsverwaltung für Mobilität, Verkehr, Umwelt und Klimaschutz oder das Bezirksamt.

⁶⁹ BT-Drs. 16/12275,200 (S. 55).

⁷⁰ Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung in der Fassung der Bekanntmachung vom 18. März 2021 (BGBl. I S. 540), das zuletzt durch Artikel 13 des Gesetzes vom 8. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151) geändert worden ist.

⁷¹ Gesetz über die Prüfung von Umweltauswirkungen bei bestimmten Vorhaben, Plänen und Programmen im Land Berlin (Berliner Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung - UVPG-Bln) vom 7. Juni 2007, das zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 11.12.2024 (GVBl. S. 614, 618) geändert worden ist.

(standortbezogene) **Vorprüfung des Einzelfalls** nach 13.3, 13.6 oder 19.9 erforderlich sein. In der Vorprüfung des Einzelfalls entscheidet die zuständige Behörde dann, ob eine UVP durchzuführen ist. Das ist der Fall, wenn das Vorhaben aufgrund einer überschlägigen Prüfung unter Berücksichtigung der in der Anlage 2 zum UVPG aufgeführten Kriterien erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen haben kann, die nach § 12 UVPG zu berücksichtigen wären. Wird eine UVP durchgeführt, müssen die Verfahrensschritte nach §§ 15 ff. UVPG eingehalten werden.

Das WHG regelt das sonstige **Erlaubnisverfahren** selbst nur in Grundzügen und verweist weitgehend auf die landesgesetzlichen Regelungen. Nach § 86 BWG ist ein förmliches Verfahren für die Erteilung einer Erlaubnis erforderlich, wenn das Vorhaben einer UVP unterliegt, andernfalls kann dennoch ein förmliches Verfahren erforderlich werden, wenn das Vorhaben eine besondere wasserwirtschaftliche Bedeutung hat oder zahlreiche Beteiligte betroffen sind.

Weiterhin darf die Erlaubnis nach § 12 WHG nur erteilt werden, wenn keine schädlichen, nicht vermeidbaren oder nicht ausgleichbaren Gewässerveränderungen zu erwarten sind und keine anderen öffentlich-rechtlichen Vorschriften verletzt werden. Schädliche Gewässerveränderungen umfassen *alle negativen Veränderungen von Gewässereigenschaften, die das Allgemeinwohl, insbesondere die öffentliche Wasserversorgung, beeinträchtigen könnten*, § 3 Nr. 10 WHG. Falls die Behörde Zweifel an der Vereinbarkeit eines Vorhabens mit dem geltenden Recht hat, kann sie die Genehmigung mit **Inhaltsbestimmungen** oder **Auflagen** erlassen, § 14 BWG.

Eine wasserrechtliche Erlaubnis wird nach § 48 Abs. 1 WHG nur erteilt, wenn keine nachteilige Veränderung der Wasserbeschaffenheit zu erwarten ist (**Besorgnisgrundsatz**). Diese liegt vor, wenn sich die physikalische, chemische oder biologische Grundwasserbeschaffenheit negativ verändert [138, § 48, Rn. 6]. § 48 Abs. 1 WHG verlangt, dass eine solche Veränderung höchst unwahrscheinlich ist [132, S. 353 mwN.]. Die Bund/Länderarbeitsgemeinschaft Wasser hat rechtlich nicht bindende Geringfügigkeitsschwellen (GFS) für die Veränderung des Grundwassers festgelegt [139]. Bei der Errichtung von Wärmespeichern kann es im Rahmen der Bohrungen zum Einsatz von Spülmitteln, Bohrflüssigkeiten und Inhibitoren kommen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die GFS-Werte eingehalten werden, weil diese Stoffe im Rahmen der Geothermie bereits vielfach erprobt sind [132, S. 355 mwN.].

Unklar ist, ob **Temperaturveränderungen** des Grundwassers durch Wärmespeicher als nachteilige Veränderungen anzusehen sind. Die Forschung über die Auswirkungen von Temperaturerhöhungen auf die Grundwasserbeschaffenheit ist nach den Empfehlungen der LAWA noch nicht weit fortgeschritten [140, S. 7.]. Dennoch müssen die von den Wasserbehörden vorgegebenen Temperaturgrenzwerte eingehalten werden, wobei die VDI 4640 Temperaturveränderungen von unter 40 °C als lokal, zeitlich begrenzt und

reversibel einschätzt. Bei Temperaturen über 40 °C wird in der VDI nur darauf hingewiesen, dass Einflüsse auf konkurrierende Grundwassernutzungen bei der Planung auszuschließen sind. Für größere Anlagen sind Abweichungen von ±6 Kelvin gegenüber dem unbeeinflussten Grundwasser zulässig, mit einer maximalen Erwärmung auf 20 °C [51, S. 23.]. Es gibt jedoch bisher **keine rechtsverbindlichen Temperatur-Grenzwerte** auf gesetzlicher Ebene. Die in der VDI 4640 genannten Vorgaben und verwaltungsinterne Vorschriften haben keinen verbindlichen Rechtsstatus [141, § 48, Rn. 12]. In der Berliner Verwaltungspraxis wird für die an den Grundstücksgrenzen gemessenen Temperaturabweichungen im Grundwasser ein Grenzwert von 3 Kelvin angenommen.

Das **Verschlechterungsverbot** nach § 47 Abs. 1 Nr. 1 WHG verlangt, dass das Grundwasser so bewirtschaftet wird, dass eine Verschlechterung seines mengenmäßigen und chemischen Zustands vermieden wird. Eine Verschlechterung tritt ein, wenn ein Vorhaben den Zustand eines Grundwasserkörpers negativ beeinflusst. Dies ist der Fall, wenn Kriterien für einen guten Zustand gemäß § 4 Abs. 2 GrwV⁷² nicht mehr erfüllt sind. Bei ATES und BTES sind solche Veränderungen nicht zu erwarten. Das Grundwasser wird zum einen entweder gar nicht entnommen oder, im Fall von ATES, nach einer temporären Entnahme wieder zurückgeführt. Zum anderen ist auch keine Verschlechterung des chemischen Zustandes zu erwarten, sofern keine nachteilige Veränderung nach § 48 Abs. 1 WHG vorliegt.

Die Errichtung von Wärmespeichern in **Wasserschutzgebieten** bedarf einer wasserbehördlichen Genehmigung nach § 22a Abs. 2 BWG und darf nur unter den strengen Voraussetzungen des Abs. 3 erteilt werden. Die Berliner Verwaltungspraxis geht davon aus, dass Wärmespeicher in Wasserschutzgebieten **grundsätzlich unzulässig** sind – ähnlich wie bei der Nutzung von Erdwärme – weil regelmäßig eine Gefährdung der öffentlichen Wasserversorgung zu erwarten ist, unabhängig von etwaigen Temperaturabweichungen.

4.2.5 Grünanlagengesetz Berlin⁷³

Da die Errichtung eines Wärmespeichers in einer öffentlichen Grün- und Erholungsanlage über den dort vorgesehenen Zweck hinausgeht, bedarf diese nach § 6 Abs. 5 GrünanlG Bln einer Genehmigung.⁷⁴ Insbesondere die **Erteilung einer Genehmigung für einen ATES oder einen BTES** sind denkbar. Die Genehmigung kann erteilt werden, wenn das überwiegende

⁷² Grundwasserverordnung vom 9. November 2010 (BGBl. I S. 1513), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 12. Oktober 2022 (BGBl. I S. 1802) geändert worden ist.

⁷³ Gesetz zum Schutz, zur Pflege und zur Entwicklung der öffentlichen Grün- und Erholungsanlagen (GrünanlG Bln) vom 24. November 1997, das zuletzt durch Gesetz vom 10. Juli 2024 (GVBl. S. 475) geändert worden ist.

⁷⁴ Zuständige Behörde sind die Grünflächenämter des jeweiligen Bezirks.

öffentliche Interesse dies erfordert und die Folgenbeseitigung gesichert ist. Dabei ist zu berücksichtigen, ob andere Standorte eine geringere Beeinträchtigung der Grünanlage zur Folge hätten. Wärmespeicher wie ATES und BTES, die wenig Platz an der Oberfläche beanspruchen, der umweltschonenden Energie- und Wärmeversorgung dienen und dadurch den Zweck der Grünanlage kaum beeinträchtigen, dürften genehmigungsfähig sein. Aber auch oberirdische Wärmespeicher könnten genehmigt werden, wenn sie gut integriert werden, beispielsweise durch eine Nutzung als Kletterpark [134].

4.2.6 Straßenrecht

Eine Genehmigung nach dem Berliner Straßengesetz (BerlStrG) ⁷⁵ ist gemäß § 11 Abs. 1 BerlStrG immer dann erforderlich, wenn die Nutzung einer öffentlichen Straße über den Gemeingebrauch hinausgeht und somit eine Sondernutzung darstellt. Der Gemeingebrauch umfasst die bestimmungsgemäße Nutzung der Straßen als Verkehrsflächen, wie zum Gehen, Radfahren, Autofahren oder Parken.

Für die Erteilung der Sondernutzungserlaubnis dürfen keine öffentlichen Interessen entgegenstehen, § 11 Abs. 2 BerlStrG. D.h. die beantragte Nutzung darf die Sicherheit, Ordnung oder Funktion der Straße oder den Allgemeingebrauch nicht beeinträchtigen.

Bei unterirdischen Wärmespeichern wird nur in der Bauphase in den öffentlichen Straßenraum eingegriffen. Zwar kann auch dabei gemäß § 12 Abs. 7 BerlStrG nicht auf eine Genehmigung verzichtet werden, dennoch wird so die Beeinträchtigung des Allgemeingebrauches auf ein Minimum reduziert, da der Gemeingebrauch, der in der Regel aus dem Fortbewegen auf den Wegen besteht, nur unwesentlich und temporär beschränkt wird. Aufgrund des großen Interesses der Allgemeinheit an einem effizienten Wärmenetz steht somit kein öffentliches Interesse entgegen.

Bei oberirdischen Wärmespeichern kann die Interessenabwägung jedoch anders ausfallen. Je nachdem wie viel öffentlichen Straßenraum sie einnehmen würden, kann der Gemeingebrauch mitunter erheblich eingeschränkt werden. In diesem Fall wäre eine Genehmigung mit Auflagen zu versehen oder gänzlich zu versagen.

⁷⁵ Berliner Straßengesetz (BerlStrG) vom 13. Juli 1999 (GVBl. S. 380), das zuletzt durch Gesetz vom 4. Dezember 2008 (GVBl. S. 466) geändert worden ist.

4.2.7 Naturschutzrecht

Die naturschutzrechtliche Eingriffsregelung nach dem BNatSchG⁷⁶ und dem NatSchG Bln⁷⁷ sieht vor, dass erhebliche Beeinträchtigungen der Leistungs- und Funktionsfähigkeit von Natur und Landschaft, die zu Veränderungen der Gestalt und der Nutzung von Grundflächen oder des Grundwasserspiegels führen, zu kompensieren sind. Die Errichtung einer unter- aber auch einer oberirdischen Anlage kann die gesetzlich geforderte Eingriffshandlung darstellen und die -wirkung hervorrufen. Die Kompensationspflicht sieht für unvermeidbare Beeinträchtigungen eine Ausgleichs- oder Ersatzmaßnahme im Sinne des § 15 Abs. 2 BNatSchG vor. Vorhaben werden durch § 15 BNatSchG allerdings nicht unzulässig, Beeinträchtigungen sollen nur möglichst geringgehalten werden [142, S. 17].⁷⁸

4.2.8 Zusammenfassung: Tabellarische Übersicht des Genehmigungsrechts mit Ausnahme des Baugenehmigungsrechts

Tabelle 14 stellt die Genehmigungssituation verschiedener Wärmespeichertechnologien dar. Dabei handelt es sich jedoch um eine abstrakte, generische Prüfung, die nicht auf den Einzelfall eingeht und stellt daher keine abschließende Prüfung dar. Zu beachten ist, dass nicht jede Genehmigung einzeln einzuholen ist. Ggf. kann eine Genehmigung eine Konzentrationswirkung für andere entfalten.

Tabelle 14: Übersicht des Genehmigungsrechts (mit Ausnahme des Baugenehmigungsrechts)

	ATES	BTES	PTES	TTES
Immissions-schutzrecht:	Genehmigung nicht für unterirdische Teile des AquiferWSP erforderlich, § 4 Abs. 2 S. 1 BImSchG	Genehmigung nicht für unterirdische Teile des ErdsondenWSP erforderlich, § 4 Abs. 2 S. 1 BImSchG	Kein Genehmigungsverfahren erforderlich, weil sie nicht	Wenn sie oberirdisch gebaut werden: Kein Genehmigungsverfahren erforderlich, weil sie nicht
Bundes-immissions-schutz-gesetz (BImSchG)	Für oberirdische Teile i.d.R. keine Genehmigung erforderlich, weil sie nicht genehmigungsbedürftige Anlagen darstellen, §§ 22 ff. BImSchG	Für oberirdische Teile i.d.R. keine Genehmigung erforderlich, weil sie nicht genehmigungsbedürftige Anlagen darstellen, §§ 22 ff. BImSchG	Genehmigungsbedürftige Anlagen darstellen, §§ 22 ff. BImSchG	Genehmigungsbedürftige Anlagen

⁷⁶ Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) vom 29.07.2009 (BGBl. I S. 2542), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 03.07.2024 (BGBl. 2024 I Nr. 225) geändert worden ist.

⁷⁷ Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege von Berlin (Berliner Naturschutzgesetz – NatSchG Bln) vom 29. Mai 2013, das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 27. September 2021 (GVBl. S. 1166) geändert worden ist.

⁷⁸ Zuständige Behörde ist diejenige Behörde, die nach anderen Vorschriften über die Zulassung des Eingriffs zu entscheiden hat („Huckepack-Verfahren“).

	Aber: Vorgaben des § 22 Abs. 1 BImSchG sind zu beachten	Aber: Vorgaben des § 22 Abs. 1 BImSchG sind zu beachten	Aber: Vorgaben des § 22 Abs. 1 BImSchG sind zu beachten	darstellen, §§ 22 ff. BImSchG Aber: Vorgaben des § 22 Abs. 1 BImSchG sind zu beachten
Bergrecht: Bundesberggesetz (BBergG)	i.d.R. nur Anzeigeverfahren bei Bohrungen tiefer als 100m durchzuführen, § 127 BBergG Ausnahme: bergrechtliche Erlaubnis/Bewilligung nach § 7/§ 8 BBergG erforderlich, wenn Sole als Bodenschatz (entspricht Berliner Verwaltungspraxis bei Bohrungen tiefer als 100m)	i.d.R. nur Anzeigeverfahren bei Bohrungen tiefer als 100m durchzuführen, § 127 BBergG Ausnahme: bergrechtliche Erlaubnis/Bewilligung nach § 7/§ 8 BBergG erforderlich, wenn Sole als Bodenschatz (entspricht Berliner Verwaltungspraxis bei Bohrungen tiefer als 100m)	Keine Anwendbarkeit	Keine Anwendbarkeit
Wasserrecht: Wasserhaushaltsgesetz (WHG)	Erlaubnis nach § 8 WHG erforderlich Grund: Ggf. Nachteilige Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit aufgrund von Temperaturveränderung (gänzliche Versagung der wasserrechtlichen Erlaubnis unwahrscheinlich, aber möglicherweise wird Erlaubnis mit Nebenbestimmungen/Inhaltsbeschränkungen versehen; anders in Berliner Wasserschutzgebieten)	Erlaubnis nach § 8 WHG erforderlich Grund: Ggf. Nachteilige Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit aufgrund von Temperaturveränderung (gänzliche Versagung der wasserrechtlichen Erlaubnis unwahrscheinlich, aber möglicherweise wird Erlaubnis mit Nebenbestimmungen/Inhaltsbeschränkungen versehen; anders in Berliner Wasserschutzgebieten)	In Behördenpraxis freiwillige Anzeige erwünscht, da u.U. nachteilige Veränderung für Grundwasser bestehen könnte	In Behördenpraxis freiwillige Anzeige erwünscht, wenn BehälterWSP unterirdisch gebaut wird, da u.U. nachteilige Veränderung für Grundwasser bestehen könnte
Grünanlagen gesetz Berlin (GrünanIG Bln)	Genehmigung nach § 6 Abs. 5 GrünanIG Bln erforderlich, wenn in öffentlicher Grün- oder Erholungsanlage gebaut werden soll Dürfte für AquiferWSP erteilt werden, weil öffentliches Interesse überwiegt, § 6 Abs. 5 GrünanIG	Genehmigung nach § 6 Abs. 5 GrünanIG Bln erforderlich, wenn in öffentlicher Grün- oder Erholungsanlage gebaut werden soll Dürfte für ErdsondenWSP erteilt werden, weil öffentliches Interesse überwiegt, § 6 Abs. 5 GrünanIG	Genehmigung nach § 6 Abs. 5 GrünanIG Bln erforderlich, wenn in öffentlicher Grün- oder Erholungsanlage gebaut werden soll Genehmigungserteilung fraglich, weil sie den Zweck der Grünanlage ggf. übermäßig beeinträchtigen	Genehmigung nach § 6 Abs. 5 GrünanIG Bln erforderlich, wenn in öffentlicher Grün- oder Erholungsanlage gebaut werden soll Genehmigungserteilung fraglich, weil sie den Zweck der Grünanlage ggf. übermäßig beeinträchtigen
Straßenrecht Berlin (BerlStrG)	Aufgrabungen von und Baumaßnahmen an öffentlichen Straßen bedürfen einer	Aufgrabungen von und Baumaßnahmen an öffentlichen Straßen bedürfen einer	Errichtung von ErdbeckenWSP bedarf in Bauphase und	Errichtung von BehälterWSP bedarf in Bauphase und

	Sondernutzungsgenehmigung, §§ 11 Abs. 1, 3, 12 Abs. 7 BerlStrG. Bei unterirdischen WSP stehen idR keine öffentlichen Interessen gegen die Sondernutzung	Sondernutzungsgenehmigung, §§ 11 Abs. 1, 12 Abs. 7 BerlStrG. Bei unterirdischen WSP stehen idR keine öffentlichen Interessen gegen die Sondernutzung	im Anschluss eine Sondernutzungs erlaubnis, § 11 Abs. 1 BerlStrG. Aufgrund der Größe des Vorhabens und der daraus resultierenden Beeinträchtigung ist eine Genehmigung unwahrscheinlich.	im Anschluss eine Sondernutzungs erlaubnis, § 11 Abs. 1 BerlStrG. Aufgrund der Größe des Vorhabens und der daraus resultierenden Beeinträchtigung ist eine Genehmigung unwahrscheinlich.
--	--	---	---	---

4.2.9 Zusammenfassung: Tabellarische Übersicht des Baugenehmigungsrechts

Tabelle 15 stellt die baurechtliche Genehmigungssituation verschiedener Wärmespeichertechnologien dar. Dabei wird betrachtet, welche Technologien in welchen Gebieten zulässig sein können. Es handelt sich jedoch um eine abstrakte, generische Prüfung, die nicht auf den Einzelfall eingeht. In den Gebieten der BauNVO erfolgt die Einordnung der Zulässigkeit insbesondere aufgrund der Art der baulichen Nutzung. Bezüglich des Maßes der baulichen Nutzung kann nur schwerlich eine abstrakte Einordnung getroffen werden. Die Tabelle stellt keine abschließende Prüfung dar. Dazu wird auf die obigen Ausführungen sowie die Analyse zur Regulatorik von Wärmespeichern verwiesen.

