

WÄRMEWENDE: STRATEGIEN FÜR DEN EINSATZ KLIMANEUTRALER FERNWÄRMETECHNOLOGIEN

Gesamtprojektbericht

Autor:innen:

Dr. Tobias Zimmermann, Dr. Henrik Pieper, Dr. Nikolai Strodel
Johanna Schickling, Jannika Maaß-Schoon, Felix Landsberg, Maja Overberg,
Paula Möhring, Dr. Matthias Sandrock (HIC Consulting)

Sebastian Blömer, Dominik Hering, Prof. Dr. Martin Pehnt (ifeu)

Benjamin Köhler (Öko-Institut)

Hamburg, 06.07.2026



Auftraggeber:

Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE)

beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA)

Frankfurter Straße 29 – 35

65760 Eschborn

<https://www.bfee-online.de>



Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE)

Scharnhorststr. 34-37

11019 Berlin

www.bundeswirtschaftsministerium.de



Ausgearbeitet von der HIC Consulting GmbH, der ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH und Öko-Institut Consult GmbH



Mit Unterstützung der Praxispartner





INHALTSVERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis	iii
Tabellenverzeichnis	iv
Abkürzungsverzeichnis	v
Kurzzusammenfassung	1
Executive Summary	9
1 Einführung und Zielsetzung	17
1.1 Bedeutung klimaneutraler Fernwärmetechnologien	17
1.2 Zielsetzung des Projekts	17
2 Methodische Herangehensweise	19
2.1 Methodik der Hemmnisanalyse	19
2.1.1 Identifikation & Kategorisierung von Hemmnissen	19
2.1.2 Priorisierung von Hemmnissen	20
2.2 Methodik zur Entwicklung von Lösungsansätzen	22
3 Großwärmepumpen	23
3.1 Stand der Technik	23
3.2 Hemmnisanalyse	24
3.3 Lösungsansätze	28
3.3.1 Beschreibung des Strommarkts und der Beschaffungsstrategie	29
3.3.2 Handreichung zur Genehmigung von Großwärmepumpen	32
3.3.3 Anpassungen der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)	33
3.3.4 Nutzung der Trinkwasserinfrastruktur für die Wärmegewinnung	35
3.3.5 Anpassungen der PEF-Berechnungsmethodik	36
3.3.6 Fachkräftequalifizierungsbedarf	37
4 Abwärme	39
4.1 Industrielle Abwärme	39
4.1.1 Stand der Technik	39
4.1.2 Hemmnisanalyse	39
4.1.3 Lösungsansätze	42
4.2 Abwärme aus thermischer Abfallbehandlung	47
4.2.1 Stand der Technik	47
4.2.2 Hemmnisanalyse	48
4.2.3 Lösungsansätze	50
4.3 Abwasserwärme	54
4.3.1 Stand der Technik	54

4.3.2	Hemmnisanalyse	55
4.3.3	Lösungsansätze	57
5	Großwärmespeicher	62
5.1	Stand der Technik	62
5.2	Hemmnisanalyse	63
5.2.1	Hemmnisanalyse Aquiferspeicher	63
5.2.2	Hemmnisanalyse Erdbeckenspeicher	65
5.3	Lösungsansätze	66
5.3.1	Lösungsansätze zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit	66
5.3.2	Technische Maßnahmen und Lösungsansätze	74
5.3.3	Organisatorisch-strukturelle Lösungsansätze	76
5.3.4	Regulatorische Lösungsansätze	80
6	Großflächen-Solarthermie und Photovoltaik-Thermie-Systeme	81
6.1	Stand der Technik	81
6.2	Hemmnisanalyse	83
6.3	Lösungsansätze	85
6.3.1	Dänischer Vergleich als Orientierungsrahmen	85
6.3.2	Wirtschaftliche Lösungsansätze	86
6.3.3	Informatorische und organisatorische Lösungsansätze	87
6.3.4	Regulatorische Lösungsansätze	87
6.3.5	Technische Lösungsansätze	89
7	Technologieübergreifende Ergebnisse	90
7.1	Übergreifende Hemmnisanalyse	90
7.2	Übergreifende Lösungsansätze	93
8	Literaturverzeichnis	97
9	Anhang	103

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1.1: Übersicht des Rahmenzeitplans des Projektes.....	18
Abbildung 2.1: Überblick über die methodische Vorgehensweise je Technologie sowie übergeordnet	19
Abbildung 3.1: Bestehende und geplante Großwärmepumpenprojekte in Deutschland, Stand Januar 2026	24
Abbildung 3.2: Ergebnisdarstellung der Priorisierung der Hemmnisse für Großwärmepumpen	27
Abbildung 3.3: Geordneter stündlicher Börsenstrompreis für den Folgetag von 2020 – 2024	29
Abbildung 3.4: Zusammensetzung des durchschnittlichen Strompreises für Großwärmepumpen	30
Abbildung 3.5: Max. thermische Leistung einer Großwärmepumpe, um volle Betriebskostenförderung zu erhalten – in Abhängigkeit der JAZ und VBH.....	33
Abbildung 3.6: Vergleich der PEF von Großwärmepumpe und BHKW unter Berücksichtigung des Gesamtprimärenergiebedarfs	37
Abbildung 4.1: Kostenschätzungen für die saisonale Flexibilisierung der Wärmebereitstellung	53
Abbildung 4.2: Prinzipdarstellung der Abwasserwärmenutzung im Abwasserkanal mit wesentlichen Komponenten	55
Abbildung 5.1: Technologie-Radar von thermischen Wärmespeichern	62
Abbildung 5.2: Abschätzung der spezifischen Investitionskosten für Großwärmespeicher	67
Abbildung 5.3: Visualisierung der Mischpreise in Abhängigkeit der Netzverluste, differenziert nach Netzgröße und EE-Anteil in der Kundengruppe Einfamilienhaus (EFH).....	68
Abbildung 5.4: Visualisierung der Mischpreise in Abhängigkeit der Netzverluste, differenziert nach Netzgröße und EE-Anteil in der Kundengruppe Mehrfamilienhaus (MFH)	69
Abbildung 5.5: Bandbreiten an Erzeugungskosten für $0,35 < \alpha < 0,5$ für verschiedene Quantile.....	70
Abbildung 5.6: Einfluss einer hypothetischen Betriebskostenförderung auf die Wirtschaftlichkeitslücke der 20 ATEs-Modellspeicher	72
Abbildung 5.7: Einfluss der Zyklenzahl auf die Wirtschaftlichkeit am Beispiel des Ampelsystems	73
Abbildung 7.1: Anzahl individueller Lösungsansätze der technologiespezifischen Analysen je Oberkategorie	93
Abbildung 9.1: Auszug aus dem versendeten Priorisierungs-Fragebogen am Beispiel Großwärmepumpen	104

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 0.1: Top-10-Ergebnisse Priorisierung der Hemmnisse für die Nutzung von Großwärmepumpen.....	2
Tabelle 0.2: Top-10-Ergebnisse Priorisierung der Hemmnisse für die Nutzung von industrieller Abwärme	3
Tabelle 0.3: Top-10-Ergebnisse Priorisierung der Hemmnisse für die Nutzung von thermischer Abfallbehandlung.....	4
Tabelle 0.4: Top-10-Ergebnisse Priorisierung der Hemmnisse für die Nutzung von Abwasserwärme	5
Tabelle 0.5: Top-10-Ergebnisse Priorisierung der Hemmnisse für die Nutzung von ATES.....	6
Tabelle 0.6: Top-10-Ergebnisse Priorisierung der Hemmnisse für die Nutzung von PTES.....	6
Table 0.1: Top 10 prioritised barriers to the use of large heat pumps.....	10
Table 0.2: Top 10 prioritised barriers to the use of industrial waste heat.....	11
Table 0.3: Top 10 prioritised barriers to the use of waste to energy	12
Table 0.4: Top 10 prioritised barriers to the use of wastewater heat	13
Table 0.5: Top 10 prioritised barriers to the use of ATES	14
Table 0.6: Top-10 prioritised barriers to the use of PTES	15
Tabelle 3.1: Ergebnisse Gesamt-Priorisierung der Hemmnisse für die Nutzung von Großwärmepumpen in Wärmenetzen	25
Tabelle 3.2: Übersicht Rechtsbereiche in Abhängigkeit der Wärmequelle	32
Tabelle 3.3: Nutzbare Wärmemenge aus Trinkwasser in Abhängigkeit des nutzbaren Anteils.....	35
Tabelle 4.1: Ergebnisse Gesamt-Priorisierung der Hemmnisse für die Nutzung industrieller oder gewerblicher Abwärme in Wärmenetzen	41
Tabelle 4.2: Bestand thermischer Abfallbehandlungsanlagen in Deutschland	48
Tabelle 4.3: Ergebnisse Gesamt-Priorisierung der Hemmnisse für die Nutzung der Abwärme aus thermischer Abfallbehandlung in Wärmenetzen.....	49
Tabelle 4.4 Ergebnisse Gesamt-Priorisierung der Hemmnisse für die Nutzung der Abwärme aus Abwasser in Wärmenetzen	56
Tabelle 5.1: Ergebnisse Gesamt-Priorisierung der Hemmnisse für die Nutzung von ATES in Wärmenetzen	64
Tabelle 5.2: Ergebnisse Gesamt-Priorisierung der Hemmnisse für die Nutzung von PTES in Wärmenetzen	65
Tabelle 6.1: Ergebnisse Gesamt-Priorisierung der Hemmnisse für die Nutzung von Solarthermie-FFA in Wärmenetzen	84
Tabelle 7.1: Anzahl der identifizierten Hemmnisse je Oberkategorie der technologiespezifischen Analysen	91
Tabelle 7.2: Anzahl der Nennung je Oberkategorie in den jeweiligen Top-10-prioritäten Hemmnissen der technologiespezifischen Analysen.....	91
Tabelle 9.1: Übersicht der Geometriedaten der PTES-Modellspeicher	105
Tabelle 9.2: Übersicht der getroffenen Annahmen zur Abschätzung des Betriebsverhaltens von repräsentativen ATES-Modellspeichern	105

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

ACER	EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
ATES	Aquifer Thermal Energy Storage (Aquifer-Wärmespeicher)
AVBFernwärmeV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BauGB	Baugesetzbuch
BBergG	Bundesberggesetz
BECCS	Bionergy with Carbon Capture and Storage (Bioenergie mit CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BfEE	Bundesstelle für Energieeffizienz
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWE	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
B-Plan	Bebauungsplan
BR	Bundesrat
BT	Bundestag
BTES	Borehole Thermal Energy Storage (Erdwärmesonden-Speicher)
BVerwG	Bundesverwaltungsgericht
BWP	Bundesverband Wärmepumpe
CAPEX	Capital Expenditure (Investitionsausgaben)
CBAM	Carbon Border Adjustment (CO ₂ -Grenzausgleichsmechanismus)
CCS	Carbon Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
CCU	Carbon Capture and Usage (CO ₂ -Abscheidung und -Nutzung)
CL	Carbon Leakage (Emissionsverlagerung)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
COP	Coefficient of Performance (Leistungszahl)
CPC	Compound Parabolic Concentrator (Parabolischer Verbundkonzentrator)
DACS	Direct Air Capture and Storage
DEA	Danish Energy Agency (Dänische Energieagentur)
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
DTU	Technical University of Denmark (Technische Universität Dänemark)
DWD	Deutscher Wetterdienst
EBS-KW	Ersatzbrennstoffkraftwerk
EED	Energy Efficiency Directive (Energieeffizienz-Richtlinie)
EEG	Erneuerbaren-Energien-Gesetz
EEW	Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft
eG	eingetragene Genossenschaft
EnFG	Energiefinanzierungsgesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPDM	Ethylen-Propylen-Dien-Kautschuk

ERF	Energy Reuse Factor (Energierückgewinnungsfaktor)
ETS	Emission Trading System (Emissionshandelssystem)
EUDP	Energy Technology Development and Demonstration Programme (Energie-Technologie-Entwicklungs- und Demonstrationsprogramm)
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FEED	Front-End Engineering and Design (Grundlagen- bzw. Vorplanung)
FFA	Freiflächenanlage
FK	Flachkollektor
FNp	Flächennutzungsplan
FW	Fernwärme
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GeoBG	Gesetz zur Beschleunigung der Genehmigungsverfahren von Geothermieranlagen, Wärmepumpen und Wärmespeichern (Geothermie- und Wärmepumpengesetz)
GModG	Gebäudemodernisierungsgesetz
GRE	Glasfaserverstärktes Epoxidharz
GWh	Gigawattstunde
GWP	Großwärmepumpe
HDPE	High Density Polyethylen (Hart-Polyethylen)
HFO	Hydro-Fluor-Olefine
HKW	Heizkraftwerk
HOAI	Honorarordnung für Architekten und Ingenieure
HT	Hochtemperatur
IEA	Internationale Energieagentur
iKWK	innovative Kraft- Wärme-Kopplung
IT	Informationstechnik
JAZ	Jahresarbeitszahl
K	Kelvin
k.A.	keine Angabe
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KPI	Key Performance Indicator (Leistungs- bzw. Schlüsselkennzahl)
KVA	Klärschlammverbrennungsanlage
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LCoSS	Levelized Cost of Storage System (Gewichtete Kosten des Speichersystems)
LHP	Large Heat Pump (Großwärmepumpe)
LSP	Line shaft pump (Gestängepumpen)
LTES	Large Thermal Energy Storage (Großwärmespeicher)
MHKW	Müllheizkraftwerk
MVA	Müllverbrennungsanlage
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MwSt	Mehrwertsteuer
NT	Niedertemperatur
ODP	Ozonabbau Potenzial

OPEX	<i>Operational Expenditure (Betriebsausgaben bzw. -kosten)</i>
O&S	<i>Organisatorisch & Strukturell</i>
P2H	<i>Power-to-Heat</i>
PE	<i>Polyethylen</i>
PEF	<i>Primärenergiefaktor</i>
PfA	<i>Plattform für Abwärme</i>
P&G	<i>Planung & Genehmigung</i>
PPA	<i>Power-Purchase-Agreement</i>
PP-HTR	<i>Polypropylen-Hochtemperaturrohr</i>
PSO	<i>Public Service Obligation (Gemeinwirtschaftliche Verpflichtung)</i>
PTES	<i>Pit Thermal Energy Storage (Erdbeckenwärmespeicher)</i>
PUE	<i>Power Usage Efficiency (Energieverbrauchseffektivität)</i>
PV	<i>Photovoltaik</i>
PVT	<i>Photovoltaik-Thermie</i>
RED	<i>Renewable Energy Directive (Erneuerbare-Energien-Richtlinie)</i>
R&W	<i>Risiko & Wirtschaftlichkeit</i>
SCOP	<i>Seasonal Coefficient of Performance (Saisonaler Leistungsfaktor)</i>
StromStG	<i>Stromsteuergesetz</i>
TAB	<i>Thermische Abfallbehandlungsanlage</i>
TES	<i>Thermal Energy Storage (Thermischer Energiespeicher)</i>
THG	<i>Treibhausgas</i>
TJ	<i>Terajoule</i>
TrinkwV	<i>Trinkwasser-Verordnung</i>
TRL	<i>Technology Readiness Level (Technologie-Reifegrad)</i>
TRY	<i>Testreferenzjahre</i>
TTES	<i>Tank Thermal Energy Storage (Tankwärmespeicher)</i>
VBH	<i>Vollbenutzungsstunden</i>
VOB	<i>Vergabe- und Vertragsordnung für Bauleistungen</i>
VRK	<i>Vakuumröhrenkollektor</i>
VSHEW	<i>Verband der Schleswig-Holsteinischen Energie- und Wasserwirtschaft</i>
WärmeLV	<i>Verordnung über die Umstellung auf gewerbliche Wärmelieferung für Mietwohnraum</i>
WHG	<i>Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts (Wasserhaushaltsgesetz)</i>
WP	<i>Wärmepumpe</i>
WPG	<i>Wärmeplanungsgesetz</i>
WRG	<i>Wärmerückgewinnungsgrad</i>
WiE	<i>Waste to Energy (Energetische Abfallverwertung)</i>
XPS	<i>Polystyrol-Extruderschäumstoff</i>

KURZZUSAMMENFASSUNG

Die Dekarbonisierung des Wärmesektors ist zentral für das Erreichen der deutschen und europäischen Klimaziele. Große Potenziale bestehen insbesondere in der Transformation und dem Ausbau der Fernwärmeversorgung durch klimaneutrale Erzeugungstechnologien wie Großwärmepumpen, Abwärme, Großwärmespeicher sowie Solarthermie- und PVT-Anlagen. Politische Instrumente wie die Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW), die gesetzlich verankerte kommunale Wärmeplanung sowie europäische Vorgaben setzen wesentliche Rahmenbedingungen. Der Markthochlauf wird jedoch weiterhin durch zahlreiche technische, wirtschaftliche, regulatorische und organisatorische Hemmnisse begrenzt.

Das Projekt „Wärmewende: Strategien für den Einsatz klimaneutraler Fernwärmetechnologien“ analysiert systematisch die zentralen Barrieren für den Markthochlauf der klimaneutralen Technologien. Ziel ist es, bestehende Hemmnisse für den Einsatz dieser Technologien zu identifizieren, zu priorisieren und möglichst konkrete Maßnahmen und Lösungsansätze für deren Überwindung zu entwickeln.

Die Analyse folgt einem konsistenten methodischen Aufbau: Zunächst wurden vorhandene Studien und Praxisinformationen ausgewertet und durch die gezielte Einbindung von Expertinnen und Experten ergänzt. Darauf aufbauend wurden Hemmnisse in fünf Kategorien strukturiert und in einem formalisierten Bewertungsverfahren durch Stakeholder:innen priorisiert. Die Einzelwerte Relevanz, Dringlichkeit und Umsetzbarkeit wurden im ganzzahligen Wertebereich von 1 (niedrig) über 2 (eher niedrig) und 3 (eher hoch) bis 4 (hoch) bewertet und in einen gewichteten Priorisierungswert im Wertebereich 1 (niedrig) bis 4 (hoch) überführt. Anschließend wurden gezielt Lösungsansätze entwickelt. Dabei wurden auch Erfahrungen aus dem europäischen Ausland mit aufgenommen und auf Übertragbarkeit auf den deutschen Kontext überprüft.

Großwärmepumpen

Großwärmepumpen (GWP) sollen in 2045 nahezu in allen Fernwärmeszenarien ein tragendes Element der klimaneutralen Wärmeversorgung sein. Die Analyse bestätigt diese erwartete Bedeutung, zeigt jedoch zugleich, dass GWP in Deutschland auf eine Reihe struktureller Barrieren treffen, die ihren Markthochlauf verzögern. Insgesamt wurden 39 Hemmnisse identifiziert und diese durch Expertinnen und Experten (26 Rückmeldungen) sowie Hersteller von GWP (9 Rückmeldungen) priorisiert. Die priorisierten Hemmnisse verdeutlichen, dass die ökonomische Wettbewerbsfähigkeit von GWP zentrale Voraussetzung für Investitionen in diese Technologie ist. Insbesondere das Verhältnis von Strom- zu Gaspreisen, hohe Netzentgelte für Strom und Unsicherheiten im BEW-Förderregime wirken hier hemmend.

Hinzu kommen komplexe Genehmigungsprozesse, die sich aus einer Vielzahl von beteiligten Rechtsbereichen ergeben. Behörden haben bislang wenig Erfahrung mit der Technologie, was zu Unsicherheiten in Entscheidungsabläufen führt. Der Gesetzesrahmen ist zudem noch nicht auf GWP zugeschnitten. Auch technische Hemmnisse – wie der hohe Strombedarf, lange Lieferzeiten und teilweise höhere Netztemperaturen als in anderen EU Mitgliedsstaaten – beeinflussen die Einsetzbarkeit.

Die folgenden Top-10 Hemmnisse auf Basis der Expertinnen- und Experten-Rückmeldungen verdeutlichen diese Punkte. Die Gewichtung des Priorisierungswerts entspricht 50-50-0 für Relevanz-Dringlichkeit-Umsetzungsaufwand.

Tabelle 0.1: Top-10-Ergebnisse Priorisierung der Hemmnisse für die Nutzung von Großwärmepumpen. Die Gewichtung des Priorisierungswerts entspricht 50-50-0 für Relevanz-Dringlichkeit-Umsetzungsaufwand.

Hemmnis	Relevanz, R	Dringlichkeit, D	Umsetzungsaufwand, η	Priorisierungswert, P
BEW-Fördervolumen	3,4	3,4	2,4	3,4
Hoher Strombedarf	3,3	3,0	1,9	3,1
Hohe Netzentgelte	3,2	3,0	2,3	3,1
Geringe Erfahrung seitens Behörden im Umgang mit Genehmigungsprozessen zu Großwärmepumpen	3,2	3,0	2,6	3,1
Verhältnis Strom- zu Gaspreis	3,2	2,9	2,8	3,1
PEF-Berechnung (Netzstrom)	3,1	3,0	2,2	3,1
Lange Genehmigungsprozesse aufgrund hoher Anzahl an BEW-Förderanträge	3,0	3,0	1,8	3,0
Lange Lieferzeiten	3,0	2,9	2,3	2,9
Kein standardisiertes Genehmigungsverfahren	2,9	2,9	2,0	2,9
REACH-Verordnung	2,8	2,9	2,5	2,8

Nach Wahrnehmung der Befragten seien es weniger technische Grenzen als vielmehr wirtschaftliche Unwägbarkeiten – insbesondere Stromkosten, Netzentgelte und Förderrahmen –, die den Hochlauf beeinflussen könnten. Ein Teil der Expert:innen weist zudem darauf hin, dass die Behördenpraxis noch keine Routine im Umgang mit der Technologie habe, was Planungszeiten verlängern könne. Die Rückmeldungen deuten außerdem darauf hin, dass einige regulatorische Vorgaben (z. B. PEF-Berechnung) in der Praxis als Hemmnis empfunden werden.

Die für GWP gewünschten Lösungswege umfassen u. a. eine Verstetigung der Fördermittel (BEW), die Optimierung der Genehmigungsprozesse (z. B. durch standardisierte Prüfschritte, Ausarbeitung einer Handreichung zur Genehmigung von Großwärmepumpen) sowie den Ausbau von Qualifizierungs- und Informationsangeboten für Behörden und Planende. Ebenso wurde vorgeschlagen, die PEF-Systematik weiterzuentwickeln und die Wärmegewinnung aus zentralen Trinkwasserförderanlagen zu ermöglichen.

Industrielle Abwärme

Die Nutzung unvermeidbarer industrieller Abwärme kann erhebliche Beiträge zur Dekarbonisierung leisten – insbesondere in Regionen mit hohem Wärmebedarf und industrieller Struktur. Die Analysen zeigen jedoch, dass die praktische Integration industrieller Abwärme weniger an technischer Machbarkeit scheitert als vielmehr an wirtschaftlichen, vertraglichen und organisatorischen Unsicherheiten.

Industrieunternehmen sind zumeist nicht auf Wärmelieferung spezialisiert; entsprechend gering ist ihre Bereitschaft, Haftungs- oder Betriebsrisiken zu übernehmen. Umgekehrt benötigen Wärmenetzbetreiber verlässliche und langfristige Zusicherungen zu Temperatur, Menge und Verfügbarkeit der Abwärme. Diese Informations- und Erwartungsasymmetrien hemmen den Markthochlauf.

Tabelle 0.2: Top-10-Ergebnisse Priorisierung der Hemmnisse für die Nutzung von industrieller Abwärme. Die Gewichtung des Priorisierungswerts entspricht 50-50-0 für Relevanz-Dringlichkeit-Umsetzungsaufwand.

Hemmnis	Relevanz, R	Dringlichkeit, D	Umsetzungsaufwand, η	Priorisierungswert P
Unsicherheit über langfristige Verfügbarkeit	3,7	3,3	3,5	3,5
Fehlende personelle Kapazitäten	3,2	3,4	2,2	3,3
Diskontinuierliche Verfügbarkeit im Tages-/Wochen-/Jahresverlauf	3,5	3,0	3,2	3,3
Fehlende Datengrundlage zur Bewertung der Potenziale innerhalb der Unternehmen mit Abwärmepotenzial	3,5	3,0	2,5	3,3
Haftungsfragen	3,2	3,2	2,8	3,2
Keine "Anrechenbarkeit" von THG-Reduktionen im Bilanzraum des Abwärmelieferanten	3,5	2,8	2,3	3,2
Räumliche Distanz zwischen Quelle & Senke	3,7	2,5	3,8	3,1
Günstiges Abführen von Abwärme in die Umgebung	3,3	2,7	2,7	3,0
Fehlende Fachkenntnisse	3,0	3,0	2,0	3,0
Unternehmensinterne Priorisierung von Projekten	3,0	2,8	2,2	2,9

Viele befragte Akteure sehen einen deutlichen Bedarf an mehr Transparenz über Abwärmepotenziale. Zudem werden Vertrags- und Haftungsfragen als zentrale Hürde genannt, da sowohl Industriepartner als auch Wärmenetzbetreiber Investitionsrisiken tragen. Auch personalbezogene Engpässe, v.a. auf Seiten der industriellen Partner werden als Herausforderung beschrieben.

Wichtige Randbedingungen für die netzgebundene Abwärmenutzung sind eine gesicherte Anerkennung unvermeidbarer Abwärme in der Regulatorik des Wärmemarkts im Verbund mit Vorgaben zur Einbindung erneuerbare Wärme und unvermeidbarer Abwärme und Investitionskostenzuschüsse. Für die Entwicklung von Abwärmenutzungsprojekten liegt ein Hebel in der Verbesserung der Datenerfassung nutzbarer Abwärmeströme. Eine gute Datengrundlage ist sowohl für die Projektinitiierung als auch für die Risikobewertung und die Vertragsgestaltung elementar. Mit der nationalen Plattform für Abwärme wurde bereits ein Instrument in diesem Bereich etabliert. Ein weiteres wichtiges Element ist die Schaffung spezifischer, staatlich unterstützter Angebote zur Risikoabsicherung für die Vertragsparteien.

Thermische Abfallbehandlung

Abwärme aus thermischer Abfallbehandlung ist aufgrund ihrer hohen Verfügbarkeit und relativ stabilem Temperaturprofile eine wertvolle Quelle für Fernwärmenetze. Die Hemmnisanalyse zeigt jedoch, dass die zentrale Barriere weniger technischer, sondern regulatorischer Natur ist. Dabei stehen die Fragen nach ökologischer Bewertung, mögliche Anforderungen an CO₂-Abscheidung und die Rolle der Anlagen im zukünftigen Emissionshandel aus Sicht der Befragten im Fokus.

Aus Sicht der Befragten reizen Fördermechanismen (in der BEW ist die Förderung der Wärmenutzung inkl. der ökologisch sinnvollen Rauchgaskondensation an TAB ausgeklammert) bisher die Wärmenutzung nicht ausreichend an. Zudem wird die Flexibilität der Anlagen durch technische und wirtschaftliche Randbedingungen eingeschränkt, was die Integration in ein zunehmend erneuerbares, flexibles Energiesystem herausfordernd macht.

Tabelle 0.3: Top-10-Ergebnisse Priorisierung der Hemmnisse für die Nutzung von thermischer Abfallabwärme. Die Gewichtung des Priorisierungswerts entspricht 50-50-0 für Relevanz-Dringlichkeit-Umsetzungsaufwand.

Hemmnis	Relevanz, R	Dringlichkeit, D	Umsetzungsaufwand η	Priorisierungswert P
Nicht eindeutige ökologische Bewertung von Abfallabwärme	3,7	3,7	1,6	3,7
Unsicherheit technische Umsetzbarkeit CO ₂ -Abscheidung	3,3	2,9	3,6	3,1
Fehlende Förderung Rauchgaskondensation / Einsatz von Wärmepumpen	2,7	3,2	3,0	2,9
Unsicherheit Anforderungen an Treibhausgasneutralität / CO ₂ -Abscheidung	3,1	2,6	2,4	2,9
Fehlende Flexibilität der Wärmeerzeugung	2,4	2,4	3,4	2,4
Hohe Temperaturanforderung Wärmesenke	2,3	2,2	3,7	2,3
Fehlende Akzeptanz für die thermische Nutzung von Abfällen von Befürwortern der Kreislaufwirtschaft	2,2	2,3	2,3	2,3
Preise und Marktabhängigkeit der Erlöse für Wärme vs. Strom	1,8	2,4	2,6	2,1
Fernwärmepreise und Lieferbedingungen	2,2	2,0	3,5	2,1
Zeitliche Differenz zwischen Erzeugung und Nachfrage	2,0	1,9	3,0	1,9

Die Kombination aus regulatorischer Unsicherheit und technisch-ökonomischen Herausforderungen mindert die Investitionsbereitschaft. Die unklare Bewertung von Abfallabwärme im Klimaschutzkontext – insbesondere im Hinblick auf RED-III-Kriterien und EU-ETS – erschwert aus Sicht der Befragten langfristige Entscheidungen. Hinzu kommt, dass Effizienzmaßnahmen wie Rauchgaskondensation nach Einschätzung der Befragten nicht ausreichend gefördert werden.

Notwendig sind klare regulatorische Leitlinien zur Bewertung von TAB-Wärme in nationalen und europäischen Regulierungssystemen, der gezielte Ausbau von Fördermechanismen für Effizienzsteigerungen sowie technische Maßnahmen zur Flexibilisierung, etwa durch Speicherintegration. Zudem sollte die Rolle von CCS/BECCS für Fernwärme systemisch bewertet werden und die Datengrundlage zur Bewertung der Nachrüstung von Carbon Capture-Anlagen an bestehenden TAB verbessert werden (u.a. Pilotprojekte, systematische Untersuchung des TAB-Bestands).

Abwasserwärme

Der netzgebundenen Nutzung von Abwasserwärme wird insbesondere in urbanen Räumen großes Potenzial zugeschrieben. Wenngleich technische Herausforderungen lösbar erscheinen, zeigen die vorgenommenen Analysen, dass v. a. im organisatorisch-strukturellen sowie konkreten planungsbezogenen Kontext noch signifikante Hürden bestehen, die die Erschließung dieses Potenzials erschweren. Dies betrifft u. a. den flächendeckenden Zugang zu aktuellen Planungsdaten sowie die teils herausfordernde Beteiligung und Koordination unterschiedlicher Akteure (Kanal-, Wärmenetzbetreiber, Kommune etc.) in der Projektanbahnung und -entwicklung. Darüber hinaus spielen generell begrenzte Kapazitäten bei allen beteiligten Akteuren sowie die komplexen, teils noch unzureichend standardisierten Genehmigungs- und Planungsprozesse sowie förderrechtlichen Rahmenbedingungen eine maßgebliche Rolle.

Tabelle 0.4: Top-10-Ergebnisse Priorisierung der Hemmnisse für die Nutzung von Abwasserwärme. Die Gewichtung des Priorisierungswerts entspricht 50-50-0 für Relevanz-Dringlichkeit-Umsetzungsaufwand.

Hemmnis	Relevanz, R	Dringlichkeit, D	Umsetzungsaufwand, η	Priorisierungswert P
Unzureichende Verfügbarkeit bzw. Aktualität und Konsistenz von Karteninformationen	3,2	3,3	2,0	3,3
Beschränkte Kapazitäten	3,2	3,2	3,1	3,2
Integration Wärmegewinnungsanlage in Kanal problematisch bzw. nicht möglich	3,2	3,0	3,4	3,1
Förderprogramme zur Abwärmenutzung insb. auf Landesebene unzureichend, lückenhaft, zu komplex ausgestaltet und/oder unbekannt	2,8	3,1	2,0	3,1
Abhängigkeiten von Anlagen-/Kanalnetzbetreiber, Priorisierung Kerngeschäft und/oder ggf. überhöhte Renditeerwartungen	3,3	2,8	2,4	3,1
Vielzahl (potenziell) involvierter Akteure	3,3	2,8	2,7	3,1
Lieferengpässe bzw. Verzögerung bei planenden und ausführenden Firmen i.A.	3,2	2,9	3,4	3,0
Begrenzte Verfügbarkeit von Informationen, zum Teil auch fehlende Akzeptanz bzw. fehlendes Bewusstsein für Potenziale aus Abwasser	3,0	3,1	1,8	3,0
Stell-/Freiflächenbedarf	3,0	3,0	3,2	3,0
Ggf. große Distanzen Wärmequelle und -senken	3,1	2,7	3,0	2,9

Als zielführende Maßnahmen können in diesem Zusammenhang zunächst die Verbreitung, Ausweitung und Standardisierung von Informationsplattformen, assoziierten Netzwerken und Arbeitskreisen angeführt werden. Als förderlich können weiterhin u. a. eine entsprechende Weiterentwicklung der Förderlandschaft, eine weitergehende Harmonisierung und Konsolidierung etablierter Leitfäden, Richtlinien und Musterverträge sowie der konsequente Aufbau kommunaler Beteiligungs- und Koordinierungsstrukturen erachtet werden. Darüber hinaus sollte der Zugang zu standardisierten, möglichst fortlaufend aktualisierten planungsrelevanten Datensätzen verbessert bzw. flächendeckend etabliert werden.

Großwärmespeicher

Großwärmespeicher wie Tankspeicher (TTES) sind bereits heute in der Fernwärme als Kurzzeitspeicher etabliert. Langzeitspeicher sind bislang jedoch nur sehr vereinzelt in der Umsetzung. Im Rahmen des Projektes wurde daher der Analyse-Fokus auf zwei Langzeitspeicher gelegt – Aquiferspeicher (ATES) und Erdbeckenspeicher (PTES).

Die Analyse der aktuellen Hemmnisse zeigt, dass der Hochlauf dieser beiden Speichertechnologien durch eine Reihe struktureller Barrieren gebremst wird. Diese betreffen sowohl technische Aspekte als auch die planerisch-rechtlichen Rahmenbedingungen. Besonders deutlich wird, dass ATES- und PTES-Systeme trotz ihres hohen Potenzials – ähnlich wie GWP – im Vergleich zu etablierten Tankspeichern noch ein frühes Entwicklungsstadium aufweisen und daher mit langen Genehmigungsprozessen, begrenzten Betriebserfahrungen und wirtschaftlichen Unsicherheiten konfrontiert sind. Zudem erschwert die begrenzte Verfügbarkeit geeigneter Standorte die Umsetzung. Die Abstimmung zwischen verschiedenen Fachämtern führt häufig zu komplexen und langwierigen Flächenprozessen.

Gleichzeitig bestehen nach Einschätzung der Befragten Herausforderungen bei wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit. Unter Berücksichtigung der aktuellen Förderlandschaft bestehen bei der Langzeitspeicherung demnach z.T. deutliche Wirtschaftlichkeitslücken – insbesondere bei saisonalen Speichern mit wenigen Be- und Entladevorgängen im Jahr.

Neben diesen strukturellen Herausforderungen spielt der Fachkräftemangel eine zunehmend relevante Rolle. Für Planung, Bau und Betrieb großtechnischer Speicheranlagen werden spezialisierte Kompetenzen benötigt, die heute nur eingeschränkt verfügbar sind. Eine Stärkung von Ausbildung, Qualifizierung und systematischem Wissenstransfer – etwa durch Informationsangebote oder Praxisbeispiele – könnte wesentlich dazu beitragen, Know-How breiter in die Praxis zu tragen.

Tabelle 0.5: Top-10-Ergebnisse Priorisierung der Hemmnisse für die Nutzung von ATES. Die Gewichtung des Priorisierungswerts entspricht 50-50-0 für Relevanz-Dringlichkeit-Umsetzungsaufwand.

Hemmnis	Relevanz, R	Dringlichkeit, D	Umsetzungsaufwand η	Priorisierungswert P
Hohe technologiespezifische (Zusatz-) Kosten & Risiken	3,4	3,1	2,7	3,3
Ungünstiges Investitionsprofil	3,5	2,9	2,5	3,2
Geringe Marktreife und Praxiserfahrung	3,2	3	2,9	3,1
Datenverfügbarkeit und Zugänglichkeit	2,9	3,1	2,2	3,0
Unklarer Verfahrensablauf und Unsicherheiten im Genehmigungsverfahren	3,2	2,8	2,5	3,0
Unzureichendes Förderregime für Großwärmespeicher	3	2,8	2,3	2,9
Fehlendes Know-How seitens Behörden und Entscheidungsträgern	2,8	2,9	2,3	2,9
Bestehende Wirtschaftlichkeitslücke für Speicher	2,9	2,7	1,9	2,8
Anforderungen deutscher Fernwärmenetze	3,1	2,3	3	2,7
Abwägung von Schutzgütern "zur sicheren Seite"	2,5	2,8	2,5	2,7

Tabelle 0.6: Top-10-Ergebnisse Priorisierung der Hemmnisse für die Nutzung von PTES. Die Gewichtung des Priorisierungswerts entspricht 50-50-0 für Relevanz-Dringlichkeit-Umsetzungsaufwand.

Hemmnis	Relevanz, R	Dringlichkeit, D	Umsetzungsaufwand η	Priorisierungswert P
Bestehende Wirtschaftlichkeitslücke für Speicher	3,4	3,2	2,3	3,3
Unzureichendes Förderregime für Großwärmespeicher	3,1	3,1	2,1	3,1
Herausforderungen im bestehenden Baurecht	3,0	3,0	1,6	3,0
Fehlendes Know-How seitens Behörden und Entscheidungsträgern	2,8	3,1	1,8	3,0
Fehlender Speicherbedarf und Zeitliches Dilemma	3,3	2,6	2,2	3,0
Finanzierungsstrukturen	2,9	2,8	2,1	2,9
Hoher Flächenbedarf und Aufwand bei Nutzungsänderungen von bestehenden Bauleitplänen oder Flurstücken	2,8	2,6	1,9	2,7
Flächenverfügbarkeit und Eigentumsverhältnisse	2,7	2,7	2,2	2,7
Anforderungen deutscher Fernwärmenetze	2,9	2,5	3	2,7
Geringe Marktreife und Praxiserfahrung	2,5	2,7	2,4	2,6

Die Lösungsansätze umfassen vor allem verbesserte Finanzierungs- und Förderbedingungen – einschließlich einer möglichen Betriebskostenförderung für Wärmepumpen im Speicherverbund – sowie effizientere Planungs- und Genehmigungsprozesse. Eine frühzeitige koordinierte Prüfung, bessere Untergrunddaten und eine systematische unterirdische Raumplanung können zudem wesentlich zur Beschleunigung beitragen.

Insgesamt könnten die identifizierten Lösungsansätze im Zusammenspiel maßgeblich dazu beitragen, die Umsetzung von Großwärmespeichern zu erleichtern und diese langfristig als zentralen Baustein einer klimaneutralen Wärmeversorgung zu etablieren.

Großflächen-Solarthermie und Photovoltaik-Thermie-Anlagen

Solarthermische Freiflächenanlagen gelten als wichtiger Baustein der Wärmewende. Langfristszenarien sehen für 2045 eine solare Fernwärmeerzeugung von bis zu 13 TWh vor. Die Integration von saisonalen Großwärmespeichern ermöglicht zudem deutlich höhere solare Deckungsanteile, sind aber in der Regel nur in Kombination mit weiteren Wärmequellen wie z. B. Wärmepumpen wirtschaftlich.

Die tatsächliche Marktentwicklung bleibt bislang aufgrund genehmigungsrechtlicher, regulatorischer und flächenbezogener Hemmnisse hinter dem Potenzial zurück. Neben den langen Genehmigungsverfahren und knappen Behördenkapazitäten, fehlt eine technologiedienliche Privilegierung solarthermischer Freiflächenanlagen nach § 35 BauGB bisher, wodurch ein aufwändiges Bebauungsplan-Verfahren notwendig ist. Konkurrierende Förderprogramme (BEW vs. KWKG) sowie steigende Flächen- und Pachtpreise beeinträchtigen die Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu fossilen Technologien. Die Förderung von Kraft-Wärme gekoppelten Anlagen wirke sich negativ auf die relative Wirtschaftlichkeit der Solarthermie aus, da eine Konkurrenztechnologie gefördert wird.

Tabelle 0-7: Top-10-Ergebnisse Priorisierung der Hemmnisse für die Nutzung von Solarthermie-FFA. Die Gewichtung des Priorisierungswerts entspricht 50-50-0 für Relevanz-Dringlichkeit-Umsetzungsaufwand.

Hemmnis	Relevanz, R	Dringlichkeit, D	Umsetzungsaufwand, η	Priorisierungswert, P
Dauer Genehmigungsverfahren	3,2	3,5	1,7	3,3
Preise Flächen (Pacht / Kauf)	3,3	3,2	2,3	3,3
Aufstellung B-Plan Verfahren	3,2	3,2	2,0	3,2
BEW Förderung vs. KWKG	3,2	3,2	2,2	3,2
Entscheidungswille	2,8	3,3	1,5	3,1
Kompensation	3,2	3,0	1,7	3,1
personelle Kapazitäten	3,2	3,0	2,0	3,1
Saisonalität und Systemdienlichkeit	3,2	3,0	2,7	3,1
Einsatz Wärmeträgerflüssigkeit	3,0	3,0	2,0	3,0
Gleichbehandlung / Verwechslung von PV und ST	3,0	2,8	1,7	2,9

Die identifizierten Hemmnisse können durch Maßnahmen in den Bereichen Regulatorik, Information und Wirtschaftlichkeit abgebaut werden. Die Einführung einer baurechtlichen Privilegierung, die Vereinfachung und Vereinheitlichung von Kompensationsregelungen sowie die Abstimmung der Förderlandschaften stellen mögliche Lösungsansätze dar. Zudem könnte eine Standardisierung bei der Genehmigung von Solarthermie-FFA sowie eine eigenständige förder- und planungsrechtliche Berücksichtigung, abgegrenzt von PV-Anlagen, den Markthochlauf vorantreiben.

Fazit

Der Markthochlauf klimaneutraler Fernwärme(-technologien) steht verschiedenen strukturellen und technologiespezifischen Hemmnissen gegenüber, welche im Rahmen des Projektes technologiespezifisch unter Einbezug von Stakeholder:innen identifiziert und priorisiert worden sind. Die identifizierten Lösungsansätze könnten dazu beitragen, Barrieren abzubauen und den Markthochlauf der jeweiligen Technologien zu beschleunigen. Bedeutend für diesen Markthochlauf ist neben dem Abbau bestehender Hemmnisse zudem der übergeordnete politische und regulatorische Rahmen als Treiber der Transformation. Die gesetzlichen Anforderungen an den Anteil erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme im Wärmeplanungsgesetz (WPG) bilden ein zentrales Fundament für die Verdrängung fossiler Wärmeherzeugung und stellen damit einen wesentlichen Motor des Transformationsprozesses dar. Daneben braucht es ein regulatorisches Umfeld, welches die notwendige Investitions- und Planungssicherheit gewährleistet und damit den Rahmen für die strategische Ausrichtung der Wärmewende unterstützt. Mit den geplanten Änderungen des Gebäudemodernisierungsgesetzes (GModG) droht jedoch ein ordnungsrechtlicher Nachfrageimpuls für den Fernwärmeausbau abgeschwächt zu werden.

Für einen wirtschaftlich tragfähigen Hochlauf klimaneutraler Fernwärme ist zudem die wirtschaftliche Tragfähigkeit dieser Technologien entscheidend. Unter aktuellen Rahmenbedingungen erscheint ein ausreichend dimensionierter und langfristig verlässlicher Förderrahmen unverzichtbar. Die BEW-Förderung ist hierbei ein zentrales Instrument, um bestehende Wirtschaftlichkeitslücken zu schließen und eine faire Wettbewerbsposition gegenüber fossilen (KWK-)Erzeugungstechnologien zu gewährleisten. Ergänzend schafft ein weiter ansteigender CO₂-Preis im Emissionshandel zusätzliche Anreize zur Dekarbonisierung und stärkt somit technologieübergreifend die Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Wärmebereitstellung. Zusammengefasst bilden diese Rahmenbedingungen das notwendige Fundament, um den Hochlauf klimaneutraler Fernwärmetechnologien nachhaltig zu beschleunigen und langfristige Investitionsentscheidungen zu ermöglichen.

EXECUTIVE SUMMARY

Decarbonising the heating sector is key to achieving German and European climate targets. There is particularly great potential in transforming and expanding district heating supply through climate-neutral generation technologies such as large heat pumps, waste heat, large thermal energy storages, solar thermal and PVT systems. Political instruments such as the Federal Funding for Efficient Heating Networks (BEW), legally enshrined municipal heat planning and European guidelines set essential framework conditions. However, the market ramp-up continues to be limited by numerous technical, economic, regulatory and organisational barriers.

The project "Heat transition: strategies for the use of climate-neutral district heating technologies" systematically analyses the key barriers to the market ramp-up of climate-neutral technologies. The aim is to identify and prioritise existing barriers to the use of these technologies and to develop concrete measures and solutions for overcoming them.

The analysis follows a consistent methodological structure: first, existing studies and practical information were evaluated and supplemented by the targeted involvement of experts. Based on this, barriers were structured into five categories and prioritised by stakeholders in a formalised evaluation process. The individual values of relevance, urgency and feasibility were rated on an integer scale from 1 (low) to 2 (rather low) and 3 (rather high) to 4 (high) and converted into a weighted prioritisation value on a scale from 1 (low) to 4 (high). Specific solution approaches were then developed. Experience from other European countries was also taken into account and reviewed for transferability to the German context.

Large heat pumps

Large heat pumps (LHP) are expected to be a key element of climate-neutral heat supply in almost all district heating scenarios in 2045. The analysis confirms this importance but also shows that LHPs in Germany face a number of structural barriers that are delaying their market ramp-up. A total of 39 barriers were identified and prioritised by experts (26 responses) and LHP manufacturers (9 responses). The prioritised barriers illustrate that the economic competitiveness of LHP is a key prerequisite for investment in this technology. In particular, the ratio of electricity to gas prices, high grid fees for electricity and uncertainties in the BEW subsidy regime are having a dampening effect here.

In addition, there are complex approval processes resulting from a multitude of legal areas involved. Authorities have little experience with the technology to date, which leads to uncertainties in decision-making processes. Furthermore, the legal framework is not yet tailored to LHP. Technical barriers – such as high electricity demand, long delivery times and, in some cases, high grid temperatures – also influence usability.

The following top 10 barriers, based on feedback from experts, illustrate these points. The weighting of the prioritisation value is 50-50-0 for relevance, urgency and implementation effort.

Table 0.1: Top 10 prioritised barriers to the use of large heat pumps. The weighting of the prioritisation value corresponds to 50-50-0 for relevance-urgency-implementation effort.

Barrier	Relevance, R	Urgency, D	Implementation effort, η	Priority value, P
BEW funding volume	3,4	3,4	2,4	3,4
High electricity demand	3,3	3,0	1,9	3,1
High grid fees	3,2	3,0	2,3	3,1
Limited experience on the part of authorities in approval processes for large heat pumps	3,2	3,0	2,6	3,1
Ratio of electricity to gas prices	3,2	2,9	2,8	3,1
PEF calculation (grid electricity)	3,1	3,0	2,2	3,1
Long approval processes due to high number of BEW funding applications	3,0	3,0	1,8	3,0
Long delivery times	3,0	2,9	2,3	2,9
No standardised approval process	2,9	2,9	2,0	2,9
REACH Regulation	2,8	2,9	2,5	2,8

According to the respondents, it is less technical limitations than economic uncertainties – in particular electricity costs, grid fees and subsidy frameworks – that could influence the ramp-up. Some of the experts also point out that the authorities are not yet familiar with the technology, which could prolong planning times. The feedback also indicates that some regulatory requirements (e.g. PEF calculation) are perceived as an obstacle in practice.

The solutions discussed for LHP include stabilising subsidies (BEW), optimising approval processes (e.g. through standardised review steps, developing guidelines for the approval of large heat pumps) and expanding training and information offerings for authorities and planners. It was also proposed to further develop the PEF system and to enable heat generation from central drinking water supply systems.

Industrial waste heat

The use of unavoidable industrial waste heat can make a significant contribution to decarbonisation, especially in regions with high heat demand and industrial structures. However, analyses show that the practical integration of industrial waste heat is hampered less by technical feasibility than by economic, contractual and organisational uncertainties.

Industrial companies are generally not specialised in heat supply; accordingly, they are reluctant to take liability or operational risks. Conversely, heat network operators require reliable, long-term assurances regarding the temperature, quantity and availability of waste heat. These asymmetries in information and expectations are hindering market growth.

Table 0.2: Top 10 prioritised barriers to the use of industrial waste heat. The weighting of the prioritisation value is 50-50-0 for relevance, urgency and implementation effort.