Tabelle 15: Übersicht des Baugenehmigungsrechts

	ATES	BTES	PTES	TTES
BPlan, §§ 2, 3 BauNVO (Kleinsiedlungsgebiete, reine Wohngebiete)	Ausnahmsweise als Nebenanlage gem. § 14 Abs. 1, 2 BauNVO zulässig	Ausnahmsweise als Nebenanlage gem. § 14 Abs. 1, 2 BauNVO zulässig	Ausnahmsweise als Nebenanlage gem. § 14 Abs. 1, 2 BauNVO zulässig	Ausnahmsweise als Nebenanlage gem. § 14 Abs. 1, 2 BauNVO zulässig
BPlan, § 4 BauNVO (allgemeine Wohngebiete)	Ausnahmsweise als nicht störender Gewerbebetrieb ⁶ gem. § 4 Abs. 3 Nr. 2 BauNVO zulässig	Ausnahmsweise als nicht störender Gewerbebetrieb gem. § 4 Abs. 3 Nr. 2 BauNVO zulässig	Ausnahmsweise als nicht störender Gewerbebetrieb gem. § 4 Abs. 3 Nr. 2 BauNVO zulässig	Ausnahmsweise als nicht störender Gewerbebetrieb gem. § 4 Abs. 3 Nr. 2 BauNVO zulässig
BPlan, §§ 4a – 7 BauNVO (besondere Wohngebiete, Dorfgebiete, Dörfliche Wohngebiete,	Zulässig als nicht wesentlich störender Gewerbebetrieb ⁷ gem. der Absätze 1	Zulässig als nicht wesentlich störender Gewerbebetrieb gem. der Absätze 1	Zulässig als nicht wesentlich störender Gewerbebetrieb gem. der Absätze 1	Zulässig als nicht wesentlich störender Gewerbebetrieb gem. der Absätze 1

Mischgebiete, Urbane Gebiete, Kerngebiete)				
BPlan, §§ 8, 9 BauNVO (Gewerbegebiete, Industriegebiete)	Zulässig als Gewerbebetrieb gem. Abs. 2 Nr. 1	Zulässig als Gewerbebetrieb gem. Abs. 2 Nr. 1	Zulässig als Gewerbebetrieb gem. Abs. 2 Nr. 1	Zulässig als Gewerbebetrieb gem. Abs. 2 Nr. 1
BPlan, § 11 BauNVO (Sondergebiete)	Zulässig, sofern sie der Nutzung von erneuerbaren Energien dienen, § 11 Abs. 2 BauNVO	Zulässig, sofern sie der Nutzung von erneuerbaren Energien dienen, § 11 Abs. 2 BauNVO	Zulässig, sofern sie der Nutzung von erneuerbaren Energien dienen, § 11 Abs. 2 BauNVO	Ggf. unzulässig, wenn höher als 3,5m, § 14 Abs. 4 BauNVO analog iVm § 249a Abs. 4 Nr. 1 BauGB
Innenbereich, § 34 Abs. 1 BauGB	Es kommt darauf an, ob sich der WSP nach Art und Maß der baulichen Nutzung, der Bauweise und der überbauten Grundstücksfläche in die Umgebung einfügt.	Es kommt darauf an, ob sich der WSP nach Art und Maß der baulichen Nutzung, der Bauweise und der überbauten Grundstücksfläche in die Umgebung einfügt.	Es kommt darauf an, ob sich der WSP nach Art und Maß der baulichen Nutzung, der Bauweise und der überbauten Grundstücksfläche in die Umgebung einfügt.	Es kommt darauf an, ob sich der WSP nach Art und Maß der baulichen Nutzung, der Bauweise und der überbauten Grundstücksfläche in die Umgebung einfügt.
Innenbereich, § 34 Abs. 2 BauGB¹	Zulässigkeit richtet sich je nach Baugebiet, dem die Umgebung entspricht (siehe oben)	Zulässigkeit richtet sich je nach Baugebiet, dem die Umgebung entspricht (siehe oben)	Zulässigkeit richtet sich je nach Baugebiet, dem die Umgebung entspricht (siehe oben)	Zulässigkeit richtet sich je nach Baugebiet, dem die Umgebung entspricht (siehe oben)
Außenbereich, § 35 BauGB	Zulässiges sonstiges Vorhaben, § 35 Abs. 2 BauGB	Zulässiges sonstiges Vorhaben, § 35 Abs. 2 BauGB	Unzulässig, wenn Landschaftsbild verunstaltet wird	Unzulässig, wenn oberirdisch, weil Landschaftsbild verunstaltet wird

4.3 Altlasten

Allgemein ist bei der Suche nach einer Fläche für einen Wärmespeicher zu berücksichtigen, welche Flächen mit Altlasten verunreinigt sind, weil gemäß § 4 Abs. 3 BBodSchG⁷⁹ nicht nur der Verursacher, sondern auch der Grundstückseigentümer und der Inhaber der tatsächlichen Gewalt, den Boden so zu sanieren haben, dass dauerhaft keine Gefahren, erheblichen Nachteile oder erhebliche Belästigungen entstehen. Um geeignete Flächen zu finden, kann eine Auskunft über Verdachtsflächen beim Bodenbelastungskataster beantragt werden.⁸⁰

⁷⁹ Bundes-Bodenschutzgesetz vom 17. März 1998 (BGBl. I S. 502), das zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 25. Februar 2021 (BGBl. I S. 306) geändert worden ist.

⁸⁰ S. zur Stellung des Antrags: <https://www.berlin.de/sen/uvk/umwelt/bodenschutz-und-altlasten/nachsorgender-bodenschutz-altlasten/auskuenfte-aus-dem-bbk/>.

Das BBodSchG soll die Funktion des Bodens unter Berücksichtigung des gegenwärtigen Standes der Wissenschaft nachhaltig sichern und wiederherstellen, § 1 BBodSchG. Sofern die Bohrungen beziehungsweise die Erdbecken oder unterirdischen Behälter nicht mehr benötigt werden, müssen sie daher ordnungsgemäß verfüllt und die übertägigen Anlagenteile ordnungsgemäß entsorgt werden, damit sie nicht zu einer schädlichen Bodenveränderung gemäß § 2 Abs. 3 BBodSchG führen. Anders als für den Rückbau von Windrädern⁸¹ gibt es für den Rückbau von Wärmespeichern allerdings keine explizite Regelung. Auch muss bei Bohrungen jederzeit darauf geachtet werden, dass keine schädlichen Bodenveränderungen hervorgerufen werden, § 4 Abs. 1 BBodSchG.

4.4 Förderkulisse

Für die Errichtung von Wärmespeichern kommen grundsätzlich mehrere Förderungen in Betracht:

- Förderung nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)
- Förderung aufgrund der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)
- Förderung aufgrund der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)
- Förderung aufgrund der Förderrichtlinie Klimaschutzverträge (KSV)
- KfW-Förderungen

Am bedeutendsten ist aktuell die **Förderung nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)**. Sie umfasst Zuschläge für Neubauten und den Ausbau von Wärmespeichern, die Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) speichern. Voraussetzung ist, dass der Wärmespeicher bis zum 31. Dezember 2026 oder 2029 in Betrieb genommen wird und mindestens eine Kapazität von 1 m³ Wasseräquivalent aufweist. Bezuschusst wird die Errichtung mit 250 Euro pro Kubikmeter Wasseräquivalent, jedoch höchstens 30 % der Investitionskosten bei Speichervolumen über 50 Kubikmeter. Pro Projekt sind maximal 10 Millionen Euro förderbar. Daneben steht vor allem die **Förderung aufgrund der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)**. Im Rahmen dieser Förderung können Wärmespeicher als Teil eines effizienten Wärmenetzes gefördert werden, wenn sie zur Treibhausgasneutralität beitragen. Als Gegenstand der Förderung sind insbesondere neue Wärmenetzsysteme unter Einbindung saisonaler Großspeicher ausdrücklich in der Förderrichtlinie genannt.⁸² Modul 1 fördert Transformationspläne, Modul 2 den Neubau von Wärmenetzen und die Transformation von Bestandsinfrastruktur und Modul 3 die

⁸¹ Der Rückbau von Windrädern, einschließlich des in dem Boden einbetonierten Fundaments, wird durch eine Verpflichtungserklärung sichergestellt, § 35 Abs. 5 S. 1 Hs. 1 BauGB.

⁸² Vgl. Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze – „BEW“ vom 1. August 2022 (Banz AT 18.08.2022 B1), 4 Gegenstand der Förderung.

Umsetzung von Einzelmaßnahmen. Dabei gibt Modul 1 vor, Wärmespeicher zur Entkopplung von Wärmebedarf und -erzeugung zur Nutzung von Sektorenkopplungstechnologien in Transformationsplänen für Bestandsnetze zu prüfen. Modul 2 fördert Wärmespeicher als Maßnahme zur Optimierung des Netzbetriebs als förderfähige Infrastruktur und Modul 3 sieht Wärmespeicher ausdrücklich als förderfähige Einzelmaßnahme an. Im Rahmen von Modul 1 werden bis zu 50 % der förderfähigen Kosten gefördert, Einzelmaßnahmen werden von Modul 2 und 3 mit bis zu 40 % der förderfähigen Ausgaben gefördert. Die Förderhöchstgrenze liegt bei 2 Millionen Euro (Modul 1) und 100 Millionen Euro (Modul 2 und 3) pro Antrag. Im Rahmen **der Bundesförderung für effiziente Gebäude** (BEG)⁸³ können insbesondere Einzelmaßnahmen an Bestandsgebäuden, die das energetische Niveau verbessern, mit einer Quote von bis zu 30 % zuzgl. Boni bzw. bis zu 15 % gefördert werden. Eine solche Einzelmaßnahme kann ein Wärmespeicher sein, sofern dieser die Energieeffizienz erhöht und das Heizsystem optimiert. Zu den förderfähigen Komponenten nach 5.3 g) kann für die Errichtung, den Umbau und die Erweiterung eines Gebäudenetzes auch die Wärmespeicherung zählen. Nach 5.4 a) gilt die Förderung für Wärmespeicher im Gebäude oder gebäudenah (auf dem Gebäudegrundstück). Die **Förderrichtlinie Klimaschutzverträge** (KSV) unterstützt Industrieunternehmen beim Bau und Betrieb klimafreundlicher Produktionsanlagen. Förderfähig ist dabei ein Wärmespeicher nur dann, wenn er in den Produktionsprozess eingebunden wird. Die Förderhöhe ist dabei abhängig von dem zu verwirklichenden Vorhaben. Die **KfW** fördert Produkte für Energie und Umwelt in Form von Krediten oder als ausgezahlte Zuschüsse sowie als Kredit mit Tilgungszuschuss, bei dem der Kreditbetrag nicht vollständig zurückgezahlt werden muss. Für die Errichtung eines Wärmespeichers kommen dabei vor allem die KfW-Förderung im Rahmen der Klimaschutzoffensive für Unternehmen (Kredit Nr. 293) mit einer Förderhöhe von bis zu 25 Millionen Euro pro Vorhaben, die KfW-Förderung im Rahmen der Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft (Kredit Nr. 295) (EEW) mit einer Förderhöhe von bis zu 10 Millionen Euro pro Vorhaben sowie die KfW-Förderung im Rahmen der Förderung für erneuerbare Energien (Kredit Nr. 270) mit einer Kredithöhe von bis zu 150 Millionen Euro in Betracht. Alle KfW-Förderungen beinhalten bis zu 100 % der Investitionskosten. Alle Förderungen beinhalten ein Kumulierungsverbot, nachdem es nicht möglich ist, mehrere verschiedene Förderungen zu kombinieren.

⁸³ Vgl. Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Gebäude – Einzelmaßnahmen (BEG EM) vom 21. Dezember 2023 (BAnz AT 29.12.2023 B1).

4.5 Fazit und Ausblick

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die grundlegenden Genehmigungsvoraussetzungen für einzelne Wärmespeichertechnologien zwar dargelegt werden können, jedoch der konkrete Einzelfall darüber entscheidet, ob und unter welchen Bedingungen eine Genehmigung erteilt werden kann. Aus diesem Grund kann eine abschließende Bewertung darüber, welche Wärmespeichertechnologie in Berlin grundsätzlich rechtlich realisierbar ist, nicht vorgenommen werden.

Besondere Rechtsunsicherheit besteht bei der Anwendung der berg- und wasserrechtlichen Vorschriften, da die Wärmespeicherung in diesen Gesetzen bislang nicht ausdrücklich berücksichtigt ist und daher Unklarheiten bei der Auslegung der entsprechenden Regelungen bestehen. Zudem ist unsicher, welche Rolle die verwaltungsrechtliche Praxis spielt, insbesondere bei der Anwendung bestimmter Meter- und Temperaturgrenzen.

Erste Abhilfe können zukünftig ein neues Gesetz zur Beschleunigung der Genehmigung von Geothermieanlagen, Wärmepumpen und Wärmespeichern (GeoWG) sowie eine Änderung des BBergG⁸⁴, und eine Änderung des WHG⁸⁵ schaffen. Der GeoWG-E führt eine 400 Meter-Grenze ein, anhand derer künftig zwischen oberflächennaher Geothermie und Tiefengeothermie differenziert werden soll. Wärmespeicher werden gesondert und ausdrücklich erwähnt, sodass diese Änderung keine Klarstellung für den Rechtsrahmen von Wärmespeichern im Hinblick auf bestimmte Metergrenzen oder die Anwendbarkeit im BBergG liefert. Weiterhin werden durch den Entwurf jedoch die Errichtung und der Betrieb von Wärmespeichern in das überragende öffentliche Interesse gestellt, wodurch im Rahmen des Zulässigkeitsverfahrens andere Belange in der Abwägung zurückstehen können. Wärmespeicher erfahren hierdurch zumindest eine Privilegierung in nachfolgenden Abwägungsprozessen. Die derzeit in Entwurfsform vorliegenden Gesetze integrieren die Technologie der Wärmespeicherung durch neue Rahmenbedingungen, lassen aber die oben gestellten, genehmigungsrechtlichen Fragen weiterhin offen. Insbesondere die durch

⁸⁴ Referentenentwurf des BMKW vom 28. Juni 2024, Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren für Geothermieanlagen, Wärmepumpen und Wärmespeichern sowie weiterer rechtlicher Rahmenbedingungen, S. 5 ff., abrufbar unter: [20240628-entwurf-beschleunigung-genehmigungsverfahren-geowg.pdf \(bmwk.de\)](https://www.bmwk.de/SharedDocs/Referentenentwurf/DE/2024/06/20240628-entwurf-beschleunigung-genehmigungsverfahren-geowg.pdf?__blob=publicationFile) (zuletzt abgerufen am 08.08.2024).

⁸⁵ Referentenentwurf des BMUV vom 15. Juli 2024, Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung von Vorgaben der Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates für Zulassungsverfahren nach dem Wasserhaushaltsgesetz und dem Bundeswasserstraßengesetz, abrufbar unter: [refe-ee-richtlinie-wasserzulassung_bf.pdf \(bmuv.de\)](https://www.bmu.de/SharedDocs/Referentenentwurf/DE/2024/07/20240715-referentenentwurf-wasserzulassung-bf.pdf?__blob=publicationFile) (zuletzt abgerufen am 08.08.2024).

das Vierte Bürokratieentlastungsgesetz⁸⁶ eingeführte Klarstellung in § 3 Abs. 3 S. 2b BBergG, dass es sich bei Erdwärme aus Bohrungen bis zu einer Teufe von 400 Metern um keinen bergfreien Bodenschatz handelt, schafft keine Abhilfe, da nach hiesiger Auffassung bei der Wärmespeicherung keine Erdwärme verwendet wird.⁸⁷

5 Einflussfaktoren und Hemmnisse für die Umsetzbarkeit von Wärmespeichern

5.1 Literaturlauswertung

Basierend auf einer Auswertung von vorhandenen Studien (v. a. Roselt et al. [143], Degenhart et al. [144] und P. Fleuchaus et al. [145]) und von Praxisbeispielen zu Wärmespeichern bzw. verwandten Themen wie Wärmenetzen und KWP lassen sich vier allgemeine, also nicht Berlin-spezifische Haupteinflussfaktoren für eine erfolgreiche Implementierung von Wärmespeichern identifizieren:

- Technoökonomische Faktoren,
- Genehmigungsrecht bzw. -praxis,
- Akzeptanz,
- Flächenverfügbarkeit.

Die Reihenfolge entspricht dabei der Informationsdichte in der Literatur. Nachfolgend wird der Stand des Wissens zu diesen Faktoren genauer dargestellt.

Technoökonomische Faktoren

Ein Wärmespeicher gilt, vereinfacht dargestellt, als wirtschaftlich, wenn dessen Wärmegestehungskosten im Gesamtsystem unter denen des zu ersetzenden Wärmeerzeugers bzw. -systems liegen, der bzw. das ansonsten die gespeicherte Wärme erzeugt hätte. Die Wärmegestehungskosten sowohl des Wärmespeichers als auch der Konkurrenz-Wärmeerzeuger (fossiler Spitzenlastkessel, Fernwärme, erneuerbare Energien oder Abwärme) wiederum korrelieren mit deren jeweiligen Investitions- und Betriebskosten. Je nach Technologie und Anwendungsfall (AWF) spielen auch fluktuierende Strompreise, Energie- und CO₂-Steuern und allgemein die energierechtlichen Rahmenbedingungen und Mindestanforderungen eine Rolle [143]. Auch Bundes- und Landesförderprogramme

⁸⁶ BT-Drs. 20/11306.

⁸⁷ In diesen Fällen bedürfte es daher zukünftig keiner Bergbauberechtigung und auch keiner Betriebsplangenehmigung, s. dazu S. 115.

beeinflussen die Wirtschaftlichkeit von Wärmespeichern [16]. So beschreiben Papadis et al. [146] einen starken Zubau der Wärmespeicher in Deutschland ab dem Jahr 2012 aufgrund einer Anpassung des *Gesetzes für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung* aus dem Jahr 2002, kurz Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG), zugunsten der Förderfähigkeit von Wärme- und Kältespeichern.

Hohe Investitionskosten stellen **unabhängig vom Speichertyp** ein grundlegendes Hemmnis dar. In der Regel müssen sich diese aus Sicht der Investoren innerhalb der üblichen Finanzierungszeiträume von etwa zehn Jahren amortisieren, obwohl teils sehr lange Laufzeiten (bspw. bis zu 50 Jahre bei Aquiferwärmespeichern) angenommen werden können [143].

Darüber hinaus gibt es Unterschiede zwischen verschiedenen Wärmespeichertechnologien. **Sensible** Wärmespeicher gelten als technisch erprobt und als die kostengünstigsten Wärmespeichertypen. Die Investitionskosten sind dabei stark technologie- und projektspezifisch. Gerade auf Quartiersebene haben Projekte dieses Speichertyps nach wie vor Pilotcharakter. Dementsprechend ist die Wirtschaftlichkeit sensibler Wärmespeicher keineswegs grundsätzlich gegeben; die Projekte unterliegen Unsicherheiten und Finanzierungsrisiken. **Latente** und **thermochemische** Wärmespeicher verfügen über höherer Energiedichten, was sie prinzipiell für den Einsatz im urbanen Raum mit geringer Flächen-/Raumverfügbarkeit prädestiniert. Allerdings steht dieser technische Vorteil den generell höheren Investitionskosten und -risiken aufgrund des geringeren Entwicklungsgrades im Vergleich zu sensiblen Wärmespeichern gegenüber; gerade bei hohen Speicherleistungen [16].

Für eine saisonale Hochtemperatur-Wärmespeicherung in Deutschland gilt der **Aquiferwärmespeicher** (aquifer thermal energy storage, kurz ATES) als einziger Speichertyp „an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit“ [144]. Eine geeignete Geologie (Permeabilität, Wärmeausbreitung und -haltung) sowie verfügbare (Abwärmequellen vorausgesetzt, nennen Degenhart et al. [144] mögliche Wärmegestehungskosten von 4 ct/kWh_{th}. Vorteilhaft ist zudem der – gemessen an der hohen Speicherkapazität – geringe Flächenbedarf. Mit zunehmender Tiefe nimmt die Unsicherheit zur Wirtschaftlichkeit von ATES allerdings zu aufgrund der hohen Bohrkosten, des Fündigkeitsrisikos sowie der ggfs. höheren und unkalkulierbareren Betriebskosten durch korrosives Salz- anstatt Süßwasser [144]. Zur Wirtschaftlichkeit bereits realisierter ATES liegen keine detaillierten Auswertungen vor, obwohl dieser Speichertyp – allergrößtenteils in den Niederlanden – bereits seit Jahrzehnten und zu tausenden kommerziell betrieben wird. Auch zu den bisher vier betriebenen Anlagen in Deutschland liegen keine technoökonomischen Analysen vor [147].