Barrier	Relevance, R	Urgency, D	Implementation effort, η	Prioritisation value P
Uncertainty about long-term availability	3,7	3,3	3,5	3,5
Lack of personnel capacity	3,2	3,4	2,2	3,3
Discontinuous availability over the course of the day/week/year	3,5	3,0	3,2	3,3
Lack of data to assess the potential within companies with waste heat potential	3,5	3,0	2,5	3,3
Liability issues	3,2	3,2	2,8	3,2
No "crediting" of GHG reductions in GHG balance of waste heat supplier	3,5	2,8	2,3	3,2
Spatial distance between source and sink	3,7	2,5	3,8	3,1
Favourable dissipation of waste heat into the environment	3,3	2,7	2,7	3,0
Lack of expertise	3,0	3,0	2,0	3,0
Internal prioritisation of projects	3,0	2,8	2,2	2,9

Many of the stakeholders surveyed see a clear need for greater transparency regarding waste heat potential. Contractual and liability issues are also cited as key obstacles, as both industrial partners and heating network operators bear investment risks. Staff shortages, particularly on the part of industrial partners, are also described as a challenge.

Important constraints for grid-connected waste heat utilisation include the guaranteed recognition of unavoidable waste heat in the regulatory framework of the heating market, in conjunction with requirements for the integration of renewable heat and unavoidable waste heat, and investment cost subsidies. One lever for project development is the establishment of national waste heat data platforms; a good database is essential for project initiation as well as for risk assessment and contract design. Another important element is the creation of specific, government-supported risk hedging offers for the contracting parties.

Thermal waste treatment

Waste heat from waste to energy plants (WtE) is a valuable source for district heating networks due to its high availability and relatively stable temperature profiles. However, the barrier analysis shows that the main barrier is not so much technical as regulatory in nature. The respondents focus on questions of ecological assessment, possible requirements for CO₂ capture and the role of the plants in future emissions trading.

From the respondents' point of view, funding mechanisms (in the BEW, heat utilisation including the environmentally sound condensation of flue gas from the TAB is excluded from funding) have not yet provided sufficient incentives for heat utilisation. In addition, the flexibility of the plants is limited by technical and economic constraints, which makes integration into an increasingly renewable, flexible energy system challenging.

Table 0.3: Top 10 prioritised barriers to the use of waste to energy. The weighting of the prioritisation value is 50-50-0 for relevance-urgency-implementation effort.

Barrier	Relevance, R	Urgency, D	Implementation effort η	Priority value P
Ambiguous ecological assessment of waste heat	3,7	3,7	1,6	3,7
Uncertainty regarding technical feasibility of CO ₂ -capture	3,3	2,9	3,6	3,1
Lack of support for flue gas condensation / use of heat pumps	2,7	3,2	3,0	2,9
Uncertain requirements for greenhouse gas neutrality / CO ₂ -capture	3,1	2,6	2,4	2,9
Lack of flexibility in heat generation	2,4	2,4	3,4	2,4
High temperature requirement for heat sink	2,3	2,2	3,7	2,3
Lack of acceptance for the thermal utilisation of waste among proponents of the circular economy	2,2	2,3	2,3	2,3
Prices and market dependency of revenues for heat vs. electricity	1,8	2,4	2,6	2,1
District heating prices and delivery conditions	2,2	2,0	3,5	2,1
Time difference between production and demand	2,0	1,9	3,0	1,9

The combination of regulatory uncertainty and technical and economic challenges reduces willingness to invest. The unclear assessment of waste heat in the context of climate protection – particularly with regard to RED III criteria and the EU ETS – makes long-term decisions difficult from the respondents' point of view. In addition, respondents believe that efficiency measures such as flue gas condensation are not sufficiently promoted.

Clear regulatory guidelines for the assessment of WtE heat in national and European regulatory systems, the targeted expansion of support mechanisms for efficiency improvements, and technical measures to increase flexibility, for example through storage integration, are necessary. In addition, the role of CCS/BECCS for district heating should be systematically evaluated and the data basis for assessing the retrofitting of carbon capture facilities to existing WtE improved (including pilot projects and systematic investigation of the existing WtE stock).

Wastewater heat

The grid-connected use of wastewater heat is considered to have great potential, particularly in urban areas. Although the technical challenges appear to be solvable in general, the analyses carried out show that there are still significant hurdles, particularly in the organisational, structural and concrete planning context, which make it difficult to tap this potential: This concerns, among other things, comprehensive access to current planning data and the sometimes challenging participation and coordination of various stakeholders (sewer and heating network operators, local authorities, etc.) in project initiation and development. In addition, generally limited capacities and the complex, sometimes insufficiently standardised approval and planning processes, as well as the legal framework for subsidies, play a decisive role.

Table 0.4: Top 10 prioritised barriers to the use of wastewater heat. The weighting of the prioritisation value is 50-50-0 for relevance, urgency and implementation effort.

Barrier	Relevance, R	Urgency, D	Implementation effort, η	Priority value P
Insufficient availability or timeliness and consistency of map information	3,2	3,3	2,0	3,3
Limited capacity	3,2	3,2	3,1	3,2
Integration of heat recovery system into sewer problematic or impossible	3,2	3,0	3,4	3,1
Support programmes for waste heat utilisation, especially at state level, are inadequate, incomplete, too complex and/or unknown	2,8	3,1	2,0	3,1
Dependencies on plant/sewer network operators, prioritisation of core business and/or, where applicable, excessive return expectations	3,3	2,8	2,4	3,1
Large number of (potentially) involved stakeholders	3,3	2,8	2,7	3,1
Supply bottlenecks or delays at planning and executing companies in general	3,2	2,9	3,4	3,0
Limited availability of information, in some cases also a lack of acceptance or awareness of the potential of wastewater.	3,0	3,1	1,8	3,0
(Open) space requirements	3,0	3,0	3,2	3,0
Possibly long distances between heat source and sinks	3,1	2,7	3,0	2,9

In this context, the dissemination, expansion and standardisation of information platforms, associated networks and working groups can be cited as effective measures. Other measures that could be considered beneficial include further development of the funding landscape, further harmonisation and consolidation of established guidelines, directives and model contracts, and the consistent establishment of municipal participation and coordination structures. In addition, access to standardised, continuously updated planning-related data sets should be improved and established across the board.

Large thermal energy storages

Large thermal energy storage systems such as tank thermal energy storages (TTES) are already established in district heating as short-term storage. However, long-term storage systems have only been implemented in very isolated cases to date. The project therefore focused its analysis on two long-term storage systems – aquifer thermal energy storage (ATES) and pit thermal energy storage (PTES).

The analysis of the current obstacles shows that the ramp-up of these two storage technologies is being slowed down by several structural barriers. These relate to both technical aspects and the planning and legal framework conditions. It is particularly clear that, despite their high potential, ATES and PTES systems – similar to LHP – are still at an early stage of development compared to established tank storage systems and are therefore confronted with long approval processes, limited operating experience and economic uncertainties. In addition, the limited availability of suitable locations makes implementation difficult. Coordination between different specialist agencies often leads to complex and lengthy land use processes.

At the same time, according to the respondents, there are challenges in terms of economic competitiveness. Taking into account the current funding landscape, there are significant economic gaps in long-term storage, especially for seasonal storage facilities with few loading and unloading processes per year.

In addition to these structural challenges, the shortage of skilled workers is playing an increasingly important role. Specialised skills are required for the planning, construction and operation of large-scale storage facilities, and these skills are currently in short supply. Strengthening training, qualification and systematic knowledge transfer – for example through information services or practical examples – could make a significant contribution to bringing know-how more widely into practice.

Table 0.5: Top 10 prioritised barriers to the use of ATES. The weighting of the prioritisation value corresponds to 50-50-0 for relevance-urgency-implementation effort.

Barrier	Relevance, R	Urgency, D	Implementation effort η	Priority value P
High technology-specific (additional) costs & risks	3,4	3,1	2,7	3,3
Unfavourable investment profile	3,5	2,9	2,5	3,2
Low market maturity and practical experience	3,2	3	2,9	3,1
Data availability and accessibility	2,9	3,1	2,2	3,0
Unclear procedures and uncertainties in the approval process	3,2	2,8	2,5	3,0
Inadequate subsidy regime for large thermal energy storages	3,0	2,8	2,3	2,9
Lack of expertise on the part of authorities and decision-makers	2,8	2,9	2,3	2,9
Existing economic gap for large thermal energy storages	2,9	2,7	1,9	2,8
Requirements of German district heating systems	3,1	2,3	3,0	2,7
Weighing up protected assets "on the safe side"	2,5	2,8	2,5	2,7

Table 0.6: Top-10 prioritised barriers to the use of PTES. The weighting of the prioritisation value corresponds to 50-50-0 for relevance-urgency-implementation effort.

Barrier	Relevance, R	Urgency, D	Implementation effort η	Priority value P
Existing economic gap for storage	3,4	3,2	2,3	3,3
Inadequate subsidy regime for large-scale heat storage facilities	3,1	3,1	2,1	3,1
Challenges in existing building law	3,0	3,0	1,6	3,0
Lack of expertise on the part of authorities and decision-makers	2,8	3,1	1,8	3,0
Lack of storage space and time constraints	3,3	2,6	2,2	3,0
Financing structures	2,9	2,8	2,1	2,9
High space requirements and costs associated with changes in the use of existing urban development plans or parcels of land	2,8	2,6	1,9	2,7
Land availability and ownership structures	2,7	2,7	2,2	2,7
Requirements of German district heating networks	2,9	2,5	3,0	2,7
Low market maturity and practical experience	2,5	2,7	2,4	2,6

The solutions primarily include improved financing and subsidy conditions – including possible operating cost subsidies for heat pumps in storage networks – as well as more efficient planning and approval processes. Early coordinated testing, better subsurface data and systematic underground spatial planning can also contribute significantly to accelerating the process.

Overall, the identified solutions could, in combination, make a significant contribution to facilitating the implementation of large-scale heat storage systems and establishing them as a central component of a climate-neutral heat supply in the long term.

Large-scale solar thermal systems and photovoltaic-thermal hybrid modules

Ground-mounted solar thermal systems are considered a key component of the heat transition. Long-term scenarios project solar district heating generation of up to 13 TWh/a by 2045. The integration of large-scale seasonal thermal storage systems enables significantly higher solar coverage rates, but these systems are usually only economically viable when combined with other heat sources like heat pumps.

Actual market development has so far lagged behind the predicted potential due to permitting, regulatory, and land-related obstacles. In addition to lengthy permitting procedures and limited administrative capacity, there has been no clear preferential treatment for solar thermal ground-mounted systems under Section 35 of the German Building Code (BauGB), necessitating a complex development plan procedure. Competing subsidy programs (BEW vs. KWKG) as well as rising land and lease prices are challenging the economic viability compared to fossil fueled technologies.

Table 0-7: Top 10 prioritised barriers to the use of Solar Thermal Open-Space Systems. The weighting of the prioritization value corresponds to 50-50-0 for relevance, urgency, and implementation effort.

Barrier	Relevance, R	Urgency, D	Implementation effort, η	Priority value, P
Duration of the permitting process	3,2	3,5	1,7	3,3
Land prices (lease/purchase)	3,3	3,2	2,3	3,3
Development of the zoning plan process	3,2	3,2	2,0	3,2
BEW subsidies vs. CHP	3,2	3,2	2,2	3,2
Decision-making capacity	2,8	3,3	1,5	3,1
Compensation	3,2	3,0	1,7	3,1
Staffing capacity	3,2	3,0	2,0	3,1
Seasonality and system benefits	3,2	3,0	2,7	3,1
Use of heat transfer fluid	3,0	3,0	2,0	3,0
Equal treatment / Confusion between PV and ST	3,0	2,8	1,7	2,9

The identified barriers can be addressed through measures mainly in the areas of regulation and information: the introduction of preferential treatment under building law, the simplification and standardization of compensation regulations and the technical and informational capacity for the licensing authority solutions. Additionally, standardization in the approval of solar thermal ground-mounted systems, as well as their consistent separate consideration related to the approval process (distinct from PV systems) could drive market growth.

Conclusion

The market ramp-up of climate-neutral district heating (technologies) faces various structural and technology-specific barriers, which have been identified and prioritised in the project on a technology-specific basis with the involvement of stakeholders. The identified solutions could help to break down barriers and accelerate the market ramp-up of the respective technologies. In addition to the removal of existing barriers, the overarching political and regulatory framework is also important for this market ramp-up as a driver of transformation. The legal requirements for the share of renewable energies and unavoidable waste heat in the Heat Planning Act (WPG) form a central foundation for the replacement of fossil fuel-based heat generation and are thus a key driver of the transformation process. In addition, a regulatory framework is needed that guarantees the necessary certainty for investment and planning, thereby supporting the strategic direction of the heating transition. However, the planned amendments to the Building Modernisation Act (GModG) risk weakening the regulatory stimulus for the expansion of district heating.

The economic viability of these technologies is also crucial for the economically sustainable ramp-up of climate-neutral district heating. Under current conditions, a sufficiently dimensioned and long-term reliable funding framework appears indispensable. BEW funding is a key instrument in closing existing economic gaps and ensuring a level playing field with fossil fuel (CHP) generation technologies. In addition, a further increase in the CO₂ price in emissions trading creates additional incentives for decarbonisation and thus strengthens the economic viability of renewable heat supply across all technologies. Taken together, these framework conditions form the necessary foundation for sustainably accelerating the ramp-up of climate-neutral district heating technologies and enabling long-term investment decisions.

1 EINFÜHRUNG UND ZIELSETZUNG

1.1 Bedeutung klimaneutraler Fernwärmetechnologien

Die Dekarbonisierung des Wärmesektors stellt eine zentrale Herausforderung für das Erreichen der Klimaziele Deutschlands und der Europäischen Union dar. Insbesondere die Transformation und der Ausbau der Fernwärme unter Einbindung klimaneutraler Technologien bieten ein erhebliches Potenzial zur Reduktion von Treibhausgasemissionen und zur Umsetzung einer sektorübergreifenden Energiewende. Fernwärme kann durch ihre infrastrukturelle Reichweite und Flexibilität eine Schlüsselrolle in der zukünftigen Wärmeversorgung einnehmen – vorausgesetzt, die eingesetzten Technologien basieren auf erneuerbaren bzw. weitgehend klimaneutralen Energiequellen.

Politische Initiativen wie die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW), das Wärmeplanungsgesetz (WPG) sowie die europäischen Zielvorgaben im Rahmen des „Fit for 55“-Pakets und der novellierten Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) setzen klare Rahmenbedingungen für den Ausbau klimaneutraler Wärmenetze. Dennoch bestehen weiterhin zahlreiche Hemmnisse, die den Markthochlauf und die Marktdurchdringung entsprechender Technologien verzögern oder behindern. Dazu zählen unter anderem regulatorische Unsicherheiten, komplexe Genehmigungsverfahren, wirtschaftliche Herausforderungen sowie technische und planerische Fragestellungen (Sneum et al., 2025).

Vor diesem Hintergrund widmet sich das Projekt „Wärmewende: Strategien für den Einsatz klimaneutraler Fernwärmetechnologien“ der systematischen Analyse und Bewertung zentraler Technologien für die klimaneutrale Fernwärmeversorgung. Im Fokus stehen Großwärmepumpen, unvermeidbare industrielle und kommunale Abwärme, Großwärmespeicher sowie solarthermische Anlagen.

Ziel ist es, bestehende Hemmnisse für den Einsatz dieser Technologien zu identifizieren, zu priorisieren und möglichst konkrete Maßnahmen und Lösungsansätze für deren Überwindung zu entwickeln. Dabei wird auch ein Blick auf erfolgreiche Strategien und Rahmenbedingungen im europäischen Ausland geworfen, um von internationalen Erfahrungen zu lernen und übertragbare Ansätze zu identifizieren, was in den jeweiligen technologiespezifischen Berichten adressiert wurde.

1.2 Zielsetzung des Projekts

Das Projekt verfolgt das übergeordnete Ziel, die Transformation der Fernwärmeversorgung durch den verstärkten Einsatz klimaneutraler Technologien zu unterstützen. Hierzu werden in enger Zusammenarbeit mit dem Auftraggeber sowie relevanten Stakeholdern aus Praxis, Verwaltung und Wissenschaft folgende Teilziele bearbeitet:

1. **Identifikation und Kategorisierung von Hemmnissen:** Für jede der betrachteten Technologien werden bestehende Hindernisse entlang technischer, wirtschaftlicher, rechtlicher und planerischer Dimensionen erfasst und kategorisiert. Die Erhebung erfolgt unter Berücksichtigung bereits vorliegender Studien und Projektergebnisse sowie durch gezielte Einbindung von Expertinnen und Experten.
2. **Priorisierung der Hemmnisse:** Die identifizierten Herausforderungen werden hinsichtlich ihrer Relevanz für den Markthochlauf bewertet und priorisiert. Dies ermöglicht eine fokussierte Entwicklung von Lösungsstrategien und eine zielgerichtete Ansprache politischer und administrativer Handlungsfelder.

3. **Einbindung internationaler Erfahrungen:** Durch die Analyse von Best-Practice-Beispielen aus dem europäischen Ausland werden übertragbare Ansätze identifiziert, die zur Weiterentwicklung der deutschen Rahmenbedingungen beitragen können.
4. **Entwicklung und Diskussion von Lösungsansätzen:** Aufbauend auf der Hemmnisanalyse werden konkrete Maßnahmen zur Überwindung der identifizierten Barrieren erarbeitet. Diese umfassen unter anderem Vorschläge zur Weiterentwicklung des Ordnungsrechts, zur Optimierung von Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie zur Ausgestaltung von Förderinstrumenten. Die Maßnahmen werden in Workshops mit ausgewählten Stakeholdern diskutiert, validiert und weiterentwickelt.

Die Arbeiten untergliedern sich in die Themenfelder Großwärmepumpen, unvermeidbare Abwärme, Wärmespeicher sowie Großflächen-Solarthermie und Photovoltaik-Thermie-Anlagen.

Der vorliegende Gesamtbericht fasst die Kernergebnisse der Untersuchungen technologieübergreifend zusammen. Für jeden technologischen Schwerpunkt wurde zusätzlich ein eigener, nicht-öffentlicher, ausführlicher Teilbericht verfasst, der die technologiespezifischen Hemmnisse und Lösungsansätze in deutlich erhöhter Detailtiefe darlegt.

Das Projektdesign sieht im Laufe der dreijährigen Projektlaufzeit einen zeitlichen Verzug zwischen den Arbeitspaketen vor (vgl. Zeitplan in Abbildung 1.1). So erfolgt die Bearbeitung zum Themenkomplex Großflächen-Solarthermie und Photovoltaik-Thermie (PVT) nachgelagert zu den übrigen klimaneutralen Fernwärmetechnologien. Die Bearbeitung der Arbeitspakete 2 bis 4 inkl. der Erstellung der technologiespezifischen Teilberichte erfolgte bis Q2 bzw. Q3 2025. Wesentliche Änderungen der (regulatorischen) Rahmenbedingungen im gesamten Kalenderjahr 2025 wurden jedoch auch in diesen Arbeitspaketen berücksichtigt.

AP		2023		2024				2025				2026	
		Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2
1	Projektmanagement												
2	Großwärmepumpen												
3	Unvermeidbare Abwärme												
4	Großwärmespeicher												
5	Großflächen-Solarthermie & PVT												

● Bearbeitungszeit Arbeitspaket
 ● Teilbericht
 ● Gesamtprojektbericht

Abbildung 1.1: Übersicht des Rahmenzeitplans des Projektes

2 METHODISCHE HERANGEHENSWEISE

Die Bearbeitung der verschiedenen **technologiespezifischen Analysen** für Großwärmepumpen, unvermeidbare Abwärme, Großwärmespeicher sowie Großflächensolarthermie und Photovoltaik-Thermie ist für die jeweiligen Technologien konsistent und folgt einem übergreifenden methodischen Vorgehen.

Eine detaillierte Beschreibung der methodischen Vorgehensweise der technologiespezifischen Analyse erfolgt in den folgenden Abschnitten.

Auf Basis der technologiespezifischen Analysen werden im Nachgang übergeordnete Erkenntnisse aggregiert. Dazu werden zum einen die identifizierten und priorisierten Hemmnisse der verschiedenen Technologien zusammengetragen und gegenübergestellt. Aus diesen werden übergeordnete Hemmnisse abgeleitet, die für mehrere Technologien zutreffend sind und deren Lösung damit breitere Wirkung entfalten könnte.

In ähnlicher Weise wird mit den entwickelten Lösungsansätzen je Technologie verfahren. Diese werden in einer Gesamtübersicht zusammengeführt und den definierten Oberkategorien Risiko und Wirtschaft, organisatorisch-strukturell, regulatorisch und technisch zugeordnet.

Einen Überblick über die methodische Herangehensweise des Projektes gibt die folgende Abbildung 2.1.

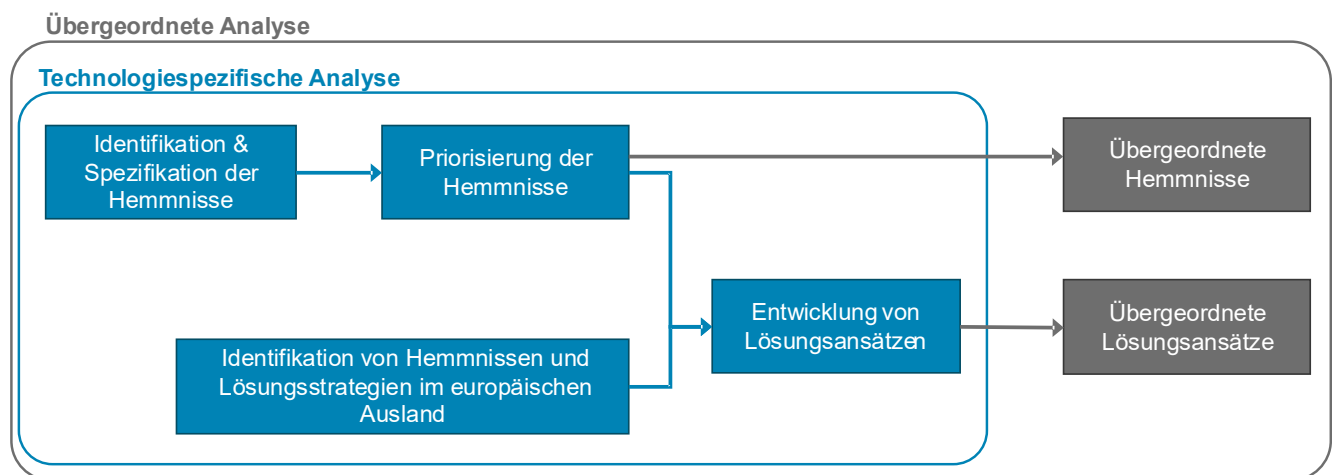


Abbildung 2.1: Überblick über die methodische Vorgehensweise je Technologie sowie übergeordnet

2.1 Methodik der Hemmnisanalyse

2.1.1 Identifikation & Kategorisierung von Hemmnissen

Der erste Arbeitsschritt umfasst die Identifikation, Spezifikation und Kategorisierung technologiespezifischer Hemmnisse für die Integration in Wärmenetze. Dazu werden bereits vorliegende Erkenntnisse im Projektkonsortium zusammengetragen, diskutiert und spezifiziert. Ergänzend dazu wurden umfassende Sekundärliteraturrecherchen durchgeführt, um weitere Hemmnisse bei der Integration von Erneuerbaren Energien in Wärmenetze zu identifizieren. Auch werden leitfadengestützte Experteninterviews sowie Stakeholder-Workshops durchgeführt, die einen aktuellen und möglichst umfassenden Blick auf bestehende Hemmnisse der jeweiligen Technologien ermöglichen sollen. Die Akteure, die bei dieser Stakeholder-einbindung adressiert werden können, variieren je nach Technologie.

Um die Hemmnisse sowie deren Priorisierung möglichst strukturiert darzustellen, werden thematische Cluster gebildet. Diese sind technologieübergreifend definiert. Im Einzelnen werden die Hemmnisse folgenden Themenbereichen (Clustern) zugeordnet:

- (1) **Technisch:** Hemmnisse technischer Art umfassen Herausforderungen, die bei der technisch-konzeptionellen Projektanbahnung bzw. Auslegung, Konzeptionierung und Systemeinbindung entsprechender Anlagen auftreten.
- (2) **Risiko und Wirtschaftlichkeit:** Der Kategorie Risiko und Wirtschaftlichkeit werden alle Hemmnisse zugeordnet, die die Wirtschaftlichkeit entsprechender Projekte unmittelbar beeinflussen (Kostenstrukturen und Finanzierungsmechanismen, Fördersystematiken, Geschäfts- und Betreibermodelle) und/oder sonstige betriebliche Risiken (z. B. Vertragsgestaltung, Wartung und Instandhaltung, Gewährleistungs-/Haftungsfragen) adressieren.
- (3) **Regulatorisch:** Unter regulatorischen Hemmnissen werden solche verstanden, die sich unmittelbar aus bestehenden Gesetzestexten oder Legaldefinitionen ergeben.
- (4) **Organisatorisch-strukturell:** Organisatorisch-strukturelle Hemmnisse beinhalten informatorische, daten- sowie akteursbezogene Aspekte.
- (5) **Planung und Genehmigung:** Hemmnisse im Bereich Planung und Genehmigung betreffen in Zusammenhang mit der Flächen- bzw. Standortplanung sowie den Genehmigungsprozessen für entsprechende Anlagen auftretende Hürden.

Teilweise lassen sich Hemmnisse auch mehreren Clustern zuordnen, da sie aus unterschiedlichen Perspektiven und Kontexten heraus betrachtet werden können. Die vorgenommene Zuordnung stellt jeweils den aus Sicht der Autorenschaft relevantesten Kontext des Hemmnisses in den Fokus. Im Bedarfsfall werden Hemmnisse jedoch auch mehreren Clustern zugeordnet, um den jeweiligen Kontext separat hervorzuheben.

2.1.2 Priorisierung von Hemmnissen

Ausgehend von den zusammengetragenen und strukturierten Hemmnissen wird für jede Technologie eine Stakeholderinnen und Stakeholder- bzw. befragungsgestützte Priorisierung durchgeführt, um im weiteren Projektverlauf und der Erarbeitung von Lösungsansätzen auf die Hemmnisse fokussieren zu können, deren Beseitigung aus übergeordneter Perspektive gegenwärtig von vorrangiger Bedeutung für den weiteren Hochlauf der betreffenden Technologien erachtet wird.

Die Methodik und Kriterien der Priorisierungslogik werden hierbei für alle Technologien gleichermaßen festgelegt und durchgeführt:

Die **Priorisierung P** eines (technologie-)spezifischen Hemmnisses erfolgt anhand der Bewertungen der Einflussfaktoren Relevanz R , Dringlichkeit D sowie Umsetzungsaufwand η . Die jeweiligen drei Einzelwerte wurden durch Stakeholderinnen und Stakeholder im ganzzahligen Wertebereich von 1 (niedrige Relevanz bzw. Dringlichkeit bzw. einfache Umsetzbarkeit) niedrig) über 2 (eher niedrig) und 3 (eher hoch) bis 4 (hoch) vergeben. Die Auswahl und Ansprache der Stakeholder:innen erfolgt technologiespezifisch und mit dem Ziel einer möglichst breiten Beteiligung von Expert:innen, Versorgungsunternehmen, Herstellern und Verbänden. Die Wahl der Skala erlaubt keine neutrale Position und dient dem Erhalt eines klareren Feedbacks. Das Ergebnis der **Priorisierung P** eines (technologie-)spezifischen Hemmnisses setzt sich zusammen aus der mit den Faktoren $\omega_1, \omega_2, \omega_3$ (jeweils 0-100 %, wobei die Summe 100 % ergibt) gewichteten Mittelung der für

die Einflussfaktoren Relevanz R , Dringlichkeit D sowie Umsetzungsaufwand η^1 spezifizierten Einzelwerte und liegt ebenfalls im Wertebereich 1 bis 4:

$$P = \omega_1 R + \omega_2 D + \omega_3 (5 - \eta) \quad (G1)$$

Unter **Relevanz R** soll in diesem Zusammenhang die „Bedeutsamkeit bzw. der Stellenwert eines (technologie-)spezifischen Hemmnisses in Hinblick auf mögliche bzw. wahrscheinliche Auswirkungen auf die damit einhergehende Umsetzung entsprechender Projekte bzw. den Markthochlauf insgesamt bei Beseitigung des betreffenden Hemmnisses“ verstanden werden. Die zugehörige Leitfrage lautet bspw. „Wie groß ist der unmittelbare Einfluss des Hemmnisses auf die Umsetzung entsprechender Projekte?“.

Unter **Dringlichkeit D** wird hier die „Notwendigkeit zur kurzfristigen Beseitigung eines spezifischen Hemmnisses in Hinblick auf andernfalls mögliche bzw. wahrscheinliche Auswirkungen“ verstanden, insoweit ermöglicht die Berücksichtigung der Dringlichkeit im Rahmen der Priorisierungslogik die grundsätzliche Bewertung der Zeitabhängigkeit der Relevanz, d.h. Hemmnisse, die insbesondere bei kurzfristiger Beseitigung einen signifikanten Einfluss auf den Markthochlauf bzw. die weitere Skalierung der betreffenden Technologie haben, werden damit höher priorisiert. Die zugehörige Leitfrage lautet bspw. „Wie wichtig ist die schnelle Beseitigung des Hemmnisses?“.

Der **Umsetzungsaufwand η** wiederum adressiert den gesamten „Umsetzungsaufwand zur Beseitigung eines Hemmnisses bzw. die Realisierbarkeit zugehöriger Lösungsansätze“, u.a. in Hinblick auf wesentliche Teilaspekte wie bspw. Praktikabilität und Machbarkeit im Kontext des Gesamtsystems und etwaiger technischer Restriktionen, Finanzierbarkeit, Marktchancen und Kompatibilität mit etablierten Geschäfts-/Betreibermodellen, rechtliche Umsetzbarkeit und Konsistenz.

Zur Umsetzung der Priorisierungslogik wird seitens HIC Consulting und ifeu eine Excel-Eingabemaske erstellt, die den Stakeholder:innen eine einfache Eintragung von Einzelwerten für die Einflussfaktoren R , D sowie η (quantitative Rückmeldungen) ermöglicht und die Hemmnisse im Anschluss automatisiert in Reihenfolge ihrer Priorisierungswerte P sortiert. Darüber hinaus werden zusätzliche Felder für Kommentare oder inhaltliche Ergänzungen (qualitative Rückmeldungen), die im Zuge der Aufbereitung und Erläuterung spezifizierter Hemmnisse, aber auch in Hinblick auf die im weiteren Projektverlauf erfolgende Ausarbeitung von Lösungsansätzen berücksichtigt werden, vorgesehen.

Zur Zusammenführung der quantitativen Rückmeldungen und Herausarbeitung von im weiteren Projektverlauf in Abstimmung mit den Auftraggebern tendenziell priorisiert zu betrachtenden Hemmnissen werden feldweise Mittelwerte über alle Rückläufer gebildet²; insgesamt werden dabei bis zu drei unterschiedliche Szenarien

S^I mit Gewichtungsfaktoren $\omega_1^I = 50 \%$, $\omega_2^I = 50 \%$, $\omega_3^I = 0 \%$,

S^{II} mit Gewichtungsfaktoren $\omega_1^{II} = 33, \bar{3} \%$, $\omega_2^{II} = 33, \bar{3} \%$, $\omega_3^{II} = 33, \bar{3} \%$ und

S^{III} mit Gewichtungsfaktoren $\omega_1^{III} = 40 \%$, $\omega_2^{III} = 40 \%$, $\omega_3^{III} = 20 \%$

untersucht. Da insbesondere der Umsetzungsaufwand seitens der befragten Akteur:innen im Einzelfall nur bedingt eingeschätzt bzw. prognostiziert werden kann und bereits grundsätzliche Erkenntnisse zu möglichen Lösungsansätzen und Maßnahmen voraussetzt, wird zunächst ein Szenario aufgesetzt, welches den

¹ Ein hoher Umsetzungsaufwand führt hierbei im Ergebnis zu einer niedrigeren Priorisierung, ein niedriger Umsetzungsaufwand entsprechend zu einer höheren Priorisierung, dementsprechend geht der Wert η gemäß (G1) „invers“ in die Berechnung der Priorisierung ein.

² Dabei können Verschiebungseffekte infolge teilausgefüllter Tabellen aufgrund der jeweils (zeilen-/spaltenweise) vergleichbaren Größenordnungen der Anzahl erfasster Einträge vernachlässigt werden.

Umsetzungsaufwand ausblendet (Szenario S^I). Darüber hinaus wird mit S^{II} ein Szenario modelliert, in dem der Umsetzungsaufwand analog zu den übrigen Kriterien gewichtet wird. Zusätzlich wird auch auf Wunsch des Auftraggebers ein Übergangsszenario S^{III} betrachtet, um die Robustheit bzw. Sensitivität der Ergebnisse auf geringe Anpassungen in den Gewichtungsfaktoren bewerten zu können. Das Szenario S^{II} sowie S^{III} hat sich dabei nur als bedingt aussagekräftig bzw. abweichend gegenüber S^I herausgestellt. In diesem zusammenfassenden Gesamtbericht wird daher in den folgenden Kapiteln neben den Mittelwerten der Einflussfaktoren lediglich die **Priorisierung nach Szenario S^I** dargestellt und diskutiert.

2.2 Methodik zur Entwicklung von Lösungsansätzen

Die Entwicklung von Lösungsansätzen verfolgt das Ziel, die identifizierten Hemmnisse für den Hochlauf klimaneutraler Fernwärmetechnologien systematisch zu adressieren und praktikable und wirksame Maßnahmen zur Hemmnisadressierung abzuleiten. Grundlage hierfür sind die in den vorangegangenen Arbeitsschritten erhobenen und priorisierten Hemmnisse, die eine problemorientierte und bedarfsgetriebene Herangehensweise sicherstellen.

Auf Basis der identifizierten und bereits priorisierten Hemmnisse werden dann ähnliche Herausforderungen im europäischen Ausland recherchiert und auch bereits vorhandene Lösungsstrategien beleuchtet. Auf entsprechende Fachliteratur wird zurückgegriffen und Expert:innen aus dem europäischen Ausland kontaktiert.

Aufbauend auf den vorgelagerten Arbeitsschritten und in enger Abstimmung mit dem Auftraggeber werden anschließend technologiespezifisch Lösungsansätze, Instrumente und Kommunikationsstrategien für die jeweils zentralen Handlungsfelder erarbeitet. Die Ableitung einzelner Lösungsansätze erfolgt dabei stets auf Basis der priorisierten Lösungsansätze bzw. der übergeordneten Cluster, in welche diese gruppiert werden.

Dabei werden Informationen aus Literaturrecherchen sowie aus Stakeholderbefragungen und darauffolgenden Fachgesprächen und schriftlichem Austausch berücksichtigt. Die gesammelten technologiespezifischen Lösungsansätze werden schließlich in enger Abstimmung mit dem Auftraggeber und den Projektpartnern technologieübergreifend konsolidiert.

3 GROßWÄRMEPUMPEN

Der Begriff „Großwärmepumpe“ wurde bisher nicht übergeordnet einheitlich definiert. Verschiedene Studien und Fachliteratur verwenden ähnliche, aber eigene Definitionen (AGFW, 2020b; Agora Energiewende, Fraunhofer IEG, 2023; BAFA, 2023; BWP, 2022b; David et al., 2017; Gentner Verlag, 2022). In diesem Bericht wird von einer Großwärmepumpe gesprochen, sofern diese an ein Wärmenetz angeschlossen ist, eine ausreichend große Leistung hat und ein entsprechend hohes Temperaturniveau erreichen kann (ähnlich der Definition des AGFW). Die erwartete Leistung beginnt typischerweise in einem Bereich ab 400-500 kW thermisch, lässt sich aber nicht eindeutig einer konkreten Leistung von z. B. 500 kW oder 1.000 kW, wie in den anderen Definitionen zuordnen. Weiterhin liegt der Fokus im Rahmen dieses Berichts auf Fernwärmeerzeugungstechnologien, weshalb ein Anschluss an ein solches Netz wesentlich ist.

3.1 Stand der Technik

Nicht nur in den Gebäuden, sondern auch für die Fernwärme gilt, dass Wärmepumpen nach Einschätzung vieler Experten künftig das Rückgrat der Wärmeerzeugung stellen und zur Leittechnologie werden. Nach den aktuellen Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland im Auftrag des BMWF basieren im Jahr 2045 mehr als 70 % der Fernwärmeerzeugung auf Großwärmepumpen (Fraunhofer ISI, 2024).

David et al. analysierten 2017 bestehende Großwärmepumpen, die als Erzeuger in der Fernwärme in Europa eingesetzt werden (David et al., 2017). In dieser grundlegenden ersten Erfassung identifizierten sie 149 bestehende Großwärmepumpen mit einer Heizleistung von über 1 MW je Großwärmepumpe. Viele der Wärmepumpen wurden bis zum Jahr 2000 gebaut, mit einer kumulierten Heizleistung von 77 %, wovon der Großteil in Schweden errichtet wurde. Danach wurden Großwärmepumpen insbesondere in Dänemark, Finnland, Frankreich, Norwegen, Italien und der Schweiz gebaut. Seit der Erhebung der Studie hat sich der Markt noch enorm weiterentwickelt, insbesondere in Dänemark. Aber auch in anderen europäischen Ländern, wie in Finnland (Frost, 2024), Estland (GEA, 2022; Utilitas, 2024), Österreich (Wien Energie, 2022) und der Schweiz (opendata.swiss, 2020). Der Stand von Großwärmepumpenprojekten von 2021 wurde im Rahmen einer Mitgliederbefragung von Euroheat & Power (Euroheat & Power, 2022) ermittelt, ehe im Rahmen einer Masterarbeit (Steinwender, 2024) die neueste Entwicklung von Steinwender untersucht worden ist. Mit einem großen Ausbau seit 2020 sowie einer starken Verteilung in den skandinavischen Ländern, der Schweiz und Österreich rücken Großwärmepumpen mehr und mehr in den Fokus.

Ein aktueller Überblick zum Stand von Großwärmepumpenprojekten in Deutschland ist öffentlich im Internet verfügbar. Eine entsprechende Projektdatenbank wurde im Jahr 2025 vom Fraunhofer IEG im Auftrag der LandesEnergieAgentur Hessen (LEA Hessen) veröffentlicht (Fraunhofer IEG, 2025). Erfasst werden darin bisher Anlagen mit einer thermischen Leistung ab 420 kW. Mit Stand vom 9. Januar 2026 umfasste die Datenbank insgesamt 156 Vorhaben, die entweder bereits realisiert und in Betrieb genommen wurden oder sich zumindest in der Ankündigungs- bzw. Planungsphase befinden, wie in folgender Abbildung 3.1 dargestellt.

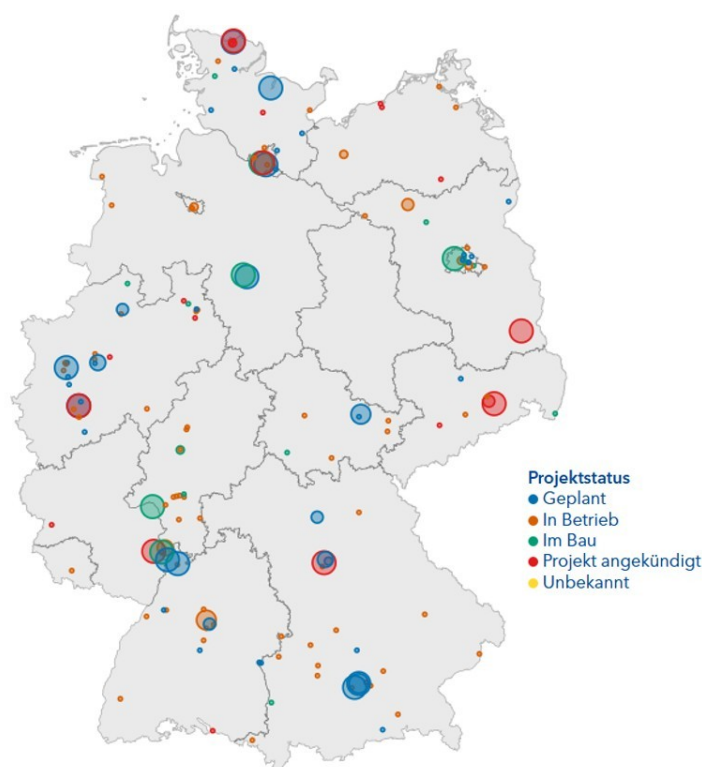


Abbildung 3.1: Bestehende und geplante Großwärmepumpenprojekte in Deutschland, Stand Januar 2026
(Quelle: (Fraunhofer IEG, 2025))

Als Kältemittel werden für den Anwendungsbereich der Nah- und Fernwärme in der Regel natürliche Kältemittel, wie Ammoniak (NH_3), Kohlenstoffdioxid (CO_2) oder Kohlenwasserstoffe sowie Hydro-Fluor-Olefine (HFO) eingesetzt. Kältemittel mit einem erhöhten Treibhausgaspotenzial werden (perspektivisch) typischerweise kaum noch angeboten.

3.2 Hemmnisanalyse

Für den Einsatz von Großwärmepumpen wurden 39 Hemmnisse anhand von Literaturrecherchen, Projekterfahrungen und Branchengesprächen identifiziert. Sie lassen sich in fünf Handlungsfelder unterteilen:

- Risiko und Wirtschaftlichkeit (R&W), 12 Hemmnisse
- Organisatorisch-strukturell (O&S), 10 Hemmnisse
- Planung und Genehmigung (P&G), 9 Hemmnisse
- Technisch (Tech.), 6 Hemmnisse
- Regulatorisch (Reg.), 2 Hemmnisse

Zur Bewertung der Hemmnisse wurde eine Umfrage erstellt, die via Emailanfrage gezielt an ca. 50 Personen adressiert wurde. Zusätzlich wurde die Umfrage in einzelnen Verbänden zusätzlich verteilt. Die Umfrage wurde an Expertinnen und Experten, die sich aus **Versorgungsunternehmen (Anwendern), Planung- und Beratungsbüros und Verbänden** zusammensetzt, gerichtet, da diese bei der Umsetzung solcher Vorhaben maßgeblich beteiligt sind und daher die Herausforderungen bei der Umsetzung aus deren Sicht einschätzen und bewerten können. Es gab insgesamt 26 Rückmeldungen zur Umfrage, deren Auswertung im Folgenden

dargestellt ist. Geantwortet haben 20 Versorgungsunternehmen, drei Planungsbüros und zusätzlich noch drei Personen aus dem Projektteam dieses Projekts.

Zur Bewertung der Hemmnisse durch Herstellerinnen und Hersteller von Großwärmepumpen wurde eine Umfrage mit einer reduzierten Anzahl an für Herstellerinnen und Hersteller relevanten Hemmnisse verteilt. Diese wurden separat befragt, da deren Herausforderungen andere Schwerpunkte haben kann als Personen, die sich in der Anwendung oder Planung befinden. Diese Liste umfasst 19 Hemmnisse und wurde an 16 Herstellende versendet, wovon 9 Rückmeldungen eingegangen sind. Diese Ergebnisse sind nur verkürzt in der ganz rechten Spalte in Tabelle 3.1 als Gesamtpriorisierungswert angegeben, wo es Überschneidungen gab..

Tabelle 3.1: Ergebnisse Gesamt-Priorisierung der Hemmnisse für die Nutzung von Großwärmepumpen in Wärmenetzen im Szenario S^I durch Expertinnen und Experten sowie Hersteller (nur ganz rechte Spalte), (Gewichtung Priorisierungswert 50-50-0 Relevanz-Dringlichkeit-Umsetzungsaufwand, (Farbbereich grün (niedrig) über gelb (eher niedrig) und orange (eher hoch) bis rot (hoch))).

#	Hemmnis	Kategorie	Relevanz, R	Dringlichkeit D	Umsetzungsaufwand, η	Priorisierungswert, P	Anzahl Werte im Rücklauf	Priorisierung Hersteller, P
8	BEW-Fördervolumen	R&W	3,4	3,4	2,4	3,4	24	
37	Hoher Strombedarf	Tech	3,3	3,0	1,9	3,1	24	3,3
3	Hohe Netzentgelte	R&W	3,2	3,0	2,3	3,1	23	
17	Geringe Erfahrung seitens Behörden im Umgang mit Genehmigungsprozessen zu Großwärmepumpen	O&S	3,2	3,0	2,6	3,1	26	
5	Verhältnis Strom- zu Gaspreis	R&W	3,2	2,9	2,8	3,1	25	
39	PEF-Berechnung (Netzstrom)	Reg.	3,1	3,0	2,2	3,1	22	
22	Lange Genehmigungsprozesse aufgrund hoher Anzahl an BEW-Förderanträge	O&S	3,0	3,0	1,8	3,0	22	
33	Lange Lieferzeiten	Tech	3,0	2,9	2,3	2,9	24	2,1
25	Kein standardisiertes Genehmigungsverfahren	P&G	2,9	2,9	2,0	2,9	24	2,9
19	REACH-Verordnung	O&S	2,8	2,9	2,5	2,8	25	2,8
2	Stromsteuer	R&W	2,9	2,7	1,8	2,8	26	
23	Fehlende Verknüpfung von Kältemitteln und Schutzgüterbetroffenheit	P&G	2,8	2,6	2,4	2,7	25	2,1
32	Hohe Wärmenetztemperaturen	Tech	2,9	2,5	3,2	2,7	23	2,2
24	Fehlende Transparenz in Genehmigungsprozessen	P&G	2,7	2,7	2,3	2,7	25	
1	Hoher Börsenstrompreis	R&W	3,0	2,3	3,4	2,7	25	3,8
26	Fehlende Festlegung kritischer Parameter und Quantifizierung	P&G	2,7	2,7	2,3	2,7	24	2,4
36	Anfahren Großwärmepumpen und Anlaufstrom	Tech	2,8	2,4	2,5	2,6	24	2,2
18	Verschärfung F-Gas Verordnung	O&S	2,6	2,6	2,3	2,6	24	2,1
16	Fehlende Klarheit über Zuständigkeitsbereiche der Behörden	O&S	2,6	2,6	2,0	2,6	23	

28	Antragsflut bei Stromnetzbetreibern	P&G	2,6	2,4	2,3	2,5	25	
6	Fehlender Marktanreiz für Flexibilität	R&W	2,7	2,3	3,4	2,5	25	
35	Flexibilität für Einfluss auf Strommarktsituation	Tech	2,6	2,3	2,5	2,5	26	2,8
27	Keine zentrale Anlaufstelle für Kommunikation mit Behörden	P&G	2,3	2,5	2,4	2,4	22	
7	Merit-Order Prinzip Strompreis	R&W	2,6	2,3	1,5	2,4	25	
15	Fehlende Erfahrung im Umgang mit Großwärmepumpen seitens Betreibende	O&S	2,5	2,2	2,0	2,4	26	3,1
29	Unzureichende Digitalisierung	P&G	2,4	2,4	2,2	2,4	24	
21	Interdisziplinäres Fachwissen (technisch) gefordert, aber teilweise nicht vorhanden	O&S	2,4	2,3	3,4	2,3	26	2,7
34	Fehlende Standardisierung	Tech	2,4	2,2	2,0	2,3	24	2,3
9	iKWK - Ausschreibungen	R&W	2,4	2,2	2,6	2,3	24	
13	Fehlendes Markt(entwicklungs-)potenzial seitens Herstellerinnen und Hersteller	O&S	2,1	2,2	3,5	2,1	23	2,6
20	Länderübergreifender Wissenstransfer nicht vorhanden	O&S	2,2	2,0	2,9	2,1	24	
14	Fehlendes Knowhow über Wärmequellen	O&S	2,0	2,0	2,9	2,0	25	2,8
11	Geringe Planungssicherheit bei Investitionsentscheidungen bei Inanspruchnahme der BEW	R&W	1,9	1,9	3,2	1,9	24	
38	Trinkwasserverordnung (TrinkwV)	Reg.	1,8	1,9	1,3	1,9	25	
12	Hohe Investitionskosten bei Großwärmepumpen	R&W	1,7	1,5	1,8	1,6	23	2,8
4	Fehlende Verfügbarkeit geeigneter Standorte und Eigentumsverhältnisse	R&W	1,7	1,5	2,0	1,6	22	
10	Zu niedrige BEW-Fördermittelhöchstgrenze	R&W	1,5	1,3	1,3	1,4	25	
31	Aufwendig zu erstellende Zuschlagskriterien für die Vergabe an den wirtschaftlich attraktivsten Bietenden	P&G	1,4	1,0	2,7	1,2	23	2,9
30	Nur bedingte Anwendbarkeit der VOB bei Bauleistungen/ EU-Ausschreibungen bei der Ausschreibung von Großwärmepumpen	P&G	1,3	1,1	1,5	1,2	23	2,1

Anhand der resultierenden Gesamtbewertungen lässt sich ableiten, welche Hemmnisse aus Sicht der antwortenden Stakeholder prioritär adressiert werden sollten, um einen Markthochlauf von Großwärmepumpen zu beschleunigen.

Besonders das BEW-Fördervolumen (3,4) sticht dabei als relevant hervor. Neben weiteren wirtschaftlichen Aspekten, wie die „hohen Netzentgelte“ (3,1) und das „Verhältnis von Strom- zu Gaspreis“ (3,1), sind aus Sicht der Befragten aber auch die geringe Erfahrung seitens Behörden im Umgang mit „Genehmigungsprozessen zu Großwärmepumpen“ (3,1), die „PEF-Berechnung“ (3,1) und der „hohe Strombedarf“ (3,1) wesentliche Hemmnisse. Auch die „Dauer der Genehmigungsprozesse“ aufgrund der Vielzahl von BEW-Anträgen wurde entsprechend als hochrelevantes Hemmnis bewertet (3,0). Eine Beschleunigung der Genehmigungsprozesse ließe sich auch mit der Beseitigung diverser Hemmnisse im

Bereich der Planung und Genehmigung erreichen, wie die „Fehlende Transparenz in Genehmigungsprozessen“, „Kein standardisiertes Genehmigungsverfahren“, „Fehlende Verknüpfung von Kältemitteln und Schutzgüterbetroffenheit“ und „Fehlende Festlegung kritischer Parameter und Quantifizierung“.

Die Ergebnisse dieser Hemmnispriorisierung zeigen aus Sicht der Befragten, dass diese gewillt sind, Großwärmepumpen umzusetzen und dies nicht an technischen Hürden scheitert. Stattdessen muss in erster Linie der wirtschaftliche Rahmen stimmen und beibehalten werden. Geht es dann in die Planung und Umsetzung, fehlt es aktuell noch an Wissen und Knowhow zu den einzelnen Wärmequellen oder auch wie solch ein Genehmigungsprozess aktuell zu durchlaufen ist, wenn Genehmigungen von Großwärmepumpen und der Quellennutzung zwar möglich sind, der aktuelle Rechtsrahmen aber nicht explizit darauf ausgelegt ist. Die Rückmeldung der befragten Hersteller zeigt im Vergleich, dass einige Hemmnisse ähnlich hoch (hoher Strombedarf, kein standardisiertes Genehmigungsverfahren, REACH-Verordnung) bzw. niedrig (fehlende Standardisierung) priorisiert werden. Dennoch sind aus Sicht der erhaltenen Rückmeldungen von Herstellern weitere Aspekte von Wichtigkeit, wie z.B. hoher Börsenstrompreis, fehlende Erfahrung im Umgang mit Großwärmepumpen seitens Betreiber, fehlendes Knowhow über Wärmequellen, hohe Investitionskosten bei Großwärmepumpen und aufwendig zu erstellende Zuschlagskriterien.

Sortiert nach der jeweiligen Kategorie, zeigt sich der Schwerpunkt bei der Priorisierung der Hemmnisse anhand von Abbildung 3.2 (die Zuordnung des Hemmnisses zu einer Kategorie ist in Tabelle 3.1 dargestellt):

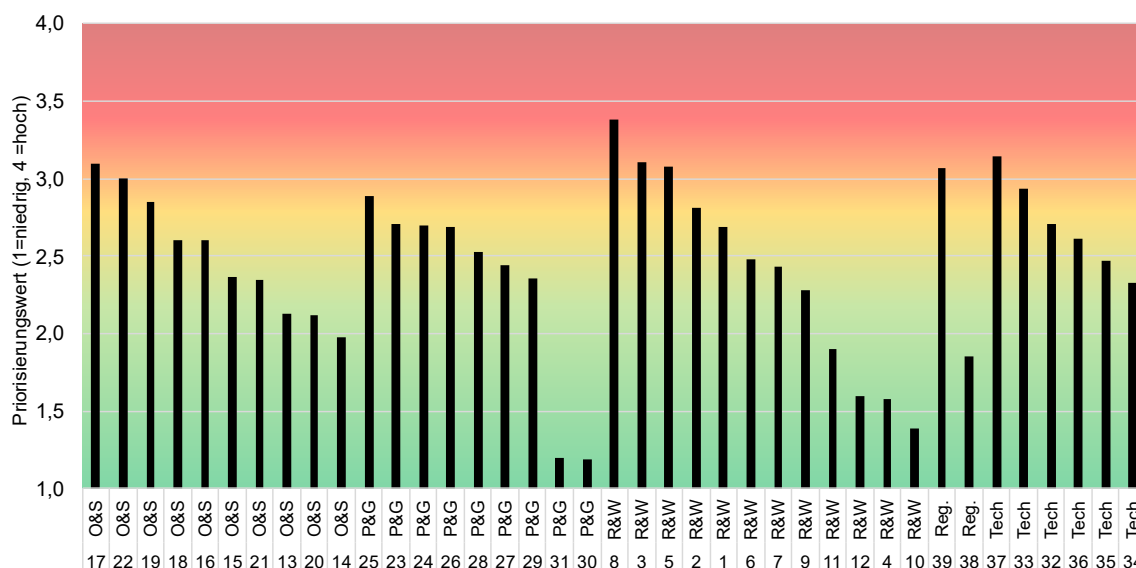


Abbildung 3.2: Ergebnisdarstellung der Priorisierung der Hemmnisse für Großwärmepumpen, (Gewichtung 50-50-0 Relevanz-Dringlichkeit-Umsetzungsaufwand) Expertinnen- und Expertenbefragung.

Risiko und Wirtschaftlichkeit: Hemmnisse unter der Kategorie „Risiko und Wirtschaftlichkeit“ umfassen u.a. Bereiche, die die Wirtschaftlichkeit betreffen, wie hohe Betriebskosten im Vergleich zu fossilen Wärmeerzeugern, ein hoher Börsenstrompreis, hohe Netzentgelte und die hohe Stromsteuer. Der hohe Börsenstrompreis ist mit einem hohen Wert bewertet worden. Weiterhin besteht eine große Unsicherheit bzgl. des zu geringen BEW-Fördervolumens. Dieses Förderprogramm bietet aktuell eine gute Möglichkeit, die wirtschaftlichen Nachteile durch hohe Strombezugskosten sowie auch hohe Investitionskosten zu kompensieren. Allerdings gelten die dafür bereitgestellten Mittel nicht als ausreichend.

Organisatorisch-strukturell: Organisatorisch-strukturelle Hemmnisse sind insbesondere die fehlende Erfahrung und der fehlende Umgang mit Großwärmepumpen allgemein auf Seiten der Behörden aus Sicht

der Betreiberinnen und Betreibern und seitens Betreiberinnen und Betreibern aus Sicht der Hersteller, aber auch im Umgang mit den verschiedenen Wärmequellen und die damit einhergehenden Herausforderungen. Daneben besteht aktuell eine Unsicherheit bzgl. einer möglichen Einschränkung bei der Verwendung von Kältemitteln aufgrund der im Raum stehenden REACH-Verordnung und einem möglichen Verbot von HFO-Kältemitteln. Daraus lässt sich ableiten, dass der Wissensaufbau und -transfer noch unzureichend ist und Entscheidungen im Raum stehen, die maßgeblich die Entwicklung, zumindest kurzzeitig, beeinflussen können.

Planung und Genehmigung: Im Bereich des Genehmigungsprozesses sind sechs Hemmnisse als eher hoch bewertet worden, bei denen geprüft werden sollte, ob und wie diese zu beseitigen sind. Als relevant bewertet wurde, dass es kein standardisiertes Genehmigungsverfahren gäbe, die Dauer von Genehmigungen aufgrund der hohen Anzahl an BEW-Förderanträgen lang wäre, geringe Erfahrung seitens Behörden im Umgang mit Genehmigungsprozessen zu Großwärmepumpen vorlägen, es eine fehlende Festlegung kritischer Parameter und Quantifizierung dieser sowie eine fehlende zentrale Anlaufstelle für die Kommunikation mit Behörden gäbe. Dadurch entstünde u.a. eine Intransparenz in Genehmigungsprozessen. Das zeigt offenbar, dass der gesetzliche Rahmen noch nicht auf Großwärmepumpen als noch relativ neue Technologie am Markt mit den einhergehenden Nutzungen unterschiedlicher Wärmequellen zugeschnitten ist. Es zeigt aber auch die Komplexität sowie Grenzen und die Zusammenhänge, die diese Technologie an den Prozess stellt.

Regulatorisch: Auf Seiten der Regulatorik ist es der Befragung zufolge insbesondere die PEF-Berechnung für vom Netz bezogenen Strom, der aufgrund der aktuellen Regularien Großwärmepumpen deutlich schlechter darstellen ließe als fossile KWK-Anlagen, die durch die Stromeinspeisung gemäß der Berechnungsmethodik Strom andere Stromerzeugungsanlagen mit noch höherem Primäreinsatz verdrängten. Der PEF hat weiterhin im Bereich der Gebäudeförderung einen hohen Stellenwert und wird nachweislich benötigt.

Technisch: In der Kategorie Technik wurden der hohe Strombedarf als relevant genannt, der durch die vorhandene stromseitige Netzinfrastruktur nicht oder womöglich bald nicht mehr bedient werden könne. Zudem bedürfe es teilweise regel- und steuerungstechnische Anpassungen für eine flexible Fahrweise von Großwärmepumpen, was nicht bei allen Modellen möglich sei. Dahingehend ist es zukünftig wichtig, den stromseitigen Netzausbau voranzutreiben, um Verzögerungen bei der Umsetzung des vorgesehenen Markthochlaufs von Großwärmepumpen zu vermeiden. Es wurden auch lange Lieferzeiten genannt, die den Zeitraum von der Planung bis zur Inbetriebnahme hinauszögerten sowie die hohen Wärmenetztemperaturen, die entsprechend hohe Anforderungen an die Komponenten stellten und die verfügbaren Lösungen beschränkten.

3.3 Lösungsansätze

Um den Markthochlauf von Großwärmepumpen in Deutschland zu beschleunigen, wurden bereits einige Schritte unternommen. Es wurde ein Reallabor in Deutschland unter der Leitung des AGFW geschaffen, um anhand von konkreten Projekten Erfahrungen im Genehmigungsprozess, im Umgang mit verschiedenen Wärmequellen sowie im Betrieb von Großwärmepumpen zu sammeln (AGFW, 2025a). Im August 2022 wurde die Investitions- und Betriebskostenförderung von Großwärmepumpen im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) ermöglicht. Die EEG-Umlage wurde ausgesetzt. Zudem hat der AGFW diverse Handbücher und Leitfäden zu Großwärmepumpen herausgebracht, um das Wissen, u.a. aus dem Reallabor, aber auch allg. zu Großwärmepumpen zu teilen. Zu nennen wären da diverse Publikationen zu dem Reallabor (Heft 100 bis Heft 103) (AGFW, 2025b) sowie der Praxisleitfaden zu Großwärmepumpen (AGFW, 2020b). Weiterhin gibt es einen Technologiecatalog der KEA-BW mit Rahmendaten zu u.a. Großwärmepumpen, der nach dem Vorbild des dänischen Technologiecatalogs

entstanden ist (KEA-BW, 2024). Darüber hinaus wurden die folgenden Lösungsansätze im Rahmen dieses Projektes erarbeitet, um den Markthochlauf von Großwärmepumpen weiter voranzutreiben. Diese sind im Folgenden zusammenfassend dargestellt.

3.3.1 Beschreibung des Strommarkts und der Beschaffungsstrategie

Gleich mehrere Hemmnisse deuten auf ein Ungleichgewicht bei den Bezugskosten von Großwärmepumpen im Vergleich zu fossilen Energieträgern hin. Für ein besseres Verständnis wurde der Strommarkt sowie die Beschaffungsstrategie von Strom aus Sicht von Energieversorgungsunternehmen beschrieben. Der Strompreis setzt sich aus mehreren Kostenbestandteilen zusammen:

- Strombeschaffung, Vertrieb und Gewinnmarge
- Netznutzungsentgelt, Messung und Messtellenbetrieb
- Steuern: Mehrwertsteuer und Stromsteuer
- Abgaben und Umlagen: Konzessionsabgabe, Umlage nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, Umlage nach § 19 der Strom-Netzentgeltverordnung und Offshore-Netzumlage

Der größte Preisbestandteil entfällt dabei auf die Position Strombeschaffung, die derzeit vor allem von den Preisen für fossile Energieträger, CO₂-Zertifikaten sowie von der von thermischen Kraftwerken noch zu deckenden Stromnachfrage und der Verfügbarkeit dieser Kraftwerke geprägt ist. Die Einsatzreihenfolge der verfügbaren Kraftwerke wird über deren Grenzkosten bestimmt („Merit Order Prinzip“). Dieses Prinzip soll zukünftig überarbeitet werden, ist aber nicht Gegenstand dieser Untersuchung. Die Strompreisentwicklungen der letzten 5 Jahre ist in Abbildung 3.3 als geordnete Jahresdauerlinien dargestellt. In den Jahren 2021 und 2022 wirkte sich der Ukraine-Krieg stark auf den Strommarkt aus.

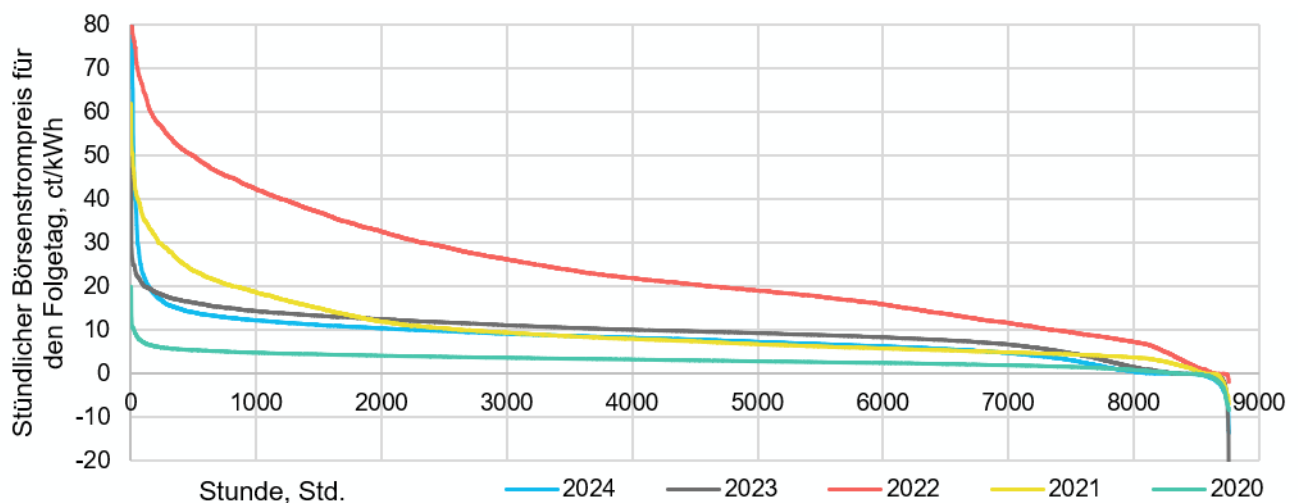


Abbildung 3.3: Geordneter stündlicher Börsenstrompreis für den Folgetag von 2020 – 2024 (Quelle: Energy-Charts.info)

Eine Übersicht über die Zusammensetzung des Strompreises ist in Abbildung 3.4 zu finden. Zu erkennen ist, dass der Börsenstrompreis ein Preishoch in 2022 hatte und in 2024 noch deutlich über dem Niveau von 2020 lag. Die politisch beschlossenen Entlastungen, wie die Aussetzung der EEG-Umlage (ab 2023), die Befreiung von Umlagen durch §22 EnFG (ab 2023) sowie die befristete Reduktion der Stromsteuer (2024, nur im produzierenden Gewerbe anwendbar), sind positive Signale, führten aufgrund der Kosten für die Beschaffung, die Netzentgelte und den Vertrieb allerdings nicht zu einem deutlich niedrigeren Niveau im Vergleich zu dem Preis in 2020 inkl. der damals zu entrichtenden Umlagen und Steuern.

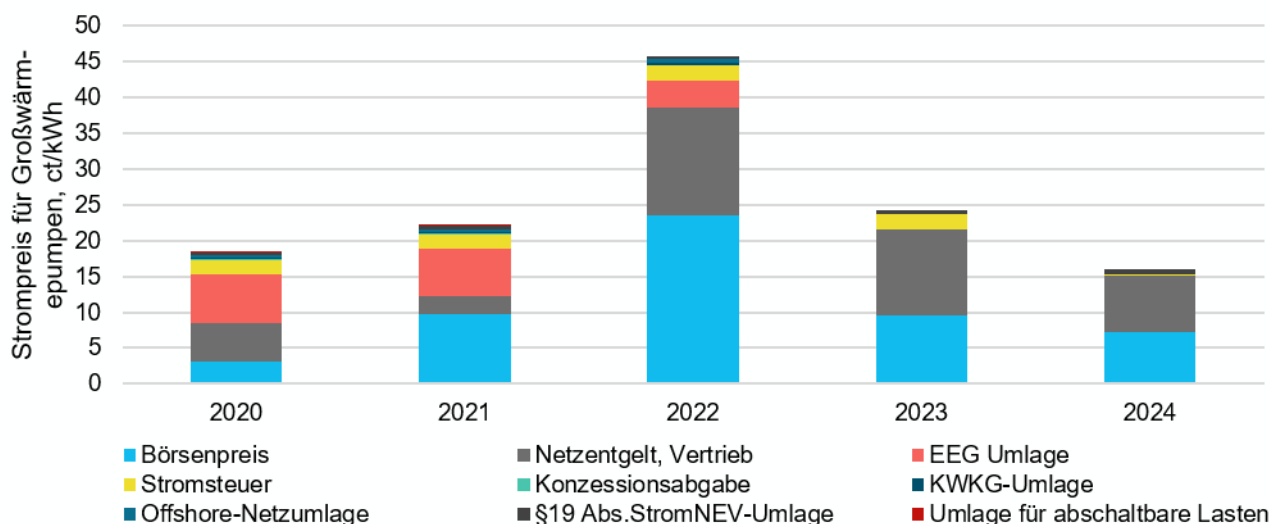


Abbildung 3.4: Zusammensetzung des durchschnittlichen Strompreises für Großwärmepumpen (Quelle: BDEW, Energy-Charts.info)

Einen entsprechenden Einfluss wird die Änderung des Strommarktdesigns haben können, da der Börsenpreis neben den Netzentgelten einen erheblichen Anteil der Gesamtkosten ausmachen. Mögliche weitere Stellschrauben für eine Verringerung der Strompreise bzw. Anpassung der Strompreisbestandteile sind:

- Reduzierung der Netzentgelte durch eine anteilige Finanzierung des Netzausbaus aus dem Bundeshaushalt (Zuschuss)
- Zeitliche Dynamisierung der Netzentgelte, beispielsweise über eine Kopplung an den Börsenstrompreis
- Beibehaltung des reduzierten Steuersatzes für die Stromsteuer und Anwendbarkeit auf die Fernwärmeerzeugung
- Abschaffung von Umlagen und stattdessen eine Finanzierung dieser Aufgaben über den Bundeshaushalt

Im Koalitionsvertrag wurden für die relevanten Stellschrauben zur Reduzierung der Strompreisbestandteile bereits die entsprechenden Ziele gesetzt. Als Kommunikationsstrategie empfehlen wir, kontinuierlich auf diese Zielsetzung hinzuweisen und entsprechende Maßnahmen zur Zielerreichung einzufordern, um zu gewährleisten, dass diese auch tatsächlich umgesetzt werden, anders als zuletzt geschehen.

Die Strombeschaffung von Stadtwerken hat in der Vergangenheit oftmals eher für deren Endkunden stattgefunden, wenngleich der Strompreis für die existierenden KWK-Anlagen eine entscheidende Größe darstellt und über die KWK-Anlagen in Kombination mit Wärmespeichern auch Regelenergie für den Stromsektor angeboten werden kann. Der Einsatz von stromgeführten Erzeugern wie Elektrodenkessel und Großwärmepumpen kam in den letzten Jahren vereinzelt bzw. kommt erst noch in den nächsten Jahren vermehrt zum Einsatz. Anhand verschiedener Rückmeldungen einzelner Stadtwerke ist die aktuelle Beschaffungsstrategie für Strommengen im Folgenden einmal exemplarisch zusammengefasst, wohlwissend dass es davon durchaus abweichende Beschaffungsstrategien gibt:

- Zunächst erfolgt in einer Einsatzplanungsoptimierung eine wirtschaftlich optimierte Fahrweise für die bestehenden Erzeugungsanlagen aller Energieträger.
- Als Ergebnis wird prognostiziert wann, welche Mengen an Strom und Erdgas zu beschaffen sind.

- Anhand kurzfristiger Prognosen, die von den Langzeitszenarien abweichen können, werden entsprechend Anpassungen vorgenommen, in dem entsprechend auf dem Markt reagiert wird oder die Fahrweise der Erzeugung angepasst wird.

Zu berücksichtigen dabei ist, dass der Anteil der Großwärmepumpen an der Wärmeerzeugung vielerorts bisher noch einen kleinen Anteil von weniger als 10-20 % an der Gesamtwärmeerzeugung ausmacht. Der Großteil wird bisher noch von fossilen KWK-Anlagen bereitgestellt. Entsprechend hat die optimierte Fahrweise der Wärmepumpen bisher nur einen begrenzten wirtschaftlichen Einfluss. Das dürfte sich ändern, sobald Großwärmepumpen einen Anteil von min. 30-50 % an der Wärmeerzeugung einnehmen werden.

Flexibilität entsteht in Fernwärmenetzen durch eine Hybridisierung des Anlagenparks: elektrische Wärmeerzeuger sind insbesondere in Stunden mit günstigen Strompreisen vorteilhaft, während KWK-Anlagen in Stunden mit hohen Strompreisen über den Strommarkt deutliche Zusatzerlöse erzielen. Von daher bietet es sich für Fernwärmebetreiberinnen und -betreiber an, sowohl elektrische Wärmeerzeuger als auch KWK-Anlagen im Anlagenpark vorzuhalten. Durch Wärmespeicher kann die Flexibilität weiter gesteigert werden. Neben einem kostenminimalen Einsatz der verfügbaren Erzeugungsanlagen in einem Fernwärmenetz, können die einzelnen Anlagen auch noch Regelenenergie bereitstellen. Mit Hilfe von Regelenenergie werden Abweichungen von der prognostizierten Stromerzeugung und Stromnachfrage im Bedarfsfall ausgeglichen und die Netzfrequenz wird stabilisiert. Es gibt drei Arten von Regelreserve:

- Primärregelreserve (FCR): muss innerhalb von 30 Sekunden zur Verfügung stehen
- Sekundärregelreserve (aFRR): muss innerhalb von fünf Minuten zur Verfügung stehen
- Tertiärregelreserve (mFRR): muss innerhalb einer Viertelstunde zur Verfügung stehen

Während Primärregelleistung symmetrisch vorgehalten werden muss, können Sekundär- und Tertiärregelleistung auch nur in eine Richtung angeboten werden (positive Regelleistung = Lasterhöhung oder geringere Stromerzeugung, negative Regelleistung = Lastreduktion oder höhere Stromerzeugung). Für die Teilnahme am Regelenenergiemarkt muss ein Präqualifikationsverfahren durchlaufen werden. Für einen möglichen Einsatz von Großwärmepumpen am Regelenenergiemarkt wurden diverse Herstellerinnen und Hersteller befragt. Grundsätzliche Feststellungen anhand der Rückmeldungen (hier nur Auszug) sind, dass

- der Regelenenergiemarkt für Großwärmepumpen deutlich an Bedeutung zunehmen wird,
- der Sekundärregelmarkt für Großwärmepumpen technisch umsetzbar ist und finanziell die Vorteile durch die Erlöse am Sekundärregelmarkt gegenüber den ggf. höheren Kosten überwiegen könnten,
- Tertiärregelreserve könnten Großwärmepumpen i.d.R. während des Betriebs oder bei einem Warmstart bereits jetzt zur Verfügung stellen,
- der Teillastbereich von Großwärmepumpen idealerweise im Bereich von ca. 60-100 % liegt, wobei auch Lasten von nur 20-40 % möglich sind, wenn auch nur mit starker Beeinflussung des COP.

Stromverbraucher sind bislang noch nicht Teil des Netzengpassmanagements. Dennoch können sich auch Stromverbraucher netzdienlich verhalten, indem sie hinter dem Netzengpass ihren Stromverbrauch reduzieren oder vor dem Netzengpass den Stromverbrauch erhöhen. Für den zuletzt genannten Fall wurde am 10.11.2023 die Regelung „Nutzen statt Abregeln 2.0“ eingeführt (§13k EnWG). Mit Hilfe dieser Regelung soll die stromnetzbedingte Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen verringert werden, indem zusätzlicher Stromverbrauch aktiviert wird. Damit auch eine engpassentlastende Wirkung entstehen kann, ist es wichtig, dass sich der Netzanschlusspunkt der zuschaltbaren Last in dem betroffenen Netzgebiet vor dem Netzengpass befindet. Die Übertragungsnetzbetreiber haben diesbezüglich für eine Erprobungsphase von Oktober 2024 bis September 2026 acht sogenannte Entlastungsregionen definiert, die sich alle in Norddeutschland in den Regelzonen von 50Hertz (H1 und H2) bzw. TenneT (T1 bis T6) befinden.

3.3.2 Handreichung zur Genehmigung von Großwärmepumpen

Da Großwärmepumpen, ähnlich wie haushaltsübliche Wärmepumpen, neben dem Einsatz von Strom ihre Energie aus einer Wärmequelle beziehen und diese sehr unterschiedlich gewählt werden kann, sind dadurch zwangsläufig unterschiedlichste Rechtsbereiche betroffen. Bislang gibt es jedoch **kein einheitliches, konzentriertes Genehmigungsverfahren** für Großwärmepumpen, sodass Einzelgenehmigungen in Abhängigkeit von der zum Einsatz kommenden Wärmequelle und den Randbedingungen des Standortes eingeholt werden müssen. Weiterhin ist es auch so, dass aufgrund eines fehlenden konkreten Rechtsrahmens sowie aus Mangel an Erfahrung der Genehmigungsbehörden für diesen Anwendungsfall, die Bearbeitung konkreter Anträge je nach zuständiger Genehmigungsbehörde variieren kann, die Genehmigung vergleichbarer Anträge in unterschiedlichen Landkreisen auch unterschiedlich ausfallen kann.

Deshalb wurde eine Handreichung entwickelt, die die Genehmigungsprozesse von Großwärmepumpen darstellen, somit mehr Rechtssicherheit schaffen und auch ein Stück weit zur Standardisierung der Prozesse beitragen soll. Diese Handreichung wird als eigenständiges Dokument veröffentlicht. Dabei wird auf die Fragen der Genehmigungsbedürftigkeit (braucht es eine Genehmigung?), der Genehmigungsfähigkeit (unter welchen Umständen bekommt man eine Genehmigung?), die Verfahren und der praktischen Vorgehensweisen eingegangen. Im Fokus stehen dabei **Großwärmepumpen, die entweder Umgebungsluft, ein Gewässer (Fluss, See, Küstengewässer) oder Klarwasser einer Kläranlage als Wärmequelle** verwenden. Um die Komplexität besser zu verstehen, technische Hintergrundinformationen bereitzustellen sowie Aspekte aus und für die Planung zu berücksichtigen, werden zunächst die technischen Details zu jedem der genannten Großwärmepumpentypen beschrieben, ehe die für die genannten Wärmequellen relevanten Rechtsbereiche beschrieben und erläutert werden. Angesprochen werden mit dieser Handreichung Planerinnen und Planer sowie Betreiberinnen und Betreiber von potenziellen, zukünftigen Großwärmepumpen sowie auch Vertreterinnen und Vertretern von Genehmigungsbehörden. Die folgende Tabelle 3.2 zeigt auf, welche Rechtsgebiete im Rahmen dieser Handreichung betrachtet werden und welche regelmäßig oder fallweise für die Art der Wärmequelle zu berücksichtigen sind.

Tabelle 3.2: Übersicht Rechtsbereiche in Abhängigkeit der Wärmequelle

Rechtsgebiet	Gewässer-Wärmepumpen (See, Küste, Fluss)	Luftwärmepumpen	Abwasserwärmepumpen
Immissions- schutzrecht	✓✓ (regelmäßig relevant: Schall, Wärme, Kältemittel)	✓✓ (regelmäßig relevant: Schall, Kältemittel)	✓✓ (regelmäßig relevant: Schall, Wärme, Kältemittel)
Baurecht	✓✓ (regelmäßig relevant, Standortabhängig)	✓✓ (regelmäßig relevant, Standortabhängig)	✓✓ (regelmäßig relevant, Standortabhängig)
Wasserrecht	✓✓ (regelmäßig relevant, Nutzung Oberflächenwasser oder Grundwasser, Einleitung)	(selten relevant, nur bei Standortnähe zu Gewässern)	✓✓ (regelmäßig relevant, Einleitung ins Abwasser oder Gewässer, (Hoch-) Wasserschutzgebiete)
Naturschutzrecht	✓✓ (regelmäßig standortabhängig relevant, Gewässer sind häufig Schutzgebiete, Artenschutz)	✓ (fallweise relevant, standortabhängig, Schutzgebiete)	✓ (fallweise relevant, abhängig von Standortnähe zu Schutzgebieten)

3.3.3 Anpassungen der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)

Die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) trat zum 15. September 2022 in Kraft und ist in der jetzigen Fassung bis Ende 2028 befristet. Im Haushalt 2026 ist die BEW mit Barmitteln in Höhe von rund 1,4 Mrd. Euro ausgestattet. Darüber hinaus sind insgesamt knapp 5,9 Milliarden Euro an Verpflichtungsermächtigungen für Fördermittelzusagen zur Auszahlung in Folgejahren veranschlagt. Nachfolgend sind Vorschläge zur Überarbeitung der BEW ausgearbeitet.

3.3.3.1 Fördervolumen je Antrag

Die Betriebskostenförderung ist auf 90 % der Strombezugskosten gedeckelt. In Abhängigkeit der Jahresarbeitszahl (JAZ) greift diese Grenze erst bei Strombezugskosten von 15,3-16,4 ct/kWh_{el}. Aufgrund der aktuellen Strompreise ist es unwahrscheinlich, dass dieser Förderdeckel Berücksichtigung finden wird. Demnach greift unter diesen Voraussetzungen stets die spezifische Betriebskostenförderung in Abhängigkeit der JAZ. Bei der Betriebskostenförderung gilt jedoch ein 100 Millionen Euro Förderdeckel für einen Zeitraum von 10 Jahren, sprich durchschnittlich 10 Millionen Euro Förderung pro Jahr. Anhand dieser Fördergrenze pro Jahr lässt sich die Grenzwärmemenge der Großwärmepumpe in Abhängigkeit der JAZ und der Vollbenutzungsstunden (VBH) ermitteln. Die daraus resultierende thermische Leistung der Großwärmepumpe, ab wann die Betriebskostenförderung von 100 Millionen Euro ausgeschöpft ist, ist in Abbildung 3.5 dargestellt.

Abbildung 3.5: Max. thermische Leistung einer Großwärmepumpe, um volle Betriebskostenförderung zu erhalten – in Abhängigkeit der JAZ und VBH

Max. Heizleistung einer Großwärmepumpe, um volle Betriebskostenförderung zu erhalten - in Abhängigkeit von JAZ und VBH												
		JAZ										
		2,5	2,75	3	3,25	3,5	3,75	4	4,25	4,5	4,75	5
VBH	4000	45	50	54	58	62	66	70	74	77	81	85
	4500	40	44	48	51	55	58	62	65	69	72	75
	5000	36	40	43	46	49	53	56	59	62	65	68
	5500	33	36	39	42	45	48	51	53	56	59	62
	6000	30	33	36	39	41	44	46	49	52	54	56
	6500	28	31	33	36	38	40	43	45	48	50	52
	7000	26	28	31	33	35	38	40	42	44	46	48
	7500	24	26	29	31	33	35	37	39	41	43	45
	8000	23	25	27	29	31	33	35	37	39	41	42
	8500	21	23	25	27	29	31	33	35	36	38	40
	8760	21	23	25	26	28	30	32	34	35	37	39

Demnach greift der Förderdeckel im extremen Fall bereits bei 21 MW_{th} Leistung und Volllastbetrieb. Ein wahrscheinlicher Bereich für Großwärmepumpen dieser Größenordnung liegt voraussichtlich bei 4.000-5.000 VBH sowie einer JAZ von 2,5-3,25, was Leistungen von 36-58 MW entspricht. Das bedeutet, dass Großanlagen oberhalb dieser Grenze an den Förderdeckel stoßen und somit prozentual eine geringere Förderung der Gesamtkosten erhalten als kleinere Anlagen. Um diesem Phänomen entgegenzuwirken, könnte das Fördervolumen je Antrag für solche Anwendungsfälle in Einzelfällen angehoben werden.

3.3.3.2 Beschleunigung der Antragsverfahren Modul I

Die Bearbeitung von Modul 1 Anträgen für Transformationspläne und Machbarkeitsstudien hat zu Beginn des Förderprogramms ca. 6-8 Wochen gedauert. Eine unverbindliche Inaussichtstellung der Förderung (förderunschädlicher vorzeitiger Maßnahmenbeginn) ist bei Modul 1 nicht möglich. Zuletzt gab es einen Bearbeitungsstau, was dazu geführt hat, dass Modul 1 Anträge vielfach erst nach mehr als 6 Monaten bewilligt wurden. Das führt zu einer massiven Verschiebung von Zeitplänen. Die fristgerechte Einhaltung dieser ist aber wichtig und tlw. erforderlich für die Einhaltung von Bedingungen anderer Förderprogramme, wie dem BEG, rechtzeitig eine erneuerbare Wärmeerzeugung zu gewährleisten.

Demnach sollte entweder eine unverbindliche Inaussichtstellung für einen vorzeitigen Maßnahmenbeginn für die Ausarbeitung von Modul 1 Anträgen möglich sein oder stattdessen die Anträge in Modul 1 unabhängig von Anträgen in Modul 2-4 bearbeitet werden. Prüfungsaufwand und Fördervolumen von Modul 1 Anträgen sind deutlich überschaubarer als aufwendig zu prüfende Modul 2-4 Anträge mit umfangreicher Dokumentation und Förderbeträgen von mehreren Millionen Euro.

3.3.3.3 Betriebskostenförderung

Die Betriebskostenförderung von Großwärmepumpen ist an eine Formel geknüpft, um auch den weniger effizienten Projekten, die jedoch aus Mangel an Wärmequellen auf einem höheren Temperaturniveau alternativlos sind, eine angemessene Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten. Dennoch sollte berücksichtigt werden, dass keine Fehlanreize geschaffen werden, wodurch aufgrund der Förderung weniger Augenmerk auf effiziente Anlagen bzw. Projekte gelegt wird.

Die Berücksichtigung der Formel hat allerdings auch weitreichendere Folgen. Gerade im Bereich von Großwärmepumpen sind die Auslegungen stets projektspezifisch und unterscheiden sich hier von Hersteller zu Hersteller und eingesetztem Kältemittel für gleiche Anwendungsfälle. Diese Spezifikationen stehen allerdings erst nach einer Ausschreibung fest. Selbst wenn es zuvor ein Planungsfabrikat sowie div. Richtpreisangebote gab, wird das finale Engineering der Großwärmepumpe mit garantierten Leistungswerten erst zu einer Ausschreibung feststehen. Da die Höhe der JAZ allerdings die Betriebskostenförderung bestimmt, herrscht bis dahin Unsicherheit über die tatsächliche Höhe der Betriebskostenförderung sowie der Gesamtwirtschaftlichkeit des Projektes. Andererseits bedeutet eine Festlegung dieser Parameter vor einem Vergabewettbewerb womöglich eine unzulässige Vorfestlegung im Sinne des Vergaberechts.

Ein möglicher Vorschlag wäre, die Formel der Betriebskostenförderung zu streichen und eine feste spezifische Förderung pro kWh unabhängig von der JAZ zu gewährleisten. Alternativ könnte auch eine spezifische Förderhöhe pro kWh gewährt werden, die sich je nach mittlerem Temperaturhub der Wärmepumpe unterscheidet, was vsl. komplizierter anzuwenden wäre. Weitere Vor- und Nachteile sollten hier noch gegeneinander abgewogen werden.

3.3.3.4 Anerkennung von Abwärme aus KWK-Anlagen als förderfähige Wärmequelle für Wärmepumpen

Viele erste Großwärmepumpenprojekte werden an Kraftwerksstandorten mit bestehenden Entnahme- und Einleitbauwerken von Flusswasser errichtet. Das ist naheliegend, da oftmals bereits eine Bestandsgenehmigung vorliegt sowie die nötige Infrastruktur weiterverwendet werden kann. Sinnvollerweise sollte das Flusswasser verwendet werden, nachdem es von dem Kraftwerk erwärmt wurde (um den Kraftwerksprozess zu kühlen), da dies zu einer höheren Effizienz der Wärmepumpe führt. Nach der Erwärmung durch den Kühlprozess gilt das Flusswasser im Sinne der BEW aber nicht mehr als reines Flusswasser. Basierend auf der Wärmemenge, die im Flusswasser vorhanden ist im Verhältnis zu der Wärmemenge, die durch den Kühlprozess eingetragen worden ist, gilt das Flusswasser dann nur noch als förderfähige Wärmequelle, sofern der Anteil des Kühlprozesses 10 % nicht übersteigt. Eine Betriebskostenförderung ist dann nicht mehr möglich. Um diese dennoch zu erhalten, muss stattdessen noch vor der Kraftwerkskühlung das Flusswasser als Wärmequelle für die Großwärmepumpe verwendet werden. Als Konsequenz bedeutet das einen erhöhten baulichen Aufwand und niedrigere Flusswassertemperaturen. Das bedeutet nicht nur Mehrkosten für den Errichter und Betreiber, sondern auch die Verwendung von größeren Fördermittelsummen durch den baulichen Mehraufwand sowie die höhere Betriebskostenförderung pro kWh aufgrund der schlechteren JAZ. Dadurch wird auch der Stromeinsatz erhöht, wodurch unnötig Energie verschwendet wird. Demnach sollte folgende Erweiterung der Begriffsdefinition von Flusswasser erfolgen: Flusswasser, welches zur Kühlung eines Kraftwerks genutzt wird, gilt gemäß der BEW nach deren Erwärmung weiterhin als Umweltwärme.

3.3.3.5 Direktelektrische Erzeugung von Wärme

Im Rahmen einer Machbarkeitsstudie oder eines Transformationsplans ist die Verwendung von direktelektrischen Wärmeerzeugern nur zulässig, sofern plausibel dargelegt werden kann, wie der Strom zur direktelektrischen Wärmeerzeugung zu 100 % aus Direktbelieferungen durch erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen bereitgestellt werden soll. Zertifikate für die Belieferung mit grünem Strom werden hierfür nicht anerkannt. Eine Direktbelieferung von Grünstrom ist jedoch nicht in allen Bereichen, wie im urbanen Raum, möglich. Daher könnten anerkannte Zertifikate im Sinne der BEW anerkannt werden oder zumindest der Grünstromanteil im Stromnetz für einen Elektrodenkessel in dem jeweiligen Jahr als erneuerbar im Sinne der BEW anerkannt werden. Im Sinne von „Nutzen statt Abregeln“ sollte die Anerkennung als EE-Anteil auch bei negativen Strompreisen zulässig sein. In diesen Fällen ist der Netzstrom faktisch nahezu erneuerbar und der Einsatz von Elektrodenkesseln wäre in dem Fall netzdienlich. Seit der Aktualisierung des Merkblattes zur BEW vom 01.01.2026 ist zumindest im Zielbild 2045 nun ein 25% Anteil von direktelektrischer Wärmeerzeugung möglich.

3.3.4 Nutzung der Trinkwasserinfrastruktur für die Wärmeengewinnung

Die energetische Nutzung von Roh- oder Trinkwasser ist technisch vergleichsweise einfach. Es ist ein ähnlicher Prozess wie bei der Nutzung von Grundwasser, Oberflächengewässern oder bei dem Ablauf von Kläranlagen. Die Infrastruktur hierfür ist im Bereich der Trinkwasserversorgung bereits vorhanden: denkbar wäre die Errichtung zentraler Wärmepumpen an bestehenden Anlagen zur Gewinnung und Verteilung von Trinkwasser wie Brunnen oder Wasserwerke. Hier könnten Großwärmepumpen das geförderte Trinkwasser um einige Grad abkühlen und gleichzeitig Wärme für Nah- und Fernwärmesysteme bereitstellen. Diese Art der Anlagen weisen sogar technisch und wirtschaftlich gegenüber vergleichbaren Anlagen zur Nutzung von Grundwasser, Oberflächengewässern oder dem Ablauf von Kläranlagen einige Vorteile auf. Für die anschließende Nutzung des abgekühlten Trinkwassers bestehen keine Einschränkungen. Bei den Nutzern dürfte sich die im Wasserwerk erfolgte Abkühlung in der Regel kaum bemerkbar machen. Denn auf dem Weg vom Wasserwerk zum Verbrauchsort wärmt sich das Trinkwasser im erdverlegten Verteilnetz durch die Umweltwärme der oberflächennahen Erdschichten wieder auf. Eine kursorische Auseinandersetzung mit Chancen und Hemmnissen der Nutzung von Trinkwasseranlagen findet sich in einem Beitrag im Tagesspiegel Background vom 12.4.2022 (Sandrock, 2022).

Im Projekt wurde eine Abschätzung durchgeführt, mit welchem energetischen Nutzen die Installation von Großwärmepumpen in zentralen Versorgungsanlagen verbunden wäre. Im Ergebnis kann bei einer Wassermenge von 1,08 Mrd. m³ (wenn 20 % der jährlichen Trinkwassermenge genutzt werden würden), einer Temperaturabsenkung von 3 K und einem COP von 3,0 eine Wärmemenge von 5,7 TWh jährlich erzielt werden, die aus dem Trinkwasser als Wärmequelle entnommen werden könnte. Dies entspricht etwa 4,5% der Nettofernwärmeerzeugung in 2022 in Deutschland (AGFW, 2023a). Berücksichtigt man nun in der Bilanz weiter, dass 50 % der entzogenen Energie durch das Erdreich regeneriert wird und nur ca. 1/3 wieder dezentral erwärmt werden muss, ergibt sich daraus im Ergebnis ein Energiegewinn von 5 TWh jährlich (Hubeck-Graudal, 2015), (Warmwasserspiegel, 2025). Werden größere Anteile des Trinkwassers als Quelle für GWP genutzt, steigen die möglichen Erträge sogar weiter, wie in folgender Tabelle 3.3 erkennbar ist:

Tabelle 3.3: Nutzbare Wärmemenge aus Trinkwasser in Abhängigkeit des nutzbaren Anteils

Nutzbare jährliche Trinkwassermenge:	20 %	40 %	60 %	80 %	100 %
Wärmemenge aus Trinkwasser, TWh/a	5,66	11,32	16,99	22,65	28,31
Wärmemenge aus Trinkwasser inkl. Nacherwärmung, TWh/a	5,03	10,07	15,10	20,13	25,16

In Deutschland ist vor dem Hintergrund der geltenden Trinkwasserverordnung die Installation von Wärmepumpen an Trinkwasserversorgungsanlagen mit dem Ziel, die dort gewonnene Wärme in Wärmenetzen zu nutzen, derzeit rechtlich nicht möglich. Hierzu wäre eine Änderung der Trinkwasserverordnung notwendig. Demnach schlagen wir die **Neuformulierung von § 13 Abs 5 TrinkwV** vor:

Bei dem Betrieb von Wasserversorgungsanlagen dürfen, wenn sie in Kontakt mit dem Rohwasser oder Trinkwasser kommen, nur solche Stoffe oder Gegenstände verwendet und nur solche physikalische, chemische oder biologische Verfahren angewendet werden, die dazu bestimmt sind, der Trinkwasserversorgung zu dienen. Dies gilt nicht für Anlagen an Wasserwerken oder Übergabestationen von Fernwasserleitungen an nachgelagerte Wasserverteilsysteme, die eine Lieferung von Wärmeenergie an Wärmenetze nach § 2 Abs. 3 WPG ermöglichen und durch das jeweilige Wasserversorgungsunternehmen selbst betrieben werden.

3.3.5 Anpassungen der PEF-Berechnungsmethodik

In verschiedenen Studien wurden die Begrenzungen der Aussagekraft der heutigen Berechnung der Primärenergiefaktoren in einer zukünftigen, von erneuerbaren Energien geprägten Energiewelt beschrieben, insbesondere die nachlassende Steuerungswirkung in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien; die mangelnde Abbildung von Klimaschutzwirkung einerseits, und Ressourcenknappheit von erneuerbarer Energieressourcen andererseits; die Bevorteilung von fossiler KWK durch den Einsatz der Stromgutschriftmethode. Diese Aspekte sind ausführlich in (ifeu, Ecofys, prognos, dena, 2019) dargelegt.

Die europäische Gebäuderichtlinie (EPBD) verlangt in Zukunft von den Mitgliedsstaaten, dass die Hauptkenngröße zur Bewertung von Gebäuden die **Gesamt**primärenergie ist. Die Umsetzung der EPBD in deutsches Recht steht noch aus. Die EPBD ist bezüglich der Vorgabe von Gesamtprimärenergie eindeutig. Sie lässt allerdings im Einzelfall „Weighting factors“ zu, bei denen aus systemischen Gründen von den o.g. PEF abgewichen werden kann. In einer Studie haben (ifeu et al., 2024) untersucht, welche Effekte sich dabei ergeben und welche zusätzlichen Festlegungen getroffen werden müssen. Eine weitere Festlegung betrifft die Behandlung der Kuppelprodukte Strom und Wärme bei KWK-Anlagen. In (ifeu et al., 2022) wurde abgeleitet, dass eine Allokation der Umweltlasten auf Basis der Exergie („Carnotverfahren“), wie es auch in FW 309-6 beschrieben wird, in Zukunft geeignet ist, eine faire Aufteilung für die Zuordnung der Primärenergie zwischen Strom und Wärme vorzunehmen. Siehe hierzu ausgiebig (ifeu, Ecofys, prognos, dena, 2019).

Aufgrund der aktuell nach dem GEG geltenden Berechnungsmethodik (Stromgutschriftmethode) erreichen KWK-Anlagen Gewichtungsfaktoren (PEF und EF), die deutlich unter den Werten von Großwärmepumpen mit Netzanschluss liegen. Das behindert den Hochlauf von Großwärmepumpen. Daher wurde die aktuelle Bilanzierungsmethodik anhand eines Vergleichs von Großwärmepumpen und Blockheizkraftwerken (BHKW) genauer untersucht. Es wurden sowohl die aktuell geltenden Rahmenbedingungen als auch die zukünftig zu erwartenden Rahmenbedingungen (EPBD) berücksichtigt, siehe folgende Abbildung 3.6. Betrachtet wurde ein exemplarisches Wärmenetz. Es wurden zwei unterschiedliche Anlagenparks untersucht. In beiden Fällen wird die Spitzenlast (25 % der Wärmeerzeugung) über einen Gaskessel gedeckt. Die Grundlast wird in einem Fall durch eine Großwärmepumpe und im anderen Fall durch ein Erdgas-befeuertes BHKW gedeckt.