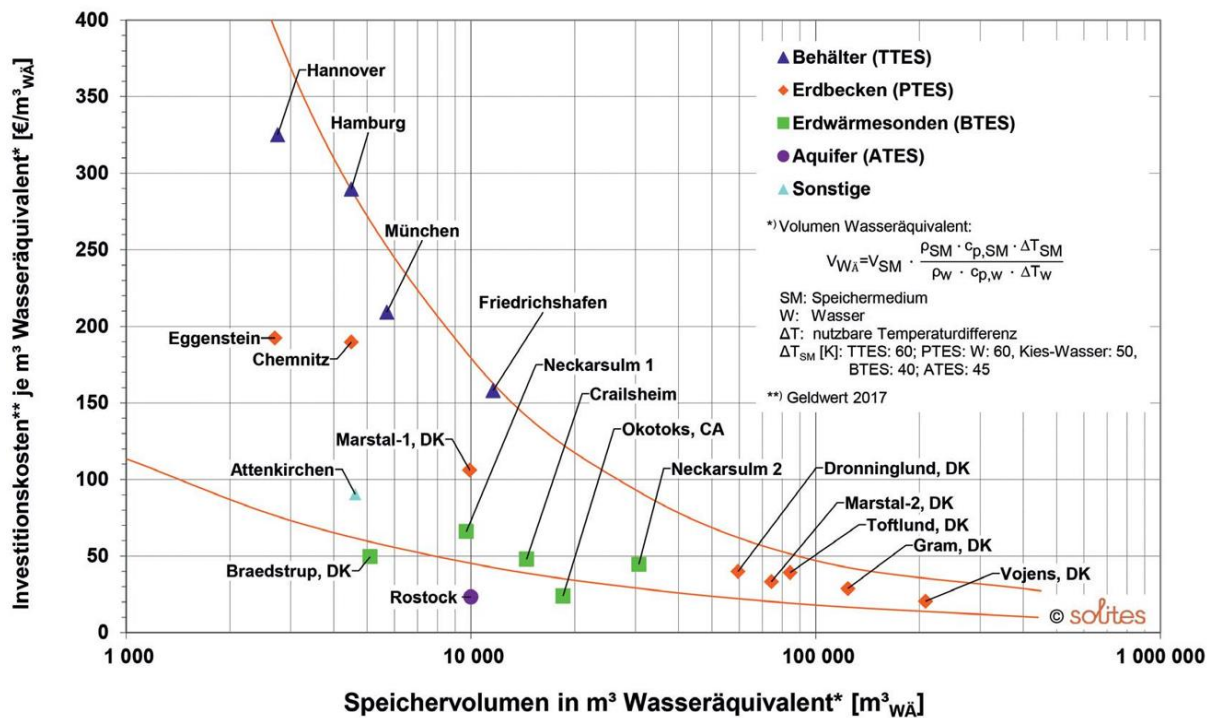
Die geringe Anzahl an Referenzprojekten stellt eine Investitionsunsicherheit und somit ein zentrales Hemmnis dar [144].

Für den saisonalen, großstädtischen Einsatz dürften sich **Behälterwärmespeicher** (tank thermal energy storage, kurz TTES) wahrscheinlich nicht etablieren. Es wird davon ausgegangen, dass sie dabei ATES und großen **Erdbeckenwärmespeichern** (pit thermal energy storage, kurz PTES) in Stadtrandlage zukünftig unterlegen sein werden – sowohl kostentechnisch, als auch hinsichtlich städtebaulicher und flächenmäßiger Restriktionen [148]. Geringvolumige, saisonale Erdbeckenwärmespeicher zur Nahwärmeversorgung kommen prinzipiell auch für einen innerstädtischen Einsatz infrage, da sie als leichte Erhebungen begehbar sind und somit bspw. in Grünflächen integriert werden können, wie ein Pionierprojekt aus Eggenstein bei Karlsruhe demonstriert [149].

Eine Übersicht technologiespezifischer Investitionskosten findet sich in Tabelle 1. Ergänzend dazu visualisiert Abbildung 47 die Speicherkapazitäten verschiedener Saisonalwärmespeicher-Projekte und deren jeweilige volumenspezifische Investitionskosten, umgerechnet auf den entsprechenden Geldwert im Jahr 2017. Dabei ist/sind zu erkennen:

- die Speicherkapazitäten unterscheiden sich abhängig von der jeweiligen Technologie (Erdbeckenwärmespeicher > Erdsondenwärmespeicher > Behälterwärmespeicher),
- mit zunehmender Speicherkapazität sinken die volumenspezifischen Investitionskosten bei allen Speichertypen,
- Behälterwärmespeicher weisen die höchsten volumenspezifischen Investitionskosten auf,
- Behälterwärmespeicher kommen vor allem in Ballungszentren zum Einsatz; was den Einfluss der lokalen Gegebenheiten auf die Wahl des Speichertyps anstatt alleiniger Entscheidung anhand der volumenspezifischen Investitionskosten verdeutlicht.

Eine Aussage zur Wirtschaftlichkeit der Wärmespeicherprojekte liefert die Abbildung nicht.



**Abbildung 47: Spezifische Kosten von saisonalen Wärmespeichern
(Angaben ohne Planungskosten und MwSt.) [150]**

Exkurs: Betriebs- und Geschäftsmodelle

Die Wahl des Betriebs- und Geschäftsmodells kann die Wirtschaftlichkeit und vor allem Finanzierbarkeit eines Wärmespeicherprojekts entscheidend beeinflussen [16]. Vor dem Hintergrund der oben beschriebenen hohen Investitionskosten und -risiken stellt sich die Frage, wer für die Finanzierung und den Betrieb eines Wärmespeichers infrage kommt und ob eine Aufteilung dieser Funktionen auf unterschiedliche Akteure vorteilhaft ist. In der Literatur werden verschiedene mögliche Modelle genannt. So können am Beispiel von Fernwärmenetzen die Wärmeerzeugung, der Netzbetrieb und der Vertrieb zwischen Akteuren aufgeteilt werden [151].

Zusammenfassend ist anhand der Literaturanalyse keine allgemeine Aussage zur Wirtschaftlichkeit oder zu den Wärmegestehungskosten der jeweiligen Wärmespeichertechnologien möglich, da diese stark anwendungsspezifisch sind. Hohe Investitionskosten stellen ein grundlegendes, technologieübergreifendes Hemmnis dar.

Genehmigungsrecht & -praxis

Eine Auswertung der rechtlichen Regelungen erfolgt in Kapitel 4. Die nachfolgende Literaturlauswertung beschränkt sich daher auf die Frage, inwiefern in der vorliegenden Literatur das Genehmigungsrecht bzw. die Genehmigungspraxis zu Wärmespeichern als Hemmnis wahrgenommen werden.

Je nach Speichertyp und -medium sowie dem genutzten bzw. angrenzenden Umweltmedium ergeben sich unterschiedliche Gesetzesanforderungen auf Bundes- und Landesebene und die Notwendigkeit zur Einbindung unterschiedlicher Behörden. Sowohl bei ober- als auch unterirdischen Wärmespeichern ist mit aufwendigen Genehmigungsverfahren mit z. B. Umweltverträglichkeitsprüfungen, baurechtlichen Anforderungen und Umweltschutzvorgaben zu rechnen [16]. Vor diesem Hintergrund bedarf es aufseiten der Umsetzenden von Wärmespeicherprojekten entsprechende Personalkapazitäten und -expertise, was wiederum sowohl ein finanzielles als auch fachkräftebezogenes Hemmnis darstellen kann. Zudem können Genehmigungsverfahren die Umsetzung von Wärmespeicherprojekten verzögern, was sich wiederum negativ auf deren Wirtschaftlichkeit auswirken kann. Teilweise können die rechtlichen Rahmenbedingungen Wärmespeicherprojekte auch ganz verhindern. So nennen Fleuchaus et al. [145] für einen kommerziellen Betrieb von Aquiferwärmespeichern in Deutschland eine Anpassung der genehmigungsrechtlichen Anforderungen als Grundvoraussetzung.

In den Niederlanden bspw. wurde die Gesetzgebung auf untergründige Wärmespeicher und konkret das Wasserrecht auf ATES angepasst, wodurch die entsprechenden Genehmigungsverfahren eindeutig sind und zügig (innerhalb von ca. sechs Monaten) erfolgen. Zudem erleichtern GIS-basierte, vom Ministerium für Wirtschaft und Klima bereitgestellte Online-Tools die Eingrenzung infrage kommender Standorte für ATES, z. B. durch Grundwasserschutzgebiete [145]. Einheitliche, nachvollziehbare Genehmigungsverfahren und -entscheidungen sowie personelle Fachexpertise und die Kommunikation spielen auch laut Roselt et al. [143] eine maßgebliche Rolle für eine erfolgreiche Umsetzung von Wärmespeicherprojekten. Anwendungsfreundliche Leitfäden können den Antragstellenden Hilfestellung bieten.

Akzeptanz

Eine frühzeitige Einbindung der Öffentlichkeit spielt eine entscheidende Rolle, um die Umsetzung von Wärmespeicherprojekten zu gewährleisten und möglichen Risiken besser zu begegnen. Dies ist generell bei der Umsetzung von Energiewendeprojekten wichtig, wie bspw. Erfahrungen aus der Windenergiebranche zeigen [145]. Im Falle unterirdischer Wärmespeicher ist eine transparente Evaluation potenzieller Risiken wie Erdbeben oder Grundwasserverschmutzung ausschlaggebend [152]. Die finanzielle Beteiligung der

umliegenden Kommunen bzw. Stadtteile im Rahmen von Bürgerenergiegenossenschaften oder eine Rekommunalisierung der Wärmeversorgung sind Möglichkeiten breiterer Akzeptanzgewinnung [144] [145] [153]. Auch ein Lokalbezug der involvierten Akteure kann die Akzeptanz steigern. Im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung bspw. verfügen lokale Energieversorgungsunternehmen (EVUs) über einen Vertrauensvorschluss der Öffentlichkeit gegenüber überregionalen EVUs [153]. Eine fehlende lokale Verankerung kann demnach ein Hemmnis darstellen für die Einbindung und ggfs. finanzielle Beteiligung der Kommune bzw. öffentlichen Stakeholder. Dies kann letztlich zu Akzeptanzverlust führen.

Flächenverfügbarkeit

Für die alljährliche, regenerative Wärmeversorgung „einer Großstadt“ sind Wärmespeicherkapazitäten im sechs- bis siebenstelligen Kubikmeter-Bereich erforderlich [148]. Für Berlin nennen Papadis et al. [146] unter der Annahme eines 60-prozentigen solaren Deckungsgrades eine nötige Wärmespeicherkapazität von 25 Mio. Kubikmetern. Das entspricht einem Volumen mit einer Grundfläche in der Größe des Tempelhofer Felds (ca. 300 ha [154]) und einer Höhe von 8 m. Dies veranschaulicht den enormen Speicherbedarf für Berlin. Zwar korreliert das Speichervolumen nicht zwingend mit der benötigten Grundfläche (vor allem bei ATES). Doch gerade im urbanen Raum mit hoher Flächennutzungskonkurrenz stellt selbst der Bedarf kleiner Flächen ein zentrales Hemmnis dar [144]. Auch Vattenfall [73] (mittlerweile BEW) nennt dieses Hemmnis in seinem Dekarbonisierungsfahrplan von 2023.

5.2 Empirische Ergebnisse – Interviews und Workshops

Für den empirischen Teil der Hemmnis-Analyse wurden Berliner Wirtschaftsakteure kontaktiert; darunter EVUs, Ingenieurbüros und Akteure der Immobilienwirtschaft. Mit 7 Akteuren (9 Personen) wurden Experteninterviews geführt. Die Ergebnisse wurden anschließend in einem Präsenz-Workshop diskutiert und vertieft. Die Teilnahmebereitschaft sowie die inhaltlichen Rückmeldungen auf die Einladungen sowie Äußerungen in den Experteninterviews zeigen, dass in Berlin bei der Planung und Umsetzung von Wärmespeicherprojekten bisher vor allem EVUs sowie einzelne Ingenieurbüros aktiv sind. Dagegen haben sich die kontaktierten Akteure aus der Berliner Immobilienwirtschaft noch wenig mit (saisonalen) Wärmespeicherkonzepten befasst.

Nachfolgend werden die zentralen Erfolgsfaktoren und Hemmnisse für die Implementierung von Wärmespeichern in Berlin dargestellt. Die Reihenfolge entspricht dabei in etwa der Priorisierung bzw. Häufigkeit der Nennung durch die Wirtschaftsakteure.

Wo sinnvoll, erfolgt eine differenzierte Darstellung nach Anwendungsfall (AWF) bzw. Speichertechnologie.

Flächenverfügbarkeit

Obertägige Flächenknappheit in Berlin wird unisono als ein, wenn nicht das Haupthemmnis genannt. Für einen effizienten und somit wirtschaftlichen Betrieb sind Wärmespeicher geografisch zwischen Wärmezeugung, -netz und -abnahme zu integrieren. Potenzielle Standorte fallen somit tendenziell in eben jene dichten Ballungsräume mit hoher Flächenkonkurrenz und städtebaulichen Einschränkungen. Die Erschließung privater Flächen wird als teuer und schwierig bzw. teilweise nicht möglich beschrieben, weshalb öffentlichen Flächen eine Schlüsselrolle zugeschrieben wird. Da selbst kleine Flächen hohem Nutzungsdruck unterliegen, gilt diese Grundproblematik prinzipiell für alle Speichertypen. Dennoch gelten für die jeweilige Flächenakquise unterschiedliche Anforderungen.

Quartierspeicher werden aktuell in der Regel als obertägige **Behälterwärmespeicher** mit einer Speicherkapazität zur Überbrückung mehrerer Tage ausgelegt. Sie sind somit deutlich größer als herkömmliche Pufferspeicher, welche in der Regel nur für die Überbrückung weniger Stunden innerhalb eines fossil versorgten Quartierswärmenetzes ausgelegt sind. Folglich passen Quartierswärmespeicher meist nicht mehr in die Heizungskeller der jeweiligen Bestandgebäude, sondern müssen bspw. zusammen mit Wärmepumpe und Heizzentrale obertägig untergebracht werden. Dadurch wird dauerhaft Baufläche im Quartier beansprucht, die besonders in bestehenden Quartieren kaum vorhanden ist.

Für die Errichtung eines **Aquiferwärmespeichers** wird laut Wirtschaftsakteuren zunächst eine größere Fläche für die Bohrung benötigt (ca. 600 bis 900 m² bei einer 400 m tiefen Bohrung). Ab Inbetriebnahme sinkt dieser Flächenbedarf auf etwa 100 bis 300 m². Je nach Anlagenkonzept und -standort kann dieser auch gegen 0 gehen durch Unterbringung der Förderpumpen, Wärmetauscher etc. im Untergrund und (Re)integration der darüberliegenden Fläche in die (ursprüngliche) Umgebung (bspw. auf Parkplätzen, Sportplätzen oder Grünanlagen). Voraussetzung ist in jedem Fall eine fortlaufende Zugänglichkeit der Fläche für Wartungsarbeiten. Mit zunehmender Bohrtiefe steigen diese Flächenbedarfe. Ähnlich verhält es sich mit **Erdsondenfeldern**: Für eine innerstädtische Anwendung im Bestand kommen lediglich Flächen infrage, die anschließend wieder anderweitig nutzbar sind. Da mehrere bis dutzende Sonden mit einem Mindestabstand von in der Regel 6 m im Untergrund versenkt werden, ist der entsprechende Flächenbedarf hoch.

Oberirdische **Erdbeckenwärmespeicher** nach dänischem Vorbild kommen aufgrund ihres immensen Flächenbedarfs in der Größenordnung mehrerer Fußballfelder für den innerstädtischen Raum nicht infrage. Geringvolumige, in Grünflächen integrierbare Erdbeckenwärmespeicher hingegen wurden vereinzelt als Option genannt. Diesbezüglich findet vonseiten einzelner Akteure bereits informeller Austausch mit den Berliner Bezirken potenzieller Standorte statt.

Bei der Standortwahl werden neben diesen Flächenhemmnissen vor allem bei Saisonalspeichern die konstante Verfügbarkeit günstiger bis gar kostenloser erneuerbarer Energie (EE) bzw. Abwärme als Grundvoraussetzung für die Wirtschaftlichkeit genannt. Die Temperaturniveaus und verfügbaren Energiemengen dieser (Ab)wärmequellen wiederum beeinflussen die Auswahl des Speichertyps und dessen Dimensionierung (vgl. Tabelle 1).

Bei untergründigen Wärmespeichern stellen zudem die geologische Eignung und untertägige Raumkonkurrenz mit bereits vorhandener und geplanter Verkehrs- und Versorgungsinfrastruktur (bspw. Tunnel oder Leitungen) eine Standorteinschränkung dar.

Ein geeigneter Standort für Wärmespeicher sind die Kraftwerksstandorte der großen EVUs selbst, bspw. für Puffer-Behälterwärmespeicher im Wärmenetz. Hier wird Flächenknappheit nicht als Hemmnis genannt. Auch im Neubau wird die Flächenproblematik als beherrschbar eingestuft. Denn vor der Errichtung eines Gebädefundaments können bspw. geothermische Bohrungen durchgeführt oder Erdsonden verlegt werden.

Genehmigungsrecht & -praxis

Das aktuelle Genehmigungsrecht bzw. die entsprechende Verwaltungspraxis in Berlin werden von den Wirtschaftsakteuren ebenfalls als wesentliches Hemmnis beschrieben.

Bzgl. **oberflächennaher Aquiferwärmespeicher** bis 100 m Tiefe bzw. oberhalb der Rupelton-Schicht gilt in Berlin eine strenge Genehmigungspraxis. Die maximal zulässigen Temperaturhübe des Süßgrundwassers (ca. 10 – 15 °C) werden auf 3 K innerhalb eines Jahres an den jeweiligen Grundstücksgrenzen beschränkt. UBA [155] empfiehlt diese Richtwerte allgemein zwar für oxische Süßwasser-Aquifere mit stygobionter Grundwasserfauna. Bei Aquiferen ohne Fauna (sowohl oxisch als auch anoxisch) hingegen werden Temperaturen von 40 °C und je nach Gegebenheiten sogar von bis zu 90 °C als unproblematisch für den Grundwasserschutz eingestuft. Die Berliner Verwaltungspraxis fällt somit aus Sicht der Wirtschaftakteure übermäßig streng aus. Die vorgeschriebenen Temperaturhübe seien zu gering für eine ausreichend hohe Wärmespeicherkapazität des Grundwassers und somit einen wirtschaftlichen Bereich des potenziellen

Aquiferwärmespeichers. Die genauen Eigenschaften und maximal zulässigen Temperaturen des Berliner Süßgrundwassers sollten demnach wissenschaftlich untersucht werden. Zudem verursache das vorgeschriebene, aufwendige Temperaturmonitoring hohe Kosten.

Darüber hinaus werden von den Wirtschaftakteuren folgende Faktoren als hemmend beschrieben:

- die Genehmigungsverfahren im Wasser- und Bergrecht sind komplex und auf unterschiedliche Behörden aufgeteilt, was diese zeit- und somit kostenaufwendig macht,
- eine mangelnde standortspezifische Differenzierung (z. B. pauschal vorgeschriebene Probebohrungen, selbst wenn zum Untergrund am Standort bereits aufschlussreiche Daten vorliegen),
- strenge Auflagen zum Umgang mit Abwässern/Altlasten, deren Aufbereitung/Sanierung Projekte unwirtschaftlich machen,
- die behördliche Flächenvergabe sei intransparent,
- teils herrsche selbst bei öffentlichen Flächen Ungewissheit darüber, wem potenzielle Flächen gehören bzw. wer für diese zuständig ist (z. B. entlang von Bahnstrecken).

Technoökonomische Faktoren

Die oben beschriebenen Flächenhemmnisse und rechtlich-behördlichen Hürden werden als maßgeblich für den bisweilen ausbleibenden Rollout größerer Wärmespeicherprojekte in Berlin genannt. Die nachfolgenden, technoökonomischen Faktoren werden als ebenfalls relevant, aber mit geringerer Priorität und weniger Berlin-spezifisch eingestuft.