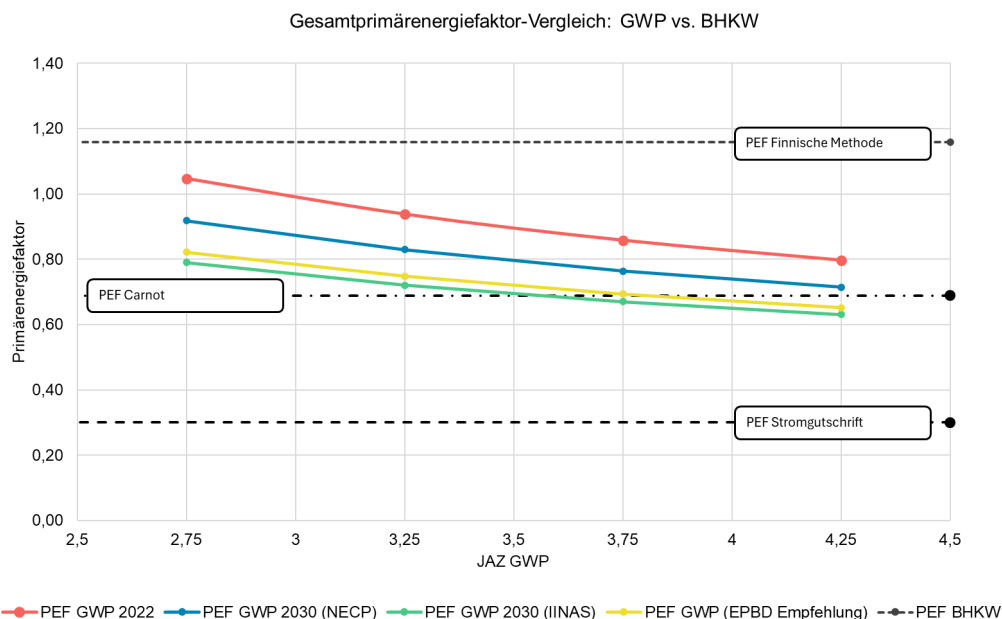


Abbildung 3.6: Vergleich der PEF von Großwärmepumpe und BHKW unter Berücksichtigung des Gesamtprimärenergiebedarfs

Auf Basis der aktuellen Rahmenbedingungen erscheint die Carnot-Methode geeignet zu sein, um einen Vergleichswert für die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden zu liefern. Dadurch wird auch abgebildet, dass bei bestimmten Rahmenbedingungen (z.B. sehr hohe Vorlauftemperaturen), der Primärenergieaufwand auf Seiten der Großwärmepumpe aufgrund der schlechteren Effizienz höher ist. Die Stromgutschriftmethode scheint hingegen, auch unter Berücksichtigung der zukünftigen Entwicklungen, nicht geeignet zu sein, um den Hochlauf von Großwärmepumpen zu fördern, da der PEF erdgasbefuerter KWK-Anlagen nach dieser Methode deutlich niedriger ausfällt als von Großwärmepumpen. Der große Vorteil der Carnot-Methodik liegt darin, dass hier die tatsächlich durch die Energieerzeugung der Anlage emittierten Emissionen und verursachten Primärenergieaufwände auf die der Anlage zugeordneten Energiemengen aufgeteilt werden.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die aktuelle Berechnungsmethodik nach Stromgutschrift für die Allokation von CO₂ Emissionen in Bezug auf BHKWs nicht fair ist, sondern diese Erzeuger besser dastehen lässt, als sie in der Realität sind. Die zulässige Allokationsmethodik sollte somit zügig in der Förderregulatorik und Nachweisführung angepasst werden, um dem Ungleichgewicht der derzeitigen Berechnung Rechnung zu tragen, damit erneuerbare Erzeuger, wie die Großwärmepumpe, nicht schlechter dastehen als fossile Erzeugungsanlagen. Die EPBD bietet die nötige Grundlage, welche bis Mai 2026 in deutsches Recht umgesetzt werden muss.

3.3.6 Fachkräftequalifizierungsbedarf

Da die Großwärmepumpe noch relativ wenig am deutschen Markt etabliert ist, ist der Umgang mit dieser u.a. in den Bereichen Planung, Genehmigung und Service im Betrieb noch nicht etabliert. Oftmals ist besonderes Fachwissen erforderlich.

3.3.6.1 Herstellung und Service

Der klassische Heizungsbauer oder die klassische Heizungsbauerin kommt bei Großwärmepumpen für die Inbetriebnahme und Wartung typischerweise nicht zum Einsatz. Stattdessen werden eigene Servicekräfte

von Herstellern von Großwärmepumpen eingesetzt. Diese Stellen ausreichend und adäquat zu besetzen, stellt aktuell eine sehr große Herausforderung dar.

Als möglicher Lösungsvorschlag könnten Kooperationen von GWP-Herstellern mit Anlagenbauern, die bisher im Bereich von KWK-Anlagen beheimatet waren, funktionieren. Diese haben zum einen ein deutschlandweites, flächendeckendes Netz an Servicetechnikerinnen und -technikern, die bisher für BHKWs eingesetzt werden. Zum anderen könnte der zukünftige Bedarf an diesem Personal aufgrund des zurückgehenden Anteils (neuer) BHKWs sinken. Dadurch könnte auf bestehende Strukturen aufgesetzt werden. Der wesentliche Unterschied zwischen BHKWs und Großwärmepumpen in diesem Zusammenhang ist das zum Einsatz kommende Kältemittel. Dementsprechend müssten die traditionell zum Einsatz kommenden Servicekräfte diverse Fortbildungen absolvieren, um die entsprechenden Nachweise für einen sicheren Umgang insbesondere mit natürlichen Kältemitteln zu erlangen, vgl. mit denen eines Kälteanlagenbauers bzw. Mechatroniker/-in für Kältetechnik. Entsprechende Nachweise könnten z.B. auch durch einen „großen Kälteschein“ Kategorie I bzw. als Sachkundiger für natürliche Kältemittel erlangt werden (Möller, 2024). Ein Kurs mit anschließender Prüfung für den großen Kälteschein kann z.B. in 5 Tagen zu ca. 2.000 Euro - 2.500 Euro durchgeführt werden.

3.3.6.1 Planung

Es werden auch fachkundige Planungsbüros benötigt, die Großwärmepumpen sowie die damit zusammenhängende Erschließung der Wärmequelle planen können. Da verschiedene Wärmequellen zum Einsatz kommen können, ist Expertise aus unterschiedlichen Bereichen nötig. Mögliche Fortbildungsangebote sollten bei den entsprechenden Planungsbüros aktiv beworben werden und sollten auch online gut auffindbar sein, z.B. auf der Veranstaltungsseite des AGFW [Klicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben](#). auf der Veranstaltungsseite des AGFW (AGFW, 2025c). Zudem könnten die benötigten Weiterbildungen sowie relevanten Berufsgruppen in den Anhang des Praxisleitfadens „Bildung im Handlungsfeld Fernwärme“ des AGFW (AGFW, 2023b) aufgenommen werden. Darüber hinaus gibt es Schulungsangebote, u.a. über den Bundesverband Wärmepumpe (bwp) organisiert, um nach VDI-MT 4645 Blatt 1 Wärmepumpenanlagen von Ein- und Mehrfamilienhäusern zu planen (BWP, 2022a). Ähnlich werden bereits Seminare zu Großwärmepumpen auf Basis von u.a. dem Entwurf der VDI 4646 Anwendung von Großwärmepumpen angeboten (Hitz Köpfe, 2024).

3.3.6.2 Genehmigungsbehörden

Aufgrund des nicht einheitlichen Genehmigungsverfahrens, der Wahl verschiedener Wärmequellen sowie Kältemittel, kann die Prüfung eines entsprechenden Genehmigungsantrags bei den Genehmigungsbehörden Wissen in sehr unterschiedlichen Bereichen erfordern. Zusätzlich erfolgen die Genehmigungsanträge auf Kreisebene, wodurch ohne vorliegende Leitfäden zur Genehmigungspraxis unterschiedliche Anforderungen sonst gleicher Anlagen in verschiedenen Kreisen möglich sind. Demnach wäre es äußerst hilfreich und förderlich, wenn es für die Vertreterinnen und Vertreter der Genehmigungsbehörden Austauschformate untereinander sowie Fortbildungsangebote/Workshops gäbe. Weiterhin kann die zuständige Genehmigungsbehörde mit Zustimmung der antragstellenden Person eine Projektmanagerin oder einen Projektmanager einsetzen, um Verfahrensschritte vorzubereiten oder durchzuführen. Zusätzlich sollte ein Verfahrenshandbuch bereitgestellt werden mit hilfreichen Informationen für die Prüfung durch Genehmigungsbehörden, wie es ohnehin im Wasserhaushaltsgesetz gefordert ist (siehe §11a Abs. 3 WHG).

4 ABWÄRME

4.1 Industrielle Abwärme

4.1.1 Stand der Technik

Aufbauend auf den Erhebungen der statistischen Landesämter und des AGFW können aktuell weniger als 2 TWh/a bzw. unter 2 % der Netto-Wärmeerzeugung in Fernwärmenetzen als „Abwärme“ aus Industrie und Gewerbe eingestuft werden (AGFW, 2023a).³ Davon entfällt nach eigener Analyse vom ifeu von rund 40 bekannten Abwärmenutzungsprojekten ein Großteil auf Abwärme aus industriellen Produktionsprozessen an wenigen großen Standorten der Metallerzeugung, Raffinierung von Erdöl bzw. der Herstellung chemischer Erzeugnisse (Holm et al., 2023). Während das bisher ungenutzte technische Potenzial in diesem Bereich in vielen Studien grundsätzlich als hoch eingestuft wird – so werden in den seit 2025 publizierten Daten der Plattform für Abwärme (PfA) der BfEE Abwärmepotenziale i.H.v. 244 TWh (über alle Wirtschaftszweige und Anlagentypen, nicht nur Industrie und Gewerbe) ausgewiesen – ergeben sich in der Praxis eine Vielzahl an Hemmnissen für die Realisierung weiterer Projekte.

4.1.2 Hemmnisanalyse

Für die Identifikation von Hemmnissen für die netzgebundene Nutzung industrieller und gewerblicher Abwärme wurden in Q3 und Q4 2023 zahlreiche Sekundärliteraturquellen ausgewertet. Da das Thema bereits seit vielen Jahren erforscht und diskutiert wird und weitere ältere Literaturangaben darin ausgewiesen sind, seien an dieser Stelle die relativ aktuellen Studien von (Blömer et al., 2019), (AGFW, 2020a), (Ziegler et al., 2022) und (Ortner et al., 2023) exemplarisch genannt. Expertenbefragungen zu Anforderungen an netzgebundene Abwärmenutzung wurden u.a. im vom Bundeswirtschaftsministerium geförderten ENA-Projekt durchgeführt und sind in (Blömer et al., 2024) dokumentiert. Darüber hinaus wurden die Beiträge zur Fachtagung „Klimaschutz durch Abwärmenutzung | Themenschwerpunkt „Industrielle Abwärme in NRW““ am 09.10.2023 für einen Abgleich möglicher Hemmnisse ausgewertet.⁴ Im Rahmen der Analyse konnten 19 Hemmnisse identifiziert, beschrieben und kategorisiert werden (vgl. Kapitel 2.1.1).

Für die Priorisierung, Kommentierung, Ergänzung und eine erste Sammlung von Lösungsvorschlägen wurden im Januar und Februar 2024 zehn Stakeholder mittels eines Excel-Fragebogens befragt, in dem die identifizierten Hemmnisse gelistet waren. Da im Rahmen der Untersuchung von Hemmnissen und Lösungsansätzen für die Nutzung von Abwärme in Wärmenetzen drei separate Stakeholder-Befragungen in den Bereichen industrielle und gewerbliche Abwärme, Wärme aus der thermischen Abfallbehandlung und Abwasserwärme durchgeführt wurden, konnte im Rahmen des Projektbudgets jeweils keine Breitenbefragung durchgeführt werden. Vor diesem Hintergrund wurde bei der Auswahl der zehn befragten Stakeholder für die Priorisierung der Hemmnisse auf Fernwärmenetzbetreiber mit Vorerfahrungen im Bereich netzgebundener Abwärmenutzung, die Verbände BDEW und AGFW und öffentliche Institutionen

³ Nach §5 Energiestatistikgesetz wird die Netto-Wärmeerzeugung in Wärmenetzen nach Energieträgern bei den Betreibern erhoben. Abwärme aus Industrie oder Gewerbe könnte dabei unter den Energieträger-Codes „72 Wärme“, „72 Dampf“, „81 Sonstige Energieträger“ oder „81 Abluft“ gemeldet werden. Im AGFW-Hauptbericht 2023 wird aus den Daten der Energiestatistik für das Jahr 2022 die Wärmeerzeugung aus „81 Sonstige Energieträger“ aggregiert mit Abfall (Codes 61-62), insgesamt 21,6 TWh, und „72 Wärme“ aggregiert mit Strom (Code 73 „Elektrokessel“), insgesamt 1,37 TWh, ausgewiesen.

⁴ <https://www.izes.de/de/content/bmwk-fachtagung-klimaschutz-durch-abwaermenutzung-industrielle-abwaerme-nrw> (Abgerufen am 15.01.2024).

wie das Umweltministerium des Landes Baden-Württemberg abgestellt. In der Umfrage konnte ein Rücklauf von sechs Fragebögen erzielt werden. Von den Befragten wurden keine weiteren Hemmnisse ergänzt.

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass es sich um eine konzentrierte Expertenbefragung handelt und nicht um eine Breitenbefragung einzelner Unternehmen. In den Ergebnistabellen ist die Anzahl der berücksichtigten Werte im Rücklauf angegeben. Die Mittelwerte für Relevanz, Dringlichkeit, Umsetzungsaufwand und die Priorisierungswerte sind wie folgt einzuordnen: von 1 (niedrig) über 2 (eher niedrig), 3 (eher hoch) bis 4 (hoch).

Tabelle 4.1 zeigt die gewichteten Priorisierungswerte P im Szenario S^I , in dem der Umsetzungsaufwand zur Beseitigung einzelner Hemmnisse nicht berücksichtigt wird (50-50-0) (vgl. Kapitel 2.1.2). In diesem Szenario werden acht Hemmnisse mit Priorisierungswerten von 3,0 oder höher als „eher hoch“ bis „hoch“ eingestuft.

Aus den Ergebnissen des Szenarios S^I lässt sich ableiten, dass die befragten Experten in der **Kategorie „Risiko und Wirtschaftlichkeit“** (R&W) starke Hemmnisse im Umgang mit der Unsicherheit über die langfristige Verfügbarkeit von Abwärmequellen sehen (Hemmnis #6), in der Regelung von Haftungsfragen (Hemmnis #7) und in einem ungünstigen Kosten-Benchmark für die Nutzung von Abwärme im Vergleich zu deren Abführen in die Umgebung (Hemmnis #10) sehen.

Als **organisatorisch-strukturelle Hemmnisse** (O&S) werden fehlende personelle Kapazitäten (Hemmnis #15), fehlende Daten zu Abwärmepotenzialen (Hemmnis #13) und fehlende Fachkenntnisse (Hemmnis #16) bei potenziellen Abwärmelieferanten als prioritär gesehen.

Als **regulatorisches Hemmnis** (Reg.) wird die Nicht-Anrechenbarkeit von eingesparten THG-Emissionen außerhalb des Abwärme-liefernden Unternehmens in dessen Bilanzraum (Hemmnis #11) hoch bewertet.

Unter den **technischen Hemmnissen** (Tech.) werden die diskontinuierliche Verfügbarkeit von Abwärme (Hemmnis #4) und die räumliche Distanz (Hemmnis #5), die sich auf den Aufwand für die Projektentwicklung und die Umsetzungskosten auswirken werden als bedeutsam eingestuft.

Tabelle 4.1: Ergebnisse Gesamt-Priorisierung der Hemmnisse für die Nutzung industrieller oder gewerblicher Abwärme in Wärmenetzen im Szenario S^I (Gewichtung Priorisierungswert 50-50-0 Relevanz-Dringlichkeit-Umsetzungsaufwand, (Farbbereich grün (niedrig) über gelb (eher niedrig) und orange (eher hoch) bis rot (hoch))).

#	Hemmnis	Kategorie	Relevanz, R	Dringlichkeit, D	Umsetzungsaufwand, η	Priorisierungswert P (gerundet)	Anzahl Werte im Rücklauf
6	Unsicherheit über langfristige Verfügbarkeit	R&W	3,7	3,3	3,5	3,5	6
15	Fehlende personelle Kapazitäten	O&S	3,2	3,4	2,2	3,3	5
4	Diskontinuierliche Verfügbarkeit im Tages-/Wochen-/Jahresverlauf	Tech.	3,5	3,0	3,2	3,3	6
13	Fehlende Datengrundlage zur Bewertung der Potenziale innerhalb der Unternehmen mit Abwärmepotenzial	O&S	3,5	3,0	2,5	3,3	6
7	Haftungsfragen	R&W	3,2	3,2	2,8	3,2	5
11	Keine "Anrechenbarkeit" von THG-Reduktionen im Bilanzraum des Abwärmelieferanten	Reg.	3,5	2,8	2,3	3,2	6
5	Räumliche Distanz zwischen Quelle & Senke	Tech.	3,7	2,5	3,8	3,1	6
10	Günstiges Abführen von Abwärme in die Umgebung	R&W	3,3	2,7	2,7	3,0	6
16	Fehlende Fachkenntnisse	O&S	3,0	3,0	2,0	3,0	5
17	Unternehmensinterne Priorisierung von Projekten	O&S	3,0	2,8	2,2	2,9	5
9	Günstige (fossile) Primärenergie	R&W	3,0	2,6	2,0	2,8	5
2	Hohe Temperaturanforderung Wärmesenke	Tech.	3,0	2,5	3,3	2,8	6
8	Anforderung an kurze Vertragslaufzeiten seitens der Abwärmelieferanten	R&W	3,0	2,3	2,8	2,7	6
19	Immissionsschutzauflagen	P&G	2,6	2,6	2,4	2,6	5
12	Unsicherheit bezüglich normativer Bewertung der Abwärme als "unvermeidbare Abwärme"	Reg.	2,7	2,5	2,2	2,6	6
1	Niedriges Temperaturniveau Abwärmequelle	Tech.	2,3	2,3	2,8	2,3	6
14	Fehlende Datengrundlage zur Bewertung der Potenziale bei potenziellen Abnehmern / Projektentwickler	O&S	2,3	2,3	1,8	2,3	6
18	Eigentumsrecht / Zutrittsrecht	O&S	2,4	2,2	1,8	2,3	5
3	Schadstoffbelastung der Trägermedien	Tech.	2,2	2,0	2,8	2,1	5

4.1.3 Lösungsansätze

Aufbauend auf der dargestellten Priorisierung in der Stakeholder-Befragung und in Absprache mit dem Auftraggeber werden Lösungsansätze für nachfolgende Bereiche zusammengestellt. Dabei werden Informationen aus folgenden Quellen berücksichtigt: Sekundärliteratur, Stakeholderbefragung, Experteninterviews und/oder schriftliche Korrespondenz mit AGFW, Energieauditeur indevo GmbH, Praxispartner PlanEnerg, eon Projektentwicklung, Kompetenzzentrum Abwärme KEA-BW, Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), Borderstep-Institut, Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE), Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). Darüber hinaus werden die Ergebnisse eines Vernetzungstischs auf der Bundestagung Abwärme am 10.10.2024 in Berlin und eines Stakeholder-Workshops zur Ausfallabsicherung netzgebundene Abwärmenutzung am 25.03.2025 berücksichtigt.

4.1.3.1 Wirtschaftliche Anreize für die Nutzung von Abwärme verbessern

Die spezifischen **Wärmegestehungskosten für Abwärme variieren stark** zwischen Projekten. Das muss sowohl bei Preisgestaltung als auch politischen Maßnahmen berücksichtigt werden (vgl. Jäger et al., (2024)). Die steigenden **Anforderungen zur Dekarbonisierung** von Wärmenetzen **erhöhen die Nachfrage** nach Abwärme und verschieben den Kostenvergleich auf der Seite potenzieller Abwärmenutzer von fossiler KWK-Wärme zu THG-armer Wärmeerzeugung. Durch die Einstufung unvermeidbarer Abwärme als THG-frei besteht ein wichtiger Anreiz für die Abwärmenutzung in der Wirtschaftlichkeitsbewertung. Weil **Abwärme meist nicht als gesicherte Leistung** zählt, wird sie von Netzbetreibern im Abgleich mit anderen – regelbaren – Wärmeerzeugern jedoch noch etwas niedriger bewertet.

Aus Sicht einzelner Vertreter der Fernwärmebranche müsste es einen stärkeren Handlungsdruck auch für potenzielle Abwärmelieferanten geben, unvermeidbare Abwärme kostengünstig abzugeben. Finanzielle **Anreize für die Abgabe von Abwärme** könnten demnach durch **weniger Zuschüsse oder geringere Abgabenbefreiungen** bei Nicht-Lieferung geschaffen werden. Einzelne Projektierer betonen jedoch die Notwendigkeit eines Balanceakts angesichts des internationalen Wettbewerbs, in dem einige Branchen mit Abwärmepotenzial stehen. **Förderungen für Abwärmeauskopplung durch Bundesprogramme** werden von den befragten Stakeholdern **sehr positiv gesehen**, weil sie auch Projekte mit höherem Erschließungsaufwand in die Umsetzung holen können und kostensenkend bis zum Endverbraucher wirken können. Investitionsförderungen gelten **dabei auch als wirksames Instrument zur Risikominimierung**.

Ein Kernthema in Geschäftsmodellen zur Abwärmenutzung ist, die **unterschiedlichen Investitionshorizonte** abzugleichen: Lieferanten brauchen schnelle Refinanzierung, während Wärmesenken längere Abschreibungszeiten nutzen sollten, auch um die Endkundenpreise auf einem akzeptablen Niveau zu halten. Dies muss im Wesentlichen bilateral von den Vertragspartnern geregelt werden, könnte aber durch **Angebote zur Risikoabsicherung** (siehe Kapitel 4.1.3.2) indirekt unterstützt werden. Um Planungssicherheit und Kapitalzugang zu verbessern, könnten des Weiteren **Fonds mit fixem Zinssatz und zinsgünstige KommunalDarlehen** eingerichtet werden. Von Vertretern der Fernwärmebranche wurde auch darauf hingewiesen, dass die Vertragslaufzeiten (max. 10 Jahre) und Preisindizes gemäß AVBFernwärmeV oft den Anforderungen der Entwicklung neuer Abwärmenutzungsprojekte in der Praxis nicht gerecht würden.

Die steuerliche Behandlung kostenfreier Abwärmeabgabe als Zuwendung nach einem Urteil des Bundesfinanzhofs (V R 47/20 i.V.m. V R 45/20) erschwert deren Nutzung in einigen Fällen (z.B. bei Rechenzentren); präzisere **steuerrechtliche Regelungen auf Bundesebene** könnten dieses Hemmnis abbauen.

4.1.3.2 Angebote zur Risikoabsicherung schaffen

Bereits in der Stakeholder-Befragung wurde eine Fonds-Lösung für die Absicherung des Ausfall- bzw. Adressrisikos in einzelnen Abwärmenutzungsprojekten vorgeschlagen. Das Thema Ausfallabsicherung für netzgebundene Abwärmenutzungsprojekte wurde gesondert auf einem **Stakeholder-Workshop** am 25.3.2025 diskutiert und in einem nachgelagerten Austausch mit der KfW besprochen, die verschiedene Umsetzungsmöglichkeiten untersucht.

Eine zentrale Anforderung an einen **Absicherungsmechanismus** für das Ausfallrisiko ist, dass er **beihilferechtlich abgesichert (kumulierbar) sein muss**, sodass eine Kombination mit der BEW-Förderung möglich wäre. Als abzusicherndes Element in Projekten zur netzgebundenen Nutzung von Abwärme wurde von den Stakeholdern primär das **Fremdkapital für die Investition in die Abwärmeerschließung** (Risiko eines Stranded Assets) identifiziert, das typischerweise von einem Wärmenetzbetreiber in Form eines Darlehens bei einem Geldgeber zu tragen wäre und einen Großteil der zu tätigenden Investitionen ausmacht.

Formell ist zwischen einer Bürgschaft und einer Garantie zu unterscheiden. Eine Bürgschaft ist in Deutschland gesetzlich geregelt. Sie ist an eine Hauptschuld gebunden und der Gläubiger muss nachweisen, dass der Schuldner der entsprechenden Verpflichtung nicht nachgekommen ist. Eine Garantie ist eine abstrakte Verpflichtung unabhängig von einer Hauptschuld und der Gläubiger kann den Garanten unmittelbar in Anspruch nehmen, wenn eine vertragliche Bedingung erfüllt ist.

Auf dem Workshop wurde zunächst die Lösung einer **staatlichen Vertragserfüllungsbürgschaft** skizziert. In diesem Fall würde der Bund über die KfW den Kreditnehmer (den Wärmenetzinvestor) von der Haftung ggü. dem Gläubiger (der Bank) freistellen und dem Gläubiger eine Vertragserfüllungsbürgschaft bei nicht-Erfüllung des Kreditvertrags im Falle eines Ausfalls der Abwärmelieferung geben. Um beihilfefrei zu sein, müsste ein privater Partner mit mindestens 30 % der Summe beteiligt sein (dies gilt seitens EU als wesentliche Beteiligung), der Bund würde über die KfW bis zu 70 % der Summe abdecken. Banken und Versicherungen als potenzielle private Geldgeber haben bisher aufgrund des unklaren Risikos keine Bereitschaft zu einer Beteiligung an einem derartigen Bürgschaftsangebot für netzgebundene Abwärmenutzungsprojekte signalisiert.

Als weitere Idee wurde deshalb diskutiert, ob der Abwärmelieferant 30 % als privaten Anteil an der Bürgschaft stellen bzw. sich von einer Bank für die Zahlung einer Provision diesen Anteil stellen lassen könnte. Darauf aufbauend wurde im Nachgang des Workshops von der KfW als weitere Variante einer Ausfallabsicherung das **Modell eines abstrakten Risiko-Topfs**, in den Abwärmelieferant und Wärmeabnehmer und der Bund einzahlen, entwickelt. Die Tragfähigkeit dieses Modells unter realen projektspezifischen Kosten bzw. Marktbedingungen sollte von der KfW geklärt werden. Wenn sich eine Bereitschaft potenzieller Abwärmelieferanten zur Beteiligung abzeichnet und wirtschaftlich tragfähige Projekte entwickelt werden können, wäre dies eine gute Umsetzungsmöglichkeit.

Das Risiko eines Stranded assets bei netzgebundener Abwärmenutzung kann auch durch technische Maßnahmen reduziert werden. Nach Aussage von Vertretern von PlanEnergi reagiert/experimentiert die Fernwärme-Branche in Dänemark mit **flexiblen technischen Backup-Konzepten wie Multi-Quellen-Wärmepumpen**, die neben Abwärme auch Umgebungsluft oder Gewässer nutzen können, oder der Nutzung von mobilen Anlagenkomponenten in Containern.

Weitere Haftungsfragen, die in der Stakeholderbefragung als Hemmnis in der Phase der Vertragsgestaltung zwischen Abwärmelieferanten und -abnehmer priorisiert wurden (z.B. Rückwirkungen auf Produktionsprozesse) sind sehr projektspezifisch. Musterverträge können eine Grundlage bieten, wichtiger ist jedoch individuelle juristische Beratung. Hier wurde von Projektierern darauf hingewiesen, dass auch die

großen Kanzleien juristische **Beratung zur Gestaltung von Abwärmenutzungsverträgen** im Portfolio haben und damit die Nachfrage auf dem Markt gedeckt werden kann.⁵ Ebenso wurde darauf hingewiesen, dass die Vertragsgestaltung als Bestandteil der HOAI in der BEW förderfähig ist und die Kosten damit potenziell staatlich bezuschusst werden können, wodurch dieses Hemmnis abgeschwächt wird.

4.1.3.3 Anrechenbarkeit von Treibhausgasreduktionen im Bilanzkreis des Abwärmelieferanten ermöglichen

Für die Nutzung industrieller Abwärme in Fernwärmenetzen zur Versorgung von Gebäuden mit Raumwärme und Warmwasser ist für **ETS 1**-pflichtige Anlagen eine **kostenlose Zuteilung von Emissions-Zertifikaten** in Höhe von 30 Prozent in der vierten Handelsperiode bis 2030 möglich. Für die anschließende fünfte Handelsperiode wird eine Abschaffung der kostenlosen Zuteilungen diskutiert. Es könnte in Anlehnung an die EED, die unvermeidbare Abwärme als THG-neutral einstuft, jedoch argumentiert werden, dass für die netzgebundene Nutzung unvermeidbarer Abwärme weiterhin kostenlose Zuteilungen erfolgen sollten. Dies würde einen Anreiz für die Lieferung von Abwärme darstellen, sollte aber vom Umfang her und auf der Zeitschiene begrenzt sein, da auch die Abwärmelieferanten in Deutschland bis 2045 treibhausgasneutral sein sollen. Als Detail sollte die Anrechenbarkeit auch von Wärme aus Wärmepumpen, die Abwärme nutzen, integriert werden. Dies ist aufgrund der Bilanzregeln im ETS aktuell nicht gesichert.

Für Anlagen, die nicht unter das **nationale Emissionshandelssystem** bzw. ab 2027 unter das ETS 2 fallen, sind **keine Gutschriften für Abwärmelieferanten** vorgesehen. Hier ist eine einheitliche Regelung zwischen ETS 1 und ETS 2 anzustreben.

Aktuell können Abwärmelieferanten auf der Ebene der Energiebilanz nach **DIN EN ISO 50001** eine Gutschrift für gelieferte Abwärmemengen auf ihren Energieeinsatz geltend machen und dadurch ihre Energieeffizienzkennzahl verbessern. Diese Gutschrift im Kontext der Energieaudits, die im Regelungsbereich der EED bzw. des Energieeffizienzgesetzes liegen, sollte fortgeführt und stärker kommuniziert werden.

Eine Anrechenbarkeit von THG-Einsparungen für Abwärmelieferanten durch Substitutionseffekte bei externen Abnehmern auf der Ebene von Unternehmens-THG-Bilanzen nach **DIN EN ISO 14064** ist aktuell nicht möglich und nicht absehbar. Dies ist auf die methodische Komplexität der ökobilanziellen Bewertung vermiedener indirekter Emissionen zurückzuführen. Im Falle netzgebundener Abwärmenutzung müssten in Zukunft ohnehin sinkende THG-Substitutionsfaktoren durch die gesetzlichen Anforderungen an die Defossilisierung der Fernwärme angesetzt werden. Hier ergibt sich auf nationaler Ebene kein unmittelbarer Handlungsbedarf.

4.1.3.4 Datenverfügbarkeit verbessern und Aufbau personeller Kapazitäten im Bereich Abwärmepotenzialbewertung unterstützen

Standardisierung, Zentralisierung und Outsourcen der Datenerhebung und der Abwärmepotenzialbewertung innerhalb der Industrieunternehmen sind wichtige Lösungsansätze zur Verbesserung der Datenverfügbarkeit. Durch das **Energieeffizienzgesetz vom 23.11.2023** werden diese Punkte bereits adressiert. Im Referentenentwurf zur Novelle des Gesetzes vom 09.04.2026 sind wiederum niedrigere Anforderungen an die Abwärmenutzung in Rechenzentren und die Meldepflichten von Abwärmedaten hinterlegt, die zum Zeitpunkt der Berichtserstellung jedoch noch nicht final sind. Seit Anfang

⁵ Ein mögliche weitere staatliche Unterstützung in diesem Bereich können Studien und Fortbildungsangebote sein. Die französische Umwelt- und Energieagentur (ADEME) untersucht beispielsweise die Risiken der Abwärmenutzung und bietet ein Coaching von Finanzakteuren zu diesem Themenfeld an.

2025 werden die gemäß §17 Energieeffizienzgesetz von Unternehmen gemeldeten Daten zu Abwärmepotenzialen auf der **Plattform für Abwärme (PfA)** von der Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE) gesammelt, aufbereitet und unter Wahrung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen öffentlich zur Verfügung gestellt.⁶ Dabei werden adressscharfe Informationen zu Abwärmemengen, Temperaturniveau, zeitlicher Verfügbarkeit und Regelungsmöglichkeiten sowie ggf. Kontaktdaten von Ansprechpartnern in den Unternehmen publiziert. Ziel der Plattform ist es, mit den gesammelten Informationen Abwärmeproduzenten und potenzielle Abnehmer – primär im Kontext der Wärmeplanung und der Dekarbonisierung der Wärmenetze gemäß Wärmeplanungsgesetz (WPG) – zusammenzubringen und die verfügbare Datengrundlage für die Entwicklung von Abwärmenutzung in Wärmenetzen zu verbessern.

Maßgeblich für eine Meldepflicht ist der jährliche Gesamtenergieverbrauch eines Unternehmens und die Überschreitung von Bagatellschwellen für Abwärmemengen von 200 MWh/a pro Anlage und 800 MWh/a pro Standort. Nach Angaben der BfEE haben Stand 30. Juni 2025 über 4.000 Firmen Angaben zu mehr als 31.000 Abwärmepotenzialen gemeldet, die sich auf über 354 TWh unvermeidbare Abwärme pro Jahr über alle Wirtschaftszweige summieren. Unter Berücksichtigung von Datenschutzbestimmungen werden auf Standortebeine die Angaben zu über 25.000 Potenzialen mit einer gesamten Abwärmemenge von 244 TWh pro Jahr (68 % der gemeldeten Abwärmemenge). Die Daten basieren auf Unternehmensangaben und die Datenerfassung ist nicht vollständig standardisiert, sodass Unsicherheiten bezüglich der Datengüte und der Vergleichbarkeit der Werte verschiedener Unternehmen verbleiben.⁷ Eine stichprobenartige Auswertung der PfA-Daten zeigt, dass somit eine Teilmenge aller Anlagentypen aus verschiedenen Wirtschaftszweigen – von der Prozessabluft eines Unternehmens, über die Wärme aus einer thermischen Abfallbehandlungsanlage bis zum Rauchgas eines Blockheizkraftwerks – in der PfA gelistet ist. Auswertungen der Daten durch die BfEE zeigen, dass rund zwei Drittel der Abwärmemenge einem Temperaturniveau von weniger als 60°C zugeordnet wird und damit für eine Nutzung in klassischen Wärmenetzen mit Vorlauftemperaturen von mindestens 65°C aufgewertet werden müsste.

Über die Bereitstellung von Daten, wie durch den Bund über die PfA realisiert, hinaus können gezielte **Fortbildungsangebote für den Aufbau personeller Kapazitäten im Bereich Abwärmepotenzialbewertung / Projektentwicklung** unterstützend wirken. Ein Beispiel sind die gestuften, kontinuierlichen Angebote des Kompetenzzentrums Abwärme bei der KEA-BW mit a) einer Abwärmeschulung und b) einer Fortbildung zum zertifizierten Abwärmeberater in Kooperation mit der Akademie der Ingenieure. Neben dem Etablieren eines entsprechenden Angebots in Form von Weiterbildungen ist für den dauerhaften Erfolg der Maßnahme auch eine Unterstützung der Nachfrageseite erforderlich. Hier könnten gezielte **Transfermechanismen für prä-qualifiziertes Personal z.B. aus der Automobilindustrie**, in der durch die Transformation des Mobilitätssektors von konventionell betriebenen Kraftfahrzeugen eine Vielzahl an Ingenieursleistungen wegfallen, geschaffen werden.

4.1.3.5 Weiterentwicklung der Abwärmenutzung aus Rechenzentren

Rechenzentren stellen bereits heute eine große Quelle für unvermeidbare Abwärme dar. Aus dem Betrieb der Informationstechnik (IT) entstehen signifikante Wärmemengen, die über Kühlsysteme, bisher zumeist Luftkühlung, auf einem niedrigen Temperaturniveau (i.d.R. <30°C) abgeführt werden. Dieses Potenzial soll weiter ausgebaut und genutzt werden. In der Europäischen Energieeffizienzrichtlinie (EED) und im Energieeffizienzgesetz werden für die Betreiber von neu errichteten Rechenzentren ab Juli 2026 bereits

⁶ https://www.bfee-online.de/BfEE/DE/Effizienzpolitik/Plattform_fuer_Abwaerme/plattform_fuer_abwaerme_node.html (Zugriff: 29.01.2026).

⁷ https://www.bfee-online.de/SharedDocs/Downloads/BfEE/DE/Effizienzpolitik/merkblatt_pfa_version_1_5.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (Zugriff: 29.01.2026).

konkrete Vorgaben zu Mindestquoten einer Abwärmenutzung außerhalb des Rechenzentrums und zur Steigerung der Energieeffizienz gemacht. Erstere wird in der Kenngröße des „Energy Reuse Factors“ (ERF) bzw. der wiederverwendeten Energie nach DIN-EN 50600-4-6 ausgedrückt. Der ERF nach §11 Energieeffizienzgesetz bezieht sich nur auf den Anteil an Abwärme, der außerhalb des Rechenzentrums genutzt wird. Die Energieeffizienz des Rechenzentrums selbst wird in der Kenngröße der „Power Usage Efficiency“ (PUE), des Gesamtstromverbrauchs eines Rechenzentrums dividiert durch den Stromverbrauch nur der IT-Komponenten ausgedrückt.⁸ Je geringer der PUE, desto weniger elektrische Energie wird für andere Komponenten als die IT verwendet (z.B. Kühlsysteme, Lüftung, Beleuchtung etc.). Für die zukünftige Umsetzung von Abwärmenutzungsprojekten an Rechenzentren und die entsprechende Regulatorik stellen sich einige Technologie-spezifische Fragen. Die nachfolgend dargestellten Punkte stellen eine Einschätzung des ifeu-Instituts basierend auf eigenen Studien und eines Austauschs mit dem Borderstep-Institut im April 2025 dar .

Eine Herausforderung für die Abwärmenutzung aus Rechenzentren ist die niedrige Temperatur der Abwärme von 20 °C bis 30 °C bei (frei) luftgekühlten Systemen und maximal 60 °C bei den (seltenen) wassergekühlten Systemen. Hier stellen sich die Fragen, ob die Abwärmemperaturen durch Effizienzverbesserungen zukünftig weiter sinken könnten und bis zu welchen Mindesttemperaturen eine Abwärmenutzung außerhalb eines Rechenzentrums sinnvoll bzw. wirtschaftlich vertretbar ist? Hierzu lassen sich folgende Einschätzungen geben:

- Generell können Effizienzverbesserungen zu einer Abnahme des Stromverbrauchs und damit zu sinkenden Abwärmemperaturen und -mengen führen. In der Vergangenheit haben Effizienzverbesserungen allerdings immer zu einer Mehrnutzung der Systeme und einer Steigerung des Stromverbrauchs geführt (Rebound Effekt, bezogen auf den Strom-Input sinkt die spezifische Abwärmemenge, aber es wird mehr Rechenleistung und mehr Strom genutzt, sodass die gesamte Abwärmemenge nicht in gleichem Maße sinkt).
- Effizienzverbesserungen beim PUE führen meist eher zu einer Erhöhung der Abwärmemperaturen, z.B. weil die Systeme flüssigkeitsgekühlt werden. Es besteht kein Kausalzusammenhang zwischen verbesserten PUE-Werten und niedrigeren Abwärmemperaturen.
- Da für die Erschließung der Abwärme häufig ohnehin Wärmepumpen zum Einsatz kommen, ist der Effekt leicht sinkender Abwärmemperaturen auf die Wärmegestehungskosten im Vergleich zu anderen Einflussfaktoren (wie der Wärmetransport zu einer geeigneten Senke, die Stromkosten oder die Kosten für Wärmespeicherung und Besicherung) als gering einzuschätzen. Im Vergleich zu Umweltwärmequellen – speziell der Außenluft – für Wärmepumpen ist die Abwärme aus Rechenzentren auch bei <30°C eine attraktive Wärmequelle und Nutzungen sollten lokalspezifisch geprüft werden.

In der Branche werden die Anforderungen nach §11 Energieeffizienzgesetz an eine Abwärmenutzung außerhalb eines ab Juli 2026 neu errichteten Rechenzentrums kritisch diskutiert. Hier wird seitens der Rechenzentrumsbetreiber eine Beschränkung der Verpflichtungen auf das Vorsehen einer technischen Möglichkeit zur Abwärmeauskopplung bei neuen (größeren) Rechenzentren und auf Anreizsysteme bei kleineren Rechenzentren favorisiert, um den Aufwand für die Projektentwicklung für die Rechenzentrumsbetreiber zu verringern. Die explizite Anforderung an Abwärmenutzung außerhalb eines Rechenzentrums in Form des Energy Reuse Factors bzw. die entsprechenden Prüfpflichten werden ebenfalls kritisiert, weil die Verantwortung für die Bereitstellung einer Infrastruktur für die Abwärmenutzung

⁸ <https://www.bitkom.org/sites/main/files/2024-01/bitkom-leitfaden-energieeffizienzgesetz-fuer-rechenzentren.pdf> (Zugriff: 15.04.2025).

auf Seiten der Abnehmer, wie z.B. der Stadtwerke, neuen Wärmenetzgesellschaften oder Contractoren gesehen wird.

Um den Aufwand in der Projektentwicklungsphase für neuere kleinere Rechenzentren zu minimieren, könnte eine Bagatellgrenze der installierten IT-Kapazität für die Abwärmenutzungspflicht bzw. die Anforderung an den ERF eingeführt werden. Diese könnte in Anlehnung an die Einteilung in der aktuellen Branchenstatistik des Bitkom e.V. bei 100 kW liegen ($<100\text{ kW}$ = „kleine IT-Installationen“ (Hintemann et al., 2024)), zumal die Wachstumsdynamik eindeutig durch größere Rechenzentren im Bereich $>100\text{ kW}$ bzw. $>5\text{ MW}$ getrieben wird (ebd.). Im Gegenzug wären die Abwärmenutzungsquoten für neue, größere Rechenzentren beizubehalten.

Um die Nachfrage nach Abwärme aus Rechenzentren zu steigern sind mit den Vorgaben des Wärmeplanungsgesetzes und des Gebäudeenergiegesetzes (Stand 03/2025) bereits regulatorische Anreize geschaffen worden. Zusätzlich spielt die Preisgestaltung der Energieträger, darunter die Senkung der Strompreise als wichtiger Kostenfaktor für die Abwärmenutzung eine wichtige Rolle. Zusätzlich können Anforderungen an eine Absenkung der Temperaturanforderungen von Gebäuden („NT-Readiness“) hilfreich sein.

4.2 Abwärme aus thermischer Abfallbehandlung

4.2.1 Stand der Technik

Der Bestand thermischer Abfallbehandlungsanlagen in Deutschland lässt sich in vier Kategorien entsprechend der primär verbrannten Abfallfraktionen einteilen (Tabelle 4.2). Im Fokus der Hemmnisanalyse stehen die in Bezug auf die verbrannten Abfallmengen und die Anzahl der Standorte bedeutendste Kategorie der Anlagen zur thermischen Behandlung von nicht-gefährlichen Abfällen und Siedlungsabfällen (TAB). Diese wird u. a. in den Statistiken von Destatis weiter unterteilt in Müllverbrennungsanlagen (MVA), die primär andienungspflichtige Siedlungsabfälle verbrennen, und Ersatzbrennstoff-Kraftwerke (EBS-KW), die vom Grundprinzip auf vorbehandelte (z. B. sortierte) Fraktionen aus dem Bereich Siedlungsabfälle oder auch überwiegend gewerbliche Abfälle abstellen. In der Praxis verschwimmen diese Grenzen jedoch zunehmend und aus technischer Perspektive lassen sich die Anlagen nicht unterscheiden: überwiegend handelt es sich um Rostfeuerungsanlagen mit Abhitzeessel, in seltenen Fällen zirkulierende Wirbelschicht (v.a. für definierte Brennstoffe wie Ersatzbrennstoffe oder Holzhackschnitzel) mit einer Abgasreinigung, die zur sicheren Einhaltung der Emissionsgrenzwerte nach der 17. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (17. BImSchV) geeignet ist.

Die Gesamtkapazität von TAB in Deutschland liegt seit 2010 annähernd konstant bei rund 27 Mio. t Abfall pro Jahr. Die verbrannten Abfallmengen in TAB beliefen sich auf 25,2 Mio. t in 2010 (94 % Auslastung) und 26,2 Mio. t in 2017 (97 % Auslastung) (Hoffmeister et al., 2020). Die Verbrennungskapazitäten werden demnach fast vollständig ausgeschöpft. Mit der TA-Siedlungsabfall ist seit 2005 die Deponierung unbehandelter Siedlungsabfälle in Deutschland gesetzlich verboten. Damit wurde noch einmal ein deutlicher Kapazitätswachstum bei thermischen Abfallbehandlungsanlagen ausgelöst (Hoffmeister et al., 2020). In anderen EU-Ländern ist die Deponierung, auch mit größeren Anteilen organischer Fraktionen, die hinsichtlich Methanemissionen kritisch sind, jedoch weiterhin verbreitet.

Tabelle 4.2: Bestand thermischer Abfallbehandlungsanlagen in Deutschland nach (Hoffmeister et al., 2020)

Kategorie	Anzahl	Verbrennungskapazität [Mio. t/a]
Anlagen zur thermischen Behandlung von nicht-gefährlichen Abfällen und Siedlungsabfällen (TAB), darunter	100	27
<i>Müllverbrennungsanlagen (MVA)</i>	66	20,7
<i>Ersatzbrennstoffkraftwerke (EBS-KW)</i>	34	6,3
Sonderabfallverbrennungsanlagen (SAV)	30	1,5
Klärschlammverbrennungsanlagen (KVA)	25	1,0
Altholzverbrennungsanlagen (AVA)	65	7,0

TAB stehen im Spannungsfeld zwischen den politischen Zielen der Kreislaufwirtschaft (thermische Verwertung vs. Abfallvermeidung und stoffliche Verwertung), des Klimaschutzes (fossile Anteile im Abfall, im Mittel aktuell ca. 50 %) und der Energieversorgung (externe Nutzung von Strom und Wärme). Die Abfallrahmenrichtlinie der EU und das Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG) definieren zentrale Rahmenbedingungen für den Betrieb von TAB. Die Abfallhierarchie des KrWG priorisiert die Vermeidung und das Recycling von Abfällen vor der energetischen Verwertung. In einigen EU-Mitgliedsstaaten, darunter in Deutschland, spielt die thermische Abfallverbrennung eine wichtige Rolle in der Kreislaufwirtschaft, indem sie gegenüber einer lange Zeit üblichen Deponierung Schadstofffrachten und Volumina von Abfällen reduziert und dabei Nutzenergie erzeugt. Die Energieeffizienz von TAB-Anlagen wird nach der R1-Formel bewertet, und nahezu alle TAB in Deutschland erfüllen die Kriterien als energetische Verwertungsanlagen. In TAB werden Abfälle mit einem kumulierten Heizwert von rund 76 TWh/a umgesetzt (Flamme et al., 2018). Dem steht eine Wärmelieferung an externe Abnehmer in Form von Fernwärme und Prozessdampf in Höhe von 21-24 TWh/a und ein Stromexport von rund 8 TWh/a gegenüber. Abzüglich intern genutzter Strom- und Wärmemengen wird damit weiterhin ein größerer Teil (>40 % der Energie, bezogen auf alle 100 TAB, große Unterschiede zwischen einzelnen TAB) der freigesetzten thermischen Energie ungenutzt an die Umgebung abgegeben. In Bezug auf den Grad der Energienutzung gibt es jedoch große Unterschiede zwischen einzelnen TAB, die wesentlich durch die Optionen zur Wärmenutzung geprägt werden.

4.2.2 Hemmnisanalyse

Für die Identifikation von Hemmnissen für die netzgebundene Nutzung von Wärme aus der thermischen Abfallbehandlung („TAB-Wärme“) wurde auf die Erkenntnisse von ifeu im Rahmen von Beratungsprojekten von Kommunen und Energieversorgungsunternehmen und verschiedene Studien (z.B. Ortner et al., 2023) zurückgegriffen. Auf dieser Grundlage wurde eine erste Liste an Hemmnissen erstellt und mit dem Praxispartner Rambøll im Rahmen von zwei Austauschtreffen um aktuelle Erfahrungen aus der Planungspraxis ergänzt. Im Rahmen der Analyse konnten 17 Hemmnisse identifiziert, beschrieben und kategorisiert werden (vgl. Kapitel 2.1.1).

Für die Priorisierung, Kommentierung, Ergänzung und Sammlung von Lösungsvorschlägen wurden im Januar und Februar 2024 13 Stakeholder mittels eines Excel-Fragebogens befragt, in dem die identifizierten Hemmnisse gelistet waren. Analog zur Hemmnisanalyse für die netzgebundene Nutzung industrieller und gewerblicher Abwärme handelt es sich nicht um eine Breitenbefragung, sondern um eine konzentrierte Expertenbefragung. Kontaktiert wurden Vertreter:innen der Verbände ITAD, BDEW und AGFW, Betreiber von TAB und Betreiber von Fernwärmenetzen. Ebenso wurden die Vertreter des Praxispartners und

Planungsdienstleisters für TAB Rambøll eingebunden. In der Umfrage konnte ein Rücklauf von sechs Fragebögen erzielt werden. Von den Befragten wurden keine weiteren Hemmnisse ergänzt.