Die prinzipielle Wirtschaftlichkeit **oberflächennaher Aquiferwärmespeicher** wird von den Wirtschaftsakteuren überwiegend als gegeben, aber stark abhängig von den vorab beschriebenen Rahmenbedingungen bewertet. Als potenziell damit kombinierbare Abwärmequelle wurden v. a. Rechenzentren genannt, da dort große Energiemengen sehr kostengünstig abgegriffen werden können. Allerdings liegt deren Temperaturniveau von ca. 30 °C in einem ungünstigen Bereich. Bei einer Einspeicherung in oberflächennahen Aquiferwärmespeichern schmälert die oben beschriebene Limitierung der Süßgrundwasser-Erwärmung auf ca. 13 – 18 °C das ausschöpfbare energetische Speicherpotenzial und somit die Wirtschaftlichkeit dieser Technologien-Kombination. Die Erschließung tieferer Aquifere unterhalb der Rupelton-Schicht wiederum ist aus ökonomischer Sicht fraglich, da damit zum einen die Bohrkosten und technischen Anforderungen steigen und zum anderen in größeren Tiefen ggfs. bereits eine direkte

geothermische Nutzung möglich ist, was eine Einspeicherung der Abwärme von ca. 30 °C überflüssig bzw. unwirtschaftlich machen würde.

Auch obertägige **Behälterwärmespeicher** zur Quartiersversorgung werden als marktreif, aber nicht per se wirtschaftlich eingestuft. Zum einen aufgrund der oben beschriebenen, Berlin-spezifischen Hemmnisse, zum anderen aufgrund starker Abhängigkeit von der generellen Preisentwicklung der konkurrierenden Energiesysteme.

Bzgl. der Marktreife **tiefer Aquiferwärmespeicher** sind sich die Wirtschaftsakteure uneins. Technoökonomische Hemmnisse sind, neben den oben genannten Faktoren, die Wissenslücken über die geologischen Bedingungen im tiefen Berliner Untergrund, der Mangel an Referenzprojekten sowie die damit einhergehende Ungewissheit zur Rentabilität der sehr hohen Investitionskosten im zweistelligen Millionenbereich.

Auch **Erdbeckenwärmespeicher** sind in Deutschland technisch gesehen relatives Neuland. Die technoökonomischen Hürden sind entsprechend hoch und eine Marktreife zweifelhaft. In Berlin stellt die oben beschriebene Flächenproblematik ein großes Hemmnis für diesen Speichertyp dar.

Allgemein korreliert die Wirtschaftlichkeit von Wärmespeichern – wie jene aller erneuerbaren Energiesysteme – mit den Kosten konkurrierender, fossiler Technologien. Eine stärkere CO₂-Bepreisung wird dabei als ein zentraler Hebel gesehen. Auch die Entwicklung und stärkere Dynamisierung des Strompreises wird als entscheidend genannt. Zum einen für eine direkte Power-to-Heat Einspeicherung von günstigem/kostenlosem/negativ bepreistem Überschussstrom aufgrund von Kostenvorteilen gegenüber (elektro)chemischer Energiespeicherung. Zum anderen, da derartiger Überschussstrom die Veredelung von Niedertemperatur- bzw. Abwärme auf höhere Temperaturen (ca. 100 °C) via Großwärmepumpe überhaupt erst rentabel macht. Umgekehrt schmälern feste, langfristige Energielieferverträge die Wirtschaftlichkeit thermischer Energiespeicherung.

Korrelierend mit diesen Fragen nach der Wärmeerzeugung zu konkurrenzfähigem Preis wird auch die hohe Vorlauftemperatur des Berliner Wärmenetzes als Hemmnis für den Einsatz von Wärmespeichern genannt, welches kurz- bis mittelfristig aber kaum beeinflussbar sei.

Als weiteres technoökonomisches Umsetzungshemmnis werden – wie auch in der Literatur – (zu) hohe Investitionskosten und damit verbunden -risiken größerer Wärmespeicherprojekte zwar genannt; allerdings im Kontext der Transformation des

gesamten Wärmeversorgungssystem, also v. a. einschließlich dem Neu-/Ausbau von Wärmenetzen. Insofern stellen hohe Investitionskosten eher ein grundsätzliches Hemmnis der Wärmewende dar als ein spezifisches von Berliner Wärmespeicherprojekten. Die Ungewissheit zur langfristigen Entwicklung des Gesamtenergiesystems treibt die Wirtschaftsakteure nicht nur in ökonomischer, sondern in Maßen auch in technischer Hinsicht um.

Sonstige Faktoren

Mehrfach erwähnt wurde eine aktuell noch nicht praktizierte, aber mittel- bis langfristig unvermeidbare Zusammenarbeit und ggfs. wirtschaftliche Kooperation der unterschiedlichen Wirtschaftsakteure – vor allem zwischen EVUs und Akteuren der Immobilienwirtschaft. Die Wärmewende mache quartiersübergreifende Ansätze unausweichlich; z. B. hinsichtlich der Nutzung von EE und Abwärme oder der Errichtung und des Betriebs von Quartiers- bzw. Niedertemperaturnetzen.

Vereinzelt wird auch der Fachkräftemangel als Hemmnis genannt; sowohl bei der Personalakquise vonseiten der Wirtschaftsakteure, als auch bei den Behörden, wo sich der Mangel an ausreichend qualifiziertem Personal ebenfalls bemerkbar mache.

5.3 Fazit

Die von den Wirtschaftsakteuren genannten Hemmnisse für Berlin lassen sich weitgehend den in der Literatur gefundenen Aspekten zuordnen (Flächenverfügbarkeit, Genehmigungsrecht & -praxis, Technoökonomische Faktoren). Lediglich die Akzeptanz wird – anders als in der Literatur – höchstens als geringes, aber beherrschbares Hemmnis beschrieben. Außerdem werden den Hemmnissen andere Prioritäten als in der Literatur zugeschrieben, was einerseits an den Berlin-spezifischen Rahmenbedingungen, andererseits an der Fokussierung auf die Wirtschaftsakteure liegen kann. In Tabelle 16 werden die wesentlichen Hemmnisse für Wärmespeicherprojekte in Berlin zusammengefasst, aufgeteilt nach den im Vorhaben identifizierten Anwendungsfällen.

Tabelle 16: Zusammenfassung der wesentlichen, technologiespezifischen Hemmnisse in Berlin

Behälterwärmespeicher (für Quartierswärme)	<ul style="list-style-type: none">- Flächenknappheit in Bestandsquartieren bzw. Flächenbereitstellung unwirtschaftlich,- hohe spezifische Kosten im Verhältnis zur Speicherkapazität.
--	--

<p>oberflächennahe Aquiferwärmespeicher</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Flächenknappheit bei ohnehin eingeschränkter Standortwahl, u. a. durch (Ab)wärmequellen, geologische Eignung und unbebauten Untergrund, - strenge Verwaltungspraxis beim Grundwasserschutz (zu geringe Temperaturhöhe für wirtschaftlichen Betrieb), - umfangreiche, komplizierte Genehmigungsverfahren.
<p>tiefe Aquiferwärmespeicher</p>	<ul style="list-style-type: none"> - umfangreiche, komplizierte Genehmigungsverfahren, - geologische Ungewissheit unterhalb der Rupelton-Schicht → Fündigkeitsrisiko, - höhere Bohrkosten → Finanzierungsrisiko, - größere (Ab)wärmemengen und höhere Temperaturen erforderlich, - Wirtschaftlichkeit ungewiss, da kaum Referenzprojekte.
<p>Erdwärmesonden</p>	<ul style="list-style-type: none"> - hoher Flächenbedarf; daher vor allem geeignet bei Neubauprojekten und unterhalb unbebauter Flächen.

6 Maßnahmen und Instrumente zur Unterstützung der Umsetzung von Wärmespeichern

Auf Basis der voran beschriebenen Erkenntnisse wurden sechs wesentliche Maßnahmenempfehlungen erarbeitet, die das Land Berlin selbst umsetzen könnte, um die Umsetzung von Wärmespeichern in Berlin zu unterstützen. In einem Beteiligungsprozess mit Vertreter:innen der Berliner Energie- und Immobilienwirtschaft sowie der Verwaltung wurden die Maßnahmenvorschläge abgestimmt und in ihrer Gestaltung finalisiert. Die Nummerierung der Maßnahmen (1 bis 6) und die Reihenfolge in diesem Kapitel orientiert sich an deren thematischer Gruppierung. Die ihnen beigemessene Priorität durch die in den Beteiligungsprozess eingebundenen Vertreter:innen (nicht repräsentativ) lautet absteigend:

- Maßnahme 3: Genehmigungsprozesse klären, vereinfachen und beschleunigen,
- Maßnahme 1: Wärmespeicher im Landesrecht privilegieren,
- Maßnahme 4: Information, Sensibilisierung und Beratung,
- Maßnahme 6: Umsetzung von saisonaler Wärmespeicherung unterstützen,
- Maßnahme 2: Funktionserweiterung des Geoportals Berlin zur Unterstützung bei der Standortsuche,
- Maßnahme 5: Untersuchungen der unteren Grundwasserleiter.

Einige Hemmnisse, die im Zuge der Akteursbeteiligung aufkamen, betreffen übergreifende Frage- und Problemstellungen zum Gesamtsystem und -prozess der Wärmewende. Sie korrelieren mit externen Faktoren außerhalb des Berliner Einflussbereichs bzw. teils mit der bereits angelaufenen Kommunalen Wärmeplanung. Daher wurden keine Handlungsempfehlungen abgeleitet zu Aspekten wie:

- Notwendigkeit flexibler Energiepreise,
- mehr Gewissheit zum zukünftigen Energiesystem,
- Strategien zur Absenkung der Vorlauftemperatur der Berliner Wärmenetze,
- direkte Mitberücksichtigung der zukünftig an Relevanz gewinnenden Kälteversorgung.

Maßnahme 1:

Wärmespeicher im Landesrecht privilegieren

Beschreibung

M. 1.1:

Die Relevanz von Anlagen zur Erzeugung und Nutzung erneuerbarer Wärme für die Berliner Wärmewende könnte auf landespolitischer Ebene, konkret im Berliner Klimaschutz- und Energiewendegesetz (EWG Bln) festgeschrieben werden. Durch eine Einstufung als im überragenden öffentlichen Interesse liegend und der öffentlichen Sicherheit dienend wäre eine Grundlage geschaffen, um Wärmespeicher bei behördlichen Schutzgüterabwägungen entsprechend höher zu gewichten. Das Land Berlin würde sich damit unabhängig machen von der – aktuell (noch) unzureichenden – Bundesgesetzgebung bzw. diese (mittelfristig) ergänzen. Zwar definiert bereits das Wärmeplanungsgesetz (WPG) Wärmespeicher (als erforderliche Nebenanlagen von erneuerbaren Wärmenetzen) als im überragenden öffentlichen Interesse liegend und der öffentlichen Sicherheit dienend (§ 2 Abs. 3 WPG 2023). Allerdings bezieht sich das WPG dabei nur auf die Kommunale Wärmeplanung und stellt damit keine allgemeingültige Grundlage für behördliche Genehmigungsprozesse dar. Der Entwurf des Geothermie- und Wärmepumpengesetzes sieht diese prioritäre Einstufung von Wärmespeichern ebenfalls vor (§ 4 GeoWG-E). Jedoch ist unklar, wann und in welcher finalen Ausführung dieses Gesetz verabschiedet wird.

M. 1.2:

Anlagen zur Erzeugung und Nutzung erneuerbarer Wärme könnten im Landesentwicklungsplan Hauptstadtregion Berlin-Brandenburg (LEP HR) als raumordnerisches Ziel festgelegt werden. Der aktuelle LEP HR aus dem Jahr 2019 nennt unter G 8.1 Klimaschutz, Erneuerbare Energien lediglich Elektrizitäts- und Gas-, nicht aber explizit Wärmeinfrastruktur. Als Rechtsverordnung ist der LEP HR bindend für die Berliner Senatsverwaltung, sodass eine Berücksichtigung der Wärmeinfrastruktur darin den behördlichen Ermessensspielraum bei Flächengesuchen vergrößern könnte.

Begründung

Bei der Genehmigung von Wärmespeicherprojekten erfolgt im Falle von Interessenskonflikten eine Abwägung mit anderen Zielen. Auflagen und

Interessenabwägungen in Genehmigungsprozessen (z. B. Flächennutzungskonkurrenz, Denkmalschutz, Umweltauflagen) können Wärmespeicherprojekte je nach Anwendungsfall verzögern, limitieren oder ganz verhindern.

Akteur

M. 1.1:
SenMVKU

M. 1.2:
SenStadt

Zeitraum

M. 1.1:
Innerhalb der nächsten zwei bis drei Jahre im Zuge der EWG-Novellierung.

M. 1.2:
Zur nächsten Aktualisierung des LEP, also spätestens turnusgemäß 2029.

Aufwand

M. 1.1:
SenMVKU: gewisser Personalaufwand zur Ausarbeitung und Einbringung des konkreten Gesetzesänderungsvorschlags in den Senat von Berlin.

M. 1.2:
SenStadt: geringfügiger Personalaufwand zur Einbringung in die Gemeinsame Landesplanungsabteilung Berlin-Brandenburg.

Maßnahme 2:

Funktionserweiterung des Geoportals Berlin zur Unterstützung bei der Standortsuche

Beschreibung

M. 2.1:

Die Veröffentlichung einer Karte zum Berliner Landesgrundvermögen ist zu empfehlen. Bestenfalls indiziert diese die jeweiligen Vermögenstellen und Funktionspostfächer (bspw. BIM, Stadtentwicklungsamt, Grünflächenamt). Alternativ sollte zumindest eine zentrale Kontaktstelle eingerichtet werden, bei der diese Informationen abgefragt werden können.

M. 2.2:

Der bereits laufende Ausbau des Geoportals Berlin sollte die Indizierung potenzieller Standorte spezifisch für Erdwärmesonden, oberflächennahe und tiefe Geothermie(speicher)-Projekte beinhalten. Relevant sind dabei Parameter wie die mögliche Bohrtiefe bis zur Rupeltonschicht, die Permeabilität des Untergrundes, die Fließgeschwindigkeit des Grundwassers, die geothermische Entzugsleistung, bereits bestehende Anlagen sowie die obertägige Flächenverfügbarkeit. Zudem sollen Ausschlusskriterien wie bspw. Baumbestand, Bodenbelastungen, Natur-/Wasser-/Denkmalschutz dargestellt werden. Durch eine Kombination dieser Informationen kann die Eignung eines Standortes für die verschiedenen Wärmespeichertechnologien indiziert werden. Wichtig ist dabei, die zugrundeliegenden Daten, Annahmen und Definitionen transparent darzulegen und diese ggf. vonseiten der Nutzer:innen anpassen zu können.

Begründung

M. 2.1:

Öffentlichen Flächen wird aufgrund von Flächenkonkurrenz und städtebaulichen Einschränkungen in Berlin eine Schlüsselrolle bei der Standortsuche zugeschrieben. Informationen zur aktuellen Flächennutzung und Eigentumsstruktur sind daher eine wichtige Voraussetzung zur effektiven und effizienten Flächennutzung. Im Amtlichen Liegenschaftskatasterinformationssystem (ALKIS) des Geoportals Berlin sind bisher lediglich die Nutzungsarten, Flur- und Grundstücksnummern einsehbar. Dadurch kann die Recherche nach der richtigen Ansprechperson aufwändig sein.

M. 2.2:

Relevante Informationen zur Abklärung der Standorteignung liegen bisher nur teilweise vor bzw. müssen aufwändig zusammengetragen werden. Um die Standortsuche zu erleichtern, sollen diese Daten gebündelt von der Landesgeologie zur Verfügung gestellt werden.

Akteur

M. 2.1:
SenStadt

M. 2.2:
SenMVKU

Zeitraum

Innerhalb der nächsten zwei bis drei Jahre im Zuge der KWP.

Aufwand

M. 2.1:
SenStadt: geringer Aufwand, da die Karte bereits im verwaltungsinternen Intranet abrufbar ist. Das Ermitteln und Einpflegen der konkreten Fachämter und ggfs. das Anlegen und Verknüpfen von Funktionspostfächern wäre mit gewissem verwaltungsinternen Personalaufwand verbunden.

M. 2.2:
SenMVKU: die nötigen Informationen müssen teils erst erhoben bzw. durch Verschneidung verschiedener Daten verfügbar bzw. interpretierbar gemacht werden. Gewisse Personalressourcen sind daher nicht nur für die Integration dieser Daten selbst in das Geoportal erforderlich, sondern auch in den auf verschiedene Institutionen verteilten Fachgruppen.

Maßnahme 3:

Genehmigungsprozesse klären, vereinfachen und beschleunigen

Beschreibung

M. 3.1:

Die Zuständigkeiten für Genehmigungsprozesse zu Wärmewendeprojekten sowie deren rechtliche und normative (tech. Richtlinien, Gutachten etc.) Entscheidungsgrundlagen sollten inner- und interbehördlich rechtssicher geklärt, abgestimmt und vereinheitlicht werden. Für konkrete Anwendungsfälle (z. B. Nutzung einer Fläche für einen Wärmespeicher im Untergrund bzgl. Wasserschutzrecht) sollten die Genehmigungspfade und Zuständigkeiten innerhalb der und zwischen den involvierten Behörden (v. a. SenMVKU, SenStadt und Bezirksämter) geklärt werden. Dies kann am Beispiel von Pilotprojekten erfolgen. Anschließend sollte der Genehmigungsweg aufbereitet werden (bspw. als Fließdiagramme oder als interaktive Homepage), sodass sowohl aufseiten der öffentlichen Hand als auch aufseiten potentieller Antragstellenden Klarheit über das Verfahren besteht. Ergänzend sollte eine zentrale Anlaufstelle für Wärmewendeprojekte ausgewiesen werden, um im Praxisbetrieb oder bei Interessenskonflikten ggfs. sowohl interbehördlich als zu Antragstellenden vermitteln zu können.

M. 3.2:

Die Antragstellung sollte, wo möglich, digitalisiert werden.

M. 3.3:

Prüfung der Einführung von Genehmigungsfiktionen und interbehördlichen Weiterleitungspflichten für Anträge zu Wärmewendeprojekten im EWG Bln nach dem Vorbild des BBergG und GeoWG-E. Die Fristen sind für die jeweiligen Prozesse zu klären und müssten sich nach der Komplexität bzw. Größe der jeweiligen Projekte richten.

Begründung

M. 3.1:

Aufgrund der teils komplexen genehmigungsrechtlichen Anforderungen kann es bei Antragsprozessen zu Unklarheiten in der Reihenfolge von Genehmigungsschritten, zu Fragen bzgl. der Bewertung von Anträgen und im Ergebnis zu Verzögerungen kommen.

Die Klärung und Offenlegung der erforderlichen Genehmigungen und ihrer zeitlichen Abfolgen würde sowohl eine behörden- als auch antragsseitig Arbeitsentlastung darstellen. Zudem könnten Antragsablehnungen verhindert werden, die aufgrund mangelnder Rechtssicherheit erteilt werden.

M. 3.2:

Effizienzsteigerung des Antragsprozesses für alle Akteure.

M. 3.3:

Die Genehmigungsprozesse für Wärmewendeprojekte dauern in Berlin laut Wirtschaftsakteuren teilweise sehr lange. Dies steht im Widerspruch zur begrenzten Zeitspanne, die bis zur Erreichung der Berliner Klimaschutzziele zur Verfügung steht. Die entsprechenden Genehmigungsprozesse sollten daher strukturell so gestaltet werden, dass zeitnahe Prüfungen und bestenfalls Genehmigungen erfolgen können.

Akteur

M. 3.1 & M. 3.2:

Alle Senatsverwaltungen (v. a. SenMVKU und SenStadt) und Bezirksämter, die in Genehmigungsprozesse für Wärmewendeprojekte involviert sind.

M. 3.3:

SenMVKU

Zeitraum

Mit der Umsetzung der Maßnahmen könnte 2025 begonnen werden.

Aufwand

M. 3.1:

Der interbehördliche Abstimmungsprozess ist personal-, aber nicht kostenintensiv und wäre im Falle des Inkrafttretens des GeoWG ohnehin nötig. Sollte ein externer Dienstleister für ein prozessbegleitendes Rechtsgutachten nötig sein, wäre mit Kosten von ca. 50.000 € zu rechnen.

M. 3.2:

Hohe Kosten für Digitalinfrastruktur, Umschulung und Umsetzung der digitalen Verfahren bei den unter M. 3.1 eruierten Behörden.

M. 3.3:

Für die Prüfung einer möglichen Gesetzesänderung ist mit einem Rechtsgutachten in Höhe von ca. 50.000 € zu rechnen. Zur Einbringung des Gesetzesänderungsvorschlags in den Senat von Berlin ist aufseiten der SenMVKU ein gewisser Personalaufwand zu veranschlagen.

Maßnahme 4: Information, Sensibilisierung und Beratung

Beschreibung

M. 4.1: Die Erstellung eines Leitfadens zur unterirdischen Wärmespeicherung in Anlehnung an die Struktur des bestehenden Leitfadens zur Erdwärmenutzung in Berlin ist empfehlenswert. Darin sollten die Karten, welche das Ergebnis der Standortsuche und Standorteignung aus Maßnahme 2 darstellen, in „Fundstellen“ ergänzt werden. Ebenso empfiehlt sich eine Aufnahme der Ergebnisse aus Maßnahme 3 in den Leitfaden: Entscheidungsgrundlagen, Genehmigungspfade zwischen und innerhalb der involvierten Senatsverwaltungen, Bezirken und Organisationseinheiten.

M. 4.2: Die Ergebnisse der "Roadmap Geothermie" hinsichtlich der Eignung des Untergrundes für die unterirdische Wärmespeicherung, wie etwa aus der 2D- und 3D-Seismik sowie aus den Tiefbohrungen, sollten nach Abschluss der Untersuchungen aufbereitet werden. Eine entsprechende Kommunikation an die relevanten Akteure sollte z. B. durch eine Veröffentlichung auf der Internetseite des SenMVKU erfolgen.

M. 4.3: Zusammenstellung und Aufbereitung relevanter Berliner Praxisbeispiele. Erstellung von Steckbriefen z. B. zum Hochtemperatur-Aquiferwärmespeicher im Reallabor „GeoSpeicherBerlin“, zum Erdkollektorspeicher im Rollbergviertel, zu den Erdwärmesonden im Quartier "KOKONI One" oder zum Aquiferwärmespeicher am Reichstag.

M. 4.4: Beratung und Sensibilisierung verschiedener Zielgruppen wie der Immobilienwirtschaft, Wärmenetzbetreibern, Genehmigungsbehörden und Endverbraucher:innen. Informationsübergabe zum derzeitigen Stand der Wärmeplanung und den geplanten oder erfolgten Maßnahmen – beispielsweise durch eine Pressemitteilung, Informationsveranstaltung, einen Fachdialog oder eine Veröffentlichung auf der SenMVKU-Webseite.

Begründung

M. 4.1: Seitens der Projektierenden und Wirtschaftsakteure wurde der Wunsch nach klar definierten Zuständigkeiten sowie der Bereitstellung gebündelter, klärender Informationen zu unterirdischen Wärmespeichern an einer Stelle geäußert.

M. 4.2, M. 4.3 und M. 4.4: Ziel dieser Maßnahmen ist der Abbau von Unsicherheiten im Zusammenhang mit unterirdischen Wärmespeichern durch gezielte Schließung von Informations- und Wissenslücken sowie einer Kommunikation der Ergebnisse. Derzeit werden Investitionen in diese Technologie häufig als Risiko wahrgenommen. Durch die Bereitstellung und transparente Kommunikation von Informationen sollen Hemmnisse abgebaut und sowohl die verschiedenen Akteure als auch die Öffentlichkeit für den Wissensfortschritt sensibilisiert werden.

Akteur

M. 4.1 – M. 4.4: SenMVKU

Zeitraum

2025 bzw. begleitend zu den jeweils damit in Zusammenhang stehenden Maßnahmen

Aufwand

M. 4.1: SenMVKU: Personalkosten für das Konzeptionieren und Aufsetzen der Ausschreibung zur Ausarbeitung und Erstellung des Leitfadens. Eventuelle Nachabstimmungen zwischen Fachabteilungen und Behörden sind einzuplanen. Für die Ausschreibung zum Leitfaden werden Kosten in Höhe von 30.000 bis 50.000 € geschätzt.

M. 4.2: SenMVKU: Erforderlicher Personalaufwand für die Auswertung und Zusammenführung der für die unterirdische Wärmespeicherung relevanten Informationen (z. B. Erstellung von Karten, erläuternden Berichten etc.)

M. 4.3: SenMVKU: Personalkosten für das Konzeptionieren und Aufsetzen der Ausschreibung zur inhaltlichen Ausarbeitung der Praxisbeispiele sowie zur Erstellung der Steckbriefe. Die Kosten der Ausschreibung der Steckbriefe werden auf 15.000 bis 25.000 € geschätzt.

M. 4.4: SenMVKU: Gewisse Personalkosten sind für die Konzeption und Organisation der Beratungs- und Informationsmaßnahmen erforderlich. Die Höhe der Umsetzungskosten

ist abhängig von den gewählten Formaten und dem Grad der Einbindung externer Akteure.

Maßnahme 5: Untersuchungen der unteren Grundwasserleiter	
Beschreibung	Auftragsstudie zur Untersuchung des dritten und vierten Grundwasserleiters hinsichtlich des Vorhandenseins von Grundwassertieren (Stygofauna), auf Mikrobiologie und Chemie sowie Temperatur. Hierzu können Proben an den Filtern des Landesüberwachungsnetzes genommen werden. Zur Untersuchung der Stygofauna können zunächst der Sauerstoffgehalt gemessen und anschließend die Dichte sowie die Artenvielfalt unter dem Mikroskop bestimmt werden. Die mikrobiologische Untersuchung kann mittels E-DNA-Verfahren erfolgen. Ein potenzielles Problem der Untersuchung besteht darin, dass bei der Wasserentnahme am Filter nicht zwingend die gleichen Bedingungen wie im Aquifer herrschen (bspw. durch den Eintrag von Organismen aus dem Oberflächenwasser). Zudem ist die Stygofauna als Indikator für die Wasserqualität im Grundwasser im Gegensatz zur Fauna von Oberflächengewässern noch Forschungsgegenstand. Die Auftragsstudie sollte im Austausch mit dem Team des CHARMANT-Projektes erfolgen, indem der zweite Hauptgrundleiter mit ca. 50 Messstellen einer biologisch- taxonomischen Untersuchung unterzogen wird.
Begründung	Grundwasserschutzrechtlich sind Aquiferwärmespeicher in süßwasserführenden Schichten oberhalb des Rupeltons derzeit auf Temperaturen bis maximal 20 °C begrenzt. Laut Umweltverträglichkeitsstudie des Umweltbundesamtes [155] wären in sauerstoffarmen Milieus ohne Stygofauna Temperaturen von bis zu 40 °C möglich, abhängig von den mikrobiologischen und chemischen Eigenschaften möglicherweise bis zu 90 °C. Die Untersuchungsergebnisse bilden je nach Befund eine wissenschaftliche Grundlage, um Aquiferwärmespeicher oberhalb des Rupeltons perspektivisch für höhere Temperaturen zuzulassen.
Akteur	SenMVKU
Zeitraum	2025
Aufwand	

Für eine Probeentnahme, Faunamessung, mikrobiologische und chemische Analyse ist mit Kosten von ca. 1.100 € zu rechnen. Es wird empfohlen, ein Jahr lang monatliche Messungen durchzuführen, sodass sich die Kosten pro Messstelle auf 13.200 € belaufen. Für die Untersuchung der Messstellen, von denen es mehrere Tausend gibt (vgl. Berliner Wasserportal [156]), sind jene an Standorten mit hoher Eignung für Aquiferwärmespeicher von Bedeutung.

Es könnten zwei Ansätze zur Untersuchung der unteren Grundwasserleiter gewählt werden:

- a) In einer Studie könnten z. B. an drei Standorten (etwa geplante Standorte für die Errichtung von Rechenzentren) monatliche Messungen durchgeführt werden. Für die Beurteilung eines konkreten Standortes werden drei Messstellen im Umkreis des Standortes empfohlen. In der Summe beliefen sich die Kosten für die Messungen auf 39.600 €. Hinzu kommen Kosten für die Auswertung und Interpretation der Ergebnisse.
- b) Alternativ zu einer monatlichen Beprobung an Pilotstandorten ist zunächst ein flächendeckendes Screening auf Stygofauna, Hydrochemie, Mikrobiologie und Temperatur im Grundwasserleiter 3 und 4 an einer größeren Anzahl von Pilotstandorten (z. B. 10) denkbar. Dieses Screening wäre mit einer einmaligen Beprobung sowie einer initialen Wiederholungsmessung verbunden. Darauf aufbauend könnten weitere Wiederholungsmessungen durchgeführt werden. Zusätzlich wäre an potenziellen Standorten die Installation von Temperaturmessketten in neuen oder umzubauenden Messstellen denkbar, ergänzt durch eine kontinuierliche Überwachung der Hydrochemie im Umfeld. In der Summe beliefen sich die Kosten für die Messungen auf 11.000 €, zuzüglich der Kosten für die Analyse und Interpretation der Messergebnisse..

Maßnahme 6: Umsetzung von saisonaler Wärmespeicherung unterstützen	
Beschreibung	<p>Unterstützung einer Machbarkeitsstudie für ein Pilotprojekt mit saisonaler Wärmespeicherung und bspw. der Nutzung von Abwärme aus Rechenzentren sowie dessen technische Umsetzung.</p> <p>Nach Möglichkeit sollte ein Pilotprojekt mit der Nutzung öffentlicher Flächen und der Erstellung einer entsprechenden Verfahrensanweisung angestrebt werden. Generell könnte die Unterstützung durch das Land Berlin in mehrere Teile gegliedert werden, z. B. technische Machbarkeitsstudie, Wirtschaftlichkeitsanalyse, Genehmigungsprozesse und Umsetzung des Pilotprojektes.</p>
Begründung	<p>Die Ergebnisse des Fallbeispiels „Neue Wärmenetze“ zeigen, dass Langzeitwärmespeicher den EE- oder Abwärmeanteil in der Wärmeversorgung deutlich erhöhen können und insbesondere zukünftig wirtschaftlich tragfähig sein können. Der nächste Schritt in Richtung Umsetzung besteht in der Durchführung einer standortspezifischen Machbarkeitsstudie unter Berücksichtigung der vorliegenden Untergrundverhältnisse für die Nutzung von Aquiferwärmespeichern, welche eine individuelle verfahrenstechnische Auslegung sowie eine Wirtschaftlichkeitsbewertung umfassen. Aquiferwärmespeicher sind in Deutschland bislang noch nicht weit verbreitet. Zudem ist der Berliner Untergrund unterhalb des Rupeltons nicht ausreichend bekannt und die genehmigungsrechtlichen Prozesse sind teilweise nicht eindeutig definiert. Ein weiteres Pilotprojekt (neben dem Geo-Speicher-Berlin in Adlershof), das insbesondere das Fallbeispiel „Neue Wärmenetz“ adressiert, könnte den Weg für Folgeprojekte ebnen.</p>
Akteur	SenMVKU
Zeitraum	Ab 2025
Aufwand	

SenMVKU: Die Personalkosten für das Konzeptionieren und Aufsetzen der Ausschreibung und die Begleitung des Pilotprojektes sind zu berücksichtigen. Weitere Personalaufwendungen bei Behörden, die in den Genehmigungsrechtlichen Prozess eingebunden sind und bei derartigen Genehmigungsverfahren teilweise ohnehin anfallen.

Die Kosten der technischen Machbarkeitsstudie und der Wirtschaftlichkeitsanalyse werden auf jeweils 50.000 bis 100.000 € geschätzt.

7 Fazit

Im Ergebnis des Vorhabens wurden Wärmespeicher als ein wichtiger Baustein der Wärmewendestrategie Berlins identifiziert. Sie können im zukünftigen Energiesystem einen Beitrag zur Klimaneutralität, Versorgungssicherheit und Unabhängigkeit von importierten Energieträgern leisten. Durch den Einsatz von Wärmespeichern können regionale Wärme- und Abwärmequellen nachhaltiger genutzt werden, indem überschüssige Wärme zwischengespeichert und in die Heizperiode verschoben wird. Darüber hinaus können sie sowohl die Wärmegestehungskosten senken als auch den Einsatz strombasierter Anlagen flexibilisieren.

Die zukünftigen erforderlichen Wärmespeicherkapazitäten im Berliner Verbundwärmenetz wurden anhand des Dekarbonisierungsfahrplans der BEW für Langzeitwärmespeicher mit einem einfachen Berechnungsverfahren ermittelt sowie für kurz- und mittelfristige Wärmespeicher unter Berücksichtigung der Anlagenkonfiguration im Erzeugungsverbund abgeschätzt. Für Quartiersnetze wurde der Einsatz geeigneter Wärmespeichertechnologien für relevante Abwärmequellen anhand einer Energiesystemoptimierung für verschiedene Konzepte untersucht.

Im Verbundwärmenetz würde eine Wärmespeicherkapazität an saisonalen Wärmespeichern von bis zu ca. 1.200 GWh (dies entspricht ca. 12 % der Jahreswärmearbeit) dazu beitragen, die im Dekarbonisierungsfahrplan der BEW für den Zeitraum 2035 bis 2045 prognostizierten 700 MW an erneuerbaren Energien und Abwärme vollständig zu nutzen und somit das „Verlorengehen“ von Überschusswärme zu vermeiden. Dies würde eine Steigerung des EE- bzw. Abwärmeanteils in der Wärmeerzeugung von 49,5 % auf ca. 61 % bedeuten. Die prognostizierte Speicherkapazität muss im Einklang mit der Wirtschaftlichkeit und den in Berlin verfügbaren Flächenpotenzialen unter Berücksichtigung verschiedener Wärmespeichertechnologien stehen. Als eine realistische Spanne, basierend auf einem Austausch mit Stakeholdern, wurden bis zu 440 GWh an benötigter Speicherkapazität zur Langzeitwärmespeicherung im Berliner Verbundnetz identifiziert. Damit ließe sich der EE- oder Abwärmeanteil von 49,5 % bis zu 55,1 % erhöhen. Für Kurzzeitwärmespeicher im Verbundnetz ergibt die Abschätzung sinnvoller Kapazitäten eine Verdoppelung bis Verdreifachung der bestehenden Kapazität von 2,2 GWh auf bis zu 6,6 GWh.

In neuen Quartierwärmenetzen zeigt sich, dass Wärmespeicher zwar derzeit ohne Förderung nicht wirtschaftlich sind, es aber in Zukunft bei steigenden Strom- und

Gaspreisen (inkl. Kosten für CO₂-Zertifikate) je nach Energiesystem des Quartiernetzes werden können. Dies könnte sich durch die Inanspruchnahme von Förderungen weiter verbessern. Eine Reduktion der Wärmegestehungskosten in Konzepten mit Wärmespeicherung ist im Jahr 2030 vor allem in Systemen zu beobachten, die ausschließlich mit Wärmepumpen und Elektroheizern (EH) betrieben werden. In Systemen mit einem BHKW erweist sich hingegen die Eigenstromversorgung der Wärmepumpe in Zeiten hoher Strompreise als kostengünstigere Option. Dies ist im Jahr 2045 nicht mehr der Fall. Es werden in den betrachteten Fallbeispielen Speicherkapazitäten von bis zu ca. 33 % der Jahreswärmearbeit benötigt, um die überschüssige Wärme aus EE oder Abwärme vom Sommer in den Winter zu transferieren und so eine nahezu 100-prozentige Deckung des Wärmebedarfs aus EE-/Abwärme zu ermöglichen. Dies ist deutlich mehr als im Fall der Langzeitwärmespeicher für das Verbundnetz ermittelt wurde, was darauf zurückzuführen ist, dass ein kleineres Quartierswärmenetz eine höhere Flexibilität ermöglicht. Zudem lassen sich die Wärmespeicher je nach Verschaltungskonzept besser in das Nahwärmenetz mit niedrigerer Vorlauftemperatur integrieren. Der Umstieg auf erneuerbare Energieträger und effiziente Speichersysteme ist entscheidend für die Emissionsminderung. Die CO₂-Äquivalent-Emissionen variieren je nach Konzept erheblich. Der Einsatz von Wärmespeichern und insbesondere von Hochtemperatur-Aquiferwärmespeichern (HT-ATES), kann vor allem bei rein elektrischer Wärmeerzeugung im Jahr 2030 zur Reduktion beitragen.

Über alle Anwendungsfälle zeigt sich, dass Langzeitwärmespeicher den erneuerbaren Energie (EE) – oder Abwärmeanteil in der Wärmeversorgung erhöhen. Zukünftig können sie die Wärmegestehungskosten reduzieren. Somit sollten sie Bestandteil zukunftsfähiger Fern- und Nahwärmenetze sein. In der dezentralen Wärmeversorgung zeigen die Untersuchungen, dass Wärmespeicher in Berliner Altbauten in Kombination mit Wärmepumpen und Elektroheizern wirtschaftlich sein können und zur Reduktion von Stromspitzenlasten beitragen können. In den Untersuchungen für Berliner Neubauten sind Konzepte ohne Wärmespeicher unter den getroffenen Annahmen wirtschaftlicher. Die Reduktion der Wärmegestehungskosten ist bei Einsatz der Wärmespeicher gering. Ein zusätzlicher Anreiz könnte durch variable Netzentgelte und die Integration von Photovoltaik entstehen, die die kurzfristige Speicherung von Wärme fördern würden.

Die Untersuchung des Wärmespeicher- und des Flächenbedarfs in Berlin zeigt, dass die Potenzialflächensuche für oberflächennahe Aquifere eher unkritisch ist. Behälterwärmespeicher sind in Wärmenetzen meist gut integrierbar, da der Platzbedarf an Heizkraftwerken in der Regel bereits bei der Planung berücksichtigt wird. In Bestandsquartieren gestaltet sich die Flächensuche für Behälterwärmespeicher jedoch

schwierig. Tiefe Aquiferwärmespeicher erfordern Fläche im moderaten Umfang. Erdbeckenwärmespeicher hingegen haben einen erheblich höheren Flächenbedarf. Derzeit gibt es verlässliche Daten zur Eignung des Untergrunds für tiefe Aquifere für drei Standorte: Wartenberg, Am Reichstag und Adlershof. In der laufenden Roadmap wird die Eignung weiterer Standorte geologisch untersucht. Aus dem derzeitigen Kenntnisstand sind Horizonte im Unteren Jura besonders vielversprechend für tiefe ATES. Für oberflächennahe Aquiferwärmespeicher eignen sich Grundwasserleiter für die Wärmespeicherung. Die Süßwasserhorizonte werden im Hydroportal systematisch erfasst und für die Planung solcher Anlagen herangezogen. Zur Ermittlung des oberirdischen Flächenbedarfs wurden Praxisbeispiele analysiert – insbesondere realisierte Wärmespeicher. Für das Berliner Verbundnetz wurde eine Langzeitwärmespeicherkapazität von 44–440 GWh als sinnvoll erachtet. Ausgehend von festen Speicherkapazitäten wurde berechnet, wie viele Einheiten für verschiedene Gesamtkapazitäten in dieser Spanne benötigt werden und daraus der Flächenbedarf abgeleitet. HT-ATES benötigen deutlich weniger oberirdische Fläche als PTES. Für 420 GWh wären mit HT-ATES einer Kapazität von 30 GWh ca. 14.000 m² erforderlich, weniger als zwei Fußballfelder. Im Gegensatz dazu hätte die Deckung von 29 GWh mit 5,8 GWh PTES bereits 215.000 m² erfordert. Um den standortspezifischen Anforderungen (vgl. Abschnitt 3.5.2) gerecht zu werden, ist absehbar, dass ein Mix aus verschiedenen Wärmespeichertechnologien erforderlich sein wird.

Als wesentliche Hemmnisse für die Umsetzung von Wärmespeicherprojekten in Berlin wurden vor allem der Mangel an verfügbaren Flächen sowie das Genehmigungsrecht und die Verwaltungspraxis festgestellt. Ein weiteres Hemmnis sind Wissenslücken bezüglich des tiefen Berliner Untergrunds. Technoökonomische Aspekte – vor allem hohe Investitionskosten sowie Fragen der Finanzierung sind weniger Berlin-spezifisch, sondern korrelieren mit übergeordneten und gesamtsystemischen Fragen der Wärme- und Energiewende.