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass es sich um eine konzentrierte Expertenbefragung handelt und nicht um eine Breitenbefragung von Unternehmen, somit also kein Repräsentativitätsanspruch besteht. In den Ergebnistabellen ist die Anzahl der berücksichtigten Werte im Rücklauf angegeben. Die berechneten, gewichteten Mittelwerte für Relevanz, Dringlichkeit, Umsetzungsaufwand und die Priorisierungswerte sind wie folgt einzuordnen: von 1 (niedrig) über 2 (eher niedrig), 3 (eher hoch) bis 4 (hoch).

Tabelle 4.3 zeigt die gewichteten Priorisierungswerte P im Szenario S^I , in dem der Umsetzungsaufwand zur Beseitigung einzelner Hemmnisse nicht berücksichtigt wird (50-50-0) (vgl. Kapitel 2.1.2).

Aus den Ergebnissen lässt sich ableiten, dass die nicht-eindeutige ökologische Einstufung von TAB-Wärme im Bereich der Regulatorik ein zentrales Hemmnis für die befragten Experten darstellt (Hemmnis #12). Als weitere wichtige Hemmnisse wurden die Unsicherheiten über die technische Umsetzbarkeit einer CO₂-Abscheidung und über die etwaigen zukünftigen Anforderungen an die Treibhausgasneutralität von TAB von den Befragten identifiziert (Hemmnis #1 und Hemmnis #13). Als konkretes Hemmnis wurde zudem die fehlende Förderung einer Wärmenutzung über Rauchgaskondensation (mittels Wärmepumpen) in der BEW eher hoch priorisiert (Hemmnis #8).

Tabelle 4.3: Ergebnisse Gesamt-Priorisierung der Hemmnisse für die Nutzung der Abwärme aus thermischer Abfallbehandlung in Wärmenetzen im Szenario S^I (Gewichtung Priorisierungswert 50-50-0 Relevanz-Dringlichkeit-Umsetzungsaufwand, (Farbbereich grün (niedrig) über gelb (eher niedrig) und orange (eher hoch) bis rot (hoch))).

#	Hemmnis	Kategorie	Relevanz, R	Dringlichkeit, D	Umsetzungsaufwand η	Priorisierungswert P (gerundet)	Anzahl Werte im Rücklauf
12	Nicht eindeutige ökologische Bewertung von Abfallabwärme	Reg	3,7	3,7	1,6	3,7	7
1	Unsicherheit technische Umsetzbarkeit CO ₂ -Abscheidung	Tech	3,3	2,9	3,6	3,1	7
8	Fehlende Förderung Rauchgaskondensation / Einsatz von Wärmepumpen	R&W	2,7	3,2	3,0	2,9	6
13	Unsicherheit Anforderungen an Treibhausgasneutralität / CO ₂ -Abscheidung	Reg	3,1	2,6	2,4	2,9	7
3	Fehlende Flexibilität der Wärmeerzeugung	Tech	2,4	2,4	3,4	2,4	5
6	Hohe Temperaturanforderung Wärmesenke	Tech	2,3	2,2	3,7	2,3	6
14	Fehlende Akzeptanz für die thermische Nutzung von Abfällen von Befürwortern der Kreislaufwirtschaft	O&S	2,2	2,3	2,3	2,3	6

9	Preise und Marktabhängigkeit der Erlöse für Wärme vs. Strom	R&W	1,8	2,4	2,6	2,1	5
10	Fernwärmepreise und Lieferbedingungen	R&W	2,2	2,0	3,5	2,1	6
4	Zeitliche Differenz zwischen Erzeugung und Nachfrage	Tech	2,0	1,9	3,0	1,9	7
11	Industrielle Wärmekunden	R&W	2,0	1,8	3,2	1,9	5
2	Räumliche Distanz zwischen Quelle & Senke	Tech	1,8	1,5	1,8	1,8	5
7	Unsicherheit Entwicklung Abfallaufkommen / stoffliche Zusammensetzung / Heizwert	R&W	1,8	1,7	2,5	1,8	6
16	Ressort-Denken in den zuständigen Behörden / Intransparenz Fördermöglichkeiten	O&S	1,8	1,8	2,3	1,8	4
17	Wasserdampf-Abgasfahne bei Nutzung Abgas-Kondensation	O&S	1,5	1,5	2,0	1,5	4
5	Kenntnisse der Möglichkeiten zur Maximierung der FW-Erzeugung	Tech	1,0	1,2	1,3	1,1	6
15	Fehlende personelle Kapazitäten für Wärmenutzungsprojekte (Umbau & Optimierung bestehender Anlagen)	O&S	1,0	1,0	1,3	1,0	4

4.2.3 Lösungsansätze

Aufbauend auf der dargestellten Priorisierung in der Stakeholder-Befragung und in Absprache mit dem Auftraggeber werden Lösungsansätze für ausgewählte Bereiche zusammengestellt. Dabei werden Informationen aus einer Literaturrecherche, aus der Stakeholderbefragung, einem durchgeführten Stakeholder-Workshop zur Unvermeidbarkeit von TAB-Wärme im Kontext der Kreislaufwirtschaft am 24.11.2023 und weiteren Fachgesprächen (Praxispartner PlanEnergi, Kreislaufwirtschaftsverband Dänemark Circular Denmark) berücksichtigt. Zudem wurden praxisnahe Beiträge und Einordnungen vom Praxispartner Rambøll integriert.

4.2.3.1 Genauere Positionsbestimmung thermischer Abfallbehandlung in der Kreislaufwirtschaft

Die thermische Verwertung von Abfall ist gemäß der Abfallhierarchie in der EU-Abfallrahmenrichtlinie und im Kreislaufwirtschaftsgesetzes (KrWG) der Abfallvermeidung und der stofflichen Verwertung (Recycling) nachgestellt, steht jedoch vor der thermischen Abfallbehandlung (ohne Energienutzung) und vor der Deponierung von Abfällen. Um die Kreislaufwirtschaft zu stärken, ist ein Hebel die **Erhöhung des Umsetzungsdrucks zur getrennten Erfassung organischen Abfalls und zur Einrichtung von Vergärungsanlagen im Bereich des KrWG**. Da die getrennte Erfassung der Abfallfraktionen wichtig ist, ist die fortlaufende Bildung bzw. Information von Endverbrauchern zur Mülltrennung von Bedeutung, um Fehlwürfe zu minimieren (Bewertung Stakeholder-Workshop, (Vogt et al., 2024),

Ein weiterer Hebel liegt in der **Erhöhung des Umsetzungsdrucks zur getrennten Erfassung gewerblichen Abfalls im Bereich des KrWG**. Von Marktteilnehmern wird auf die weiterhin hohe Bedeutung der Getrennthaltung hingewiesen, die diesbezüglichen Vorgaben im Entwurf der Novelle der Gewerbeabfallverordnung 2024, die stärker auf die Recyclingquote abstellen, werden zum Teil kritisiert (Bewertung Stakeholder-Workshop, (Knappe et al., 2023; Vogt et al., 2024).

Auch die **Stärkung des Marktes für Rezyklate** u.a. über Vorgaben zu Mindestanteilen in neuen Verpackungen oder Produkten, wie in der EU-Packaging and Packaging Waste Regulation (PPWR) umgesetzt, ist ein Handlungsfeld. Hierdurch können sich aber auch größere Verschiebungen weg vom Plastikeinsatz hin zu Papier ergeben (Bewertung Stakeholder-Workshop, Einschätzung ifeu-Team Verpackungsökobilanzen).

Im Bereich des Genehmigungsrechts könnten die **Abfallbehörden stärker an Änderungs- und Neugenehmigungen von TAB beteiligt** werden; es könnte eine **Bedarfsprüfung** vorgegeben werden.

Auf EU-Ebene wird über einen **Einbezug von TAB in das ETS** diskutiert. Hier können detaillierte Untersuchungen der ökonomischen Auswirkungen des Einbezugs von TAB in das ETS auf im Bereich Abfallvermeidung, auf den Markt für stoffliches Recycling und den Energieexport hilfreich sein, um die Informationsgrundlage in diesem Bereich zu verbessern. Die Auswirkungen des nationalen Emissionshandels wurden in Bezug auf Gebührenentwicklung und alternative Abfallverbringung (Exporte) von Pohl et al. (2022) untersucht. **Zu Lenkungswirkungen** eines europäischen Emissionshandels auf das gesamte Abfallsystem **fehlen Informationen bzw. wissenschaftliche Studien**.

4.2.3.2 Umsetzung CCS / Treibhausgasneutralität

Die **Integration von Carbon-Capture-Technologien (CC) in TAB ist ein wichtiger Schritt** zur Reduktion von CO₂-Emissionen. In der Carbon Management Strategie des Bundes werden TAB als Anwendungsfall für CCS genannt. Es gibt verschiedene Technologien zur CO₂-Abscheidung, darunter Aminwäsche, Druckwechselabsorption, Membranverfahren und Oxyfuel-Verbrennung. Jede Technologie hat spezifische Vor- und Nachteile, abhängig von den technischen Anforderungen und den verfügbaren Ressourcen. Die Aminwäsche ist die am weitesten entwickelte Technologie und eignet sich gut für die Nachrüstung. Druckwechselabsorption und Membranverfahren sind ebenfalls vielversprechend, jedoch noch nicht so weit entwickelt und erfordern ggf. höhere CO₂-Konzentrationen im Abgas. Die Oxyfuel-Verbrennung reduziert die Menge der Stickoxide und erzeugt nahezu reines CO₂, ist jedoch schwer nachzurüsten.

Die Umsetzung von CC-Systemen ist mit **hohen Kosten** verbunden. Bei den zu deckenden Kosten handelt es sich nicht nur um die Abtrennungskosten, sondern um die **Kosten für die gesamte Wertschöpfungskette bis zur dauerhaften Speicherung des CO₂** (inkl. CO₂-Verluste in der Kette, die finanziell berücksichtigt werden müssen). Die Anreize durch das Emissionshandelssystem sind heute nicht hoch genug, um die Kosten der Kohlenstoffabscheidung zu tragen, weshalb die Kohlenstoffabscheidung nur durch **Subventionen oder Differenzverträge** rentabel einführbar ist.⁹ In einem zukünftigen Szenario, in dem die Kohlenstoffabscheidung und -einlagerung rechtlich und technisch möglich ist und daher in einigen Branchen eingesetzt wird, wäre eine marktbasierte Umsetzung und eine Finanzierung über Entsorgungserlöse oder Energieverkauf denkbar.

Basierend auf Praxiserfahrungen von Rambøll kann davon ausgegangen werden, dass der wahrgenommene Wert einer treibhausgasneutralen Abfallbehandlung sowie einer treibhausgasneutralen Fernwärme höher sein wird als der Wert der nicht kohlenstoffneutralen Prozesse/Produkte, was als

⁹ Die Einschätzung basiert auf Projekterfahrungen von Rambøll. Projektspezifische Kostenberechnungen konnten für diesen Bericht nicht generalisiert werden.

Argument für künftige höhere Preise bzw. eine höhere Zahlungsbereitschaft angesehen wird. Ebenso ist davon auszugehen, dass kohlenstoffneutraler Strom aus TAB nicht mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen konkurrieren kann und daher nicht wesentlich zur Kostendeckung von CCS an TAB beitragen wird. Daraus lässt sich folgern, dass die **Finanzierung von CCS an TAB entweder** durch erhöhte **Wärmepreise** oder durch **Kosten/Gebühren in der Abfallwirtschaft** oder durch den **Staat** gedeckt werden muss (bzw. verteilt auf diese Elemente). Steigt der ETS-Zertifikatspreis so hoch an, dass sich CCS ggü. einem Kauf von Zertifikaten per se rechnet, wäre der Emissionshandel Anreiz genug für die Umsetzung und es müsste ein Verteilschlüssel zwischen Abfallsystem, Wärmeabnehmern und ggf. staatlichen Zuschüssen definiert werden.

In einigen Ländern wird auch über ein **Verursacherprinzip** diskutiert, das dazu führen würde, dass der Verursacher von fossilem Kohlenstoff – im Falle von TAB die Hersteller entsprechender Produkte bzw. die Konsumenten über eine „**Rohöl-Abgabe**“ – für die Kohlenstoffabscheidung zahlen müsste. Damit würde eine direkte Verbindung von Kosten mit der Höhe der Treibhausgasemission schon am Anfang der Produktketten hergestellt und könnte Lenkungswirkung entfalten. Solche Konzepte wurden bisher aber noch nicht umgesetzt. In jedem Fall ist die Lenkungswirkung der Kostenverteilung für CCS genau zu untersuchen und zu berücksichtigen.

Zentrale Hebel für den Markthochlauf von CCS liegen in einer **Anpassung der rechtlichen Voraussetzungen** für eine großskalige, geologische CO₂-Speicherung auf dem Gebiet der Bundesrepublik Deutschland oder in anderen Ländern bzw. Offshore (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz, Ratifizierung der Änderung des London Protokolls), einer staatlichen **Förderung für CCS an TAB** (Pilotprojekte, Ausschreibungen) und mittelfristig (nach 2030) in **höheren Zertifikatspreisen im Emissionshandel**. Speziell für TAB mit einem Anteil biogenen Abfalls von ca. 50 % ist auch ein **Markt für Negativemissionen** interessant. Dieser ist bisher freiwillig und befindet sich noch in der Entstehungsphase. Am 27.11.2024 wurde die Verordnung (EU) 2024/3012 des europäischen Parlaments und des Rates erlassen, die die Zertifizierung für einzelnen CO₂-Entnahme-Technologien einheitlich regelt (z.B. BECCS, DACS, Biochar, etc.).¹⁰ Die Richtlinie bildet die Grundlage für die Quantifizierung der gebundenen Emissionen und damit für die Entwicklung eines Marktes für Handel mit entsprechenden Zertifikaten.

4.2.3.3 Flexibilität der Wärmeerzeugung / Jahresnutzungsgrad steigern

Die Flexibilisierung der Wärmeerzeugung und die Steigerung des Jahresnutzungsgrades sind entscheidend, um die Effizienz und Wirtschaftlichkeit von TAB zu verbessern.

Zu den technischen Maßnahmen gehören die **Nutzung von Abgas-Restwärme**, die Erhöhung der **Frischdampfparameter** und die Nutzung von **Restwärme des Turbinen-Abdampfs**. Auch die Verbesserung von Regelkreisen und die Minderung des Strom-Eigenbedarfs sind wichtige Ansätze.

Die Flexibilisierung kann darüber hinaus durch **Abfall-Zwischenlagerung, thermische Speicher und Entnahmekondensationsturbinen** erreicht werden. Ein Fallbeispiel zeigt, dass eine TAB mit 130.000 Tonnen Abfall pro Jahr (t/a) Mülldurchsatz durch **Investitionen in erhöhte Durchsatzkapazität und Abfall-Zwischenlagerung** flexibler betrieben werden kann. Die **Kosten für diese Maßnahmen sind jedoch erheblich** und erfordern hohe Erlöse, um wirtschaftlich tragfähig zu sein. Ein erster exemplarischer Ansatz ergibt insgesamt etwa 20.000.000 € für die zusätzliche Investition, davon ca. 2/3 für die eigentliche MVA und 1/3 für die Zwischenlagerung, sowie insgesamt 1.000.000 €/a für die zusätzlichen laufenden Kosten der Flexibilisierung (Schätzung Rambøll basierend auf internen, projektspezifischen Daten). Um diese zusätzlichen Kosten zu decken, müssen Erlöse im Bereich von mehr als 150 €/MWh_{th} für die knapp

¹⁰ [Verordnung \(EU\) 2024/3012 des Europäischen Parlaments und des Rates](#) (Zugriff: 27.05.2025).

18.000 MWh_{th} zusätzlich im Winter gelieferte Wärme erzielt werden bzw. durchschnittlich 55 €/MWh_{th} für die gesamte gelieferte Wärmemenge pro Jahr. Zum Vergleich: Die in der Referenz-MVA ohne Flexibilisierung angesetzten Erlöse, also als Mittel für ganzjährige Grundlast-Wärme, betragen 30 €/MWh_{th}.

Eine weitergehende MVA-Flexibilisierung scheint möglich, allerdings ist die sinnvoll nutzbare Teillastfähigkeit einer Einheit tatsächlich bei etwa 70 % begrenzt. Soll diese weiter unterschritten werden, ist das nur mit mehreren Verbrennungseinheiten und Einzel-Abschaltungen möglich. Im Extrem wäre die MVA in den Sommermonaten insgesamt stillzusetzen und der Abfall für einen ausschließlichen Winterbetrieb zwischenzulagern. In jedem Fall stiegen die Kosten überproportional.

Diese Betrachtungen gelten für zukünftige TAB-Projekte, inkl. MVA. Allerdings gibt es solche MVA-Projekte in Deutschland kaum. Vielmehr handelt es sich um Bestandsanlagen unter sehr unterschiedlichen Randbedingungen, einschließlich Abschreibung. Die Kosten für eine saisonale Abschaltung einer bereits abgeschriebenen MVA stellen sich selbstverständlich grundsätzlich anders dar, denn Erlöse müssen dann den Kapitaldienst für eine neue nicht decken. Im Einzelfall wäre also eine entsprechend günstige Flexibilisierung unter der Bedingung denkbar, dass insgesamt zusätzliche MVA-Kapazität zu solchen abgeschriebenen Bestandsanlagen aufgebaut wird, nämlich für das dort nicht behandelte Abfallaufkommen.

Thermische Langzeitspeicher wie Erdbeckenspeicher und Aquiferspeicher stellen **oft eine kostengünstigere Alternative** zur Ballierung von Abfall und Überdimensionierung der TAB für eine Lastverschiebung in die Wintermonate dar (Abbildung 4.1). Diese müssen jedoch im Kontext der gesamten Fernwärmeerzeugung und -abnahme bewertet werden (Kapitel 5.3).

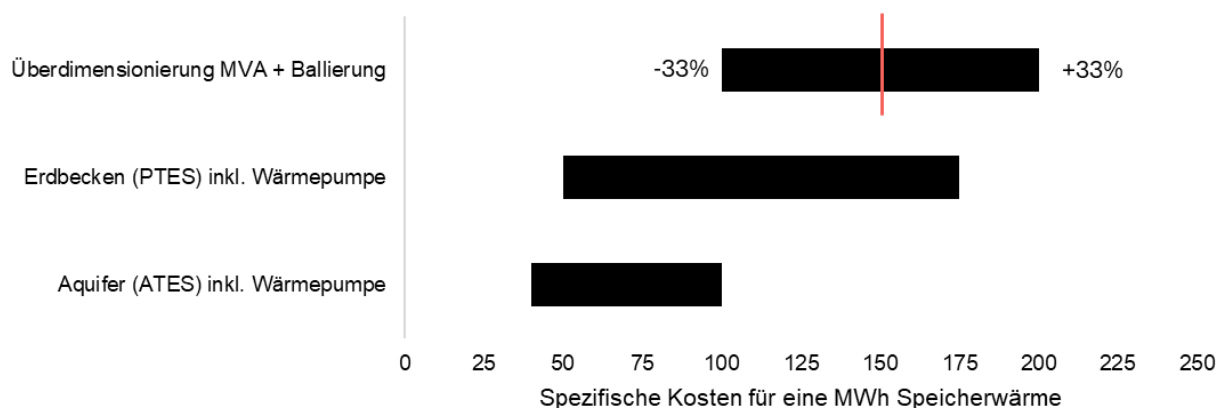


Abbildung 4.1: Kostenschätzungen für die saisonale Flexibilisierung der Wärmebereitstellung (Quelle: Berechnungen HIC Consulting)

4.3 Abwasserwärme

4.3.1 Stand der Technik

Zur Nutzung von Abwärmepotenzialen aus Abwasser in Wärmenetzen kann zwischen der dezentralen sowie der zentralen Abwasserwärmenutzung unterschieden werden (BFE, 2022; Blömer et al., 2023; Fritz & Pehnt, 2021; Münch et al., 2023):

Bei der **dezentralen Abwasserwärmenutzung** wird die Abwärme entweder vor Eintritt des Abwassers in den öffentlichen Abwasserkanal oder aber im Abwasserkanal (vgl. dazu Abbildung 4.2) ausgekoppelt. Darüber hinaus sind am Markt auch dezentrale Lösungen zur kombinierten Abwasserreinigung (Grauwasserrecycling) und Abwärmegewinnung verfügbar (Nolde, 2024).

Bei der dezentralen Nutzung vor Eintritt in den öffentlichen Kanal können vergleichsweise hohe Abwassertemperaturen genutzt werden und es findet i. A. keine Beeinflussung durch Niederschlagswasser statt. Gleichzeitig sind die Distanzen zwischen Wärmequelle und -senken kurz und es muss im Regelfall keine gesonderte Nutzungsgestattung für die Wärmeentnahme eingeholt werden. Nachteilig wirkt sich jedoch der vergleichsweise geringe und sowohl hinsichtlich der Menge als auch der Temperatur erheblichen tageszeitlichen Schwankungen unterliegende Abfluss aus. Zudem ist der Betriebsaufwand – v. a. aus übergeordneter systemischer Sicht – hoch.

Bei der dezentralen Nutzung im Kanal¹¹ sind im Regelfall ebenfalls kurze Distanzen zwischen Wärmequelle und -senken zu überbrücken, größere Abwassermengen und teilweise bereits homogenisierte Abwasserbestandteile wirken sich zudem begünstigend auf den (Dauer-)Betrieb aus. Nachteilig wirkt sich die Beeinflussung des Betriebs durch Niederschlagswasser (bei Mischsystemen) aus, zudem muss eine gesonderte Bewilligung (Nutzungsgestattung) des Anlagen- bzw. Kanalbetreibers zur Wärmeentnahme eingeholt werden.

Grundsätzlich gilt es, bei der dezentralen Abwasserwärmenutzung in Abhängigkeit der entnommenen Wärmemenge bzw. Auskühlung des Abwassers ggf. auftretende Beeinträchtigungen der Abwasserreinigung (hier insb. der Nitrifikationsleistung (Stickstoffeliminierung)) möglichst zu begrenzen bzw. zu vermeiden. Aus diesem Grund sollte das Trockenwetter-Tagesmittel im betreffenden Kanal für die Nutzung der Abwasserwärme mind. 15 l/s betragen. V. a. bei nicht flächendeckender Abwärmennutzung sollte in diesem Zusammenhang jedoch auch auf die mögliche Regeneration der Abwassertemperatur durch den Zusammenfluss mehrerer Kanalleitungen sowie die Wärmeaufnahme aus dem umgebenden Erdreich im Nachlauf verwiesen werden. Ggf. kann bei Einzelereignissen im bivalenten Betrieb auch die Umschaltung auf eine Sekundärquelle (z. B. Heizkessel) erfolgen (vgl. hierzu auch (Buri & Kobel, 2004)).

Bei der **zentralen Abwasserwärmenutzung** wird die Abwärme i. d. R. dem gereinigten Abwasser am Auslauf der Kläranlage entzogen. Hierbei können im Gegensatz zur dezentralen Anbindung einzelner Abwasserkanäle die Abwasserwärmepotenziale des gesamten Einzugsgebiets, die den (vorrangig zu deckenden) Eigenbedarf der Kläranlage (v. a. zur Beheizung der Faultürme) i. d. R. deutlich übersteigen, erschlossen werden. Die Abwassertemperatur liegt dabei i. d. R. über 8 °C, die minimale Abwassertemperatur nach Auskühlung sollte 4 °C nicht unterschreiten, um Vereisung im Auslauf zu verhindern. Im Vergleich zur dezentralen Nutzung kann von einer geringeren Verschmutzung der

¹¹ In Einzelfällen kann die Integration einer Abwasserwärmegewinnungsanlage auch an anderen Stellen, z. B. innerhalb eines entsprechend ausgeführten (Regen-)Überlaufbeckens oder auch in sonstigen Sonderbauwerken wie z. B. Stauraumkanälen oder Pumpwerken (vgl. (Beuth & Hamann, 2019; Butz & Müller, 2010)), hier mit dem Vorteil einer vereinfachten Geländeabsicherung und Anlagenerrichtung verbunden) erfolgen.

Wärmeübertrager ausgegangen werden, zudem wird die Abwasserreinigung durch die Abwärmenutzung im Auslauf nicht beeinträchtigt. Ein wesentliches Hemmnis der zentralen Abwasserwärmenutzung können jedoch zu große Entfernungen, insbesondere Entfernungen von mehr als einem Kilometer, zwischen i. d. R. im Außenbereich von Siedlungsgebieten befindlichen Standorten der Kläranlagen und potenziellen Wärmesenken darstellen.

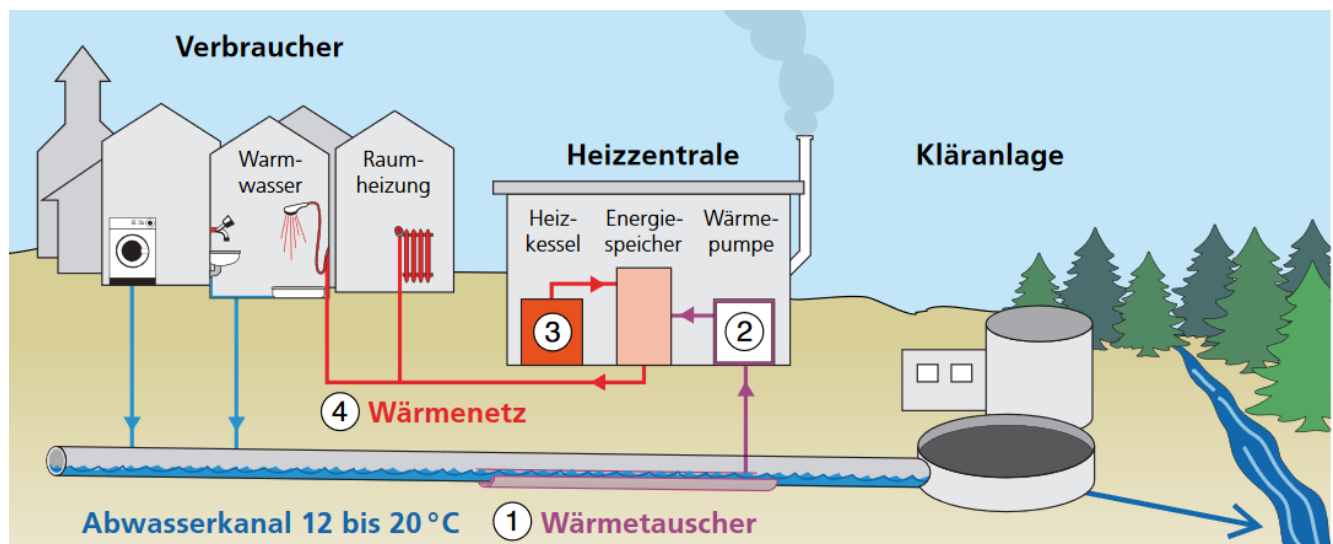


Abbildung 4.2: Prinzipdarstellung der Abwasserwärmenutzung im Abwasserkanal mit wesentlichen Komponenten Wärmeübertrager (1), Heizzentrale mit Wärmepumpe (2) sowie Heizkessel, ggf. i. V. m. Energie-/Wärmespeicher (3), und Wärmenetz (4), entnommen aus (BFE, 2022).

4.3.2 Hemmnisanalyse

Zur Identifikation und Analyse von Hemmnissen im Kontext der Abwasserwärmenutzung in Wärmenetzen wurde auf einschlägige Literatur sowie Erkenntnisse aus einer Reihe von Expertengesprächen im In- und Ausland zurückgegriffen, zudem wurde am 23.01.2024 ein Stakeholder-Workshop mit knapp 50 Teilnehmer:innen u. a. aus Praxisprojekten, der Industrie, Verbänden sowie Forschungseinrichtungen durchgeführt. Die im Ergebnis abgeleiteten und im entsprechenden Teilbericht näher ausgeführten Hemmnisse wurden im zweiten Schritt entsprechend der in Abschnitt 2.1.2 beschriebenen Vorgehensweise priorisiert, dabei konnten für den Bereich der Abwasserwärme insgesamt 14 Rückläufer ausgewertet werden.

Die Ergebnisse aus der Priorisierung im Szenario S^I sind in Tabelle 4.4 dargestellt, demnach sind neben technisch-wirtschaftlichen Aspekten (Integration Wärmegewinnungsanlage in Kanal, Lieferengpässe, Distanzen Wärmequelle und -senken, Strombedarf Wärmepumpe) v. a. organisatorisch-strukturelle Hemmnisse (Verfügbarkeit bzw. Aktualität und Konsistenz von Karteninformationen, beschränkte Kapazitäten, Abhängigkeiten von Anlagen-/Kanalnetzbetreiber bzw. Vielzahl involvierter Akteure i.A., Verfügbarkeit von Informationen und Akzeptanz) von vorrangiger Bedeutung. Darüber hinaus spielen (teils übergeordnete, vgl. hierzu auch Abschnitt 7) planungs- bzw. genehmigungsbezogene Hemmnisse (Stell-/Freiflächenbedarf, Genehmigungs- und Vergabeverfahren) sowie die weitere Ausgestaltung der förderrechtlichen Rahmenbedingungen (Verbreitung, Ausweitung, Verschlinkung und/oder Vereinheitlichung) eine Rolle.

Tabelle 4.4 Ergebnisse Gesamt-Priorisierung der Hemmnisse für die Nutzung der Abwärme aus Abwasser in Wärmenetzen im Szenario S^I (gerundet, Gewichtung 50-50-0 Relevanz-Dringlichkeit-Umsetzungsaufwand, (Farbbereich grün (niedrig) über gelb (eher niedrig) und orange (eher hoch) bis rot (hoch))).

#	Hemmnis	Kategorie	Relevanz, R	Dringlichkeit, D	Umsetzungsaufwand, η	Priorisierungswert P (gerundet)	Anzahl Werte im Rücklauf
19	Unzureichende Verfügbarkeit bzw. Aktualität und Konsistenz von Karteninformationen	O&S	3,2	3,3	2,0	3,3	14
21	Beschränkte Kapazitäten	O&S	3,2	3,2	3,1	3,2	14
1	Integration Wärmegewinnungsanlage in Kanal problematisch bzw. nicht möglich	Tech	3,2	3,0	3,4	3,1	14
11	Förderprogramme zur Abwärmennutzung insb. auf Landesebene unzureichend, lückenhaft, zu komplex ausgestaltet und/oder unbekannt	R&W	2,8	3,1	2,0	3,1	14
22	Abhängigkeiten von Anlagen-/Kanalnetzbetreiber, Priorisierung Kerngeschäft und/oder ggf. überhöhte Renditeerwartungen	R&W	3,3	2,8	2,4	3,1	14
20	Vielzahl (potenziell) involvierter Akteure	O&S	3,3	2,8	2,7	3,1	14
12	Lieferengpässe bzw. Verzögerung bei planenden und ausführenden Firmen i.A.	R&W	3,2	2,9	3,4	3,0	14
18	Begrenzte Verfügbarkeit von Informationen, zum Teil auch fehlende Akzeptanz bzw. fehlendes Bewusstsein für Potenziale aus Abwasser	O&S	3,0	3,1	1,8	3,0	14
23	Stell-/Freiflächenbedarf	P&G	3,0	3,0	3,2	3,0	14
8	Ggf. große Distanzen Wärmequelle und -senken	R&W	3,1	2,7	3,0	2,9	14
24	Ggf. lange Laufzeiten bzw. Einschränkungen und/oder Kostensteigerungen i.A. durch teils unflexible und/oder nicht standardisierte Genehmigungs- und Vergabeverfahren	P&G	2,8	2,6	2,3	2,6	14
6	Ggf. hoher Strombedarf bei Einsatz Wärmepumpe	Tech	2,5	2,6	2,6	2,5	14
5	Leckage Kältemittel	Tech	2,5	2,5	2,3	2,5	14
4	Verschmutzung und Beeinträchtigung Wärmeübertragung	Tech	2,5	2,5	2,0	2,5	14
9	Ggf. hohe Verlegekosten v. a. bei Bypass-Systemen bzw. Investitionen i.A.	R&W	2,8	2,4	2,9	2,5	14
17	I. d. R. kein Anspruch auf Einspeisung von	Reg	2,6	2,3	2,6	2,5	14

	Abwasserwärme in Wärmenetze						
10	Externe Abhängigkeit von Strompreisen und -entwicklung	R&W	2,3	2,4	2,3	2,4	14
16	Förderung von innovativen KWK (iKWK)-Systemen im Sinne des KWKG beschränkt auf gereinigtes Abwasser aus Abfluss von Kläranlagen	Reg	2,3	2,3	1,7	2,4	14
7	Ggf. Beeinträchtigung Abwasserreinigung, Interdependenzen bei Abwärmeauskopplung an mehreren Standorten	Tech	2,4	2,1	2,6	2,3	14
13	Abhängigkeiten von übergeordneter Anlagenoptimierung und Gesamtentwicklung, ggf. Lock-In-Effekte	R&W	2,3	2,3	2,5	2,3	14
3	Tageszeitlichen bzw. i. A. zeitlichen Schwankungen unterliegender Abfluss	Tech	2,6	1,7	3,0	2,2	14
14	Planungssicherheit und Risikomanagement	R&W	2,2	2,0	1,8	2,1	14
15	Betriebsaufwand, Einflüsse auf Betriebssicherheit	R&W	1,8	1,9	2,1	1,8	14
2	Beeinflussung durch Niederschlagswasser (bei Mischsystemen, v.a. Temperatur, Abfluss)	Tech	1,6	1,4	2,8	1,5	14

4.3.3 Lösungsansätze

Wesentliche, gemäß vorbeschriebener Methodik abgeleitete Lösungsansätze und Maßnahmen sind im Folgenden kurz dargestellt.

4.3.3.1 Organisatorisch-strukturelle Maßnahmen zur Beseitigung informatorischer Hürden und Verbesserung der Datenlage

Betreffende Maßnahmen setzen im Sinne der Verbreitung technisch-wirtschaftlicher und methodischer Grundlagen sowie der damit einhergehenden Akzeptanzsteigerung bei der zielgerichteten und flächendeckenden Vermittlung von Informationen an aktiv beteiligte Akteure sowie die Öffentlichkeit an. Hierzu können im ersten Schritt die Presse-/Öffentlichkeitsarbeit auf kommunaler, aber auch überregionaler Ebene ausgeweitet und Informationen zu Referenzanlagen und Pilotprojekten aufbereitet sowie über geeignete Kanäle verbreitet werden (vgl. (Beuth & Hamann, 2019; Blömer et al., 2023; DWA, 2023; Münch et al., 2023)). Darüber hinaus können Informationsplattformen, Netzwerke und Arbeitskreise ausgeweitet und an geeigneter Stelle (z. B. auf Landes- oder Bundesebene) koordiniert bzw. gebündelt werden, um den Zugang zu Erfahrungsberichten, standardisierten Planungsgrundlagen und Richtlinien zu vereinheitlichen und zu vereinfachen (vgl. (Beuth & Hamann, 2019; DWA, 2023; Münch et al., 2023; Trägerverein Umwelttechnologie-Cluster Bayern e.V., 2023)). Weitergehend wäre die Etablierung einer überregionalen, z.B. auf Landkreisebene verorteten „Task-Force“ zur gezielten Ansprache und Aktivierung von Akteuren möglich (Fritz & Pehnt, 2021).

Darüber hinaus ist auch der möglichst einfache und schnelle Zugang zu harmonisierten quantitativen (auslegungsrelevanten) Daten von wesentlicher Bedeutung für die Anbahnung und Umsetzung von Projekten zur Abwasserwärme. Eine möglichst flächendeckende Ausweitung entsprechender Datenportale

sowie weitergehende Standardisierung und regelmäßige Fortschreibung zugehöriger Daten bzw. Datendefinitionen können insofern maßgeblich zur weiteren Verbreitung der Abwasserwärmenutzung beitragen. Ggf. wäre ein in Abhängigkeit des Projektstadiums gestufter Detaillierungsgrad bei der Erhebung und Quantifizierung von Abwasserwärmepotenzialen denkbar, um die Einstiegshürden aus Sicht der vor Ort beteiligten Akteure zu verringern.

Im Bedarfsfall könnten nach (UBA, 2023) über die Maßgaben länderspezifisch ausgestalteter Informationsfreiheitsgesetze hinausgehende Informationsansprüche im Landesrecht – in erster Linie im Zusammenhang mit der Erfüllung von Anforderungen des GEG und zur Umsetzung von Wärmeplänen – oder im Bundesrecht verankert werden.

Flankierend könnten erweiterte Verpflichtungen zur Steigerung der Energieeffizienz für Netz- bzw. Anlagenbetreiber in Anlehnung an die Maßgaben des Gesetzes zur Steigerung der Energieeffizienz in Deutschland (u. a. Identifikation von Maßnahmen zur Abwärmerückgewinnung und -nutzung und Bewertung von Umsetzungsmöglichkeiten einschließlich Nutzungsmöglichkeiten der Abwärme bei externen Dritten, Auskunfts- und Berichtspflichten) etabliert werden.

4.3.3.2 Sonstige organisatorisch-strukturelle Maßnahmen

Zur Erhöhung der Erfolgchancen eines Projekts bzw. Minimierung etwaiger Projektrisiken ist – v.a. in Hinblick auf Anzeige bzw. Bewilligung des Vorhabens – grundsätzlich eine möglichst frühzeitige Einbindung der zuständigen Wasserbehörde, des betroffenen Anlagen- bzw. Kanalnetzbetreibers sowie ggf. weiterer Verfügungsberechtigter anzuraten.

Grundsätzlich könnten in diesem Kontext analog zur vorstehend ausgeführten Ausgestaltung von Informationsansprüchen auch spezifische Regelungen zu Nutzungsansprüchen und ggf. -entgelten bzw. -gebühren (Aufwandsentschädigung) im Landes- oder Bundesrecht verankert werden (UBA, 2023).

Vor dem Hintergrund insbesondere in personeller Hinsicht beschränkter Kapazitäten auf Seiten kommunaler Einrichtungen, aber auch Planer und Dienstleister sowie weiterer beteiligter Akteure gilt es darüber hinaus, bspw. durch aktive und konsequente Potenzial- und Geschäftsfeldentwicklung, verstärkte Werbe-, Aus- und Fortbildungsoffensiven, attraktivere Konditionen und Benefits, usw. zusätzliche Fachkräfte für den Bereich der Energieversorgung und -planung zu gewinnen (Blömer et al., 2023; DWA, 2023; Münch et al., 2023). Daneben sind aber auch bereits bestehende Ressourcen möglichst effizient und zielgerichtet einzusetzen: Spezifische, v. a. umsetzungsbezogene Aktivitäten zur Nutzung von Abwasserwärme sollten an zentraler Stelle innerhalb der Verwaltung bzw. sonstiger Einrichtungen auf kommunaler Ebene zusammengeführt und koordiniert werden, um Reibungsverluste (z. B. durch nicht synchronisierte Tiefbauarbeiten) sowie das Risiko von Lock-In-Effekten (Aufbau redundanter oder nicht ausbau-/bedarfsgerechter Versorgungsstrukturen) möglichst zu minimieren. Zudem können lokale Interessensvertretungen, Verbände, Energieagenturen, Bildungseinrichtungen o. Ä. hier wertvolle Impulse liefern, die zur Entlastung der unmittelbar an der Projektentwicklung beteiligten Akteure beitragen können (z. B. Bereitstellung von Daten, Methoden, lokales Wissen und Vernetzung, Multiplikatorwirkung, zusätzliche Kapazitäten, Information und Beratung).

Von übergeordneter Seite (Länder, Bund) dürften sich im Kontext organisatorisch-struktureller Maßnahmen primär die Bereitstellung bzw. Verbreitung von Informationen, Planungsdaten und -grundlagen sowie die Ausweitung und Bündelung zugehöriger Informations- und Datenplattformen, Netzwerke und Arbeitskreise als Ansatzpunkte zur Beförderung der Abwasserwärmenutzung anbieten. Die Etablierung weitergehender gesetzlicher Regelungen zu Informations- oder Nutzungsansprüchen, -entgelten etc. erscheint mit Blick auf vorstehende Ausführungen hingegen allenfalls bedingt erfolgsversprechend zu sein.

4.3.3.3 Technische Maßnahmen: Systemische Betrachtung und nachhaltige Nutzung von Potenzialen

Als ein wesentliches technisches Hemmnis wurde die u. U. herausfordernde Integration der Wärmegewinnungsanlage im Kontext der dezentralen Abwasserwärmenutzung eingestuft. In diesem Zusammenhang ist von zentraler Bedeutung, sich nicht vorzeitig auf die punktuelle Erschließung dezentraler Abwärmepotenziale zu beschränken, sondern im Sinne einer integralen (systemischen) Betrachtung auch alternative, aus Systemsicht ggf. zu bevorzugende Erschließungsoptionen an anderen Standorten in Betracht zu ziehen. Dies kann neben der alternativen Erschließung besser geeigneter Kanalabschnitte auch die Integration der Abwasserwärmenutzung in Sonderbauwerke (z. B. Überlauf-/Rückhaltebecken, Stauraumkanäle oder Pumpwerke (vgl. (Beuth & Hamann, 2019; Butz & Müller, 2010)) sowie insbesondere auch die zentrale Erschließung an der Kläranlage betreffen. Um die von den Abwassertemperaturen im Zulauf der Kläranlage(n) abhängige Abwasserreinigung sowie die Betriebssicherheit i.A. nicht zu beeinträchtigen, kann – neben der Berücksichtigung von Betriebsgrenzen und sonstigen Randbedingungen (vgl. u. a. (DWA, 2020)) – die Abwasserwärmenutzung in sensiblen Zonen (bspw. unmittelbare Einzugsbereiche von Kläranlagen, bekannte Reinigungsschwerpunkte oder Grundwasserschutzgebiete) ggf. beschränkt werden.

Zur effizienten dezentralen Erschließung von Abwasserwärmepotenzialen an mehreren Standorten sollten Regenerationseffekte (geothermische Effekte, Zusammenlauf mehrerer Kanalleitungen im Nachlauf) berücksichtigt werden. Detaillierte Abschätzungen zur thermischen Regeneration in Abhängigkeit der lokalen Kanal- und Abwassersituation sowie der Eigenschaften des umgebenden Erdreichs können entweder simulativ (vgl. (Figuerola, 2024)) oder messdatengestützt erfolgen. Darüber hinaus empfiehlt sich der Einsatz eines Monitoringsystems zur Überwachung relevanter Betriebsparameter und entsprechend angepasster Wärmeentnahme. In Einzelfällen kann eine übermäßige Auskühlung des Abwassers dann bspw. auch durch die Umschaltung auf eine im Regelfall vorhandene, als Redundanz oder zur Spitzenlastabdeckung vorgesehene Sekundärquelle vermieden werden (vgl. hierzu auch (Buri & Kobel, 2004)).

4.3.3.4 Sonstige technische Maßnahmen

Falls die Erschließung der Abwasserwärme innerhalb eines eingeschränkt zugänglichen und/oder z. B. hinsichtlich seiner Kapazität beschränkten Kanalabschnitts erfolgen muss, kann ggf. eine lokale, möglichst mit ohnehin erforderlichen Instandhaltungsmaßnahmen synchronisierte Erweiterung des Kanals geprüft werden. Alternativ kann auch ein Bypass i. V. m. einem separaten Schachtbauwerk realisiert werden.

Um die Verschmutzung und Beeinträchtigung der Wärmeübertragerflächen durch Ablagerungen und Sielhautbildung (oder gar Korrosion) zu verringern und damit die Wärmeausbeute auch mittel- bis langfristig gewährleisten zu können, kann neben einer sorgfältigen und die individuelle Korrosionswirkung des anfallenden Abwassers berücksichtigenden Materialauswahl eine manuelle oder (teil-)automatisierte Reinigung z. B. mittels Schieber, Schildgeräten, Durchzugsverfahren oder (Schwall-/Hochdruck-)Spülungen (Beuth & Hamann, 2019) implementiert werden. Zusätzlich können abgesenkte Feststoffe in regelmäßigen Intervallen abgesaugt bzw. -gepumpt oder über vorgelagerte Filter und Siebe abgefangen werden (Beuth & Hamann, 2019; Buri & Kobel, 2004; FiW, 2023). Vorbeugend kann der potenziellen Degradation der Transportkapazität am Wärmeübertrager mittels des Konzepts des Fouling-Faktors Rechnung getragen und die Wärmeübertragerflächen entsprechend größer dimensioniert werden. Auch der Einsatz geeigneter alternativer Bau- und Ausführungsformen zur Wärmegewinnung (z.B. Wickelrohr-/Rohrbündelsysteme, DUPUR (vgl. (Jaske & Wolf Verfahrenstechnik, 2024))) kann in diesem Zusammenhang geprüft werden.

Ebenfalls im Rahmen der Konzeption und Auslegung kann dem fluktuierenden Abwärmedargebot Rechnung getragen werden, indem die Betriebsmittel auf Grundlage repräsentativer, d.h. über einen hinreichenden, möglichst mehrjährigen Zeitraum hinweg erhobener Messdaten dimensioniert werden.

Eine weitergehende Verstärkung des Abwärmedargebots wird durch den gezielten Einbezug bereits vorhandener oder zusätzlicher Speicher- und Puffermöglichkeiten (z.B. Ablaufgerinne, Entlastungsbauwerke, Wärmenetz, Wärmespeicher (Behälterspeicher, Betonkernspeicher, Aquiferspeicher)) ermöglicht. Insbesondere die mittel- bis langfristige (saisonale) Wärmespeicherung kann dabei zur effizienteren Ausnutzung des Abwärmedargebots beitragen und die Gewässerökologie durch die Verringerung des Wärmeeintrags v. a. in den Sommermonaten begünstigen.

Das Risiko einer Leckage bzw. Freisetzung (synthetischer) Kältemittel kann durch engmaschige Monitoring- und Überwachungseinrichtungen (s. o.) i. V. m. wasserseitigen Schnellschluss-Absperrventilen begrenzt werden. Darüber hinaus können zusätzliche Zwischenkreise und/oder spezielle Sicherheitswärmetauscher mit zusätzlicher integrierter Trennschicht eingesetzt werden.

Dem bei Einsatz einer Wärmepumpe zeitweilig ggf. erhöhten Strombedarf kann u. a. durch ein modulares bzw. kaskadiertes und auf dynamische Lastsituationen hin optimiertes Betriebskonzept, die lastabhängige Unterstützung der Wärmepumpe durch konventionelle Wärmeerzeuger (bivalenter Wärmepumpenbetrieb), flexible Stromtarife sowie eine Maximierung des durch lokale erneuerbare Energien erzeugten Stroms begegnet werden.

Insgesamt kann – neben vorstehend ausgeführten, häufig bereits etablierten Lösungsansätzen u. a. im Kontext baulicher Restriktionen im Kanal, der Degradation von Wärmeübertragerflächen oder auch dem Austritt von Kältemitteln – aus Sicht der Akteure vor Ort¹² in erster Linie die sorgfältige, auf Grundlage fundierter Daten erfolgende Auslegung und Betriebsführung als relevant erachtet werden, um den Einfluss auf die Abwasserreinigung zu minimieren sowie gleichzeitig die Wärmeausbeute und Anlageneffizienz zu maximieren. Auch der Einsatz eines Monitoringsystems bzw. die regelmäßige Kontrolle und / oder Überwachung relevanter Betriebsparameter erscheint in diesem Zusammenhang ratsam.

4.3.3.5 Regulatorische Maßnahmen

Aus der Hemmnisanalyse kann gefolgert werden, dass die gegenwärtigen regulatorischen Rahmenbedingungen im engeren Sinne (vgl. hierzu auch Abschnitt 2.1.1) keine größeren spezifischen Hürden zur Erschließung und Nutzung von Abwasserwärme beinhalten. Allenfalls die im KWKG auf Anlagen zur Nutzung gereinigten Abwassers aus dem Abfluss von Kläranlagen beschränkte Förderung von iKKW-Systemen könnte ggf. auf dezentrale Anlagen ausgeweitet werden (vgl. (Ortner et al., 2023)). Weiterhin könnte ein grundsätzlicher Anspruch auf Einspeisung von Abwasserwärme in Wärmenetze durch Drittanbieter im Sinne des Artikels 24 Absatz 4b EU-RL 2023/2413 etabliert werden, wobei damit einhergehende technisch-wirtschaftliche Betriebsrisiken auf Seiten der Netzbetreiber zu berücksichtigen und ggf. abzufedern wären.