Der geltende Rechtsrahmen ermöglicht grundsätzlich die Genehmigung von Wärmespeichern in Berlin. Allerdings bleiben die genauen Genehmigungsvoraussetzungen in einigen Bereichen rechtlich unklar. Insbesondere besteht Unsicherheit hinsichtlich der Abgrenzung der Anwendbarkeit von Berg- und Wasserrecht sowie der Einordnung des bergrechtlichen Begriffs der Sole. Aus baugenehmigungsrechtlicher Sicht bestehen hingegen grundsätzlich keine wesentlichen Einschränkungen.

Die Genehmigungsfähigkeit hängt stets vom konkreten Einzelfall ab, insbesondere vom jeweiligen Baugebiet sowie von der Bauweise des Wärmespeichers (ober- oder unterirdisch). Es bleibt eine politische Entscheidung, ob die Errichtung von Wärmespeichern in Abwägungsprozessen durch das Einstellen ins überragende öffentliche Interesse und

durch die Festlegung als raumordnerisches Ziel (zukünftig) privilegiert wird. Dadurch würde ihnen in Planungs- und Genehmigungsverfahren besonderes Gewicht beigemessen. Zwar zielen mehrere Gesetzentwürfe auf Bundesebene auf eine Vereinfachung ab, indem sie den Rechtsrahmen für Wärmespeicher übergeordnet abbilden wollen. Allerdings lösen diese Entwürfe die oben genannten ungeklärten Rechtsfragen bislang nicht.

Um die Umsetzung von Langzeitwärmespeichern zu unterstützen, wurden auf Basis einer Stakeholder-Einbindung sechs Handlungsmaßnahmen zur Verbesserung der Rahmenbedingungen vorgeschlagen. Elementar beinhalten diese die Optimierung und Verstetigung der betroffenen Verwaltungsprozesse sowie eine Präzisierung beziehungsweise Schärfung des ihnen zugrundeliegenden Verwaltungsrechts. In weiteren Maßnahmenvorschlägen wurden diverse Informationsmedien, etwa zu Genehmigungsprozessen, zur Flächenverfügbarkeit, zum Nutzen von Wärmespeichern sowie zu Kenntnissen zum Berliner Untergrund, für unterschiedliche Interessensgruppen konkretisiert sowie ein Umsetzungsprojekt und ein wissenschaftliches Gutachten vorgeschlagen.

8 Quellen

- [1] E. Dunkelberg, J. Weiß, C. Maaß, P. Möhring, und A. Sakhel, „Entwicklung einer Wärmestrategie für das Land Berlin. Studie im Auftrag des Landes Berlin, vertreten durch die Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz; Berlin“. 2021.
- [2] Senatsverwaltung für Mobilität, Verkehr, Klimaschutz und Umwelt und Referat Klimaschutz und Klimaanpassung, „Gesamtstädtische Wärmeplanung für das Land Berlin“. Zugegriffen: 11. Dezember 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.berlin.de/sen/uvk/klimaschutz/waermewende/gesamtstaedtische-waermeplanung/>
- [3] A. Christidis, „Thermische Speicher zur Optimierung des Betriebs von Heizkraftwerken in der Fernwärmeversorgung“, TU Berlin, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.14279/depositonce-8103>
- [4] M. Sterner und I. Stadler, Hrsg., *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017. doi: 10.1007/978-3-662-48893-5.
- [5] F. Ochs, „Stand der Technik erdvergrabener Wärmespeicher, FFG Projekt store4grid, Bericht“, UIBK, Innsbruck, Dez. 2013. [Online]. Verfügbar unter: http://www.aee-now.at/cms/fileadmin/downloads/projekte/store4grid/store4grid_stand_der_technik.pdf
- [6] P. Engelmann u. a., „Systemische Herausforderung der Wärmewende. Abschlussbericht“, 2021.
- [7] C. Maaß, P. Möhring, A. Purkus, M. Sandrock, L. Freiberger, und B. Kleinertz, „Grüne Fernwärme für Deutschland–Potenziale, Kosten, Umsetzung“, *Kurzstudie Im Auftr. BDEW–Bundesverband Energ.- Wasserwirtsch. EV Hambg. Inst. Forschungsgesellschaft Für Energiewirtschaft Hambg. Münch.* URL https://www.bdew.de/media/documents/2021-04-06/BerichtKurzstudiegr_C3_BCneFernw_C3A4rmeFinalfassung.Pdf, 2021.
- [8] T. Schmidt und H. Müller-Steinhagen, „Erdsonden-und Aquifer-Wärmespeicher in Deutschland“, *OTTI Profiforum Oberflächennahe Geothermie Regenstau*, Bd. 14, S. 15, Apr. 2005.
- [9] R. Stemmler, V. Hammer, P. Blum, und K. Menberg, „Potential of low-temperature aquifer thermal energy storage (LT-ATES) in Germany“, *Geotherm. Energy*, Bd. 10, Nr. 1, S. 24, Okt. 2022, doi: 10.1186/s40517-022-00234-2.
- [10] G. Blöcher u. a., „Geothermie in urbanen Räumen : thermische Untergrundspeicherung und Tiefe Geothermie in Deutschland“, *Syst. Erde* 9, S. 4 MB, 2019, doi: 10.2312/GFZ.SYSERDE.09.01.1.

- [11] P. Fleuchaus, S. Schüppler, M. Bloemendal, L. Guglielmetti, O. Opel, und P. Blum, „Risk analysis of High-Temperature Aquifer Thermal Energy Storage (HT-ATES)“, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, Bd. 133, S. 110153, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.110153.
- [12] R. Stieglitz und W. Platzer, „Low Temperature Systems for Buildings“, in *Solar Thermal Energy Systems*, Cham: Springer International Publishing, 2024, S. 857–988. doi: 10.1007/978-3-031-43173-9_9.
- [13] F. Ruesch, „Erdbecken- Wärmespeicher, Faktenblatt 4: Wärmespeicher in thermischen Netzen, Forschungsprojektes BigStoreDH“, Faktenblatt 4, 2023. Zugegriffen: 27. Februar 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ost.ch/de/forschung-und-dienstleistungen/technik/erneuerbare-energien-und-umwelttechnik/spf-institut-fuer-solartechnik/forschung/projekte/details/bigstoredh-grosse-waermespeicher-fuer-waermenetze-1194>
- [14] Dr. Max Peters, Boris Bartenstein, Holger Hebisch, Christian Kaiser, und Florian Anders, „TECHNIKKATALOG KOMMUNALE WÄRMEPLANUNG Version 1.1.4 KEA-BW“. März 2024.
- [15] Danish Energy Agency, „Technology Data for Energy Storage“, Apr. 2024. Zugegriffen: 11. Juni 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://ens.dk/en/our-services/technology-catalogues/technology-data-energy-storage>
- [16] A. Kallert, E. Lamvers, M. Schurig, und Y. J. Yu, „Thermische Energiespeicher für Quartiere - Aktualisierung“, Feb. 2023. Zugegriffen: 27. Februar 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/Thermische_Energiespeicher_fuer_Quartiere_-_Aktualisierung.pdf
- [17] F. Ruesch, „Aquifer - Wärmespeicher, Faktenblatt 6: Wärmespeicher in thermischen Netzen, Forschungsprojektes BigStoreDH“, Faktenblatt, 2023. Zugegriffen: 27. Februar 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ost.ch/fileadmin/dateiliste/3_forschung_dienstleistung/institute/spf/forschung/projekte/bigstoredh-factsheet-aquifer.pdf
- [18] Per Sörensen und Matthias Sandrock, „The role of thermal storages and solar thermal in transition to CO₂-neutral hybrid heating and cooling systems in cities. Proceedings of 5th Solar District Heating Conference in Graz 2018“, gehalten auf der 5th International Solar District Heating Conference, Graz, Austria, April 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2018/06/Proceedings-SDH-2018.pdf>
- [19] M. Frick, S. Kranz, B. Norden, D. Bruhn, und S. Fuchs, „Geothermal Resources and ATES Potential of Mesozoic Reservoirs in the North German Basin“, *Energies*, Bd. 15, Nr. 6, S. 1980, März 2022, doi: 10.3390/en15061980.

- [20] P. Rundel u. a., „Speicher für die Energiewende“, *Fraunhofer-Inst. Für Umw. Sicherh.-Energietechnik Sulzb.-Rosenb.*, 2013, [Online]. Verfügbar unter: https://www.umsicht-suro.fraunhofer.de/content/dam/umsicht-suro/de/documents/studien/studie_speicher_energiewende.pdf
- [21] K. Roselt u. a., „aquistore: Adaption von Technologien saisonaler geogener Wärmespeicher auf die Aquifere der Innovationsregion Mitteldeutschland (Band 1 - Studie) aquistore: Adaptation of seasonal geogenic heat storage technologies to aquifers in the innovation region of Central Germany (Volume 1 - Study)“, Dez. 2021, [Online]. Verfügbar unter: https://transformationsregion-mitteldeutschland.com/wp-content/uploads/2022/01/20211216_Schlussbericht-aquistore_Langfassung.pdf
- [22] F. Ruesch, „Erdsonden- Wärmespeicher, Faktenblatt 5: Wärmespeicher in thermischen Netzen, Forschungsprojektes BigStoreDH“, Faktenblatt 5, 2023. Zugegriffen: 27. Februar 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ost.ch/de/forschung-und-dienstleistungen/technik/erneuerbare-energien-und-umwelttechnik/spf-institut-fuer-solartechnik/forschung/projekte/details/bigstoredh-grosse-waermespeicher-fuer-waermentetze-1194>
- [23] Florian Ruesch, Raphael Das Gupta, und Michel Haller, „Hotspot - Speicherung solarer Wärme im Untergrund auf direkt nutzbarem Temperaturniveau Anforderungen und mögliche Schweizer Standorte“, Rapperswil, März 2018. Zugegriffen: 12. Juni 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ost.ch/fileadmin/dateiliste/3_forschung_dienstleistung/institute/spf/forschung/projekte/hotspot_schlussbericht_180326.pdf
- [24] F. Ruesch, „Druckloser Stahltank, Faktenblatt 1: Wärmespeicher in thermischen Netzen, Forschungsprojektes BigStoreDH“, Faktenblatt 4, 2023. Zugegriffen: 27. Februar 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ost.ch/fileadmin/dateiliste/3_forschung_dienstleistung/institute/spf/forschung/projekte/bigstoredh-factsheet-stahltank-drucklos.pdf
- [25] BVES e.V., „Factsheet Sensibler (Wärme-)Wasserspeicher“. Zugegriffen: 12. Juni 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bves.de/wp-content/uploads/2023/07/FactSheet_thermisch_sensibelWasser.pdf
- [26] M. S. Triebs, E. Papadis, H. Cramer, und G. Tsatsaronis, „Landscape of district heating systems in Germany – Status quo and categorization“, *Energy Conversion and Management*, Nr. X 9 (2021) 100068, Dez. 2020, Zugegriffen: 6. Februar 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2020.100068>
- [27] A. J. W. Hedbäck, „Pressureless accumulator for district heating systems (EP 2698584 B1)“, 26. März 2013 Zugegriffen: 6. Februar 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://patentimages.storage.googleapis.com/f7/67/32/783abaf5a680f3/EP2698584B1.pdf>

- [28] F. Ruesch, „Faktenblatt 2: Wärmespeicher in thermischen Netzen - Stahl - Druckbehälter“, Faktenblatt 2, 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ost.ch/fileadmin/dateiliste/3_forschung_dienstleistung/institute/spf/forschung/projekte/bigstoredh-factsheet-stahl-tank-druck-behaftet.pdf
- [29] SenMVKU, „Geologische Skizze von Berlin“. Zugegriffen: 14. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.berlin.de/sen/uvk/umwelt/wasser-und-geologie/geologie/>
- [30] Senatsverwaltung für Mobilität, Verkehr, Klimaschutz und Umwelt und Abteilung Integrativer Umweltschutz, „Geothermie“. Zugegriffen: 12. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.berlin.de/sen/uvk/umwelt/wasser-und-geologie/geologie/geothermie/>
- [31] SenMVKU, „Tiefe und Oberflächennahe Geothermie“. Zugegriffen: 14. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.berlin.de/sen/uvk/_assets/umwelt/wasser-und-geologie/geologie/geothermie/tiefe-geothermie-oberflaechennahe-geothermie.png
- [32] I. Stober und K. Bucher, *Geothermie*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2020. doi: 10.1007/978-3-662-60940-8.
- [33] Dr. Alexander Meeder, „Oberflächennahe Geothermie zum effizienten Heizen und Kühlen im – innerstädtischen – Quartier: Betriebserfahrungen“, gehalten auf der 9. Norddeutsche Geothermietagung, Geozentrum Hannover, 3. Mai 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.norddeutsche-geothermietagung.de/vortraege/2017/NGT-2017-ONG-3-Meeder-Heizen-und-Kuehlen-im-Quartier.pdf>
- [34] Senatsverwaltung für Mobilität, Verkehr, Klimaschutz und Umwelt, „Senat beschließt Roadmap für Tiefe Geothermie in Berlin“. Zugegriffen: 12. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.berlin.de/rbmskzl/aktuelles/pressemitteilungen/2023/pressemitteilung.1349670.php>
- [35] „VDI 4640 Blatt 1 - 2021-12 - DIN Media“. Dezember 2021. Zugegriffen: 21. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dinmedia.de/de/technische-regel-entwurf/vdi-4640-blatt-1/343766891>
- [36] Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU), „Erdwärme - die Energiequelle aus der Tiefe“, 2016.
- [37] AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., „AGFW-Arbeitsblatt 313: Berechnung der thermischen Verluste von thermischen Energiespeichern“, Nov. 2015. Zugegriffen: 6. Februar 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.agfw.de/technik-sicherheit/erzeugung-sektorkopplung-speicher/waermespeicher/speicherverluste/>

- [38] Vattenfall GmbH, „Erstbefüllung des Wärmespeichers Reuter West“, Vattenfall. Zugegriffen: 13. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://group.vattenfall.com/de/newsroom/news/2022/in-reuter-west-werden-rund-350.000-badewannen-befullt>
- [39] A. Kraft, „KWK, PtH und Wärmespeicher“, gehalten auf der Strommarkttagung, Berlin, 11. April 2016. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.strommarkttagung.org/2016-04-15-Kraft-KWK-W%C3%A4rmespeicher.pdf>
- [40] M. Al-Addous, „Berechnen der Größe von Wasserspeichern zum saisonalen Speichern von Wärme bei der ausschließlichen Wärmeversorgung von Häusern mit Solarkollektoren“, 2006, [Online]. Verfügbar unter: <https://tubaf.qucosa.de/api/qucosa%3A22546/attachment/ATT-0/>
- [41] F. Ochs, A. Zottl, H. Schranzhofer, C. Halmdienst, und D. Reiterer, „Optimierte Erdbecken-Wärmespeicher für Nahwärmenetze (Ergebnisbericht)“, ., Wien, 2015. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.aee-now.at/cms/fileadmin/downloads/projekte/store4grid/Store4Grid%20Leitfaden%20final%20druck.pdf>
- [42] M. Haller und F. Ruesch, „Saisonale Wärmespeicher – Stand der Technik und Ausblick, Fokusstudie“, in *Forum Energiespeicher Schweiz*, 2019.
- [43] W. van Helden, G. Wallner, und others, „Saisonale Speicher zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien für Distrikte“, *Final Report – gigaTES Proj.*, Aug. 2021, [Online]. Verfügbar unter: https://www.gigates.at/images/Appendix17_publishable_report_graphically_designed_DE.pdf
- [44] R. J. Caljé, „Future use of Aquifer Thermal Energy Storage below the historic centre of Amsterdam“, *TU Delft Dep. Water Manag. Delft*, 2010.
- [45] J. Goeke, *Thermische Energiespeicher in der Gebäudetechnik: sensible Speicher, latente Speicher, Systemintegration*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2021.
- [46] P. Fleuchaus, S. Schüppler, R. Stemmler, K. Menberg, und P. Blum, „Aquiferspeicher in Deutschland“, *Grundwasser*, Bd. 26, Nr. 2, S. 123–134, Juni 2021, doi: 10.1007/s00767-021-00478-y.
- [47] B. Drijver, *Drijver (2011) High temperature aquifer thermal energy storage (HT-ATES) - water treatment in practice*. 2011.
- [48] B. Drijver, M. Aarssen, und B. Zwart, *High-temperature aquifer thermal energy storage (HT-ATES) - sustainable and multi-usable*. 2012.
- [49] A. Kallesøe und T. Vangkilde-Pedersen, „Underground Thermal Energy Storage (UTES) – State-of-the-Art“, *Ex. Cases Lessons Learn. HEATSTORE Proj. Rep.*, 2019, [Online]. Verfügbar unter:

- https://www.heatstore.eu/documents/HEATSTORE_UTES%20State%20of%20the%20Art_WP1_D1.1_Final_2019.04.26.pdf
- [50] J. Hinrichsen, T. Bachmann, D. Weiblein, und A. Saadat, „Expertengespräch mit der BTB“, 12. März 2024.
- [51] Bundesministeriums für Umwelt, und Naturschutz, Bau- und Reaktorsicherheit, „Auswirkungen thermischer Veränderungen infolge der Nutzung oberflächennaher Geothermie auf die Beschaffenheit des Grundwassers und seiner Lebensgemeinschaften – Empfehlungen für eine umweltverträgliche Nutzung –“, 2015.
- [52] M. Bonte, „Impacts of shallow geothermal energy on groundwater quality: a hydrochemical and geomicrobial study of the effects of ground source heat pumps and aquifer thermal energy storage“, 2013.
- [53] J. Griffioen und C. A. J. Appelo, „Nature and extent of carbonate precipitation during aquifer thermal energy storage“, *Appl. Geochem.*, Bd. 8, Nr. 2, S. 161–176, 1993.
- [54] D. Bruhn, S. Köhler, S. Regenspurg, und F. Schumann, „Positionspapier: Wärmerversorgung in Berlin und Brandenburg durch Geoenergie-Empfehlungen der GeoEnergie Allianz Berlin Brandenburg zu Forschung und Umsetzung“, 2023.
- [55] I. Budach und D. J. Birner, „EINE ROADMAP FÜR DIE TIEFE GEOTHERMIE IN BERLIN!“, 2024.
- [56] E. Dinkel u. a., „Groundwater Circulation Wells for geothermal use: preliminary results of the project Integralsonde Type II“, gehalten auf der 43rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, 2018, S. 6.
- [57] E. Dinkel u. a., „Groundwater circulation wells for geothermal use and their impact on groundwater quality“, *Geothermics*, Bd. 86, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.geothermics.2020.101812.
- [58] E. Dinkel, B. Braun, und T. Scheytt, „Oberflächennahe Grundwasserzirkulationsbrunnen zur geothermischen Nutzung“, Dez. 2017.
- [59] Dr. A. Mauerberger und M. Herrmann, „DemoSpeicher“. Zugegriffen: 2. September 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.demospeicher.de/startseite>
- [60] M. Viernickel, „Wohnen und Wärme - neue Wege für Klimaneutralität im Wohnungsbestand Aquiferspeicher und kalte Nahwärme / ‚Unweltwärmenetze‘“, gehalten auf der IBB Berlin - Immobiliendialog, 20.09.2023. Zugegriffen: 2. September 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ibb.de/media/dokumente/veranstaltungen/is/berliner-immobiliendialog-2023/immodialog-v.-20.09.23-vortrag-v.-e-zeit-ingenieure-hrn.-viernickel-wohnen-u.-waerme-klimaneutralitaet.pdf>

- [61] BVES, „Factsheet Feststoffspeicher für die Wärmewende“, Juni 2021. Zugriffen: 13. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bves.de/wp-content/uploads/2023/07/FactSheet_themisch_latent_Feststoffspeicher.pdf
- [62] „Sektorenkoppelnder Stahlspeicher bringt Energiewende“, Vattenfall. Zugriffen: 16. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://group.vattenfall.com/de/newsroom/pressemitteilungen/2018/sectorenkoppelnder-stahlspeicher>
- [63] Energie B., „Projekt“, Berlin spart Energie. Zugriffen: 16. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.berlin-spart-energie.de//projekt/hochtemperaturstahlspeicher-von-lumenion-375.html>
- [64] N. AG, „Mit dem Stahlspeicher das Stromnetz entlasten und Wärme liefern“. Zugriffen: 16. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energiezukunft.eu/wirtschaft/ein-stahlspeicher-fuer-die-energieversorgung-von-morgen>
- [65] F. Toro, E. Jochem, und O. Lösch, „Bewertung der thermischen Energiespeicher (Latentwärmespeicher) als eine Komponente industrieller Abwärmenutzung FuE-Bedarf, Marktpotentiale, Hemmnisse und Empfehlungen-ein Statuspapier“, 2021, [Online]. Verfügbar unter: https://irees.de/wp-content/uploads/2021/02/Status-Bericht-LWS_IREES-Final-002.pdf
- [66] Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) und Zentrum für Angewandte Energieforschung (ZAE) Bayern, „Simulation des Einsatzes von Latentwärmespeichern in Gewächshäusern“, 2006, [Online]. Verfügbar unter: UR - https://www.gartenbau.sachsen.de/download/Bericht_Waermespeicher_LfL_ZAE_2006%281%29.pdf
- [67] H. Watter, *Regenerative Energiesysteme*, 4. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2015. [Online]. Verfügbar unter: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-658-09638-0>
- [68] V. Wesselak, T. Schabbach, T. Link, und Jo. Fischer, *Regenerative Energietechnik*, 2. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg, 2013. [Online]. Verfügbar unter: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-642-24165-9>
- [69] *Energiespeicher - Stand und Perspektiven*. in Arbeitsbericht, no. 123. TAB - Büro für Technikfolgen- Abschätzung beim Deutschen Bundestag, 2008.
- [70] Dr. A. Wörner, „Thermochemische Wärmespeicher“. Zugriffen: 21. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dlr.de/de/medien/publikationen/broschueren/thermochemische-waermespeicher-helmholtz>
- [71] E. Dunkelberg, J. Weiß, C. Maaß, P. Möhring, und A. Sakhel, „Entwicklung einer Wärmestrategie für das Land Berlin“, *Stud. Im Auftr. Landes Berl. Vertret. Durch Senatsverwaltung Für Umw. Verk. Klimaschutz*, 2021.

- [72] Senatsverwaltung für Wirtschaft, Energie und Betriebe, „Kraft-Wärme-Kopplung“. Zugegriffen: 30. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.berlin.de/sen/energie/energiewirtschaft/kraft-waerme-kopplung/>
- [73] Vattenfall, „Dekarbonisierungsfahrplan für die Wärmenetze der Vattenfall Wärme Berlin AG“. 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bew.berlin/binaries/content/assets/website/downloads/dekarbonisierungsfahrplan---vattenfall-waerme-berlin-ag.pdf>
- [74] Fernheizwerk Neukölln AG, „Fernheizwerk Neukölln AG DEKARBONISIERUNGSFAHRPLAN Kurzversion“. Zugegriffen: 13. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://fhw-neukoelln.de/wp-content/uploads/2023/07/Dekarbonisierungsfahrplan.pdf>
- [75] BTB GmbH, „Dekarbonisierungsfahrplan“, Juni 2023. Zugegriffen: 30. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.btb-berlin.de/fileadmin/user_upload/files/umwelt-klima-energiewende/BTB_Dekarbonisierungsfahrplan_2023.pdf
- [76] H. Lund u. a., „Perspectives on fourth and fifth generation district heating“, *Energy*, Bd. 227, S. 120520, Juli 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.120520.
- [77] PTJ Projektträger Jülich, „Unterirdischer Speicher sorgt für klimafreundliche Wärme“, <https://www.energiewendebauen.de/>. Zugegriffen: 12. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energiewendebauen.de/projekt/unterirdischer-speicher-sorgt-fuer-klimafreundliche-waerme>
- [78] EnArgus, „Reallabor: GeoSpeicherBerlin – Integration eines Hochtemperatur-Aquiferwärmespeichers mit Wärmepumpensystem in ein Fernwärmenetz; Teilvorhaben: Konzeptionierung und Modellierung der Kopplung der Systeme“. Zugegriffen: 28. Februar 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&q=Technische%20Universit%C3%A4t%20Dresden%20-%20Fakult%C3%A4t%20Maschinenwesen%20-%20Institut%20f%C3%BCr%20Energietechnik%20-%20Professur%20f%C3%BCr%20Geb%C3%A4udeenergietechnik%20und%20W%C3%A4rmeversorgung&v=10&s=10&id=31448158>
- [79] B. für W. und K. (BMWK), „Neues Reallabor der Energiewende: Mehr klimafreundliche Wärme mit saisonalem Speicher“, <https://www.energieforschung.de/>. Zugegriffen: 28. Februar 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energieforschung.de/aktuelles/news/2023/reallabor-mehr-klimafreundliche-waerme-mit-saisonaem-speicher>
- [80] „Power-to-Fernwärme HKW Buch“. Zugegriffen: 13. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.windnode.de/ueber/schaufenster-archiv/besuchbare-orte-archiv/power-to-fernwaerme-hkw-buch/>

- [81] L. Schwarzer und A. Ulrich, „Der Berliner Boden als Thermoskanne“, Sendung: rbb24 Abendschau, 06.09.23, 19:30 Uhr. Zugegriffen: 28. Februar 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.rbb24.de/wirtschaft/beitrag/2023/09/berlin-geothermie-boden-als-thermoskanne-waermespeicher-energiewende.html>
- [82] A. Kraft, „Großwärmespeicher – Bausteine der Energiewende KWK-Jahreskonferenz 2018“, 7. Oktober 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://enerko.de/wp-content/uploads/2018/11/181026-W%C3%A4rmespeicher_Kraft.pdf
- [83] A.-C. Erbstößer und D. Müller, „Vernetzte Energie im Quartier - Report 2017“, 1017.
- [84] HIC Hamburg Institut Consulting GmbH, „SysGF: Systemische Analyse von Großwärmespeichern in der Fernwärme“, SysGF: Systemische Analyse von Großwärmespeichern in der Fernwärme. Zugegriffen: 3. Februar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hamburg-institut.com/projects/sysgf-systemische-analyse-von-grosswaermespeichern-in-der-fernwaerme/>
- [85] U. Seiffert, „Erdbeckenwärmespeicher - gutes Projekt, falsche Zeit“, Erdbeckenwärmespeicher - gutes Projekt, falsche Zeit. Zugegriffen: 3. Februar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.unser-wuertal.de/nachrichten/artikel/erdbeckenwaermespeicher-graefelfing-gescheitert.html>
- [86] E. Dunkelberg, Y. Acker, T. Baerens, S. Blömer, und J. Weiß, „Bestimmung des Potenzials von Abwärme in Berlin: Abschlussbericht“. 2023.
- [87] „Buckower Felder“, STADT UND LAND. Zugegriffen: 22. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.stadtundland.de/Bauen/Neubau/Neukoelln/im-bau/Buckower-Felder.php>
- [88] „Ihre Vorteile – Nahwärme Eichkamp“. Zugegriffen: 4. Dezember 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://nahwaerme-eichkamp.berlin/ihre-vorteile/>
- [89] D. Münnich, Henkel, Noubi, Siebold, und Erdmann, „Machbarkeitsstudie und Planungsleistungen nach Modul 1 der BEW Siedlung Eichkamp (Berlin); Bezirk Charlottenburg-Wilmersdorf“. Zugegriffen: 11. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://xn--nahwrme-west-jcb.berlin/wp-content/plugins/pdfjs-viewer-shortcode/pdfjs/web/viewer.php?file=https://xn--nahwrme-west-jcb.berlin/wp-content/uploads/2023/11/BEW-Modul1_Berlin-Eichkamp.pdf&attachment_id=1574&dButton=true&pButton=true&oButton=false&sButton=true#zoom=auto&pagemode=none&_wpononce=3acb22fff7
- [90] A.-C. Erbstößer und D. D. Müller, „Vernetzte Energie im Quartier“, 2020.
- [91] „Quartier Haus der Statistik“, Berliner Stadtwerke GmbH. Zugegriffen: 12. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://berlinerstadtwerke.de/energieprojekte/quartier-haus-der-statistik/>

- [92] NATURSTROM AG, „Machbarkeitsstudie zur CO₂-armen und effizienten Energieversorgung (Teil 1) mit integriertem Mobilitätskonzept (Teil 2)“. Zugegriffen: 12. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bim-berlin.de/fileadmin/Bilder_BIM_Website/5_Presse/Publikationen/200515_Machbarkeitsstudie_Haus_der_Statistik_NaturstromAG.pdf
- [93] „Erweiterbare Quartiersvernetzung, Quartiersstromnetz, eMobilität – eZeit Ingenieure GmbH“. Zugegriffen: 22. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://ezeit-ingenieure.de/projekt/erweiterbare-quartiersvernetzung-rollberg/>
- [94] „Projekt »ALLTAG« Energiekonzept für Neubau MFH – eZeit Ingenieure GmbH“. Zugegriffen: 22. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://ezeit-ingenieure.de/projekt/alltag-energiekonzept-neubau/>
- [95] „Projekt »CRCLR House« Umnutzung, Neubau und Sanierung – eZeit Ingenieure GmbH“. Zugegriffen: 22. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://ezeit-ingenieure.de/projekt/crclr-house-projekt-neubausanierung/>
- [96] „ENERGIEZENTRALE“, TRNSFRM. Zugegriffen: 22. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.trnsfrm.org/project/energiezentrale/>
- [97] C. Hunziker, „Bundesministerin im Heizungskeller“, *IVV Immob. Vermieten Verwalt.*, Nr. 05, Mai 2023, Zugegriffen: 27. Februar 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.vermieter-ratgeber.de/sites/default/files/public/data-fachartikel/IVV_2023_05_Bundesministerin-im-Heizungskeller_28-30_0.pdf
- [98] Greenhouse Media GmbH, „Berlin-Lichterfelde: Märkische Scholle heizt mit offenem Erdwärme-Speicher“, *energie-experten*. Zugegriffen: 28. Februar 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energie-experten.org/projekte/berlin-lichterfelde-maerkische-scholle-heizt-mit-offenem-erdwaerme-speicher>
- [99] F. Sick, S. Dietz, und F. Werder, „Energiewendebauen: Monitoring degewo Zukunftshaus in Berlin - Sanierung eines Zeilenhochhauses mit energetischen Zielen lokaler regenerativer Energiebedarfsdeckung für den Gebäudebetrieb - Forschungsfokus: Übertragbarkeit: Schlussbericht: Laufzeit des Vorhabens: 01.03.2016 bis 31.08.2020“, [object Object], 2020. doi: 10.2314/KXP:1756905231.
- [100] „Neulichterfelde“. Zugegriffen: 13. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.grothgruppe.de/Projekte/Neulichterfelde/>
- [101] Silke Bartolomäus, „Quartiere neu denken“. Zugegriffen: 13. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://neulichterfelde.de/wp-content/uploads/2020/06/naturstrom_quartiere_neu_denken.pdf
- [102] „KOKONI ONE“. Zugegriffen: 13. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://incept.dev/projekte/kokoni-one>

- [103] Tim, „Das brennstofffreie Zukunftsquartier“, 25 Jahre Zukunft - 25 Jahre Naturstrom. Zugegriffen: 13. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://25-jahre.naturstrom.de/kokoni-one/>
- [104] „Grundsteinlegung beim nachhaltigen Holzbauquartier Kokoni One in Berlin-Französisch Buchholz“. Zugegriffen: 13. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://incept.dev/grundsteinlegung-beim-nachhaltigen-holzbauquartier-kokoni-one-in-berlin-franzoesisch-buchholz>
- [105] Ernst Huenges, Ali Saadat, und Ben Norden, „ATES TU-Campus Berlin Option für Wärmespeicherung - Erste Ergebnisse von der geothermischen Forschungsbohrung Gt B Chb 1/2015“, 23. November 2016.
- [106] Arbeitskreis Energie/Siedlerverein Eichkamp e.V, „News – nahwärme-west.berlin“. Zugegriffen: 27. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://xn--nahwrme-west-jcb.berlin/news/>
- [107] A. Eicke, L. Hirth, und J. Mühlenpfordt, „Kurzstudie: Mehrwert dezentraler Flexibilität“, März 2024.
- [108] *oemof/demandlib*. (15. Oktober 2024). Python. oemof community. Zugegriffen: 27. November 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://github.com/oemof/demandlib>
- [109] Vattenfall Wärme Berlin AG, *Technische Anschlussbedingungen (TAB) für den Anschluss an Wärmenetze*. Berlin: Vattenfall Wärme Berlin AG, 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://waerme.vattenfall.de/binaries/content/assets/waermehaus/startseite/produkte/waerme/stadtwaerme/technische_anschlussbedingungen.pdf
- [110] R. Kretschmer, *Methodische Grundlagen zur optimalen Auslegung kleiner Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung mit Kurzzeitwärmespeichern*. 1994.
- [111] P. Lorentzen, „The use of heat accumulators in district heat networks. Einsatz von Waermespeichern in Fernwaermenetzen“, *Dist. Heat. Int.*, Bd. 22, Nr. 3, 1993.
- [112] R. Dubois, *Optimale Tageseinsatzplanung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Systemen unter Berücksichtigung von Kurzzeitwärmespeichern:(Rückentitel: Einsatzplanung Kraft-Wärme-Kopplung)*. VDI-Verlag, 1986.
- [113] W. Prinz, „Konstruktive und wirtschaftliche Aspekte des Kurzzeit-Wärmespeichers in Flensburg“, 1982.
- [114] J. Beer, B. Rukes, und E. Windorfer, *Optimierung der Wärmeauskopplung aus Großkraftwerken unter Berücksichtigung der zeitlichen Änderungen des Strom [bedarfes] und Wärmebedarfes und unter Einbeziehung von Speichern*. BMFT, 1986.
- [115] A. Herrmann, H. Hüning, und W. Schuricht, „Methode zur Bestimmung des optimalen Einsatzes von Elementen eines Fernwärmesystemes mit Mengenregelung“, 1978.
- [116] Senatsverwaltung für Mobilität, Verkehr, Klimaschutz und Umwelt, „Wasserportal Gewässerkundliche Messdaten“, Wasserportal Berlin. Zugegriffen: 27. November

2024. [Online]. Verfügbar unter:
<https://wasserportal.berlin.de/station.php?anzeige=i&thema=owt&station=141>
- [117] E. Papadis u. a., *DEKADE-F-Wärme: Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung durch die Sektorenkopplung von Strom und Wärme und die Einbindung erneuerbarer Energien*. 2022. doi: 10.2314/KXP:1839193115.
- [118] E. Papadis, „Effects of Decarbonization Measures on the Electricity and Heat Sectors“, 2023.
- [119] Philip Gutschke, „Umlagen auf Strom 2025 – ein aktueller Überblick“, Umlagen Strom 2025. Zugegriffen: 20. Februar 2025. [Online]. Verfügbar unter:
<https://www.wattline.de/energiewissen/strom-umlagen/>
- [120] A. Warburg, „Erdbecken-Wärmespeicher in Deutschland - Ramboll Group“, Ramboll. Zugegriffen: 28. Februar 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ramboll.com/de-de/projekte/energie/erdbecken-warmespeicher-in-deutschland>
- [121] Stefan Maretzki und Thomas Labda, „Meldorf: Deutschlands erster Erdbeckenwärmespeicher legt los“. Zugegriffen: 20. Februar 2025. [Online]. Verfügbar unter:
<https://www.aee.at/zeitschrift-erneuerbare-energie/125-nt-04-2024-infrastrukturen-der-zukunft-waermespeicher-xxl/1556-meldorf-deutschlands-erster-erdbeckenwaermespeicher-legt-los>
- [122] A. Warburg, „Erdbeckenspeicher – Fortsetzung der Erfolgsgeschichte“, Erdbeckenspeicher – Fortsetzung der Erfolgsgeschichte. Zugegriffen: 3. Februar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ramboll.com/de-de/news/erdbeckenspeicher-fortsetzung-der-erfolgsgeschichte>
- [123] C. Klatt, K. Reiß, und C. Elbing, „Wärmeplan Rostock 2035 für die Hanse- und Universitätsstadt Rostock“, energielenker projects GmbH, Rostock, Juni 2022. Zugegriffen: 7. Februar 2025. [Online]. Verfügbar unter:
https://rathaus.rostock.de/media/4984/2022-06-16%20W%C3%A4rmeplan_Rostock_FINAL.444911.pdf
- [124] M. Friesenbichler, Leuchtturmprojekt Erdbeckenspeicher Hechingen: Ein Erfahrungsbericht von der Idee bis zur Umsetzung. Zugegriffen: 7. Februar 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://aee-kongress.ch/wp-content/uploads/2024/09/Friesenbichler_Markus_DE_web.pdf
- [125] Senatsverwaltung für Mobilität, Verkehr, Klimaschutz und Umwelt und Abteilung Integrativer Umweltschutz, „Geologische Bohrdaten der geologischen Landesdatenbank FIS-Broker“. Zugegriffen: 12. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter:
<https://fbinter.stadt-berlin.de/fb/index.jsp?loginkey=showMap&mapId=bohrpunkte@senstadt>

- [126] Dr. Thomas Daffner, Dr. Carsten Leibenath, Johannes Löffler, und Michael Viernickel, „Horizontalfilterbrunnen als Beitrag zur Grundwassernutzung für die alternative Wärme- und Kältegewinnung“, *bbr*, Nr. 6–2023, S. 48–57, Juni 2023.
- [127] Michael Viernickel, Fabian Eichelbaum, und Thomas Daffner, „Aquiferspeicherung mit dem Horizontalfilter-Zirkulationsbrunnen und kalte Netze für die Innenstadt“, gehalten auf der Geothermiekongress Essen, Essen, Okt. 2023, S. 1–3. Zugegriffen: 19. Februar 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.der-geothermiekongress.de/Tagungsband2023/www.conftool.net/geothermiekongress2023/index.php/Viernickel-Aquiferspeicherung_mit_dem_Horizontalfilter-Zirkulationsbrunnen-163_LongVersion6409.pdf?page=downloadPaper&ismobile=false&filename=Viernickel-Aquiferspeicherung_mit_dem_Horizontalfilter-Zirkulationsbrunnen-163_LongVersion.pdf&form_id=163&form_version=final
- [128] R. Stemmler u. a., „Environmental impacts of aquifer thermal energy storage (ATES)“, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, Bd. 151, S. 111560, Nov. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111560.
- [129] Spannowsky, *BeckOK, BauGB*, 62. Aufl. 2023.
- [130] Prof. Dr. Christian Buchmüller, Maître en droit (ITE), Ass. jur. Ilka Hoffmann (ITE), und Ass. jur. Judith Schäfer (IKEM), „Einbindung von Wärmeverbrauchern in grüne Wärmenetze – Kommunale Steuerungsinstrumente“.
- [131] „BlmSchG - nichtamtliches Inhaltsverzeichnis“. Zugegriffen: 16. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/bimschg/>
- [132] P. Neidig, „Rechtsfragen saisonaler Aquifer-Wärmespeicher: Hemmnisse und Lösungsmöglichkeiten aus Sicht des Berg- und Umweltrechts“, Erich Schmidt Verlag, Berlin, 2022.
- [133] Weiss, *Energierrecht - Das Bergrecht und seine energiewirtschaftlichen Bezüge*, 124. Aufl. 2024.
- [134] „Saisonalspeicher.de Das Wissensportal für die saisonale Wärmespeicherung“, Saisonalspeicher.de Das Wissensportal für die saisonale Wärmespeicherung. Zugegriffen: 15. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.saisonalspeicher.de/home/projekte/projekte-in-deutschland/hannover/>
- [135] G. Ludwig, „Umweltaspekte in Verfahren nach dem BBergG“, *ZUR*, Nr. 3, S. 150–157, 2012.
- [136] Stock, *BauNVO*, 5. Aufl. 2022.
- [137] Schiller, *Bauplanungsrecht*, 9. Auflage. 2021. Zugegriffen: 16. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: [beck-shop.de](https://www.beck-shop.de)
- [138] Landmann und Rohmer, *WHG*, 103. Aufl. 2024.