4.3.3.6 Maßnahmen zur Eindämmung betrieblicher Risiken und/oder Steigerung der Wirtschaftlichkeit

Zunächst sollten grundlegende Informationen zu im Zusammenhang mit der netzgebundenen Nutzung bzw. Erschließung von Abwasserwärme bestehenden Fördermöglichkeiten und Rahmenbedingungen¹³ möglichst

¹² In diesem Unterkapitel ausgeführte Lösungsansätze sind vorwiegend technischer Natur und insofern in erster Linie seitens der involvierten Planer, Beratungseinrichtungen und Dienstleister sowie Anlagenbetreiber und Versorger umzusetzen. Von übergeordneter Stelle kann i. d. R. nur indirekt auf die jeweils assoziierten Hemmnisse eingewirkt werden, z. B. durch Bereitstellung entsprechender Richtlinien zu Auslegung und Betrieb betreffender Anlagen, Kopplung der Förderung an Auflagen z.B. zum Monitoring usw.

¹³ Beginnend mit der – sich z.B. an die kommunale Wärmeplanung anschließenden, konsistent zur Gebietseinteilung ausgestalteten (zonierten) – Förderung von Potenzial- und Machbarkeitsstudien bzw. Gutachten bis hin zur Bereitstellung von Investitions- und Betriebskostenzuschüssen, Darlehen, steuerlichen Anreizen.

flächendeckend und frühzeitig aufbereitet, bereitgestellt und erläutert werden (Beuth & Hamann, 2019; Ortner et al., 2023), dies könnte bspw. im Zuge der bereits in Abschnitt 4.3.3.1 ausgeführten Bündelung, Koordination und ggf. Ausweitung von Informationsplattformen, Netzwerken und Arbeitskreisen erfolgen. Begünstigend dürfte sich, so die Annahme, in diesem Zusammenhang auch die Entwicklung möglichst verbindlicher und mit konkreten – möglichst energie- bzw. leistungsbezogenen – Zahlen unterlegter Ausbauziele zur Abwärmenutzung aus Abwasser auf Bundes- und/oder Länderebene auswirken.

Auch sind die Mobilisierung privater Investitionen sowie in erster Linie auf Projektebene umzusetzende Maßnahmen zur Kosteneinsparung wichtige Hebel zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit von Projekten zur Abwasserwärmenutzung. Insbesondere die Synchronisierung von Umsetzungsmaßnahmen mit regulären Umstellungs- und Modernisierungsaktivitäten (z. B. Verlegung von Medienleitungen, Straßen-/Tiefbauarbeiten i.A.) im Sinne der Minimierung von Opportunitätskosten kann die Wirtschaftlichkeit der Projekte wesentlich verbessern. Ggf. können bereits im Vorgriff im Zuge von Baumaßnahmen gezielt geeignete Provisorien (z. B. Armaturen, Leerrohre) eingebracht werden, um eine etwaige Projektumsetzung im Nachgang zu vereinfachen und die damit einhergehenden Kosten zu senken (Buri & Kobel, 2004; DBU et al., 2009).

Zur Erhöhung der Planungssicherheit und Minimierung betrieblicher Risiken sollte im Zuge der Projektinitiierung und -entwicklung auf etablierte Leitfäden und Richtlinien sowie standardisierte Musterverträge und Vorlagen zur Ausgestaltung von Nutzungsvereinbarungen zurückgegriffen werden, ggf. können diese weitergehend harmonisiert und zusammengeführt werden.

Grundsätzlich ist auch die Durchführung einer fundierten Potenzial- bzw. Machbarkeitsstudie, d. h. einer im Idealfall auf Messdaten zu relevanten Betriebsparametern gestützten, sorgfältigen Quantifizierung des Abwärmepotenzials sowie einer auf dieser Grundlage erfolgenden Auslegung und Dimensionierung der betreffenden Anlage zu empfehlen, wobei es hierfür zum Teil noch an einheitlichen bzw. verbindlichen Ansätzen, Methoden und / oder Daten fehlt. In jedem Fall sollte seitens der maßgeblichen Akteure vor Ort eine ganzheitliche und eng mit der Flächenplanung verzahnte Betrachtung und Optimierung der Wärmeversorgung vorgenommen werden, um das Risiko von Lock-In-Effekten (z. B. in Bezug auf zur Besicherung der Abwasserwärme vorzuhaltende konventionelle Wärmeerzeuger) und ausfallbedingten Folgekosten zu minimieren. Neben dem zielgerichteten Ausbau von Wärmenetzen, ggf. i. V. m. einer Ausweitung kommunaler Steuerungsmöglichkeiten (Anschluss-/Benutzungszwang über kommunale Satzungen) kann dabei auch die strategische Ansiedlung von industriellen und gewerblichen Betrieben bzw. Anlagen die Effizienz und Wirtschaftlichkeit der Wärmeversorgung ggf. erheblich befördern und die sich v. a. im Kontext der zentralen Abwasserwärmenutzung zum Teil als hinderlich erweisenden Distanzen zwischen Wärmequellen und -senken verringern (Blömer et al., 2023; DWA, 2023; Münch et al., 2023).

Von Seiten übergeordneter Stellen (Länder, Bund) dürfte sich – neben der bereits zuvor als zielführende Maßnahme eingestuften Harmonisierung und Bündelung relevanter Informationen bzw. Anforderungen im Kontext der Abwasserwärmenutzung (hier ergänzend Leitfäden, Richtlinien, Förderprogramme) – v. a. auch die Vorgabe verbindlicher Ausbauziele als förderlich erweisen (s. o.).

5 GROßWÄRMESPEICHER

5.1 Stand der Technik

Die Transformation der Fernwärmeversorgung hin zu klimaneutralen Systemen erfordert leistungsfähige Wärmespeichertechnologien. Diese ermöglichen eine zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch und erhöhen die Flexibilität des Gesamtsystems. Wärmespeicher lassen sich in drei Hauptkategorien unterteilen: sensible Wärmespeicher, Latentwärmespeicher und thermochemische Speicher. Latentwärmespeicher und thermochemische Speicher können auch unter dem Begriff – Compact Thermal Energy Storage – zusammengefasst werden (Delgado et al., 2025).

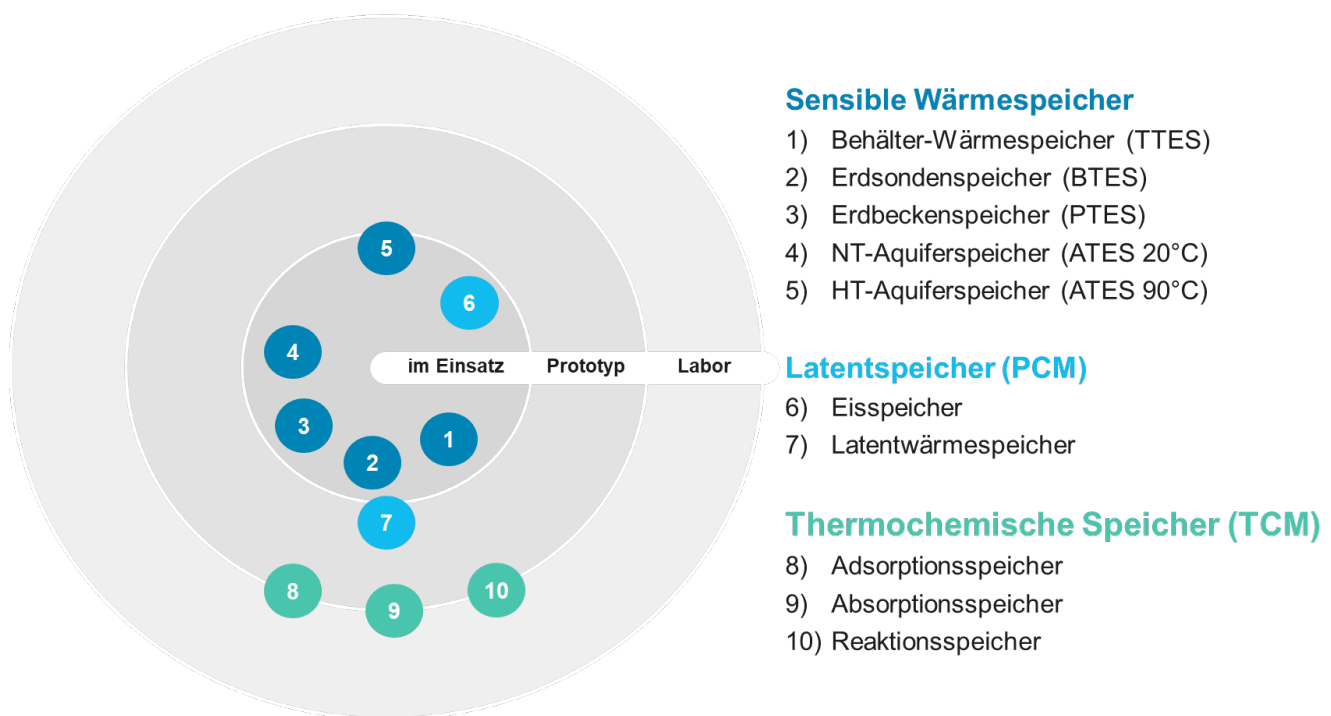


Abbildung 5.1: Technologie-Radar von thermischen Wärmespeichern (eigene Darstellung, basierend auf (Worlitschek & Baldini, 2022))

In der **Fernwärme** sind insbesondere die **sensiblen Wärmespeicher** weit verbreitet. Aus der Leistungs- und Temperaturanforderung ergibt sich nachfolgender Definitionsvorschlag für „Großwärmespeicher“ (Adl-Zarrabi et al., 2024).

Definitionsvorschlag Großwärmespeicher

Als Großwärmespeicher sind nachfolgend Speicher gemeint, welche die netzgebundene Erzeugung und Nachfrage im Megawattbereich flexibilisieren und eine Kapazität von mindestens 1.000 MWh aufweisen.

5.2 Hemmnisanalyse

Aufgrund der Vielzahl an in Betrieb befindlichen Tankspeichern in Fernwärmenetzen wird unterstellt, dass für diese keine Marktbarrieren oder strukturelle Hemmnisse bestehen (Hamburg Institut, 2025c). Unter Berücksichtigung der aktuellen Marktreife und der Leistungs- und Temperaturanforderungen von Fernwärmenetzen, wurden nachfolgend deswegen nur **Hochtemperatur-Aquiferspeicher** und **Erdbeckenspeicher** einer Hemmnisanalyse unterzogen.

Zur Bewertung der Hemmnisse wurde eine Umfrage durchgeführt, die über Direktansprachen und einschlägige E-Mail-Verteiler (u. a. Arbeitskreis Langzeitspeicher und IEA Task 45) mehr als 50 potenzielle Teilnehmende erreichte. Für die Priorisierung gaben mehrere angeschriebene Akteure an, keine qualifizierte Einschätzung abgeben zu können, da ihnen spezifische Expertise fehle. Aus diesem Grund haben z.T. auch Experten aus dem Projektkonsortium eine Einschätzung abgegeben.

Damit ist festzuhalten, dass der Kreis der Befragten – bestehend überwiegend aus Akteuren aus Forschung, Planung und Beratung – **nicht repräsentativ für alle relevanten Stakeholdergruppen im deutschsprachigen Raum** ist. Die Ergebnisse spiegeln folglich **nur die Einschätzungen eines spezifischen Teilnehmerkreises wider** und erlauben keine übergreifenden Aussagen über die gesamte Branche.

Insgesamt muss festgehalten werden, dass der Stakeholder-Kreis mit Expertise im Thema „ATES“ und „PTES“ im deutschsprachigen Raum sehr begrenzt ist und die genannten Priorisierungen keiner repräsentativen Einschätzung entsprechen. Die Einschätzungen stellen daher eher eine **qualitative Momentaufnahme** dar als eine breit abgestützte Priorisierung.

5.2.1 Hemmnisanalyse Aquiferspeicher

Für die Priorisierung der Hemmnisanalyse wurden insgesamt 14 Hemmnisse aus den Oberkategorien Risiko & Wirtschaftlichkeit (R&W), Technik (Tech), Organisation-Struktur (O&S) und Planung und Genehmigung (P&G) gesammelt.

Bei **Aquiferspeichern** zeigt die Auswertung, dass insbesondere die **technologiespezifischen** Risiken und Kosten als besonders großes Hemmnis eingeschätzt werden. Zur Reduktion dieser Unsicherheiten sind oft aufwändige Untergrunderkundungen erforderlich – etwa 3D-Seismik zur detaillierten Abbildung von Schichtgrenzen und Störungszonen sowie Probebohrungen mit Pump- und Injektionstests zur belastbaren Bestimmung von Durchlässigkeit und Speicherkennwerten. Diese Maßnahmen senken zwar das Fündigkeits- und Ausführungsrisiko, verursachen jedoch hohe Vorlaufkosten und verschieben einen wesentlichen Teil der Investition in eine Phase, in der der Projekterfolg noch nicht gesichert ist.

Einhergehend damit ergibt sich das ungünstige Investitionsprofil – im Vergleich zu anderen Speichertechnologien ist die Risikosenkung mit deutlichen höheren Kosten verbunden. Beispielsweise ist sowohl die Integration (Anzahl und Typ der Wärmepumpen) von ATES in die Fernwärme stark davon abhängig, welche Förderraten und Temperaturen aufrechterhalten werden können. Diese Parameter sind im Regelfall auch bei guter Datenlage erst nach einer Probebohrung mit anschließendem Pumpversuch belastbar.

Darüber hinaus fehlt die Praxiserfahrung im Temperaturbereich von 90 °C und mehr, sowohl in Deutschland als auch in den Niederlanden. Derzeit ist auch in den Niederlanden kein ATES in Betrieb auf einem Temperaturniveau von > 90 °C. Erste Erfahrungen über 80 °C werden in den Niederlanden in zwei Anlagen gesammelt (Dobson et al., 2025), in Deutschland in Berlin Adlershof in einem Forschungsprojekt sogar bei Temperaturen bis 95 °C.

Hohe Speicherbetriebstemperaturen sind im Anwendungsbereich der Fernwärme zu bevorzugen, wenn der Nacherhitzungsanteil möglichst geringgehalten werden soll. Dies ist der Wirtschaftlichkeit im Regelfall zuträglich (siehe Abschnitt 5.3.1).

Eine zusammenfassende Darstellung der priorisierten Hemmnisse von Hochtemperatur-ATES für die Fernwärme in Deutschland zeigt die nachfolgende Tabelle 5.1.

Tabelle 5.1: Ergebnisse Gesamt-Priorisierung der Hemmnisse für die Nutzung von ATES in Wärmenetzen im Szenario S' (Gewichtung Priorisierungswert 50-50-0 Relevanz-Dringlichkeit-Umsetzungsaufwand, (Farbbereich grün (niedrig) über gelb (eher niedrig) und orange (eher hoch) bis rot (hoch))).

#	Hemmnis	Kategorie	Relevanz, R	Dringlichkeit, D	Umsetzungsaufwand η	Priorisierungswert P (gerundet)	Anzahl Werte im Rücklauf
3	Hohe technologiespezifische (Zusatz-) Kosten & Risiken	R&W	3,4	3,1	2,7	3,3	10
6	Ungünstiges Investitionsprofil	R&W	3,5	2,9	2,5	3,2	10
9	Geringe Marktreife und Praxiserfahrung	Tech	3,2	3	2,9	3,1	10
11	Datenverfügbarkeit und Zugänglichkeit	O&S	2,9	3,1	2,2	3,0	10
13	Unklarer Verfahrensablauf und Unsicherheiten im Genehmigungsverfahren	P&G	3,2	2,8	2,5	3,0	10
4	Unzureichendes Förderregime für Großwärmespeicher	R&W	3,0	2,8	2,3	2,9	10
12	Fehlendes Know-How seitens Behörden und Entscheidungsträgern	O&S	2,8	2,9	2,3	2,9	10
1	Bestehende Wirtschaftlichkeitslücke für Speicher	R&W	2,9	2,7	1,9	2,8	9
10	Anforderungen deutscher Fernwärmenetze	Tech	3,1	2,3	3	2,7	10
14	Abwägung von Schutzgütern "zur sicheren Seite"	P&G	2,5	2,8	2,5	2,7	10
7	Finanzierungsstrukturen	R&W	2,5	2,4	2,3	2,5	9
2	Fehlender Speicherbedarf und Zeitliches Dilemma	R&W	2,4	2,4	2,1	2,4	9
8	Unterschiedliche Eigentumsverhältnisse von Assets	R&W	1,8	1,7	2	1,8	9
5	Prognoseunsicherheit des Langzeitverhaltens des Speichers	R&W	1,8	1,6	1,4	1,7	10

5.2.2 Hemmnisanalyse Erdbeckenspeicher

Für die Priorisierung der Hemmnisanalyse wurden insgesamt 17 Hemmnisse aus den Oberkategorien Risiko & Wirtschaftlichkeit (R&W), Technik (Tech), Organisation-Struktur (O&S) und Planung und Genehmigung (P&G) gesammelt.

Bei **Erdbeckenspeicher** zeigt die Auswertung, dass insbesondere die **bestehende Wirtschaftlichkeitslücke** und eine unzureichende Förderkulisse als besonders großes Hemmnis eingeschätzt werden. Darüber hinaus zeigten die Umfragerückläufer zu den Hemmnissen, dass neben mangelnder Wirtschaftlichkeit die Flächensicherung bzw. die Erlangung einer Baugenehmigung im Außenbereich problematisch sein kann. Insgesamt weist das Hemmnis einen starken Bezug zum Thema Flächenverfügbarkeit und Ausweisung von Flächen zur energetischen Nutzung auf.

Trotz der im Vergleich zum PTES-Vorreiter-Land Dänemark deutlich höheren Anforderungen in deutschen Netzen, z.B. in Bezug auf die Temperaturfahrweisen im Winter, werden die **technischen Hemmnisse als eher untergeordnet eingeschätzt** und landen nur im Mittelfeld.

Die **Herausforderungen** in Deutschland liegen nach Ansicht der Befragten **tendenziell eher im Bereich des bestehenden Baurechts und bei dem Aufbau von Know-How**, sowohl auf Seiten von Behörden als auch auf Seiten von kommunalen Entscheidungsträgern. Grundsätzlich gibt es für die z.T. abweichenden Standortbedingungen, wie hoch anstehendes Grundwasser und höhere Netztemperaturen in Deutschland, technische Lösungskonzepte (vgl. Abschnitt 5.3.2). Eine zusammenfassende Darstellung der priorisierten Hemmnisse von PTES für die Fernwärme in Deutschland zeigt die nachfolgende Tabelle.

Tabelle 5.2: Ergebnisse Gesamt-Priorisierung der Hemmnisse für die Nutzung von PTES in Wärmenetzen im Szenario S^I (Gewichtung Priorisierungswert 50-50-0 Relevanz-Dringlichkeit-Umsetzungsaufwand, (Farbbereich grün (niedrig) über gelb (eher niedrig) und orange (eher hoch) bis rot (hoch))).

#	Hemmnis	Kategorie	Relevanz, R	Dringlichkeit, D	Umsetzungsaufwand η	Priorisierungswert P (gerundet)	Anzahl Werte im Rücklauf
1	Bestehende Wirtschaftlichkeitslücke für Speicher	R&W	3,4	3,2	2,3	3,3	10
4	Unzureichendes Förderregime für Großwärmespeicher	R&W	3,1	3,1	2,1	3,1	10
16	Herausforderungen im bestehenden Baurecht	Reg.	3,0	3,0	1,6	3,0	10
14	Fehlendes Know-How seitens Behörden und Entscheidungsträgern	O&S	2,8	3,1	1,8	3,0	10
2	Fehlender Speicherbedarf und Zeitliches Dilemma	R&W	3,3	2,6	2,2	3,0	10
6	Finanzierungsstrukturen	R&W	2,9	2,8	2,1	2,9	10
17	Hoher Flächenbedarf und Aufwand bei Nutzungsänderungen von bestehenden Bauleitplänen oder Flurstücken	P&G	2,8	2,6	1,9	2,7	10
3	Flächenverfügbarkeit und Eigentumsverhältnisse	R&W	2,7	2,7	2,2	2,7	10
9	Anforderungen deutscher Fernwärmenetze	Tech	2,9	2,5	3	2,7	10

8	Geringe Marktreife und Praxiserfahrung	Tech	2,5	2,7	2,4	2,6	10
10	Höhere Systemspeicherdichten führen zu Materialbelastungsgrenzen	Tech	2,8	2,3	2,5	2,6	10
15	Planungsabläufe ohne grundlegenden Leitfaden	O&S	2,4	2,5	1,6	2,5	10
11	Fehlende Vielfältigkeit von Materialien und Komponenten	Tech	2,7	2,2	2,3	2,5	10
7	Geotechnische Risiken	R&W	2,8	2,1	2,5	2,5	10
12	Unzureichende Zugänglichkeit zu Wasser	Tech	2,4	2,1	2,1	2,3	10
13	Unterschiedliche Eigentumsverhältnisse von Assets	O&S	2,1	1,8	2,2	2,0	10
5	Prognoseunsicherheit des Langzeitverhaltens des Speichers	R&W	1,7	1,5	1,6	1,6	10

5.3 Lösungsansätze

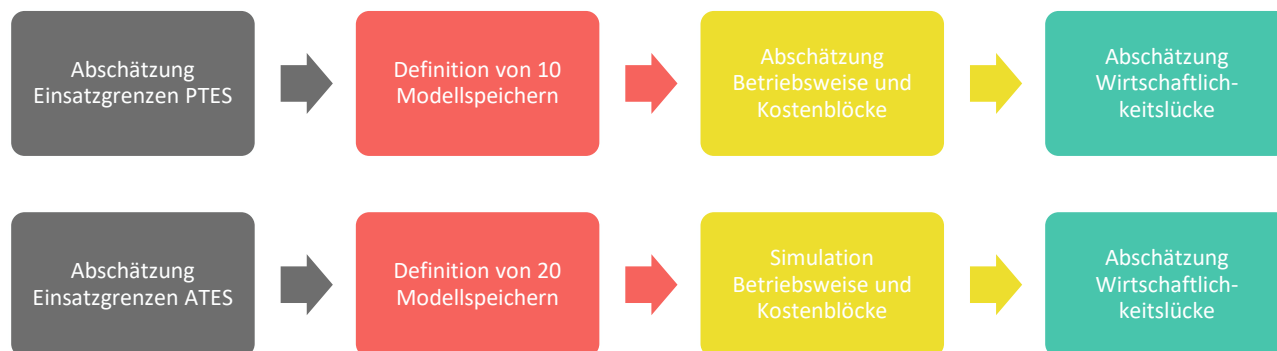
Die Auswertung der Befragung unterstreicht die Notwendigkeit von strategischen Lösungsansätzen für den Abbau von bestehenden technologiespezifischen Hemmnissen.

5.3.1 Lösungsansätze zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit

Insgesamt zeigt die Hemmnisanalyse der Speichertechnologien ATES und PTES, dass ein **wesentliches Hemmnis in der fehlenden Wirtschaftlichkeit mit vergleichsweise hohem Risiko während der Projektentwicklung** liegt. Insbesondere bei der Langzeitspeicherung müssen sich Großwärmespeicher mit einer geringeren Anzahl an Speicherzyklen refinanzieren.

Während des Projektes wurde für verschiedene Fallbeispiele genähert, ob unter aktuellen Markt- und Förderbedingungen in Deutschland eine strukturelle Wirtschaftlichkeitslücke für ATES und PTES besteht. Es wird ferner aufgrund der Vielzahl an im Betrieb befindlichen Tankspeicher in der Fernwärme unterstellt, dass keine Wirtschaftlichkeitslücke für TTES besteht. Für diese Speichertechnologie wurde daher keine gesonderte Wirtschaftlichkeitslückenabschätzung durchgeführt. Die Abschätzung der Wirtschaftlichkeitslücke erfolgte für beiden Technologien nach einem sehr ähnlichen Workflow:

5.3.1.1 Abschätzung der Wirtschaftlichkeitslücke von PTES und ATES



Auf Basis von technisch-wirtschaftlich sinnvollen Einsatzgrenzen wurden Modellspeicher innerhalb der Einsatzgrenzen aufgestellt. Bei den **Erdbeckenspeichern** wurden Speicher zwischen 10.000 m³ und 500.000 m³ untersucht. Die Leistungen wurde **proportional** zum Speichervolumen angenommen und bewegen sich zwischen 1 MW für den 10.000 m³ Speicher und 50 MW für den 500.000 m³ Speicher.

Bei den **Aquiferspeichern** wurden die Erkenntnisse aus dem Forschungsprojekt „OptInAquiFer“ (Hamburg Institut, 2025b) eingebracht und aufgrund der sehr heterogenen Untergrundverhältnisse doppelt so viele Fallbeispiele wie für PTES aufgesetzt. Insgesamt wurden 20 Modellspeicher gebildet. Folgende Bandbreiten wurden angenommen (Übersicht zu weiteren Annahmen siehe Tabelle 9.1 im Anhang)

- Tiefenbereichen zwischen 400 m und 1.600 m
- Förderraten zwischen 30 m³/h und 200 m³/h
- Effektive Mächtigkeiten zwischen 20-40 m
- ATES-Betriebstemperaturen von 90°C
- Temperaturgradienten von 3 °C pro 100 m Tiefe.

Durch die breite Spanne an Förderraten soll die Erkenntnis aus dem Forschungsprojekt Berücksichtigung finden, dass insbesondere die Förderraten in den geothermischen Regionen in Deutschland äußerst stark variieren und nicht verallgemeinerbar sind. Die Kostenansätze beider Technologien basieren auf umfangreicher Projekterfahrung der HIC Consulting und wurden durch mehrere Expertengespräche plausibilisiert.

Das Ergebnis der Projektstudie für PTES und ATES ist in Abbildung 5.2 dargestellt. Es zeigt sich, dass die Berücksichtigung der Kosten für die notwendige Nacherhitzung zu deutlich höheren Investitionskosten führt. Die Abbildung visualisiert durch die große Spanne, dass die spezifischen Investitionskosten der verschiedenen Speichertechnologien stark voneinander abweichen und auch für die gleiche Technologie in Abhängigkeit der absoluten Größe und ortspezifischen Rahmenbedingungen stark abweichende Kosten auftreten können.

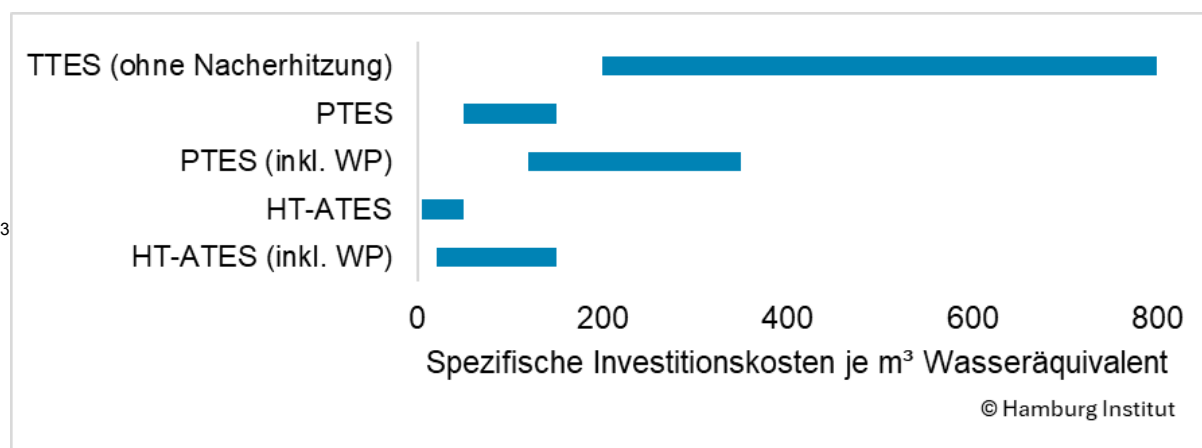


Abbildung 5.2: Abschätzung der spezifischen Investitionskosten für Großwärmespeicher

TTES werden – trotz der individuell höchsten spezifischen Investitionskosten – bereits heute wirtschaftlich in Fernwärmenetzen eingesetzt. Dies verdeutlicht, dass die Betriebsweise eines Speichers, z.B. die Erhöhung der Be- und Entladevorgänge, den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit nimmt und die spezifischen Investitionskosten eine untergeordnete Rolle spielen.

Der Einfluss der Investitions- und Stromkosten auf die Wirtschaftlichkeit hängt stark von den Betriebsbedingungen des Speichers ab. Die **Technologie zur Nacherhitzung kann unter den getroffenen Annahmen bis zu 40 % der Investitionskosten ausmachen**, sodass die maximale Auslegungskapazität (unter Einhaltung der Mindestanforderungen des Systems) möglichst klein gewählt werden sollte. In den meisten Einsatzvarianten ermöglicht die Einbindung einer Wärmepumpe gegenüber einer direktelektrischen Nacherhitzung (z.B. P2H), aufgrund deutlicher exergetischer Vorteile in Bezug auf Speicherausnutzung und zusätzlichem Energieeinsatz, geringere Wärmekosten.

Die Wirtschaftlichkeit eines Speichersystems mit Großwärmespeicher hängt grundsätzlich von drei Einflussbereichen ab, die in unterschiedlichem Umfang optimiert werden können:

- das Wärmenetz: je nach Temperaturen im Vor- und Rücklauf ändern sich die Speicherbetriebstemperaturen und der benötigte Anteil für die Nacherhitzung. Dieser ist entscheidend für die Wirtschaftlichkeit, weil die Nacherhitzung bis zu 50 % der Gesamtkosten betragen können.
- die Betriebsweise des Speichers: Ein wesentlicher Faktor für die Wirtschaftlichkeit ist die Nutzungshäufigkeit – also die Anzahl an Be- und Entladevorgängen. Unabhängig von Typ und Größe des Wärmespeichers gilt, je häufiger der Speicher eingesetzt wird, desto günstiger wird er.
- die Energie- und Investitionskosten: Die (Betriebs-) Kosten des Erzeugerarks sowie die Höhe der Investitionen in den Wärmespeicher und seiner Integration in das Wärmenetz entscheiden, welche zusätzlichen Erlöse oder Einsparungen auf Netzebene möglich sind.

Abschätzung eines Zielkostenkorridors

Die empirische Auswertung der verfügbaren Preistransparenzdaten (AGFW, bdew, VKU, 2026) zeigt eine sehr große Streuung der Fernwärmepreise in Deutschland. Die Mischpreise reichen von unter 10 ct/kWh (brutto) bis über 30 ct/kWh (brutto).

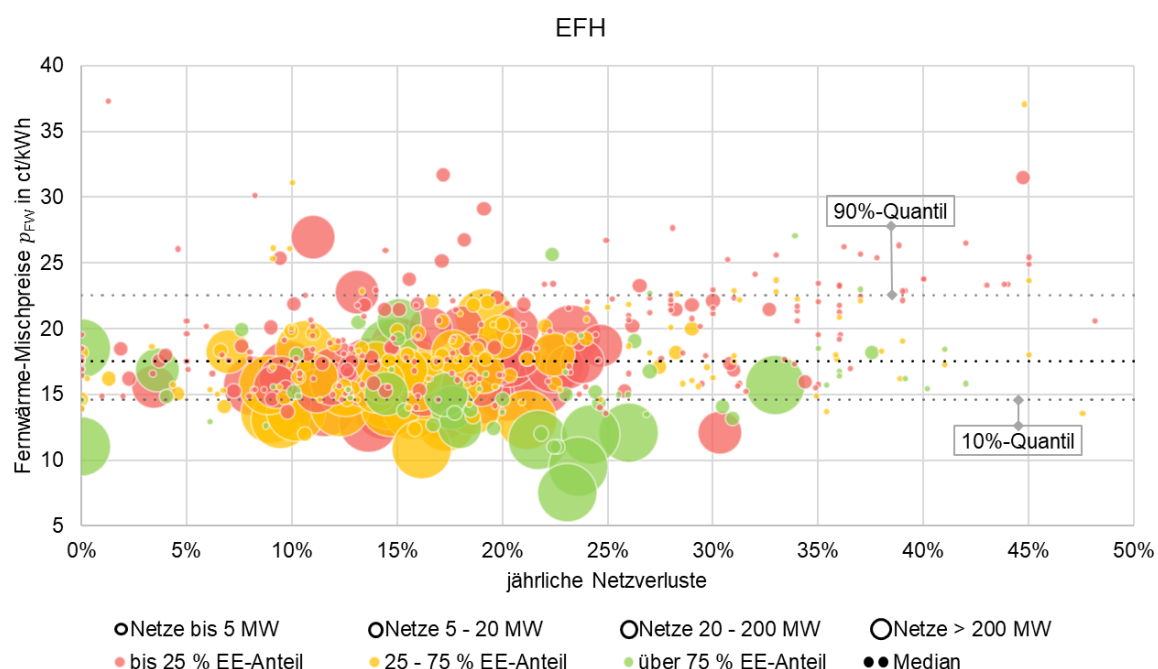


Abbildung 5.3: Visualisierung der Mischpreise in Abhängigkeit der Netzverluste, differenziert nach Netzgröße und EE-Anteil in der Kundengruppe Einfamilienhaus (EFH)

Eine gezielte Auswertung von HIC Consulting zeigt gleichzeitig, dass sich **keine belastbaren Korrelationen** zwischen dem Preisniveau und einzelnen strukturellen Merkmalen wie Erzeugungsstruktur (z.B. EE-Anteil oder KWK-Anteil), Netzgröße, Wärmedichte oder spezifischen Netzverlusten feststellen lassen.

Vor diesem Hintergrund ist eine inverse Rückrechnung von Fernwärmepreisen auf „typische“ oder gar allgemeingültige Erzeugungskosten nur eingeschränkt möglich. Insbesondere Durchschnittspreise oder einzelne Referenznetze eignen sich nicht als belastbarer Maßstab für Wirtschaftlichkeitsbewertungen technischer Einzelkomponenten wie Großwärmespeicher.

Stattdessen bedarf es eines methodischen Ansatzes, der die Preisstreuung explizit berücksichtigt, nicht-erzeugungsbezogene Preisbestandteile systematisch abgrenzt, sondern die resultierenden Erzeugungskosten als Korridore interpretiert.

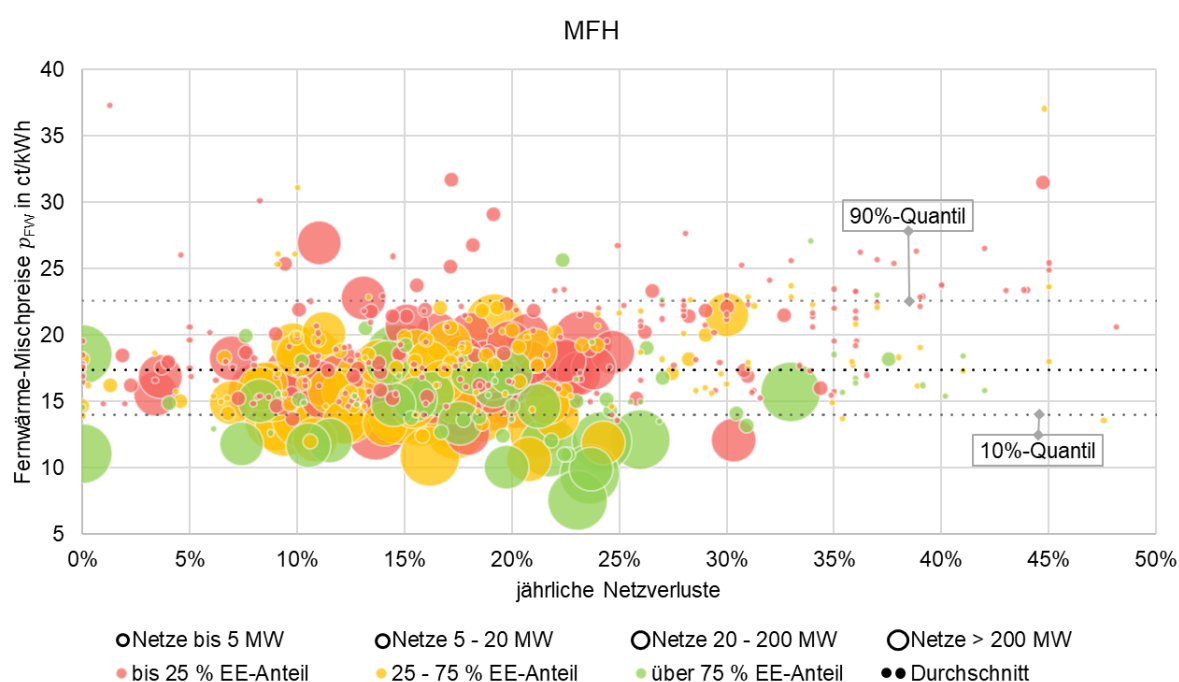


Abbildung 5.4: Visualisierung der Mischpreise in Abhängigkeit der Netzverluste, differenziert nach Netzgröße und EE-Anteil in der Kundengruppe Mehrfamilienhaus (MFH)

Grundlage für die Abschätzung der Erzeugungskosten-Korridore sind die Auswertungen von Fernwärme-Mischpreisen in der Kundengruppe Einfamilienhaus (vgl. Abbildung 5.3) und Mehrfamilienhaus (vgl. Abbildung 5.4). Datenbasis ist die Preistransparenzplattform Stand Dezember 2025 (AGFW, bdew, VKU, 2026).

Im ersten Schritt erfolgt eine Abschätzung, welche sinnvolle Bandbreite des Mischpreises auf die Kosten für die Erzeugung (c_{Erz}) zurückzuführen sind. Für die Rückrechnung wird der Fernwärme-Endpreis p_{FW} rechnerisch in einen Erzeugungsanteil und einen Nicht-Erzeugungsanteil (α) zerlegt.

Entsprechend erfolgt die empirische Abschätzung einer Bandbreite an Erzeugungskosten über folgenden Zusammenhang:

$$c_{Erz} = (1 - \alpha) * p_{FW} \text{ gilt.}$$

Im Kundentarif „Einfamilienhaus“ gibt die Verbraucherzentrale durchschnittliche Anteile von 25 % für den Grundpreis an¹⁴. Nach branchenüblicher Definition umfasst der Grundpreis jedoch fixe Kostenbestandteile zuzüglich fixer Erzeugungskosten. Die Untergrenze für den Nicht-Erzeugungsanteil wird als konservative Annahme mit einem Aufschlag von 10 % interpretiert und beträgt 35 %.

Da die Kosten für den Nicht-Erzeugungsanteil weiterhin stark von Netzstruktur, Entwicklungszustand, Siedlungsdichte u.v.m. abhängig sind, wird α nicht als fixer Wert, sondern ebenfalls als Bandbreite geschätzt. Es wird angenommen, dass sich ein sinnvoller Bereich zwischen $\alpha = 0,35$ bis 0,5 abschätzen lässt. Niedrige Werte stehen dabei für kompakte, gut ausgelastete Netze mit relativ geringem Fixkostenanteil, während höhere Werte auf netzintensive oder noch im Ausbau befindliche Systeme hinweisen. Neben der Variation des Nicht-Erzeugungsanteils werden die Bandbreiten zusätzlich über verschiedene Quantile ausgewertet (vgl. Abbildung 5.5).

Die Auswertung zeigt, dass die Bandbreite des Medians (P50) in Abhängigkeit von α im Bereich zwischen 90-110 €/MWh liegt, im **Mittel etwa bei 100 €/MWh**. Die Bandbreite des 90 %-Quantils liegt etwa zwischen 125-155 €/MWh. Für den Ampelkorridor wird mit 150 €/MWh die obere Bandbreite des 90 %-Quantils gewählt.

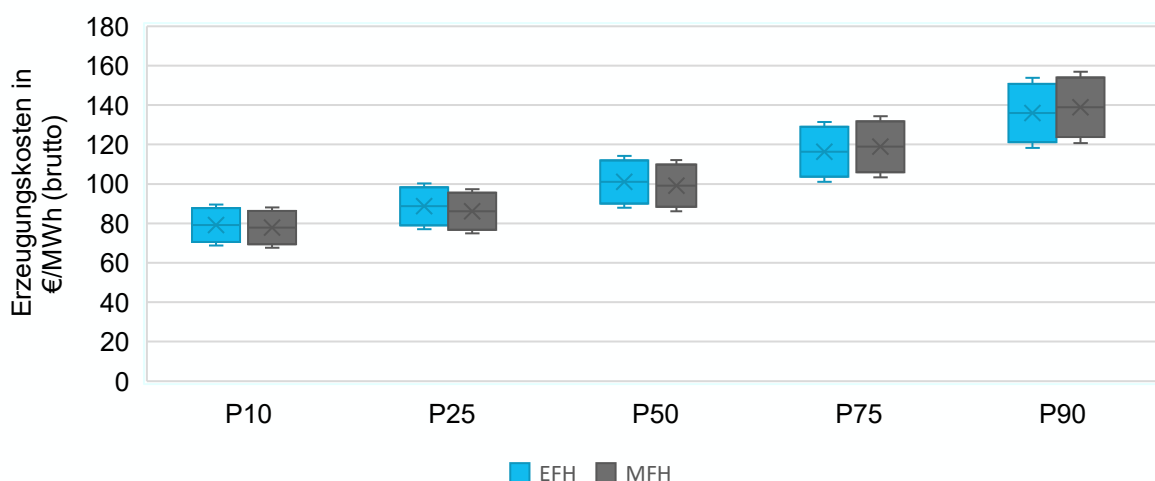


Abbildung 5.5: Bandbreiten an Erzeugungskosten für $0,35 < \alpha < 0,5$ für verschiedene Quantile

Ableitung von Ampelkorridoren

Auf Basis der vorangegangenen Abschätzungen, werden nachfolgende „Ampelkorridore“ abgeleitet. Die Logik dahinter folgt der Methodik des kostenbasierten Ansatzes mit der Leitfrage: *„Ist der Speicher als Wärmeerzeuger grundsätzlich wettbewerbsfähig?“ und bedient sich eines Ampelsystems zur Kennzeichnung der Wettbewerbsfähigkeit eines Systems.*

¹⁴ <https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/energie/heizen-und-warmwasser/fernwaerme-kosten-sparen-und-gleichzeitig-das-klima-schonen-34038>

	Ampel „Grün“: LCoSS ≤ ~100 €/MWh Einordnung: Die Speicherkosten liegen unter/um Median der rückgerechneten Erzeugungskosten; ein wirtschaftlicher Einsatz ist in vielen Netzen wahrscheinlich
	Ampel „Gelb“: LCoSS ~100 bis ~150 €/MWh Einordnung: Die Speicherkosten liegen zwischen Median und dem 90 %-Quantil; eine Einzelfallprüfung in Abhängigkeit von Betriebsstrategie, Förderung, Speicherauslastung, CO₂-/Strompreis und Systemplanung ist notwendig
	Ampel „Rot“: LCoSS > ~150 €/MWh Einordnung: die Speicherkosten liegen oberhalb des 90 %-Quantils der rückgerechneten Erzeugungskosten; ein wirtschaftlicher Einsatz ohne sehr spezifische Randbedingungen ist eher unwahrscheinlich. Es wird von einer bestehenden Wirtschaftlichkeitslücke ausgegangen.

Fazit zur Wirtschaftlichkeitslücken-Abschätzung unter Anwendung der Ampelkorridore

Als Grundlage zur Einschätzung, ob eine Wirtschaftlichkeitslücke besteht, werden die Levelized Cost of Storage System (LCoSS) herangezogen. Diese setzen sich aus den Kapital- und Betriebskosten des Speicherbauwerks ($c_{storage}$) und den Kosten für die Nacherhitzung (c_{post}) zusammen. Ist zudem bekannt, aus welchen Wärmequellen der Speicher anteilig beladen werden soll, sind in dieser Kennzahl zudem die Kosten für die Wärme berücksichtigt, die eingespeichert wird (c_{cha}). Letztlich sind in den Kosten sämtliche Kosten, von der Erschließung und Nutzbarmachung der Überschusswärme bis hin zur Einbindung der Wärme in das Wärmenetz nach Temperaturaufwertung beinhaltet.

Es gilt folgender Zusammenhang:

$$LCoSS = c_{cha} + c_{Storage} + c_{post}$$

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zu ATES und PTES zeigen kein einheitliches Bild in Bezug auf die Wirtschaftlichkeitslücke. In beiden Projektstudien gibt es einige Fälle, die unter den getroffenen Annahmen eine zum Teil deutliche Wirtschaftlichkeitslücke zeigen, auch unter Berücksichtigung einer hinterlegten Investitionskostenförderung in Höhe von 40 %.

ATES können im Regelfall nur als **saisonale Speicher** betrieben werden, eine Erhöhung der Zyklenzahl deutlich über eins ist aus geologischen und betriebstechnisch Gründen schwer realisierbar. In der nachfolgenden Darstellung wurde anhand von 20 ATES-Modellspeichern untersucht, ob von einer Wirtschaftlichkeitslücke auszugehen ist und inwiefern eine Betriebskostenförderung diese schließen kann. Dazu wurden die LCoSS in den Szenarien einmal mit und einmal ohne Betriebskostenförderung gerechnet.

Von den 20 untersuchten ATES-Modellspeichern erreichen ohne Betriebskostenförderung 4 Modellspeicher den „grünen“ LCoSS-Zielkostenkorridor von unter 100 €/MWh und 13 Modellspeicher mit einer hypothetischen Betriebskostenförderung (vgl. Abbildung 5.6).

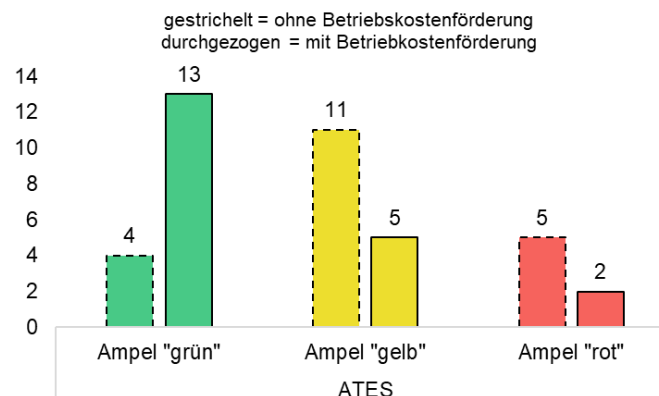


Abbildung 5.6: Einfluss einer hypothetischen Betriebskostenförderung auf die Wirtschaftlichkeitslücke der 20 ATEs-Modellspeicher

In der zuvor erwähnten Ampellogik ist ohne Betriebskostenförderung bei 5 von 20 Modellspeichern von einer Wirtschaftlichkeitslücke auszugehen, mit Betriebskostenförderung nur bei 2 von 20 Modellspeichern (Ampel „rot“).

Bei Förderraten von 30 m³/h wird der LCoSS-Zielkostenkorridor in **allen Fällen überschritten**. Bei Förderraten von 60 m³/h konnte gezeigt werden, dass (fast unabhängig) von der Tiefenlage einige Fälle den **LCoSS-Zielkostenkorridor** überschreiten. Bei **Förderraten von 200 m³/h** landen **alle Fälle im grünen Bereich** und damit im Zielkostenkorridor. Daraus lässt sich ableiten, dass die Wirtschaftlichkeit von ATEs im Tiefenbereich 400–1.600 m in erster Linie durch die erzielbare Förderrate bestimmt wird, während die Tiefenlage mit den hinterlegten Bohrkostenansätzen im betrachteten Spektrum eine untergeordnete Rolle spielt. Entsprechend ist für einen wirtschaftlichen Betrieb ein hochproduktiver Aquifer erforderlich;

PTES haben hinsichtlich ihrer flexiblen Betriebsweise deutlich weitere Einsatzgrenzen als ATEs. Deshalb wurde in der nachfolgenden Darstellung anhand von 10 PTES-Modellspeichern untersucht, ob von einer Wirtschaftlichkeitslücke auszugehen ist, und zwar neben dem reinen saisonalen Betrieb auch bei mehreren Zyklen. Analog zu ATEs wurden die LCoSS für PTES in den Szenarien einmal mit und einmal ohne Betriebskostenförderung gerechnet.

Unter den getroffenen Annahmen konnte in der Wirtschaftlichkeitsabschätzung gezeigt werden, dass ein **rein saisonaler Betrieb den Wirtschaftlichkeitskorridor verfehlt und von einer Wirtschaftlichkeitslücke auszugehen ist**. Unter Berücksichtigung der Kosten für Nacherhitzung und einer Investitionskostenförderung in Höhe von 40 % schafft es kein Speicher in den „grünen Bereich“.

Bei drei Zyklen sind bereits 40 % der Speicher im „grünen Bereich“, mit Betriebskostenförderung sogar 90 %. Bei **9 Zyklen** (entspricht dem Speicherverhalten in Høje Taastrup (Sifnaios & Jensen, 2025)) **sind alle Speicher im angenommenen Zielkostenkorridor**, d.h. ein wirtschaftlicher Betrieb wurde als sehr wahrscheinlich angenommen (vgl. Abbildung 5.7).