- [139] Bund-/Länderarbeitsgemeinschaft Wasser (LAWA), „Ableitung von Geringfügigkeitsschwellenwerten für das Grundwasser“.
- [140] Bund-/Länder-Arbeitsgemeinschaft Wasser (LAWA), „Empfehlungen der LAWA für wasserwirtschaftliche Anforderungen an Erdwärmesonden und -kollektoren“.
- [141] Czychowski und Reinhardt, *WHG*, 13. Aufl. 2023.
- [142] Wissenschaftliche Dienste (BT), „Ausgleichsverpflichtungen nach dem Baugesetzbuch und dem Bundesnaturschutzgesetz“, 2018.
- [143] Roselt et al., „Adaption von Technologien saisonaler geogener Wärmespeicher auf die Aquifere der Innovationsregion – Schlussbericht – BAND 1: Studie“. 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://transformationsregion-mitteldeutschland.com/wp-content/uploads/2022/01/20211216_Schlussbericht-aquistore_Langfassung.pdf
- [144] Degenhart et al., „Aquiferspeicher – Entwicklung der Einsatzfelder für mitteltiefe Aquiferwärmespeicher in Norddeutschland unter wirtschaftlich/finanziellen, geologisch/technischen, umweltchemischen und rechtlich/förderpolitischen Aspekten“. 2019.
- [145] P. Fleuchaus, S. Schüppler, R. Stemmler, K. Menberg, und P. Blum, „Aquiferspeicher in Deutschland“, *Grundwasser*, Bd. 26, Nr. 2, S. 123–134, Juni 2021, doi: 10.1007/s00767-021-00478-y.
- [146] Papadis et al., „Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung durch die Sektorenkopplung von Strom und Wärme und die Einbindung erneuerbarer Energien“. 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.tib.eu/de/suchen?tx_tibsearch_search%5Baction%5D=getDocument&tx_tibsearch_search%5Bcontroller%5D=Download&tx_tibsearch_search%5Bd%5D=b568a566fb49f17cbfb76b8857370075&tx_tibsearch_search%5Bdocid%5D=TIBKAT%3A1839193115&cHash=7b672fc8d787b2533f7e0c262696ccf6
- [147] Schüppler et al., „Techno-economic and environmental analysis of an Aquifer Thermal Energy Storage (ATES) in Germany“. 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://geothermal-energy-journal.springeropen.com/counter/pdf/10.1186/s40517-019-0127-6.pdf>
- [148] UBA, „Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen am Beispiel tiefengeothermischer Ressourcen“. 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2020_10_21_climate_change_31_2020_kommunaler_klimaschutz_durch_verbesserung_der_effizienz_abschlussb_0.pdf
- [149] Initiative Südpfalz-Energie, „Sommersonne heizt im Winter“. 2015. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.i-suedpfalz->

- energie.de/app/download/5807729438/Excursion_Eggenstein-Loepoldshafen_Solares-Nahw%C3%A4rme-Netz.pdf
- [150] Solites, „Spezifische Kosten von saisonalen Wärmespeichern“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.saisonalspeicher.de/home/planung/voraussetzungen/kosten>
- [151] Dunkelberg et al., „Wirtschaftlichkeit von Mehrleiter-Wärmenetzen“. 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ioew.de/fileadmin/user_upload/BILDER_und_Downloaddateien/Publikationen/2018/IOEW-SR_215_Wirtschaftlichkeit_Mehrleiter-W%C3%A4rmenetze.pdf
- [152] Ramboll, „Wärmespeicherung in Fernwärmenetzen – Möglichkeiten und Grenzen“. 2015. [Online]. Verfügbar unter: https://vbsa.ch/wp-content/uploads/2015/12/VBA040-Studie-W%C3%A4rmespeicherung-101_20151130-komprimiert-PDF-XPS.pdf
- [153] UBA, „Akzeptanz der leitungsgebundenen Wärmeversorgung: Status quo in Deutschland und internationale Erfahrungen – Teilbericht“. 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/14_2024_cc_akzeptanz_waermeversorgung_bf.pdf
- [154] SenMVKU, „Tempelhofer Feld“. 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.berlin.de/sen/uvk/natur-und-gruen/stadtgruen/stadtgruen-projekte/tempelhofer-feld/>
- [155] UBA, „Umweltverträgliche Nutzung geothermischer Wärmespeicher“. 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_113-2022_umweltvertraegliche_nutzung_geothermischer_waermespeicher.pdf
- [156] Senatsverwaltung für Mobilität, Verkehr, Klimaschutz und Umwelt, „Wasserportal Berlin“, Messstellenauswahl. Zugegriffen: 18. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://wasserportal.berlin.de/stationen_start.php

9 Anhang

9.1 Umlagen, Steuern Abgaben und Netzentgelte für 2020 bis 2024

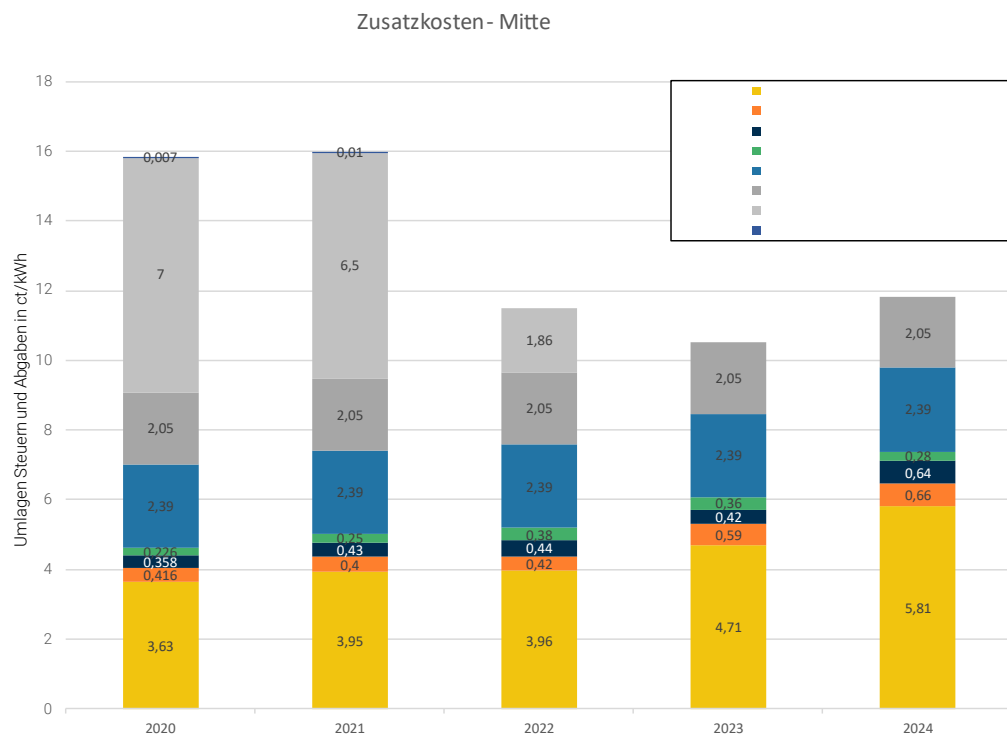


Abbildung 48: Umlagen, Steuern Abgaben und Netzentgelte für 2020 bis 2024

9.2 Verschaltungszeichnungen

Abbildung 49 zeigt ein Diagramm, das den Temperaturverlauf im Erdreich als Funktion der Tiefe veranschaulicht. Die Y-Achse repräsentiert die Tiefe in Metern (m), während die X-Achse die Temperatur in Grad Celsius (°C) darstellt. Es wird angenommen, dass bis zu einer Tiefe von 20 Metern die Temperatur je nach Außentemperatur stark schwankt (in der Darstellung nicht abgebildet). In größeren Tiefen wird die Temperatur zunehmend vom Erdkern beeinflusst und steigt durchschnittlich um 3 °C pro 100 Meter an (geothermischer Gradient). Im oberflächennahen Bereich bewegen sich die Temperaturen in der Regel zwischen 12 °C und 14 °C, während in einer Tiefe von 1.200 Metern etwa 47 °C erreicht

werden [30]⁸⁸. Diese Temperaturverläufe sind entscheidend für die Wahl der Speichertemperaturen in den nachfolgenden Verschaltungszeichnungen.

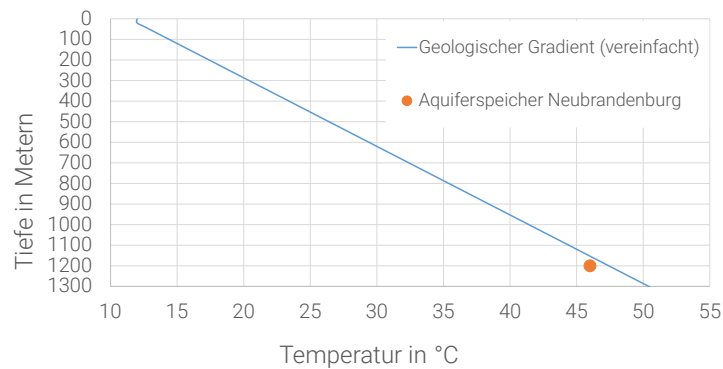


Abbildung 49: Vereinfachte Darstellung des geologischen Gradienten

Die Blockfließbilder der Abbildung 50 -Abbildung 55 zeigen schematisch die vereinfachten hydraulischen Verschaltungen der Fallbeispiele 1–6 (Tabelle 9 /Abschnitt 3.3) während der Entladung. Die (Ab-)Wärmequelle ist jeweils als Block auf der linken Seite der Abbildungen dargestellt, während sich die Wärmesenke (das Wärmenetz) auf der rechten Seite befindet. Je nach Einbindung der Wärmepumpe und des Wärmespeichers ergeben sich unterschiedliche Verschaltungen, die im Folgenden dargestellt werden. Die Pfeile innerhalb der Blockfließbilder geben die Flussrichtung der hydraulischen Kreise an.

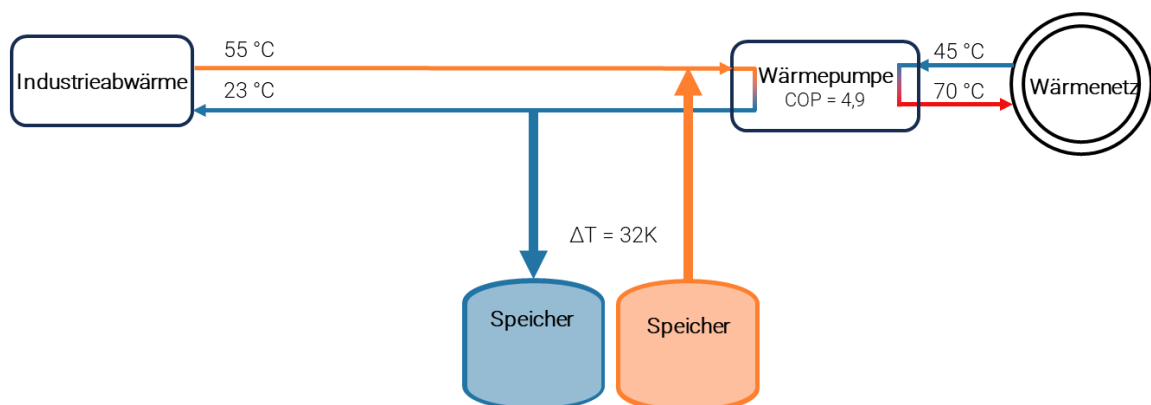


Abbildung 50: Fallbeispiel 1 – Industrieabwärme und HT-ATES oder TTES – Entladung

⁸⁸ Und gemäß Angaben des SenMVKU

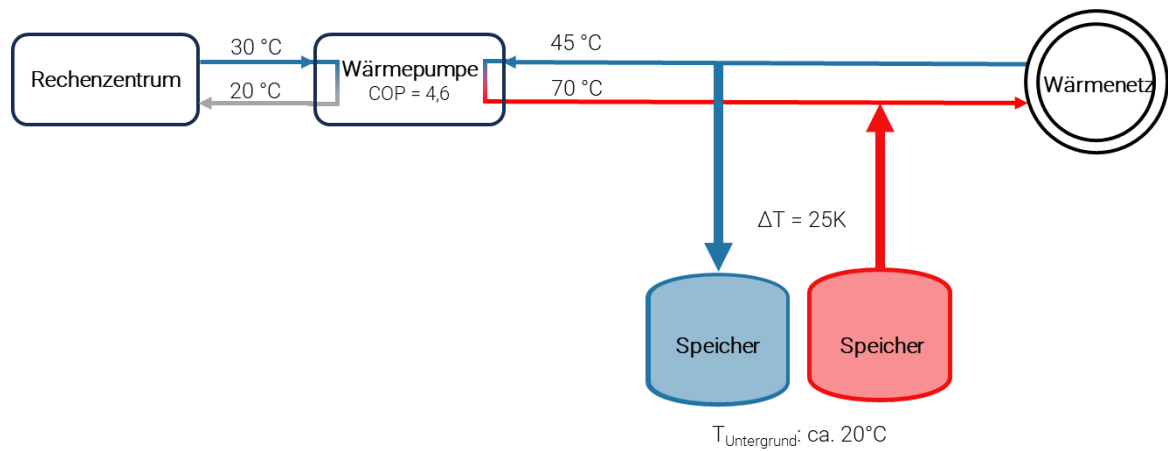


Abbildung 51: Fallbeispiel 2 – Rechenzentrum und HT-ATES oder TTES – Entladung

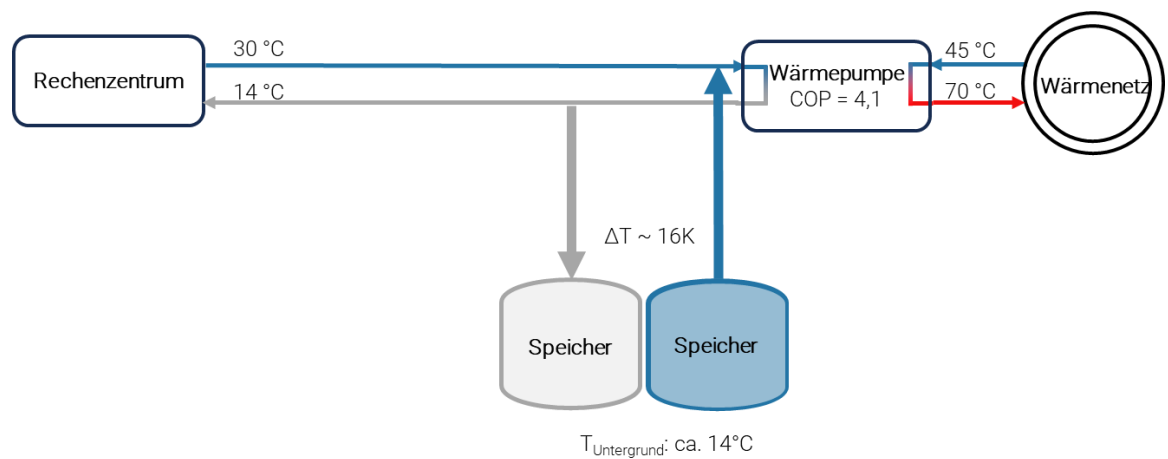


Abbildung 52: Fallbeispiel 3 – Rechenzentrum und NT-ATES – Entladung

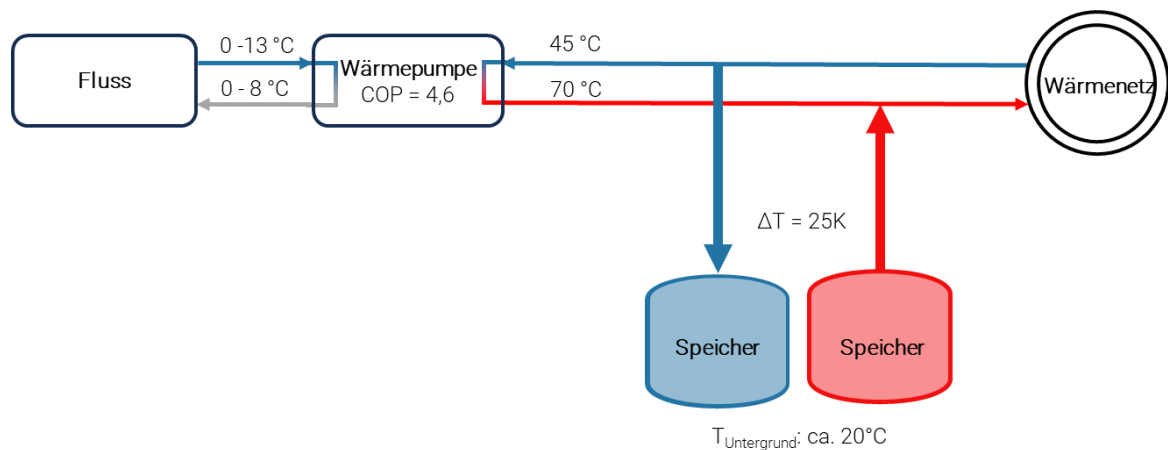


Abbildung 53: Fallbeispiel 4 – Fluss und HT-ATES oder TTES Entladung

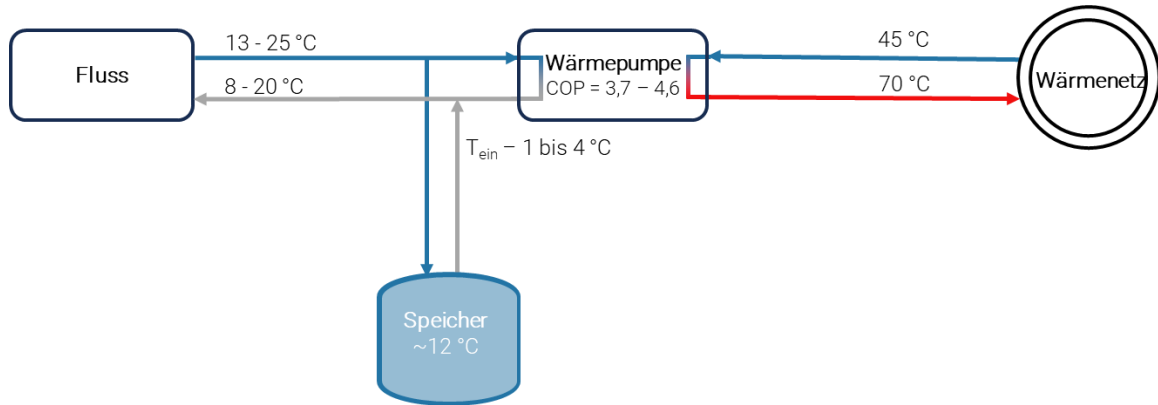


Abbildung 54: Fallbeispiel 5 – Fluss und BTES Entladung im Winter

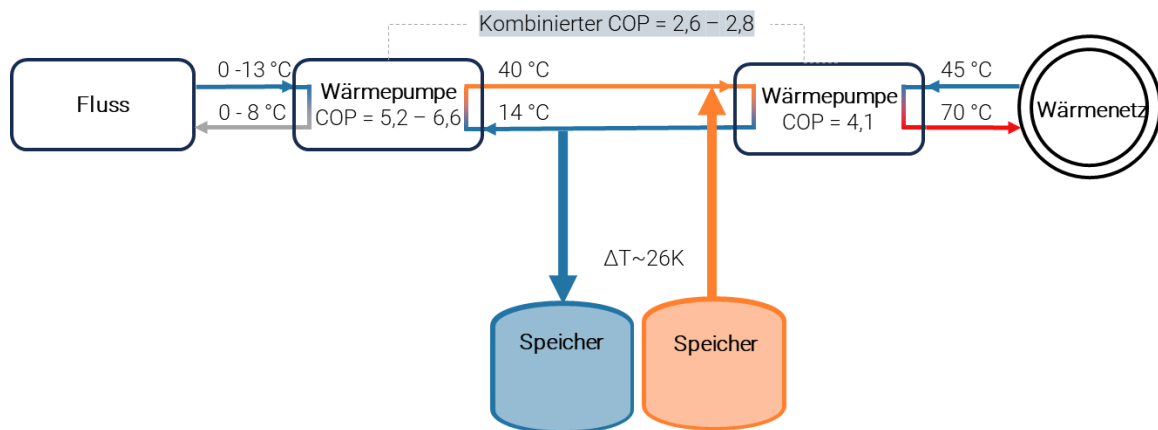


Abbildung 55: Fallbeispiel 6 – Fluss und NT-ATES Entladung