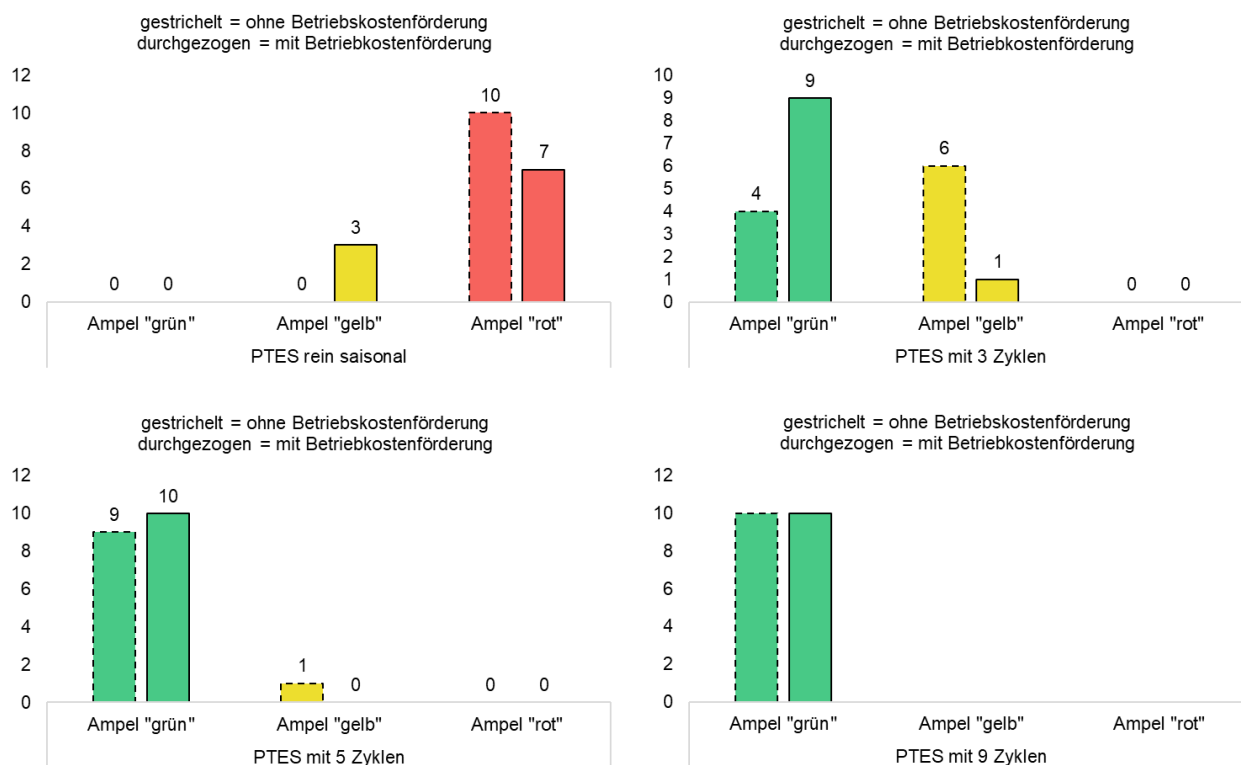


Abbildung 5.7: Einfluss der Zyklenzahl auf die Wirtschaftlichkeit am Beispiel des Ampelsystems

Der Befund aus der dargestellten Fallstudie, dass ein **saisonaler Betrieb eines PTES selten wirtschaftlich darstellbar** ist, kann unter anderem damit erklärt werden, dass die Investitionskosten für eine – in der Regel notwendige – Wärmepumpe zur Nacherhitzung zwischen 25 %-50 % der gesamten Investitionssumme betragen können. Geht man von einem saisonal geprägten Einsatzregime aus, werden im Regelfall deutlich weniger als 4.000 Vollbenutzungsstunden erzielt. Die LCoSS können demnach deutlich gesenkt werden, wenn die Auslegungsleistung der Wärmepumpe reduziert werden kann oder die Einsatzzeiten erhöht werden können, z.B. durch den flexibleren Einsatz des Speichers im Fernwärmenetz. Dies entspricht im Ergebnis einer Erhöhung der Zyklenzahl. Im nächsten Abschnitt werden weitere relevante Einflussgrößen beschrieben.

5.3.1.2 Einflussgrößen zur Optimierung der Betriebsweise des Speichers

Es können folgende Parameter der Betriebsweise unterschieden werden, die fallspezifisch angepasst werden können und sich teilweise gegenseitig bedingen:

- Art der Nacherhitzung
- Anteil der Nacherhitzung
- Vollbenutzungsstunden bzw. Ausspeiseleistung
- Realisierbare Zyklenzahl (Erlösstruktur des Speichers)

Fazit Nacherhitzung

Die **Strombezugskosten zur Nacherhitzung** der ausgespeicherten Wärmemenge können **bis zu 50 %** der LCoSS ausmachen und dürfen bei der Bestimmung der Kosten des Speichersystems nicht vernachlässigt werden. Je höher die Vorlauftemperaturen und je stärker das Einsatzverhalten saisonal geprägt ist, desto wichtiger ist die Effizienz der nachgeschalteten Technologie.

Fazit Zyklenzahl

Eine **hohe Zyklenzahl steigert immer die Wirtschaftlichkeit**, sodass alternative Einsatzoptionen in Ergänzung zum saisonalen Wärmeversatz zu prüfen sind. Bei PTES wird dieser Effekt durch den zusätzlichen Einfluss des Nacherhitzers und dessen Auslegung und Vollbenutzungsstunden abgemindert, hier ist eine Zyklenzahl von mindestens 2 anzustreben. Bei ATES ist die Erhöhung der Zyklenzahl aufgrund geologischer und betriebstechnischer Einschränkungen nicht ohne Weiteres möglich.

Fazit Vollbenutzungsstunden, Auslegungsleistung und Art der Nacherhitzung.

Bei der Auslegung der maximalen Ausspeiseleistung und zugehörigen Kapazität der nachgeschalteten **Wärmepumpe** ist darauf zu achten, dass **Mindest-Vollbenutzungsstunden** erreicht werden. Ein Orientierungswert liegt unter den getroffenen Annahmen bei etwa 1.000 Vollbenutzungsstunden. Bei deutlich **geringeren Vollbenutzungsstunden** kann eine **direktelektrische Nacherhitzung** wirtschaftlich vorteilhafter sein.

5.3.2 Technische Maßnahmen und Lösungsansätze

5.3.2.1 Maßnahmen zur Entschärfung der Temperatur-Anforderungen aus dem Wärmenetz

Im Regelfall werden Fernwärmenetze über die Außentemperatur geführt. Dies hat zum Ergebnis, dass die Temperaturen im Vorlauf im Sommer zumeist deutlich niedriger sind als im Winter während der Heizperiode. Das Verhältnis der Temperaturen zwischen Grundlast und Spitzenlast variiert netzspezifisch. Unter der Prämisse, dass ein Wärmespeicher zumeist im Sommer beladen und hauptsächlich in den Wintermonaten entladen wird, muss eine Nacherhitzung auf Netzzvorlauf bewerkstelligt werden. Je größer das Delta zwischen Einspeicher-, Ausspeicher- und Netzzvorlauftemperatur ist, desto größer ist der Anteil der Nacherhitzung.

Die Temperatur-Anforderungen an den Speicher reduzieren sich somit, wenn die Vorlauftemperatur entweder im Sommer erhöht oder im Winter gesenkt werden kann. In beiden Fällen wird die Temperaturdifferenz für die Nacherhitzung kleiner.

Üblicherweise werden die Möglichkeiten für Netztemperatursenkungen durch die Netzbetreiber intensiv geprüft, sind jedoch nicht immer umsetzbar. Um schneller niedrige Vorlauftemperaturen ausspeiseseitig zu erzielen, kann geprüft werden, ob der Speicher an der Schnittstelle zwischen Primär- und Sekundärnetz eingebunden werden kann. Die Beladung könnte dann primärseitig bei höheren Temperaturen erfolgen und die Entladung in das üblicherweise kältere Sekundärnetz. Solch eine Einbindung wurde beispielsweise in Høje Taastrup umgesetzt. Zusätzlich oder alternativ kann auch eine direkte Leitung der Erzeugungsanlage zum Speicher integriert werden, wenn der Speicher saisonal vorrangig aus einer Quelle gespeist wird und sich Speicher und Erzeugungsanlage in räumlicher Nähe liegen (keine weiten Transportleitungen). Zusätzlichen Kosten für eine gesonderte Verbindungsleitung stehen Vorteile durch mögliche höhere Einspeichertemperaturen auch im Sommer gegenüber, die durch die wichtigsten saisonalen Wärmequellen, Solarenergie und Abwärme ohnehin meist erreicht werden.

5.3.2.2 Maßnahmen zur Reduktion des Flächenbedarfs von Erdbeckenspeichern

PTES sind sehr flächenintensiv. Je nach Höhe des Grundwasserstandes und nach Beschaffenheit des Untergrundes, werden die Speicher unterschiedlich tief in den Untergrund integriert.

Im Rahmen des Projektes wurde der Flächenbedarf von 10 Modellspeichern kalkuliert. Die Annahmen zur Geometrie sind in Tabelle 9.1 im Anhang in einer Übersicht dargestellt. Es zeigt sich, dass der spezifische

Flächenbedarf unter den getroffenen Annahmen¹⁵ insbesondere bis zu einem Volumen von ca. 100.000 m³ sehr stark abnimmt. Bei einem Volumen von 10.000 m³ liegt der spezifische Flächenbedarf in der Musterrechnung bei etwa 0,76 m²/m³, bei einem Volumen von 500.000 m³ nur noch bei etwa 0,17 m²/m³.

Es gibt jedoch eine Reihe an technischen Maßnahmen, um beispielsweise die Böschungswinkel steiler gestalten zu können und somit bei ansonsten gleichbleibenden Geometriedaten der obertägige Flächenbedarf gesenkt werden kann. Im Regelfall sind damit höhere Kosten verbunden, weswegen eine gesamtheitliche Abwägung der Mehrkosten und Flächeneinsparung erfolgen muss. Steilere Böschungen optimieren zudem das Oberflächen-zu-Volumen-Verhältnis, wodurch sich der Anteil der zu isolierenden Wasseroberfläche und damit die Kosten des isolierenden Deckels reduzieren würden. Technische Maßnahmen für steilere Böschungswinkel sind unter anderem:

- Nagelwand
- Bewehrte Erde
- Bodenanker
- Schlitzwand
- Bohrpfahlwand
- Spundwand
- Schmalwand
- Austausch von Bodenmaterial
- Berme

5.3.2.3 Maßnahmen zum Bau von PTES im Grundwasser

Insofern an einem Standort für einen PTES der Grundwasserspiegel im Erdreich kritische Auswirkungen für die Anlage und deren Bauausführung haben könnte, gibt es im Grunde zwei Möglichkeiten der Ausführung. Betrachtet man die „dänische Bauweise“ von PTES als kostengünstigste Variante, kann mit Mehrkosten bei Umsetzung im Grundwasser gerechnet werden. Dies ist u.a. in erhöhten technischen Anforderungen begründet, als auch der geringeren Wahrscheinlichkeit eine ausgeglichene Massenbilanz erlangen zu können.

Zum einen wäre dies, ein Design / eine Geometrie zu generieren, um ein gewünschtes Wasservolumen oberhalb des Grundwasserspiegels zu fassen. Je nach lokaler Situation könnten hierzu bspw. erhöhte und / oder steilere Böschungen untersucht werden, um die Beckensohle vom Grundwasser fernzuhalten und möglichst geringe Flächen des teuren „schwimmenden Deckels“ zu ermöglichen.

Insofern die Beckensohle unterhalb des Grundwasserspiegels vorgesehen wird, ist mit temporären oder dauerhaften Maßnahmen zu rechnen, das Grundwasser zumindest während der Bauphase von der Baugrube fernzuhalten.

Ist die Fließgeschwindigkeit des Grundwassers derart gering (stehendes Grundwasser), dass Wärmeverluste in akzeptablem Maße auftreten (unabhängig von Fragen der Temperatureinflüsse auf das Grundwasser selbst), kann eine temporäre Wasserhaltung nur für die Bauphase möglich sein (bspw. Grundwasserabsenkung) und ggf. ein Betrieb des PTES im Grundwasser untersucht werden.

Eine dauerhafte Wasserhaltung ist zu erwägen, wenn eine Wechselwirkung zwischen dem Speicher und dem Grundwasser inakzeptabel ist, um dauerhaft das Grundwasser vom Wasserkörper sowie während der

¹⁵ Quadratische Geometrie, ausgeglichene Erdbilanz, maximale Einbautiefe in den Untergrund von 10 m, Böschungswinkel von 1:2, Mindestbreite Verlegeplanum von 9 m

Bauphase von der Baugrube fernzuhalten. Hierzu können u.a. die unter genannten technischen Maßnahmen eingesetzt werden.

5.3.3 Organisatorisch-strukturelle Lösungsanstöße

5.3.3.1 Verbesserung der Datenverfügbarkeit, Zugänglichkeit und Informationsgüte

Für eine erste Eignungsprüfung von Großwärmespeichern gibt es in vielen Bundesländern bereits eine gute Datenlage. Das **Geothermische Informationssystem** (GeotIS (LIAG, 2025)) beispielsweise kann als erste Grundlage genutzt werden, um geothermische Potenziale oder Eignungsstandorte zu identifizieren. Geologische Profile, geothermisches Kartenmaterial und Basisdaten aus Datenbanken sind zu 3D-Untergrundmodellen aufbereitet, welche die wichtigste Datengrundlage des Informationssystems darstellen. Dabei können interaktive Karten in Form von Vertikal- und Horizontalschnitten bis zu einer Tiefe von 5.000 m erzeugt werden. Diese können anschließend genutzt werden, um Temperaturen und mögliche Horizonte abschätzen zu können. Um die **Datenverfügbarkeit** weiter zu verbessern, könnte die Datendichte im GeotIS weiter erhöht werden und bestehende Datenlücken geschlossen werden.

Das Schließen von Datenlücken hätte darüber hinaus auch Vorteile für die Etablierung einer **Unterirdischen Wärmeplanung**. Das Wasserhaushaltsgesetz ist nach seiner jetzigen Konzeption auf punktuelle Gewässerbenutzungen durch Einzelvorhaben ausgelegt. Eine Koordination der verschiedenen Nutzungsansprüche an den Untergrund findet nicht statt. Um das in der bisherigen Praxis im Untergrund zum Tragen kommende "Windhundprinzip" - first come, first serve (Schulze et al., 2015) zu überwinden und eine geordnete Entwicklung zu ermöglichen, ist ein Instrument der unterirdischen Raumplanung erforderlich. Eine solche Planung müsste in der Lage sein:

- Umfassende Potenzial- und Konfliktanalysen für den Untergrund durchzuführen,
- Nutzungen zu priorisieren,
- Gebiete für bestimmte Nutzungen zu sichern (Vorranggebiete) oder von bestimmten Nutzungen freizuhalten (Ausschlussgebiete),
- eine dreidimensionale Planung zu ermöglichen, die Nutzungen in verschiedenen Tiefen (Stockwerksnutzung) berücksichtigt und durch Teufenangaben in Plänen festlegt.

Die kommunale Wärmeplanung nach dem WPG bietet einen idealen Anknüpfungspunkt für die Entwicklung einer regionalen unterirdischen Raumplanung. Die Ergebnisse der Wärmepläne, insbesondere die identifizierten Eignungsgebiete für Wärmespeicher, müssten jedoch eine rechtlich verbindliche Wirkung in den nachgelagerten Genehmigungsverfahren des WHG (und ggf. BBodG) entfalten, um wirksam zu sein. Denkbar wäre die Einführung einer Genehmigungsfiktion (Genehmigung gilt als erteilt, wenn die Behörde nicht innerhalb einer Frist widerspricht) für Anlagen in Gebieten, die in einem Wärmeplan als diesbezügliche **Eignungsgebiete** ausgewiesen und im Rahmen einer strategischen Umweltprüfung bewertet wurden.

5.3.3.2 Verbesserung der Informationsgüte in Langzeitszenarien:

Das wissenschaftliche und gesellschaftspolitische Interesse am potenziellen Beitrag von (saisonalen) Großwärmespeichern zur Dekarbonisierung des deutschen Energiesystems nimmt seit 2024 zu. Dies spiegelt sich unter anderem darin wider, dass die Zahl der veröffentlichten Gesamtsystemstudien mit Bezug auf Großwärmespeicher zunimmt. Zu den neueren Veröffentlichungen zählen unter anderem (Luderer et al., 2025), (Burkhardt et al., 2024) und (Schlemminger et al., 2025). Diesen Studien liegen Ergebnisse aus der Modellierung mittels energieflussbasierten Energiesystem-Optimierungsmodellen wie PyPSA-DE bzw. PyPSA-Eur (Neumann et al., 2023), Enertile16 und ESTRAM (Lohr et al., 2025) zugrunde. Innerhalb dieser

¹⁶ <https://enertile.eu/enertile-en/>

Modelle werden Fernwärme- und Großwärmespeichersysteme vereinfacht dargestellt. Zu den relevanten üblichen Vereinfachungen zählen:

- Absenkung der Vorlauftemperatur der Fernwärmenetze auf ein Niveau, das dem Speicher erlaubt ganzjährig ohne Nacherhitzung als vollwertiger Wärmeerzeuger zu fungieren.
- Vernachlässigung der saisonalen Temperaturverluste des Großwärmespeichers, die oft eine Nacherhitzung, insbesondere bei den vergleichsweise hohen benötigten Vorlauftemperaturen im Winter, nötig machen.
- Vernachlässigung von realisierbaren Lastgradienten und Mindest-Stillstands-Zeiten insbesondere bei ATES-Systemen.
- Vernachlässigung der unterschiedlichen geografischen Gegebenheiten (insbesondere des Grundwasserstandes) bei der Abschätzung der PTES-Investitionskosten. Dies führt insbesondere an gewässernahen Standorten zu einer Unterschätzung der Kosten
- Vereinfachte Abschätzung der Investitionskosten der Anbindeleitungen insbesondere bei der Verwendung von PTES-Flächenpotenzialen

Die genannten Vereinfachen führen in Untersuchungen in der Regel zu einer Unterschätzung der Kosten für Großwärmespeicher. Diese Unterschätzung der Kosten führen so potenziell zu einer Überschätzung der installierten Großwärmespeicherkapazität im Kosten-optimal ausgebauten Energiesystem. Die Ergebnisse aktueller Gesamtsystemanalysen bezüglich Kosten optimal-ausgebauter und damit systemdienlicher/ Großwärmespeicherkapazitäten von ~5 TWh in 2045 (Luderer et al., 2025) bzw. [hier, um Text einzugeben](#).9 bis 49 TWh (Schlemminger et al., 2025) sind somit eher als optimistisches Ergebnis zu interpretieren.

In der Praxis zeigt sich jedoch, dass die Großwärmespeicher-Einbindung hohe Herausforderungen mit sich bringt, die insbesondere mit den vergleichsweise hohen Fernwärmenetztemperaturen, den konkreten hydraulischen Gegebenheiten der Einzelsysteme sowie den wirtschaftlichen und gesellschaftspolitischen Fragestellungen rund um Flächenverfügbarkeit, verknüpft sind. Die zentrale Fragestellung nach der konkreten Einbindung des Großwärmespeichers ist im Einzelfall oft entscheidend, während sie auf Gesamtsystemebene oft stark vereinfacht wird und so, wie beschrieben, potenziell zu einer Überschätzung der Großwärmespeicherkapazität führt. Eine der größten Herausforderungen ist demnach der Abgleich sowie die Annäherung der Gesamtsystem- und Einzelfallbetrachtungen. Es ist daher naheliegend, die Datengrundlage für die Eingangsdaten der Gesamtenergiesystem-Modelle strukturell zu verbessern, indem für die Einzelfernwärmesysteme relevante, geografisch-aufgelöste Datensätze erarbeitet und einheitlich standardisiert zur Verfügung gestellt werden. Dies beinhaltet insbesondere:

1. Zusammenführung und Standardisierung von Datensätzen rund um Großwärmespeicher:

Für viele der genannten Datensätze gibt es bereits (gut) funktionierende Plattformen, jedoch nur auf Landesebene und in unterschiedlicher Datenqualität bzw. -zugänglichkeit. Denkbar wäre beispielsweise die Vereinheitlichung und Zusammenführung von Datensätzen analog der vom BAFA betriebenen Plattform für Abwärme – z.B. Daten der geologischen Landesämter (Bohrlochdaten, Grundwasserstände, Fließrichtungen, Wasserschutzgebiete) oder georeferenzierte Informationen zu Wärmenetzen. Es sollte daher insbesondere an einer Zusammenführung und Standardisierung gearbeitet werden, sodass diese Datensätze konkret in die Modellierung von Großwärmespeichern in Langfristszenarien eingebaut werden können, um die den individuellen Herausforderungen der Einbindung von Großwärmespeichern auf Gesamtsystemebene besser gerecht zu werden.

2. Anlegen öffentlicher Datensätze real existierender deutscher Großwärmespeichersysteme:

Da die Einbindung des Speichersystems oft von technischen Detailfragen abhängen, die sich stark zwischen den Einzelsystemen unterscheiden können, würde der Bezug auf reale Datensätze und hydraulische Verschaltungsdiagramme die Modellierung von Großwärmespeichern in Gesamtenergiesystemen erheblich voranbringen. Neben fehlenden georeferenzierten Eingangsdaten sind die Ungewissheit über Speichersystemkonfiguration sowie die Wechselwirkung und Notwendigkeit mit Nacherhitzungsanlagen die wesentlichen Treiber für die oft starken Vereinfachungen. Ein Vorbild könnten hier Portale wie das dänische [„varmelagerdata.dk“](http://varmelagerdata.dk) sowie die Veröffentlichung [„Dronninglund Fernvarmje“](http://dronninglund.fernvarmje.dk) sein. Insbesondere von Mehrwert wären hier neben dem hydraulischen Schaltbild, die gemessenen temperaturbehafteten Massenströme der Ein- und Ausspeicherung im Jahresverlauf, stündlich aufgelöst. Eine gezielte Verknüpfung mit der Förderung im Rahmen der künftigen Großwärmespeicher-Neubauten könnte hier Anreize schaffen eine solche Datengrundlage öffentlich und wissenschaftlich nutzbar zu erschließen.

5.3.3.3 Organisation und Vertragsgestaltung bei Akteursvielfalt

Der Betrieb von Wärmenetzen erfolgt in Deutschland in den meisten Fällen durch vertikal integrierte Unternehmen. Das bedeutet, dass Erzeugungsanlagen, Speicher und Netz(betrieb) in der Hand eines Unternehmens liegen. Dennoch ist es denkbar, dass unterschiedliche Wärmeerzeuger, die von verschiedenen Akteuren betrieben werden, in einen saisonalen Wärmespeicher einspeisen. Damit können einige Herausforderungen verbunden sein.

Zentral ist, dass ein Wärmenetz sicher betrieben werden kann. Wie im Stromsystem haben damit die Netzbetreiber die Verantwortung, Erzeugungsanlagen zu steuern und ggf. abzuregeln, um einen sicheren Betrieb und die Versorgung der Anschlussnehmenden zu gewährleisten. Um sicherzustellen, dass möglichst viel erneuerbare Energien genutzt werden, ist für das Stromsystem ein Vorrang für erneuerbare Erzeuger festgeschrieben. Ein ähnlicher Vorrang kann auch in Wärmenetzen sinnvoll sein, wenn in ein Wärmenetz verschiedene Akteure Wärme einspeisen. Der Vorrang sollte dabei allerdings nur für nicht-regelbare Wärmeerzeuger gelten. Insbesondere Biomasseanlagen können Wärme flexibel bereitstellen.

Neben der Möglichkeit, dass Dritte eine Wärmeerzeugungsanlage betreiben und Wärme in ein Wärmenetz einspeisen, gibt es auch die Möglichkeit, dass ein saisonaler Wärmespeicher durch Dritte betrieben wird und in ein Wärmenetz eingebunden ist. In diesem Fall bedarf es Wärmelieferverträge für die Einspeicherung mit einzelnen Erzeugungsanlagen zu jeweils festgelegten Preisen. Auch in dieser Akteurskonstellation ist es aber notwendig für einen sicheren Netzbetrieb, dass die Steuerung der Einspeisung einzelner Anlagen in das Wärmenetz durch den Netzbetreiber erfolgt, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Daraus ergeben sich Fragen hinsichtlich des wirtschaftlichen Risikos, die ggf. vertraglich zu regeln sind oder auch gesetzlich geklärt werden könnten. Ein zentrales Risiko für einen Wärmespeicherbetreiber sind die Kosten der eingespeicherten Wärme, wenn die tatsächlich eingespeicherte Wärme aus teuren Erzeugungsanlagen kommt und dies durch die Steuerung des Netzbetreibers bedingt ist. Das Risiko könnte u.a. vom Netzbetreiber oder dem Speicherbetreiber getragen werden. Auch könnten mögliche Zusatzkosten ggf. auf alle Anschlussnehmenden umgelegt werden.

Ein Speicherbetreiber benötigt darüber hinaus einen Wärmeliefervertrag mit dem Netzbetreiber, in dem sowohl der Preis für die ausgespeicherte Wärme als auch die gelieferte Wärmemenge und Temperaturen festgelegt werden müssen. Auch hier erfolgt der Abruf/ die Ausspeicherung durch die Anforderung des Netzbetreibers, der den sicheren Netzbetrieb gewährleisten muss. Für den Speicherbetreiber besteht das Risiko, dass aufgrund des Netzbetriebs ggf. weniger Wärme (zu günstigen Preisen) eingespeichert werden

konnte und die vereinbarten Wärmemengen ggf. nicht bereitgestellt werden können. Auch hier stellt sich die Frage, wer das Risiko trägt und ob ggf. anfallende Mehrkosten umgelegt werden können.

Bei allen Akteurskonstellationen ist es zentral, die Bilanzgrenzen klar zu definieren und vertraglich festzuhalten. Eingebaute Zähler müssen in der Lage sein, die Energieflüsse über die Bilanzgrenzen genau zu erfassen. Auch sind Rechte und Pflichten, sowie die Risikoverteilung vertraglich festzuhalten. Ggf. anfallende Mehrkosten können zumindest mittelfristig über Preisanpassungsklauseln der Wärmeversorgungsunternehmen auf alle Anschlussnehmenden umgelegt werden.

5.3.3.4 Wissenstransfer und Austauschplattformen

Es gibt bei für den Markthochlauf von Großwärmespeichern relevanten Akteuren einen erheblichen **Unterschied an Erfahrungswerten mit thermischen Speichertechnologien**, sowohl auf Seiten der geologischen Landesämter, Wasserbehörden und Stadtplanern sowie auf Seiten von Ingenieur- und Planungsbüros bzw. Verantwortlichen für die Umsetzung von Wärme- oder Transformationsplänen. Der strategische Know-How-Aufbau bei entsprechenden Stellen ist daher ein Ansatz, mit Vorbehalten oder Risiken besser umgehen zu können. Hinzukommt die Tatsache, dass bei den Speichertechnologien ATES und PTES bislang eine sehr begrenzte Anzahl an Praxisbeispielen in Deutschland zur Verfügung stehen. Ein positives Beispiel für den strategischen Know-how-Aufbau ist das Förderformat „Urban Arena“, dessen hohe Nachfrage darauf hindeutet, dass bei Stadtwerken und umsetzungsnahen Akteuren wie Genossenschaften ein erheblicher Bedarf an strukturierter Orientierung und Erfahrungsaustausch besteht. Ähnliche Programme, ergänzt um eine Verstetigung in Form regelmäßiger Foren, Symposien oder praxisnaher Arbeitskreise, könnten den Wissensaufbau systematisch beschleunigen und zugleich Unsicherheiten in Genehmigung, Planung und Umsetzung abbauen. Dadurch ließen sich Bewertungsmaßstäbe und „Good Practices“ früher standardisieren, was insbesondere für ATES und PTES mit bislang wenigen Referenzen in Deutschland die Markteinführung erleichtert.

Darüber hinaus ist auch die verstärkte Bearbeitung von wissenschaftlich relevanten Fragestellungen in Forschungsprojekten wichtig. Dies betrifft beispielsweise die Verbesserung von Simulationswerkzeugen zur Erhöhung der Prognosefähigkeit des Speichereinflusses auf seine Umwelt oder die Ableitung von einheitlichen Grenzwerten.

Informationsdefizite bestehen teilweise auch auf Seiten von Stadtwerken oder Kommunen, ohne deren Unterstützung Projekte zu Großwärmespeichern nicht angestoßen werden. In Bezug auf Erdbeckenspeicher beispielsweise ist das Vorantreiben der Umsetzung häufig an das Engagement und die Überzeugung einzelner Personen seitens der Kommune oder des Stadtwerks geknüpft (Hamburg Institut, 2025a).

Gerade bei flächenintensiven Speichertypen ergibt sich häufig der Engpass, geeignete Flächen in Netznähe zu finden. Eine übergreifende Befassung von verschiedenen Fachämtern zur Identifikation von Eignungsflächen stellt einen Grundstein dar, den vorhandenen Flächenpool auf Stadtgebietsebene sichtbar zu machen. Gegensätzliche Interessen und Abwägungen von Schutzgütern der jeweiligen Fachämter können dazu führen, dass der Prozess der Flächensicherung über mehrere Jahre andauert.

Informationsveranstaltungen oder Webinare können dabei helfen, Erfahrungen zu Chancen und Risiken im Kontext von Großwärmespeichern auszutauschen bzw. zu kommunizieren.

Der **Fachkräfteaufbau** ist ein übergeordnetes Handlungsfeld, das alle Ebenen adressiert. Für den Aufbau von erneuerbaren Energien und zugehörigen Infrastrukturen im Bereich Großwärmespeicher werden dringend Fachkräfte – auch aus der Disziplin des klassischen Bergbaus – benötigt. Hinzu kommen benötigte „Ingenieurinnen und Ingenieure für die Wärmewende“. Im Gegensatz zu Dänemark, wo der Wärmesektor durch seine internationale Vorreiterrolle, zum Beispiel in der Fernwärme, tendenziell mit einem positiven Image verbunden wird, ist dies in Deutschland nicht der Fall. Der Wärmesektor wird hierzulande vorrangig

mit dem traditionellen Öl- und Gasgeschäft verbunden. Aus Sicht des Bundes kann das Image des Wärmesektors gezielt verbessert werden, indem die strategische Rolle erneuerbarer und innovativer Wärmetechnologien stärker kommuniziert und politisch sichtbar gemacht wird. Politische Initiativen wie die BEW oder Reallabore der Energiewende dienen dabei nicht nur der Marktbereitung neuer Technologien, sondern auch der aktiven Positionierung des Wärmesektors als Zukunfts- und Innovationsfeld.

5.3.4 Regulatorische Lösungsansätze

5.3.4.1 Schaffung von Rechtsklarheit und Rechtssicherheit für Aquifer-Wärmespeicher

In der bis zum 23.12.2025 geltenden Rechtslage existierte **für Aquifer-Wärmespeicher kein fachgesetzliches Regelungsregime**, das auf die Technologie in seiner Gesamtbetrachtung eindeutig anwendbar war. Das Fehlen eines auf die Technologie zugeschnittenen Rechtsrahmens wirkte sich in mehrfacher Hinsicht als praktisches Hemmnis aus. Insbesondere die Frage der Anwendbarkeit des Bundesberggesetzes (BBergG) auf ATES führte zu Rechtsunsicherheiten. Eine eindeutige Subsumierbarkeit der ATES-Technologie unter den sachlichen Anwendungsbereich gemäß § 2 BBergG war bis zum 23.12.2025 nicht möglich. So war die Anwendung des Untergrundspeichertatbestandes gemäß § 2 Abs. 2 BBergG ausgeschlossen, da dessen Legaldefinition gemäß § 4 Abs. 9 BBergG mit Wasser betriebene Speicher ausdrücklich ausschloss. Die Subsumtion unter die Tatbestände der Erdwärme- und Solegewinnung gemäß § 2 Abs. 1 BBergG war nicht zuletzt aufgrund der fehlenden bundeseinheitlichen Soledefinition mit rechtlichen Unsicherheiten und einer uneinheitlichen Gesetzesauslegung verbunden. Mit der am 23.12.2025 in Kraft getretenen Novelle des BBergG wurde diese Kernproblematik einer endgültigen Lösung zugeführt:

Durch Einführung des § 4 Abs. 9 S. 2 BBergG, wonach eine Anlage zur Speicherung von Wärme ab einer Tiefe von 400 Metern auch dann als Untergrundspeicher gilt, wenn die Wärme darin wasserbasiert gespeichert wird, unterfallen Aquifer-Wärmespeicher nunmehr eindeutig dem Bergrecht.

6 GROßFLÄCHEN-SOLARTHERMIE UND PHOTOVOLTAIK-THERMIE-SYSTEME

6.1 Stand der Technik

Solarthermie (ST) wird in der Regel zu den zentralen Technologien zur Erreichung der Treibhausgasneutralität im Bereich Fernwärme gezählt. Solarthermische Anlagen erzeugen direkt aus eingehender Sonneneinstrahlung erneuerbare Wärme und unterscheiden sich damit grundlegend von Photovoltaikanlagen, die zunächst Strom erzeugen, welcher anschließend über Wärmepumpen zur Wärmeerzeugung genutzt werden kann. Trotz etablierter Technologie ist der Markt für großskalige solarthermische Anwendungen im Fernwärmebereich in Deutschland bislang vergleichsweise klein geblieben.

Aktuell stammen lediglich 1,2 % der Nettowärmeerzeugung der leitungsgebundenen Wärmeversorgung aus Geo- und Solarthermie (Stand 2024, bdew, 2025). Im März 2025 waren insgesamt 61 solare Wärmenetze mit einer Gesamtbruttokollektorfläche von 173.275 m² in Betrieb – was einer installierten solaren Leistung von rund 121 MW entspricht (Solites, 2025). Die Bandbreite der bestehenden Anlagen ist dabei erheblich: Die kleinste Anlage in Jena umfasst lediglich 99 m² Kollektorfläche, während die größte geplante Anlage in Leipzig mit 65.000 m² einen deutlich anderen Maßstab erreicht (Solites, 2025). Weitere Anlagen mit einer Bruttokollektorfläche von insgesamt 193.108 m² befinden sich aktuell in Planung oder Bau. Die Neuinstallationen gingen zuletzt zurück, und das im Forschungsprojekt SolnetPlus prognostizierte Ausbauziel von 340.000 m² bis 2025 wurde nicht erreicht (Solites, 2022).

Das Flächenpotenzial für großflächige Solarthermie in Deutschland wird als signifikant bewertet. Durch die geographische Lage und verfügbare unbebaute Flächen bietet Deutschland vielfältige Möglichkeiten zur Installation von Solarthermieanlagen. In kleinen Städten und ländlichen Räumen wird ein Potenzial von bis zu 25 % der Wärmeversorgung durch Freiflächen-Solarthermie gesehen; in urbanen Räumen ist dieses Potenzial deutlich begrenzter (Thamling et al., 2024).

Aktuelle Langfristszenarien gehen davon aus, dass bis 2045 bis zu 13 TWh Wärme über Solarthermie in der Fernwärme erzeugt werden könnten. Auf Basis von fünf verschiedenen Studien wurde ein Deckungsanteil der Solarthermie an der Fernwärme von 4 bis 8,6 % bis 2045 prognostiziert (Bergmann & Welter, 2023; Bundesverband Erneuerbare Energien e.V., 2022; Burchardt et al., 2021; Frömel et al., 2025; Prognos AG, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2020; Thamling et al., 2024). Mit Tagesspeichern lassen sich dabei 5 bis 20 % des Wärmebedarfs eines Netzes decken. Saisonale Speicher ermöglichen zwar deutlich höhere Deckungsanteile, sind aber in der Regel nur in Kombination mit weiteren Wärmequellen, um die Zyklenzahl zu erhöhen, wirtschaftlich. In Netzen, in denen Großwärmepumpen, Geothermie oder Abwärmenutzung ausgebaut werden, übernimmt Solarthermie zunehmend eine ergänzende Rolle, da diese Technologien eine bedarfsgerechtere und ganzjährige Wärmeerzeugung ermöglichen. Weiterer Forschungsbedarf besteht insbesondere zur langfristigen Integration von Solarthermie in transformierte Wärmenetze, vor allem in Verbindung mit saisonalen Speichern und zur Frage, wie hohe Deckungsanteile der Wärmenachfrage erreicht werden können.

Für den Einsatz in Fernwärmesystemen sind grundsätzlich nicht-konzentrierende Kollektoren relevant, da konzentrierende Systeme aufgrund der in Deutschland vergleichsweise geringen direkten Sonneneinstrahlung bislang nur in Versuchs- und Demonstrationsbetrieb existieren und auf Grund der höheren erzielbaren Temperaturen vor allem in der Prozesswärme eingesetzt werden.

Technologievergleich

Zur Einordnung des wirtschaftlichen und ökologischen Potenzials solarthermischer Freiflächenanlagen (FFA) werden sechs Technologiekombinationen anhand von Systemsimulationen (Software *nPro*¹⁷) miteinander verglichen. Als Vergleichsgrößen dienen die Wärmegestehungskosten, der Flächenverbrauch sowie die CO₂-Emissionen. Betrachtet werden Kollektorflächen von 1.000 m², 10.000 m² und 100.000 m² und es sind zwei Optimierungsziele definiert: die Minimierung der CO₂-Emissionen sowie die Minimierung der Gesamtkosten. Ausgangspunkt der Simulation ist ein Jahreswärmebedarf von 100 GWh bei einer Vorlauftemperatur von 85 °C, als Referenz dient ein Fernwärmenetz vom Typ einer Kleinstadt (wie z. B. Senftenberg). Als Backup-Erzeuger ist ein Biomethankessel vorgesehen. Die Stromein- und -ausspeisung ist in der Simulation möglich. Als Datengrundlage dienen die Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes (TRY-Datensatz für Berlin, DWD), der Technikkatalog des Kompetenzzentrums Wärmewende (Agora Energiewende, Prognos, GEF, 2024) sowie die Langfristszenarien für die Energiewende (Frömel et al., 2025).

Die verglichenen Systemkonfigurationen umfassen

- Solarthermie (ST) mit und ohne saisonalen Wärmespeicher (PTES),
- Photovoltaik (PV) mit Wärmepumpe (WP) mit und ohne saisonalen Wärmespeicher (PTES)
- sowie Photovoltaik-Thermie (PVT) mit Wärmepumpe mit und ohne saisonalen Wärmespeicher (PTES).

Die Ergebnisse zeigen ein differenziertes Bild. Bei Optimierung auf minimale CO₂-Emissionen weist die reine Solarthermie mit Wärmegestehungskosten von 11,7 bis 12,8 ct/kWh (je nach Kollektorfläche) die höchsten Kosten unter den verglichenen Systemen auf. Der hohe Anteil des Biomethan-Kessels an der Wärmeerzeugung treibt dabei sowohl die Kosten als auch die Emissionen in die Höhe. Systeme auf Basis von PV oder PVT in Kombination mit Wärmepumpe und Speicher erzielen demgegenüber Wärmegestehungskosten von 8,0 bis 9,4 ct/kWh und sind damit in allen betrachteten Flächengrößen wirtschaftlich überlegen. Dieser Vorteil verstärkt sich mit zunehmender Kollektorfläche. Systeme, die auf der zur Verfügung stehenden Fläche Strom (PV) oder Strom & Wärme (PVT) erzeugen, sind damit als wirtschaftlicher einzuordnen.

Solarthermie bietet insbesondere in großskaligen Anwendungen mit verfügbaren Freiflächen und in Kombination mit thermischen Speichern spezifische Kostenvorteile. Im direkten Vergleich mit PV-FFA+WP-Systemen zeigen sich jedoch systematische Nachteile. Elektrisch betriebene Wärmepumpen erzielen durch ihre hohe Effizienz (mittlerer COP: 2,4) sowie die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Quellen sowohl Kosten- als auch CO₂-Vorteile. PVT-Anlagen schneiden gegenüber reinen PV-Anlagen lediglich beim Flächenverbrauch marginal besser ab, verursachen jedoch höhere Wärmegestehungskosten und CO₂-Emissionen. Auf Basis dieser Ergebnisse lässt sich kein konkreter Mehrwert von PVT gegenüber PV ableiten.

Insgesamt hängt die relative Wirtschaftlichkeit der Technologien stark von standortspezifischen Faktoren ab – insbesondere von Energiepreisen, Größe der Wärmesenke, Flächenverfügbarkeit, vorhandener Infrastruktur und den jeweiligen Förderbedingungen (Kost et al., 2024). Solarthermie entfaltet ihre systemischen Stärken vor allem dort, wo erneuerbare Alternativen begrenzt sind, ausreichend Flächen verfügbar sind (tendenziell ländlicher Raum) oder eine Kombination mit Wärmespeichern und Wärmepumpensystemen möglich ist.

¹⁷ <https://www.npro.energy/>

6.2 Hemmnisanalyse

Zur Identifikation der Hemmnisse für den Ausbau von Freiflächen-Solarthermieranlagen wurden verschiedene Methoden eingesetzt: ein Stakeholder-Workshop in Berlin im November 2023 mit Vertreterinnen und Vertretern aus Forschung und Praxis, die Einarbeitung der Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt SolnetPlus (basierend u. a. auf 20 Interviews mit Behörden und Projektierenden), eine Herstellerbefragung sowie ein finaler Abgleich mit den Praxispartnern. Aus diesem mehrstufigen Prozess resultierten insgesamt 31 Hemmnisse, die in fünf Kategorien unterteilt wurden: Planung und Genehmigung (9 Hemmnisse), Technisch (7 Hemmnisse), Regulatorisch (6 Hemmnisse), Organisatorisch-strukturell (6 Hemmnisse) sowie Risiko und Wirtschaftlichkeit (3 Hemmnisse).

Im Bereich Planung und Genehmigung bestünden vor allem strukturelle Defizite im Genehmigungsprozess: Anträge seien häufig nicht digital einreichbar, es fehlten abschließende Listen der einzureichenden Nachweise sowie verbindliche Fristen zur Nachforderung von Unterlagen. Hinzu komme ein teils stark personenabhängiger Ermessensspielraum bei naturschutzfachlichen Abwägungen sowie ein unzureichender Wissensstand in Genehmigungsbehörden - insbesondere hinsichtlich der technischen Unterschiede zwischen Solarthermie, Photovoltaik und PVT. Kompensationsbedarfe stellten ein weiteres praktisches Hemmnis dar, da geeignete Ausgleichsflächen oft schwer zu finden seien.

Derzeit fehlt im Baugesetzbuch ein klar technologiedienlicher Privilegierungstatbestand für große solarthermische Freiflächenanlagen im Außenbereich. Zwar erfasst § 35 Abs. 1 Nr. 8 b) BauGB Anlagen zur Nutzung solarer Strahlungsenergie grundsätzlich technologieoffen, bei Freiflächenanlagen führt die Infrastrukturkonzentration neben Autobahnen und Schienenwegen jedoch dazu, dass nahezu ausschließlich Photovoltaikanlagen sinnvoll nach dieser Privilegierung realisiert werden können. In der Regel ist durch die begrenzte Standortwahl ein aufwändiges Bebauungsplanverfahren (B-Plan) erforderlich, das von der politischen Mehrheit in der jeweiligen Gemeinde abhängt und damit mit erheblichen Verfahrensrisiken und -dauern verbunden ist. Darüber hinaus würden in den meisten Flächennutzungsplänen ausgewiesene Energieflächen für die Solarthermie fehlen und die Auslegung der Raumbedeutsamkeit sei zwischen den Bundesländern uneinheitlich.

Im organisatorisch-strukturellen Bereich sei die Verwechslung von Solarthermie und Photovoltaik in den Genehmigungsbehörden ein zentrales Hemmnis: Das 2 %-Ziel der Länder für PV werde teils mit Solarthermie vermengt, der Suchkorridor für Solarthermieranlagen werde durch den EEG-Korridor für PV eingeschränkt und die Formulierungen im § 35 BauGB würden überwiegend auf Photovoltaikanlagen ausgerichtet interpretiert. Es fehle an Wissen in den Genehmigungsbehörden zur Unterscheidung von PV- oder Solarthermieranlagen bei der Einordnung der Vorgaben. Hinzu komme fehlender öffentlicher und politischer Rückhalt für den Ausbau, Unsicherheiten hinsichtlich des Einsatzes von Glykol als Wärmeträgerflüssigkeit sowie eine mangelnde Transparenz zu erfolgreichen Projektbeispielen.

Die technischen Hemmnisse werden insgesamt geringer bewertet als planungs- und regulierungsbezogene. Der hohe Flächenbedarf solarthermischer Anlagen in siedlungsnaher Lage sowie die stark ausgeprägte Saisonalität der Wärmeerzeugung und der daraus resultierenden Konkurrenz zu ganzjährig verfügbaren Wärmequellen wie Abwärme oder Müllheizkraftwerken seien die wesentlichen technischen Herausforderungen. In vollständig erneuerbaren Wärmenetzen, in denen erneuerbare Wärmeerzeuger für die Wintermonate den Jahresbedarf weitgehend decken, sei Solarthermie für die Sommerlast häufig nicht zwingend erforderlich.

Im Bereich Risiko und Wirtschaftlichkeit seien vor allem die gegensätzlichen Förderanreize durch BEW- und KWKG-Förderprogramme sowie steigende Flächenpreise im Vordergrund. Die Förderung von Kraft-Wärme gekoppelten Anlagen wirke sich negativ auf die relative Wirtschaftlichkeit der Solarthermie aus, da eine

Konkurrenztechnologie gefördert wird. Diese Konkurrenz ist nicht spezifisch solarthermisch, sondern wirkt (sektorübergreifend) sich auch auf andere erneuerbare Erzeugungsanlagen in der Fernwärme aus.

Auf Basis der 31 identifizierten Hemmnisse erfolgte eine Stakeholder-gestützte Priorisierung. Die Liste wurde an 52 Expertinnen und Experten aus Herstellung, Planungs- und Beratungsbüros sowie Verbänden versandt. Es lagen abschließend sieben Rückmeldungen vor. Aufgrund dieser geringen Rücklaufquote sind die Ergebnisse nicht als repräsentative Branchenaussage, sondern als qualitative Momentaufnahme zu verstehen, die eine erste Indikation der vorrangig zu adressierenden Hemmnisse liefert.

Die Bewertung erfolgte anhand der drei Kriterien **Relevanz** (Bedeutung des Hemmnisses für die Projektumsetzung), **Dringlichkeit** (Notwendigkeit zur kurzfristigen Beseitigung) und **Umsetzungsaufwand** (Machbarkeit und Realisierbarkeit von Lösungsansätzen) auf einer Skala von 1 (niedrig) bis 4 (hoch). Ein hoher Umsetzungsaufwand senkt den Priorisierungswert.

Tabelle 6.1: Ergebnisse Gesamt-Priorisierung der Hemmnisse für die Nutzung von Solarthermie-FFA in Wärmenetzen im Szenario S^I (Gewichtung Priorisierungswert 50-50-0 Relevanz-Dringlichkeit-Umsetzungsaufwand, (Farbbereich grün (niedrig) über gelb (eher niedrig) und orange (eher hoch) bis rot (hoch))).

#	Hemmnis	Kategorie	Relevanz, R	Dringlichkeit, D	Umsetzungsaufwand, η	Priorisierungswert, P (gerundet)	Anzahl Werte im Rücklauf
16	Dauer Genehmigungsverfahren	Reg.	3,2	3,5	1,7	3,3	7
31	Preise Flächen (Pacht / Kauf)	R&W	3,3	3,2	2,3	3,3	7
17	Aufstellung B-Plan Verfahren	Reg.	3,2	3,2	2,0	3,2	7
29	BEW Förderung vs. KWKG	R&W	3,2	3,2	2,2	3,2	7
4	Entscheidungswille	P&G	2,8	3,3	1,5	3,1	7
3	Kompensation	P&G	3,2	3,0	1,7	3,1	6
19	personelle Kapazitäten	Reg.	3,2	3,0	2,0	3,1	7
23	Saisonalität und Systemdienlichkeit	Tech.	3,2	3,0	2,7	3,1	7
11	Einsatz Wärmeträgerflüssigkeit	O&S	3,0	3,0	2,0	3,0	7
12	Gleichbehandlung / Verwechslung von PV und ST	O&S	3,0	2,8	1,7	2,9	7
13	fehlendes öffentliches Interesse	O&S	2,8	2,8	2,0	2,8	7
22	Flächenbedarf	Tech.	2,8	2,8	2,5	2,8	7
9	Fristen Genehmigungsverfahren fehlen	P&G	3,0	2,7	2,2	2,8	7
20	Raumbedeutsamkeit nicht klar geregelt	Reg.	2,7	2,8	2,0	2,8	7
28	Ergebnisse der Trafopläne ohne ST	Tech.	2,7	2,8	2,3	2,8	7
2	Dauer Umweltprüfung	P&G	2,6	2,8	1,8	2,7	6
6	Abwägung teils persönlich	P&G	2,7	2,5	1,3	2,6	7

27	PV und Wind multifunktionaler	Tech.	2,5	2,7	2,0	2,6	7
30	Rückbaubürgschaften	R&W	2,3	2,3	2,0	2,3	6
8	Definition der zu erbringenden Nachweise fehlt	P&G	2,2	2,3	1,8	2,3	7
7	Qualifizierung in Behörden	P&G	2,2	2,2	2,2	2,2	7
15	Doppelnutzungen nicht bekannt	O&S	2,2	2,2	1,7	2,2	7
18	keine "Energieflächen" im FNP	Reg.	2,2	2,2	1,7	2,2	7
14	Transparenz zu best practice	O&S	2,3	1,8	1,5	2,1	7
1	Landschaftsbild Speicher	P&G	1,8	1,8	1,4	1,8	6
26	Anbindungslängen	Tech.	2,0	1,5	2,0	1,8	7
5	fehlende Digitalisierung	P&G	1,7	1,7	1,8	1,7	7
10	Gefahr durch Oberflächentemperaturen	O&S	1,7	1,7	1,8	1,7	7
24	Vorlauftemperaturen	Tech.	1,7	1,7	2,2	1,7	7
21	Erbschaftssteuer	Reg.	1,5	1,7	1,8	1,6	7
25	Lichtemissionen, Lichtreflexionen	Tech.	1,2	1,0	1,7	1,1	7

Die Priorisierung zeigt deutlich, dass der Ausbau von solarthermischen Freiflächenanlagen in Deutschland primär nicht an technischen Hürden scheitert, sondern an genehmigungsrechtlichen, regulatorischen und flächenbezogenen Hemmnissen. Mit dem höchsten Priorisierungswert (3,3) steht die **Dauer des Genehmigungsverfahrens** an erster Stelle, gefolgt vom mangelnden **Entscheidungswillen** in Genehmigungsbehörden sowie dem Hemmnis der **Flächenkompensation** (je 3,2). Auch die aufwändigen **Bebauungs-Plan-Verfahren**, die **Verwechslung von ST und PV**, unzureichende **personelle Kapazitäten** sowie die **Konkurrenz zwischen BEW- und KWKG-Förderung** werden als besonders bedeutsam eingestuft. Diese Einschätzungen decken sich mit den Befunden des Forschungsprojekts SolnetPlus, das ebenfalls den genehmigungsrechtlichen Aspekt und die fehlenden technologiedienliche Privilegierung nach BauGB als zentrale Hemmnisse identifizierte (Solites, 2022).

Hemmnisse im Bereich Planung, Regulierung und Genehmigung sowie Fragen der Flächenbereitstellung und -verfügbarkeit seien damit die zentralen Herausforderungen für den weiteren Hochlauf der Freiflächen-Solarthermie in Deutschland. Technische Hemmnisse wie Saisonalität, Vorlauftemperaturen oder Lichtemissionen spielten demgegenüber eine nachgeordnete Rolle.

6.3 Lösungsansätze

Auf Basis der identifizierten und priorisierten Hemmnisse werden im Folgenden konkrete Lösungsansätze in vier Handlungsfeldern dargestellt: regulatorisch, informatorisch-organisatorisch, wirtschaftlich und technisch. Erster Ausgangspunkt ist ein Blick auf die Lösungsansätze aus dem europäischen Vorreiterland Dänemark.

6.3.1 Dänischer Vergleich als Orientierungsrahmen

In Dänemark sind viele der in Deutschland identifizierten Hemmnisse nicht oder in deutlich geringerem Ausmaß relevant. Mit ca. 120 großen Solarthermieanlagen – bei jedem dritten Wärmeversorger eine Anlage – und einer Gesamtkapazität von über 1.100 MW ist Dänemark das europäische Vorreiterland in diesem Bereich (Grønvare; PlanEnergi, 2025). Die wesentlichen Erfolgsfaktoren seien laut Erfahrungen des

Praxispartners PlanEnergi ein hohes Wissensniveau der lokalen Genehmigungsbehörden, eine breite gesellschaftliche Akzeptanz, frühe Vorzeigeprojekte sowie ein systematischer Wissenstransfer durch den nationalen Fernwärme-Industrieverband „Dansk Fjernvarme“. Hinzu käme ein sachlicher, Kriterien basierter Entscheidungsrahmen für Genehmigungen. Anlagen werden genehmigt, wenn nachgewiesen werden könne, dass sie zu geringeren sozioökonomischen Kosten führen als vergleichbare erneuerbare Alternativen. Dieser Ansatz reduziere den behördlichen Ermessensspielraum erheblich und schaffe eine nachvollziehbare Grundlage für Genehmigungsentscheidungen.

Gleichwohl hat sich auch in Dänemark der Ausbau großflächiger Solarthermie seit 2019 verlangsamt, während elektrisch betriebene Großwärmepumpen aufgrund ihrer höheren betrieblichen Flexibilität und besseren Integration in sektorengekoppelte Energiesysteme massiv ausgebaut wurden (PlanEnergi, 2025). Solarthermie übernimmt damit auch dort zunehmend nur eine ergänzende Rolle. Für einige der deutschen Hemmnisse wie u.a. die Dauer der Umweltprüfung oder der Umgang mit Wärmespeichern im Landschaftsbild lassen sich aus dem dänischen Kontext keine unmittelbaren Lösungsansätze ableiten. Andere Hemmnisse, insbesondere im regulatorischen und informatorischen Bereich, bieten hingegen konkrete Ansatzpunkte für Deutschland.

6.3.2 Wirtschaftliche Lösungsansätze

Ein zentrales wirtschaftliches Hemmnis seien den Befragten zufolge die gegensätzlichen Förderanreize von BEW (Bundesförderung für effiziente Wärmenetze) und KWKG-Förderprogrammen. Beide Programme setzten unterschiedliche Anreize zum Ausbau von Wärmeerzeugern und können die wirtschaftliche Attraktivität von Solarthermie im Vergleich zu anderen Technologien beeinflussen. Eine systematische Überprüfung und Angleichung der Förderlandschaft sei daher erforderlich, um neutrale und technologieoffene Anreize zu setzen.

PVT-Anlagen weisen auf Basis der Simulation als Baustein in einem Gesamtsystem zur Wärmebereitstellung keine relevanten ökologischen oder ökonomischen Vorteile gegenüber PV-Wärmepumpensystemen auf, sodass es keine Indikation für technologiespezifische Anpassungen für PVT in der Förderlogik nach BEW oder für die Einspeisung des Stroms nach EEG gibt.

Ein weiteres strukturelles wirtschaftliches Hemmnis betreffe das Erbschaftssteuerrecht. Flächen, auf denen Solaranlagen – ob Photovoltaik oder Solarthermie – betrieben werden, würden nach Bewertungsgesetz (BewG) steuerrechtlich als Grundvermögen eingestuft und nicht als land- und forstwirtschaftliches Vermögen. Dies habe zur Folge, dass beim Generationenübergang von Landwirtschaftsbetrieben die erbschaftssteuerlichen Verschonungsregelungen für Betriebsvermögen entfallen können. Im schlimmsten Fall müssen Erben Teile des Betriebs verkaufen, um die Erbschaftsteuer zu begleichen. Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) hat einen Gesetzesentwurf zur Anpassung des Bewertungsgesetzes erarbeitet, der dieses Problem adressiert. Dieser Entwurf sollte so ergänzt werden, dass neben Photovoltaikanlagen ausdrücklich auch solarthermische Anlagen umfasst seien, da die steuerliche Benachteiligung für beide Technologien in gleicher Weise bestünde (Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V., 2022).

Schließlich belasteten steigende Flächen- und Pachtpreise die Projektökonomie solarthermischer Anlagen zunehmend. Da Solarthermie aufgrund ihrer technischen Ortsgebundenheit keine großen Ausweichmöglichkeiten besitzt, sind Lösungsansätze hier vor allem auf der Informationsseite zu suchen: transparente Marktübersichten zu Pachtpreisen, eine breitere Aufklärung über Doppelnutzungsoptionen sowie die Schaffung von Planungssicherheit durch die nachfolgend beschriebene Privilegierung im BauGB.

6.3.3 Informatorische und organisatorische Lösungsansätze

Die Verwechslung von Solarthermie und Photovoltaik in Planungs- und Genehmigungsverfahren ist eines der am häufigsten genannten und von den befragten Expertinnen und Experten hoch priorisierten Hemmnisse. Das 2%-Flächenziel der Länder für Photovoltaik werde laut Rückmeldungen durch die Genehmigungsbehörden teils mit Solarthermie vermengt, Suchkorridore für Solarthermieranlagen würden durch EEG-Korridore für PV eingeschränkt und die Formulierungen im § 35 BauGB seien überwiegend auf die Planung von PV-Anlagen ausgerichtet. Dem ist durch eine konsequent technologiespezifische Kommunikation in allen relevanten Planungs- und Förderdokumenten zu begegnen, die Solarthermie, Photovoltaik und PVT klar voneinander abgrenzt. Ergänzend sollten Schulungen und Informationsveranstaltungen für Behörden, Kommunen und Stadtwerke zu den technischen, rechtlichen und wirtschaftlichen Besonderheiten der Solarthermie aufgebaut werden. Als Vorbild dient das dänische Modell des Wissenstransfers: Dansk Fjernvarme stellt seinen Mitgliedern regelmäßig aktualisierte Informationsmaterialien, Schulungsangebote und Praxisleitfäden zur Verfügung. Ein vergleichbares Angebot wäre für den deutschen Markt denkbar und könnte das Wissensniveau in Genehmigungsbehörden nachhaltig heben.

Eng damit verbunden sei das weitgehende Fehlen einer systematischen Dokumentation erfolgreicher Genehmigungsabläufe und realisierter Solarthermie-Projekte in Deutschland. Best-Practice-Beispiele sowohl hinsichtlich technischer Umsetzung als auch behördlicher Verfahrensgestaltung sollten öffentlich zugänglich gemacht werden, um Hemmschwellen bei Kommunen, Stadtwerken und Planungsbüros abzubauen. Hierzu gehört auch die stärkere Kommunikation von Doppelnutzungskonzepten, bei denen solarthermische Flächen gleichzeitig Artenschutz- oder Biotopfunktionen übernehmen können. Dieser Ansatz sei in vielen Behörden noch weitgehend unbekannt, kann jedoch das Genehmigungsverfahren erheblich erleichtern und den Kompensationsbedarf reduzieren.

Im Bereich der Wärmeträgerflüssigkeiten bestünden in der Praxis teils erhebliche Unsicherheiten auf Genehmigungsseite, insbesondere hinsichtlich der Zulässigkeit von Wasser-Propylen glykol-Gemischen als Frostschutzmedium in Schutzgebieten. Die Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) hat eine Stellungnahme erarbeitet, die den Einsatz von Propylen glykol als unbedenklich einstuft (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V., 2024). Diese Stellungnahme sollte aktiv kommuniziert und in behördliche Leitfäden integriert werden.

6.3.4 Regulatorische Lösungsansätze

Die wichtigste und weitreichendste Maßnahme zur Förderung des Ausbaus solarthermischer Freiflächenanlagen ist nach unserer Einschätzung die Schaffung eines eigenständigen Privilegierungstatbestands im Baugesetzbuch. Derzeit fehlt ein klar handhabbarer Privilegierungstatbestand für große Solarthermieranlagen im Außenbereich. Zwar erfasst § 35 Abs. 1 Nr. 8b BauGB Anlagen zur Nutzung solarer Strahlungsenergie grundsätzlich technologieoffen, faktisch führt die Regelung jedoch nahezu ausschließlich zur Privilegierung von Photovoltaikanlagen. Der vorgesehene 200-Meter-Korridor entlang von Autobahnen und Schienenwegen ist für Solarthermie nicht zielführend, da Wärme (anders als Strom) nicht ohne Weiteres über größere Entfernungen transportiert werden kann. Der Wärmetransport ist kostenintensiv, verlustbehaftet und technisch auf kurze Distanzen angewiesen. Solarthermie ist deshalb zwingend auf eine siedlungsnah Lage und die unmittelbare Anbindung an bestehende oder konkret geplante Wärmenetze angewiesen. Diese faktische Ortsgebundenheit ist keine rechtliche Konstruktion, sondern eine technische Notwendigkeit und gebietet sachlich eine andere planungsrechtliche Behandlung als bei stromerzeugenden Anlagen.

Empfohlen wird daher eine zweiteilige Gesetzesänderung: Im ersten Schritt sollte die Formulierung in § 35 Abs. 1 Nr. 8 BauGB auf Anlagen „der Nutzung solarer Strahlungsenergie zur Stromerzeugung“ spezifiziert

werden, um solarthermische Anlagen aus diesem Tatbestand auszuklammern und Verwechslungen im behördlichen Vollzug zu vermeiden. Im zweiten Schritt sollte ein neuer auf die Solarthermie zugeschnittener Privilegierungstatbestand ergänzt werden, der den räumlich-funktionalen Zusammenhang mit bestehenden oder geplanten Wärmenetzen und Wärmesenken als tatbestandliches Merkmal verankert.

Um eine übermäßige Inanspruchnahme des Außenbereichs zu verhindern, wird eine flächenmäßige Begrenzung auf 2 ha vorgeschlagen. Auf einer solchen Fläche lassen sich überschlägig rund 4 GWh Wärme pro Jahr erzeugen, was in einem mittelgroßen Wärmenetz mit einem Jahresabsatz von etwa 40 GWh einem solaren Deckungsanteil von rund 10 % entspricht. In kleineren Netzen können ohne saisonale Speicher Anteile von 20 bis 25 % erreicht werden. Eine Anlagengröße von 2 ha entspricht dabei nach derzeitiger Einschätzung einer wirtschaftlichen Anbindelänge von etwa 800 m an die Wärmesenke. Größere Anlagen insbesondere in Verbindung mit saisonalen Speichern und überörtlicher Trassenführung sollten weiterhin dem Bauleitplanverfahren unterliegen. Damit werden typische, netznahe Projekte deutlich erleichtert, ohne den Außenbereich für großflächige Vorhaben unkontrolliert zu öffnen. Angesichts der gesetzlichen Zielvorgaben zur Netto-Treibhausgasneutralität bis 2045 (§ 3 Abs. 2 KSG) und der Vorgaben des Wärmeplanungsgesetzes (§ 2 Abs. 1 WPG) erscheint diese planungsrechtliche Weiterentwicklung sachlich geboten.

Die Naturschutz-Kompensationsregelungen sind derzeit bundeslandspezifisch ausgestaltet und in der Praxis sehr heterogen, was für Planende, die in mehreren Bundesländern tätig sind, erhebliche Unsicherheiten und Mehraufwände erzeugt. Die Möglichkeit der Kompensation auf der Projektfläche selbst sollte bundesweit gestärkt werden. Wenn die ökologische Ausgestaltung der Anlage durch extensive Beweidung, Blühstreifen, Kleintierdurchlässe in der Einzäunung und den Verzicht auf Pestizide besonders wertvoll gestaltet wird sollte dies bundesweit als ausreichende Kompensation anerkannt werden können. Mehrere Bundesländer haben für PV-Freiflächenanlagen bereits entsprechende vereinfachte Verfahren entwickelt, die als Vorbild dienen können. Bayern ermöglicht unter bestimmten Voraussetzungen die Errichtung von Freiflächenanlagen ohne externen Kompensationsbedarf, wenn naturschutzfachlich geringwertige Ausgangsflächen vorliegen, Ramppfahlgründungen eingesetzt werden und die Versiegelung unter 2,5 % bleibt (Bayerisches Staatsministerium für Wohnen, Bau und Verkehr 2024). Dieser länderspezifische Ansatz sollte explizit auf solarthermische Anlagen ausgedehnt und bundesweit vereinheitlicht werden, da der Eingriff solarthermischer Anlagen in Natur und Landschaft häufig vergleichsweise gering ist und externe Kompensationsmaßnahmen nicht in jedem Fall erforderlich sein dürften.

Ergänzend sollten Ökokonten gezielt gestärkt werden. Durch das Vorhalten von Ökokontopunkten entfällt bei der Projektplanung die aufwändige Suche nach geeigneten Ausgleichsflächen. Landesgesellschaften zur Vorhaltung von Ökopunkten sollten gefördert werden und ein systematisches Monitoring der Ökokontoflächen ist dabei unerlässlich, da Ökopunkte nicht verfallen, die ökologische Wertigkeit der Ausgleichsflächen aber langfristig sichergestellt werden muss. Einheitliche Faktoren zur Berechnung des Kompensationsbedarfs sowie ein bundesweites Monitoring der Ausgleichsmaßnahmen würden die Planungssicherheit für Projektierende deutlich erhöhen.

Angesichts begrenzter personeller Ressourcen und teils unzureichenden technologiespezifischen Kenntnisstands in Genehmigungsbehörden sind gezielte Maßnahmen zur Stärkung der Behördenkapazitäten zielführend. Bundesweit einheitliche Leitfäden, Checklisten und Musterunterlagen für Genehmigungsverfahren solarthermischer Freiflächenanlagen sollten bereitgestellt werden, die eine verlässliche und einheitliche Entscheidungsgrundlage bieten. Ergänzend sollten Schulungsangebote aufgebaut werden, die insbesondere auf die technischen und rechtlichen Unterschiede zwischen Solarthermie, Photovoltaik und PVT eingehen. Verbindliche Fristen zur Nachforderung von Unterlagen sowie die Förderung der Digitalisierung des Antragsprozesses sind weitere strukturelle Maßnahmen, die Verfahrensverzögerungen begrenzen und Genehmigungsprozesse spürbar beschleunigen können.

6.3.5 Technische Lösungsansätze

Die technischen Hemmnisse der Solarthermie wie insbesondere die ausgeprägte Saisonalität der Wärmeerzeugung und der damit verbundene Speicherbedarf seien laut der erhaltenen Rückmeldungen nachrangig gegenüber den regulatorischen und organisatorischen Hemmnissen. Die Saisonalität kann durch den Einsatz von Großwärmespeichern geglättet werden. Entsprechende Lösungsansätze werden im parallel erarbeiteten Bericht zum Arbeitspaket Großwärmespeicher vertieft behandelt (siehe Kapitel 5).

7 TECHNOLOGIEÜBERGREIFENDE ERGEBNISSE

Die vorangegangenen Kapitel haben technologiespezifische Hemmnisse und Lösungsansätze für Großwärmepumpen, die Nutzung unvermeidbarer Abwärme, Großwärmespeicher sowie Großflächen-Solarthermie und PVT detailliert untersucht. Im nächsten Schritt werden diese Erkenntnisse zusammengeführt, um übergeordnete Muster und Handlungsbedarfe zu identifizieren.

Ziel der übergeordneten Analyse ist es, die Gemeinsamkeiten und Unterschiede zwischen den Technologien herauszuarbeiten und Hemmnisse zu benennen, die nicht nur für eine einzelne Technologie relevant sind, sondern mehrere Technologien gleichermaßen betreffen. Solche Querschnittshemmnisse sind von besonderer Bedeutung, da ihre Beseitigung möglicherweise eine Hebelwirkung entfalten und den Hochlauf klimaneutraler Fernwärmetechnologien insgesamt beschleunigen kann.

Analog dazu werden die technologiespezifischen Lösungsansätze in die übergeordneten Kategorien eingeordnet und – sofern möglich und sinnvoll – zu übergeordneten Lösungsansätzen aggregiert. Diese Kategorien bilden zentrale Handlungsfelder, die eine strategische Orientierung für Politik, Verwaltung und Marktakteure ermöglichen. Die übergeordnete Analyse schafft damit die Grundlage für eine priorisierte und koordinierte Umsetzung von Maßnahmen, die über den Einzeltechnologie-Fokus hinausgehen.

7.1 Übergreifende Hemmnisanalyse

Zur Ableitung übergeordneter Hemmnisse werden die Ergebnisse der technologiespezifischen Analysen zusammengeführt. Ausgangspunkt ist die Zuordnung aller identifizierten Hemmnisse zu den fünf Oberkategorien (vgl. Kapitel 2.1.1):

- (1) Technisch
- (2) Risiko und Wirtschaftlichkeit
- (3) Regulatorisch
- (4) Organisatorisch-strukturell
- (5) Planung und Genehmigung

Im ersten Schritt wird die Häufigkeit ermittelt, mit der diese Kategorien in den einzelnen Technologiebetrachtungen vorkommen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Anzahl der Hemmnisse je Kategorie nicht zwingend mit der Priorität dieser Oberkategorien korrespondiert und zudem die absolute Anzahl der identifizierten Hemmnisse je Technologie unterschiedlich ist. Somit lässt die Häufigkeit allein für sich genommen keinen Rückschluss über die relative Bedeutung zu.

Um die Priorität der Kategorien besser einschätzen zu können, wird ergänzend untersucht, wie häufig die Oberkategorien in den Top-10-Hemmnissen je Technologie vertreten sind. Diese zweite Analyse gibt Aufschluss darüber, welche Kategorien in den jeweils wichtigsten Hemmnissen dominieren. Die nachfolgende Tabelle 7.1 zeigt die Anzahl aller Hemmnisse je Oberkategorie und Technologie.

Die Auswertung zeigt, dass die Kategorie „**Risiko und Wirtschaftlichkeit**“ mit insgesamt **49 Nennungen** die mit Abstand häufigste Oberkategorie ist. Sie tritt in allen Technologien stark in Erscheinung und spiegelt die zentrale Bedeutung wirtschaftlicher Rahmenbedingungen und Risikofaktoren für den Hochlauf klimaneutraler Fernwärmetechnologien wider.

An zweiter Stelle folgt die Kategorie „**Technisch**“ mit **38 Nennungen**, die insbesondere bei Abwärme und Großwärmespeichern eine hohe Relevanz aufweist. Dies verdeutlicht die Herausforderungen bei der

Integration neuer Technologien in bestehende Systeme sowie die Anforderungen an Material, Temperatur und Leistungsfähigkeit.

Tabelle 7.1: Anzahl der identifizierten Hemmnisse je Oberkategorie der technologiespezifischen Analysen

Oberkategorie	GWP	Industrielle & gewerbliche Abwärme	TAB	Abwasser	ATES	PTES	Solarthermie	Summe
Technisch	6	5	6	7	2	5	7	38
Risiko und Wirtschaftlichkeit	12	5	5	9	8	7	3	49
Regulatorisch	2	2	2	2	1	1	6	16
Organisatorisch-strukturell	10	6	4	4	2	3	6	35
Planung und Genehmigung	9	1	0	2	1	1	8	22
Summe	39	19	17	24	14	17	30	160

Die Kategorie „**Organisatorisch-strukturell**“ liegt mit **35 Nennungen** ebenfalls im oberen Bereich. Sie adressiert Hemmnisse wie fehlende personelle Kapazitäten, mangelnde Datenverfügbarkeit und unzureichende Koordination zwischen Akteuren.

Deutlich geringer fällt die Häufigkeit regulatorischer Hemmnisse aus (**16 Nennungen**), was darauf hindeutet, dass rechtliche Rahmenbedingungen zwar relevant sind, aber im Vergleich zu wirtschaftlichen und technischen Aspekten weniger als primäre Barriere wahrgenommen werden. Die Kategorie „**Planung und Genehmigung**“ liegt mit **22 Nennungen** im Mittelfeld, wobei insbesondere bei Großwärmepumpen und Großflächen-Solarthermie Genehmigungsprozesse als Hemmnis genannt werden.

Um die Priorität der Kategorien besser einschätzen zu können, wurde ergänzend untersucht, wie häufig die Oberkategorien in den **Top-10-Hemmnissen je Technologie** vertreten sind. Dabei werden die jeweiligen zehn als prioritär bewerteten Hemmnisse je technologiespezifischer Analyse hinsichtlich Ihrer zugeordneten Oberkategorie in Tabelle 7.2 ausgewertet. Diese zweite Analyse gibt Aufschluss darüber, welche Kategorien unter den jeweils wichtigsten Hemmnissen dominieren und daher auch übergeordnet von Priorität sind.

Tabelle 7.2: Anzahl der Nennung je Oberkategorie in den jeweiligen Top-10-prioritäten Hemmnissen der technologiespezifischen Analysen

Oberkategorie	GWP	Industrielle & gewerbliche Abwärme	TAB	Abwasser	ATES	PTES	Solarthermie	Summe
Technisch	2	2	4	1	2	2	1	14
Risiko und Wirtschaftlichkeit	3	3	3	4	4	5	2	24
Regulatorisch	1	1	2	0	1	1	3	9
Organisatorisch-strukturell	3	4	1	4	2	1	2	17
Planung und Genehmigung	1	0	0	1	1	1	2	6

Auch diese Untersuchung bestätigt die Dominanz der Kategorie „**Risiko und Wirtschaftlichkeit**“: Sie ist in **24 Fällen** vertreten und damit die am häufigsten priorisierte Kategorie. Dies unterstreicht, dass wirtschaftliche Risiken und fehlende Wirtschaftlichkeit nicht nur häufig genannt, sondern von den Befragten auch als besonders relevant bewertet werden.

Die Kategorien „**Organisatorisch-strukturell**“ (**17 Nennungen**) und „**Technisch**“ (**14 Nennungen**) folgen auf den Plätzen zwei und drei. Beide Themenfelder sind somit offenbar ebenfalls von hoher strategischer Bedeutung.

Regulatorische Hemmnisse und **Genehmigungsfragen** spielen in den Top-10 eine untergeordnete Rolle (9 bzw. 6 Nennungen). Dies deutet darauf hin, dass rechtliche Anpassungen zwar wohl notwendig sind, aber im Vergleich zu wirtschaftlichen und organisatorischen Herausforderungen weniger dringlich erscheinen. Jedoch tangieren die organisatorisch-strukturellen Hemmnisse oftmals auch Themen rund um Genehmigungsprozesse.

Neben der Auswertung der Oberkategorien werden die technologiespezifischen Einzelhemmnisse zu übergeordneten Hemmnissen zusammengeführt. Ziel ist es, Querschnittsthemen zu identifizieren, die mehrere Technologien betreffen und deren Lösung eine besonders hohe Hebelwirkung entfalten kann. Für jedes übergeordnete Hemmnis wird untersucht,

- in welchen der untersuchten Technologien das Hemmnis als relevant eingestuft wird;
- wie viele der identifizierten Einzelhemmnisse je Technologie dem übergeordneten Hemmnis zugeordnet werden können.

Die übergeordnete Analyse der Hemmnispriorisierung zeigt, dass im Rahmen der Befragung einige übergeordnete Hemmnisse nahezu alle Technologien betreffen und gleichzeitig eine hohe Anzahl der identifizierten Einzelhemmnisse aus den technologiespezifischen Analysen bündeln:

- **Genehmigung: Standardisierung, Transparenz und Abwägung:** In allen Technologien genannt und mit höchster Anzahl an zugeordneten Einzelhemmnissen (30). Belange der Genehmigung (oft auch organisatorisch-strukturell) stellen aus Sicht der Befragten bei allen Technologien ein zentrales Hemmnis dar.
- **Kompetenzen/Ressourcen umsetzungsseitig:** Betrifft ebenfalls alle Technologien sowie 23 Einzelhemmnisse. Es zeigt sich anscheinend ein Bedarf an personellen Kapazitäten und Know-how bei Behörden, Planenden und Wärmenetzbetreibern.
- **Risiko und Haftung:** In sechs Technologien relevant, mit 13 Einzelhemmnissen. Die Absicherung von Investitions- und Betriebsrisiken ist für die Befragten ein zentrales Thema, insbesondere bei kapitalintensiven Technologien und der Nutzung von Abwärme.
- **Zeitliche Verfügbarkeit und Steuerbarkeit:** In allen Technologien genannt, mit 10 Einzelhemmnissen. Die von den Befragten als prioritär eingestuften Hemmnisse betreffen die Verfügbarkeit der jeweiligen Technologie, das Zusammenspiel aus Quellverfügbarkeit und Wärmebedarf sowie fehlende Anreize für Flexibilisierung.
- **Investition und Finanzierung:** In fünf Technologien genannt, mit 11 Einzelhemmnissen. Die kapitalintensive Investition in klimaneutrale Fernwärmetechnologien sowie deren Finanzierung wird von den Befragten als ein zentrales Hemmnis für den Markthochlauf bewertet.
- **Fördersystematik und -Höhe:** In sechs Technologien genannt, mit 10 Einzelhemmnissen. Dies Hemmnis spiegelt die Notwendigkeit wider, bestehende Wirtschaftlichkeitslücken zu schließen und Förderinstrumente anzupassen.

Die Ergebnisse der übergreifenden Hemmnisanalyse lassen darauf schließen, dass die Themenkomplexe der **wirtschaftlichen Rahmenbedingungen** (inkl. Fragen der Förderung und der Risikoabsicherung) und der daraus resultierenden Wirtschaftlichkeitslücke bzw. fehlenden Investitionsentscheidung sowie die unklaren und nicht standardisierten **Genehmigungsprozesse** (Verfahrensdauern, Unklarheiten, fehlende Standardisierung und unzureichende Kompetenzen und personelle Ressourcen) als maßgebliche übergeordnete Hemmnisse der durchgeführten Befragungen betrachtet werden können. Diese Querschnittsbarrieren sind nicht nur häufig genannt, sondern bündeln eine Vielzahl technologie-spezifischer

Ausprägungen, welche in den jeweiligen Analysen zudem durch die Stakeholder:innen als prioritär bewertet werden. Ihre Beseitigung könnte daher eine besonders hohe Wirkung für den Hochlauf klimaneutraler Fernwärmetechnologien entfalten. Dabei lassen sich inhaltlich jedoch nur schwierig konkrete Einzelhemmnisse feststellen, deren individuelle Behebung technologieübergreifend Wirkung entfalten könnte. Vielmehr lässt sich auf Basis der zusammenfassenden Hemmnisanalyse und der technologiespezifischen Befragungen ableiten, dass technologieübergreifend analoge Themenkomplexe die größten Barrieren für den Markthochlauf der jeweiligen Technologien darstellen.

7.2 Übergreifende Lösungsansätze

Analog zur Hemmnisanalyse werden die von den Autor:innen dieser Studie vorgeschlagenen Lösungsansätze aus den technologiespezifischen Analysen zunächst den fünf Oberkategorien zugeordnet und anschließend übergreifend ausgewertet. Da die Lösungsansätze in den Einzelanalysen weniger stringent kategorisiert und priorisiert werden als die Hemmnisse, erfolgte die Zuordnung zu den Oberkategorien auf Basis inhaltlicher Nähe und thematischer Schwerpunkte. Die Ableitung und Priorisierung der relevantesten übergeordneten Lösungsansätze sind aufgrund der variierenden Anzahl sowie inhaltliche Ausgestaltung der technologiespezifischen Lösungsansätze auf Basis einer quantitativen Analyse nur begrenzt aussagekräftig. Die folgende Analyse fokussiert daher auf inhaltliche Gemeinsamkeiten der technologiespezifischen Betrachtungen, die eine Ableitung übergeordneter Lösungsansätze ermöglichen soll.

Die Auswertung der Lösungsansätze zeigt durch die Heterogenität der Technologien und der jeweiligen Fokussierung bei der Definition und Ausarbeitung von Lösungsansätzen in Absprache mit dem Auftraggeber ein noch diverseres Bild als bei den Hemmnissen. Die Anzahl der identifizierten Lösungsansätze divergiert dabei deutlich in den unterschiedlichen Technologieanalysen. Für Abwärme aus Abwasser ist bspw. eine Vielzahl verschiedener Lösungsansätze aus allen Oberkategorien worden identifiziert worden. Diese Technologieanalyse vereint dabei naturgemäß jedoch auch die Hemmnisse und Lösungsansätze der Abwärmennutzung sowie der Großwärmepumpen, die zur Nutzung dieser Abwärme notwendig sind.

Betrachtet man die Oberkategorien der technologieindividuellen Lösungsansätze in Abbildung 7.1, so zeigt sich eine deutliche Häufung bei den organisatorisch-strukturellen Lösungsansätzen, die insbesondere durch Großwärmepumpen und Abwasser dominiert werden. Im Bereich Planung und Genehmigung wurden die wenigsten konkreten Lösungsansätze erarbeitet, obgleich eine Vielzahl der organisatorisch-strukturellen Lösungsansätze auch auf den Abbau von Hemmnissen im Bereich Planung und Genehmigung abzielen.

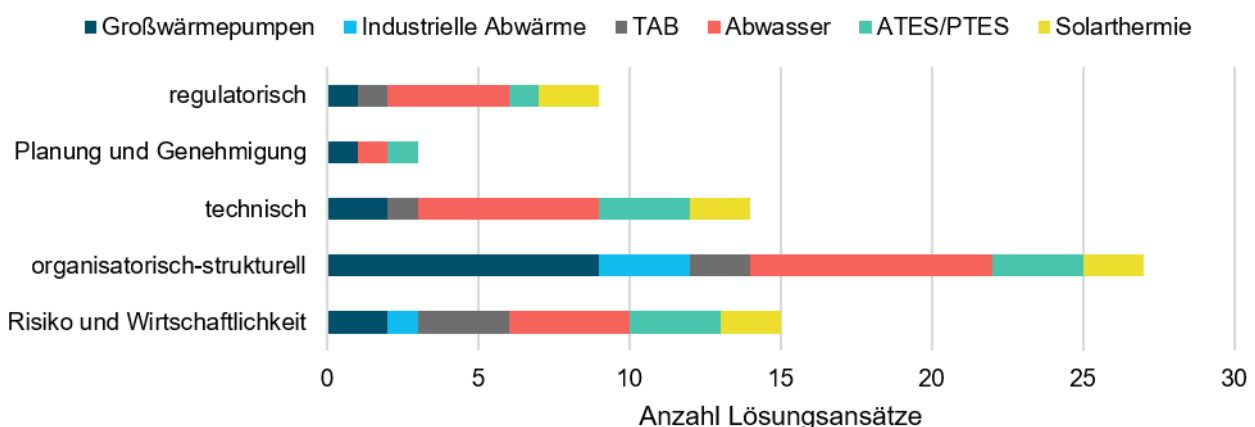


Abbildung 7.1: Anzahl individueller Lösungsansätze der technologiespezifischen Analysen je Oberkategorie

Die Analyse zeigt, dass sich die Lösungsansätze und ihre zugeordneten Oberkategorien stark an den zuvor identifizierten Hemmnissen orientieren und die gleichen Oberkategorien eine starke Ausprägung aufweisen. Wie auch bei der Hemmnisanalyse zeigen sich insbesondere die Kategorien „organisatorisch-strukturell“, „Risiko und Wirtschaftlichkeit“ und „Technisch“ als die dominanten Kategorien, wenn auch in anderer Reihenfolge.

Gleichzeitig erfordern die spezifischen Eigenschaften der jeweiligen Technologien häufig individuelle, teils sehr unterschiedliche Lösungswege. Aufgrund dieser Heterogenität, der technologiezentrierten Herangehensweise des Projekts und der stark individuellen Ausprägungen der einzelnen Technologien, lassen sich übergeordnete Lösungsansätze nur in abstrahierter Form ableiten. Während die konkreten Vorschläge meist technologiespezifisch bleiben, bedienen sie sich häufig desselben grundsätzlichen „Werkzeugkastens“: rechtliche Anpassungen, Maßnahmen zur Schließung der Wirtschaftlichkeitslücke, Aufbau von Kompetenzen, verbesserte Datenlage und Kommunikation sowie unterschiedlichen Formen der Risikoabsicherung. Damit ergeben sich Querschnittsthemen, deren adressierte Hemmnisse mehrere Technologien gleichzeitig betreffen und deren Bearbeitung daher eine besonders hohe Hebelwirkung entfalten kann.

Anpassung und Ausbau der Förderregulatorik / Schließung der Wirtschaftlichkeitslücke:

Dieser Themenkomplex adressiert die breiten Herausforderungen einer wirtschaftlichen Integration klimaneutraler Fernwärmetechnologien in Wärmenetze. Auch wenn einzelne Lösungsansätze für eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit technologie- oder gar projektspezifisch sind, so ist der übergeordnete Rahmen doch oft derselbe. Insbesondere die Weiterentwicklung, Verstetigung und ausreichende finanzielle Ausstattung des zentralen Förderinstruments „Bundesförderung für Effiziente Wärmenetze BEW“) wird als zentrales Element für den Markthochlauf der betrachteten Technologien erachtet. Dabei sollte der wirtschaftliche Anreiz im Vergleich zur stark geförderten und gesetzlich verankerten Kraft-Wärme-Kopplung Beachtung finden. Eine Harmonisierung beider Förderinstrumente im Zusammenspiel mit klaren und verlässlichen Vorgaben zur Dekarbonisierung der Wärmenetze über den gesetzlichen Rahmen (WPG) erhöht die Planungssicherheit für die Fernwärmeversorgungsunternehmen.

Stärkung (personeller) Ressourcen und Kompetenzen:

Der Aufbau und die Qualifizierung von Fachkräften wird für verschiedene Technologien als relevant eingestuft und kann dabei verschiedene Personengruppen von Projekten betreffen: Planende, Genehmigungsbehörden und Entscheidungsträger bei Versorgern. Auch wenn der Qualifizierungsbedarf und das notwendige Knowhow technologiespezifisch sehr individuell (und zudem interdisziplinär) sein kann, so gibt es doch verschiedene übergreifende Ansätze, die den notwendigen Ressourcenbedarf senken sowie den Ausbau von Kompetenzen stärken könnten. Die Erarbeitung und Herausgabe von technischen und genehmigungsrechtlichen Leitfäden, Musterverfahren und -verträge und ein erhöhtes Maß an Standardisierung kann Hilfestellung bieten und Unsicherheiten sowie Aufwände im Genehmigungsverfahren reduzieren. Gezielte Austausch- und ggf. auch Qualifizierungsangebote für Genehmigungsbehörden sowie auch digitale und möglichst vereinheitlichte Antrags- und Genehmigungsprozesse mit zentralen Anlaufstellen und Plattformen könnten zur Reduktion von Ressourcenengpässen beitragen.

Kommunikation, Austausch und Wissenstransfer:

Dieser Lösungsansatz betrifft vor allem die Etablierung strukturierter Austauschformate, die Sammlung und Bereitstellung von Best-Practice-Beispielen sowie die Schaffung transparenter Informationsangebote. Viele Hemmnisse entstehen nach Einschätzung der Stakeholder:innen aufgrund mangelnder Informationen oder fehlender Erfahrungswerte. Entsprechend kann die Verbesserung des Wissenstransfers auch technologieübergreifend zu einer Reduzierung von Unsicherheiten beitragen. Durch einen technologieübergreifenden

Ansatz ließen sich mutmaßlich Synergieeffekte heben und ressourcensparend informatorische Hemmnisse abbauen. Dazu wären eine zentrale Informationsplattform für klimaneutrale Fernwärme und Fernwärmetechnologien auf Bundesebene, ggf. ergänzt um zentrale Best-Practice-Datenbanken, die bisher nur technologiespezifisch wie bspw. bei Awanetz¹⁸ für Abwärme existieren, geeignete Lösungsansätze. Auch die Etablierung und Förderung regelmäßiger Austauschformate (technologiespezifisch und/oder -übergreifend) sowie Praxisleitfäden sowie deren zentrale Bereitstellung können unterstützend wirken. Die im Rahmen dieses Projektes erarbeiteten und durch das BAFA veröffentlichten Dokumente „*Handreichung zur Planung und Genehmigung von Großwärmepumpen*“ sowie „*Handreichung für Planende und Entscheidungsträger von Großwärmespeichern*“¹⁹ bedienen diesen Lösungsansatz und bieten einen informatorischen Mehrwert für Versorgungsunternehmen, Planende sowie Genehmigungsbehörden.

Risikoabsicherung:

Bei mehreren Technologien, insbesondere den kapitalintensiven Technologien sowie jenen, die auf Abwärme-Lieferverträgen basieren, stellen Risiken in Bezug auf Investition, Finanzierung und Betrieb erhebliche Hemmnisse dar. Insbesondere wirtschaftliche Garantien zur Risikominimierung stellen für diese Technologien übergreifend einen Lösungsansatz dar, welcher aber technologiespezifisch den jeweiligen Anforderungen gerecht werden sollte. Der sog. Deutschlandfonds²⁰ könnte dabei als technologieoffener Lösungsansatz eine wichtige Rolle dahingehend spielen, als dass er Risiken bei klimaneutralen Fernwärmeprojekten absichern und gleichermaßen die Finanzierung stützen könnte. Technologiespezifische Programme, wie die neu aufgelegten Förderkredite der KfW Nr. 572²¹ für Tiefbohrungen im Bereich der Geothermie (und Aquiferwärmespeicher) könnten dabei auf individuelle Rahmenbedingungen und Anforderungen der jeweiligen Technologien eingehen. Ein vergleichbares Instrument wäre auch zur Ausfallabsicherung für Abwärmenutzungsprojekte denkbar.

Rechtlicher Anpassungsbedarf:

In allen Technologien besteht aus Sicht der Befragten Stakeholder:innen (unterschiedlich stark ausgeprägter) Bedarf an klareren, harmonisierten und beschleunigten rechtlichen Rahmenbedingungen. Dazu zählen u.a. vereinheitlichte und klarere Genehmigungsregelungen, rechtliche Klarstellungen und harmonisierte Begriffsbestimmungen. Solche Anpassungen könnten für alle Technologien zu einer Beschleunigung führen, jedoch sind die konkreten Ansätze technologieindividuell.

Weitere übergeordnete Lösungsansätze wie Verbesserung der Datenverfügbarkeit, Senkung Stromkosten und Anpassung Strommarkt, Flexibilisierung oder Maßnahmen zur verbesserten Standortfindung sind ebenfalls relevant, weisen jedoch eine geringere Breitenwirkung auf oder sind stärker an technologiespezifische Rahmenbedingungen und Lösungsansätze gebunden.

Insgesamt zeigt die qualitative Analyse, dass sich übergreifende Lösungsansätze vor allem dort ableiten lassen, wo mehrere Technologien auf vergleichbare Rahmenbedingungen angewiesen sind. Die identifizierten Leitthemen stellen daher zentrale Handlungsfelder dar, in denen Maßnahmen eine besonders hohe Wirkung entfalten können. Gleichzeitig bleibt deutlich, dass technologische Besonderheiten eine

¹⁸ <https://www.awanetz.de/umsetzung#best-practice-beispiele>

¹⁹ https://www.bafa.de/SharedDocs/Kurzmeldungen/DE/Energie/20260304_Handreichung_Grosswaermepumpen_Gosswarmespeicher.html

²⁰ <https://www.kfw.de/%c3%9cber-die-KfW/Newsroom/Aktuelles/Deutschlandfonds.html>

²¹ [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/%C3%96ffentliche-Einrichtungen/Energie-Versorgung-und-Netze/KfW-F%C3%B6rderkredit-Geothermie-\(572\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/%C3%96ffentliche-Einrichtungen/Energie-Versorgung-und-Netze/KfW-F%C3%B6rderkredit-Geothermie-(572)/)

einheitliche Betrachtung nur in Teilen zulassen und die individuellen Lösungsansätze zumeist technologiespezifisch ausgestaltet sind. Jedoch können sich Lösungen oftmals auch technologieübergreifend einem ähnlichen Werkzeugkasten bedienen und für konsistente Rahmenbedingungen stets vor dem Hintergrund möglicher Synergien erarbeitet werden.

Abschließend ist festzuhalten, dass der Markthochlauf klimaneutraler Fernwärme(-technologien) weiterhin verschiedenen strukturellen und technologiespezifischen Hemmnissen gegenübersteht, deren Abbau jedoch nur dann volle Wirkung entfalten kann, wenn der übergeordnete **politische und regulatorische Rahmen als verlässlicher Treiber** der Transformation erhalten bleibt. Die gesetzlichen Anforderungen an den Anteil erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme im **Wärmeplanungsgesetz (WPG)** bilden ein zentrales Fundament für die notwendige Verdrängung fossiler Wärmeerzeugung und stellen damit den wesentlichen Motor des Transformationsprozesses der Fernwärme dar. Die bisherige Rolle des **Gebäudeenergiegesetzes (GEG)** als ergänzender ordnungsrechtlicher Nachfrageimpuls für den Ausbau der Fernwärme ist durch den Entwurf des **Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG)** hingegen neu zu bewerten und droht abgeschwächt zu werden. Dadurch gewinnen die verbindlichen Dekarbonisierungsvorgaben des WPG sowie ein möglichst **planungssicher ausgestalteter Rechtsrahmen** für den Fernwärmemarkt (u.a. Novellierung AVBFernwärmeV und WärmeLV) zusätzlich an Bedeutung. Die verbindlichen Dekarbonisierungsvorgaben sollten daher nicht abgeschwächt und die weiteren regulatorischen Rahmenbedingungen planungssicher weiterentwickelt werden, da beides die strategische Ausrichtung der Wärmewende und die erforderliche Investitions- und Planungssicherheit maßgeblich unterstützt.

Für einen wirtschaftlich tragfähigen Hochlauf klimaneutraler Fernwärme ist zudem die wirtschaftliche Tragfähigkeit dieser Technologien entscheidend. Unter aktuellen Rahmenbedingungen erscheint ein ausreichend dimensionierter und langfristig verlässlicher Förderrahmen unverzichtbar. Die **BEW-Förderung** ist hierbei zentrales Instrument, um bestehende Wirtschaftlichkeitslücken zu schließen und eine faire Wettbewerbsposition gegenüber fossilen (KWK-)Erzeugungstechnologien zu gewährleisten. Ergänzend schafft ein weiter verlässlich ansteigender **CO₂-Preis** im Emissionshandel zusätzliche Anreize zur Dekarbonisierung und stärkt somit technologieübergreifend die Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Wärmeerzeugung und Wärmebereitstellung. Zusammengefasst bilden diese Rahmenbedingungen das notwendige Fundament, um den Hochlauf klimaneutraler Fernwärmetechnologien nachhaltig zu beschleunigen und langfristige Investitionsentscheidungen zu ermöglichen.

Die leitungsgebundene Wärmeversorgung in Deutschland steht vor einem tiefgreifenden Wandel. Als einer der Stützpfeiler der Wärmewende ist neben dem erheblichen Ausbau der leitungsgebundenen Wärmeversorgung auch eine Transformation der zugehörigen Wärmeerzeugung zu klimaneutralen Technologien notwendig. Die vorliegende Publikation analysiert systematisch die derzeitigen Hemmnisse für den Ausbau zentraler Erzeugungstechnologien und zeigt konkrete Maßnahmen und Lösungsansätze auf, die den notwendigen Markthochlauf unterstützen können. Damit soll der Projektbericht strategisch zu besseren Rahmenbedingungen für eben jene Technologien – Großwärmepumpen, unvermeidbare industrielle und kommunale Abwärme, Großwärmespeicher und Großflächen-Solarthermie – und der damit verbundenen Dekarbonisierung der Fernwärme beitragen.

8 LITERATURVERZEICHNIS

- Adl-Zarrabi, B., Gauthier, G., Delmas, P. & Schmidt, T. (2024). *Large Thermal Energy Storages for District Heating: Task 39*. <https://iea-es.org/task-39/>
- AGFW. (2020a). *Leitfaden zur Erschließung von Abwärmequellen für die Fernwärmeversorgung*. https://www.agfw.de/fileadmin/AGFW_News_Mediadateien/Energiewende_Politik/agfwleitfaden_ansi cht_es.pdf
- AGFW. (2020b). *Praxisleitfaden Großwärmepumpen*. <https://www.agfw.de/technik-sicherheit/erzeugung-sektorkopplung-speicher/aktuelles-aus-dem-bereich/newsdetail/agfw-veroeffentlicht-praxisleitfaden-zu-grosswaermepumpen-in-zweiter-auflage>
- AGFW. (2023a). *AGFW Hauptbericht 2023*. <https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht>
- AGFW. (2023b). *Informationen zum „Praxisleitfaden – Bildung im Handlungsfeld Fernwärme“*. <https://www.agfw.de/technik-normung/aktuelles-aus-dem-bereich/newsdetail/informationen-zum-praxisleitfaden-bildung-im-handlungsfeld-fernwaerme>
- AGFW. (2025a). *Reallabor der Energiewende: Großwärmepumpen in Fernwärmenetzen*. <https://www.agfw.de/reallabor-gwp>
- AGFW. (2025b). *Reallabor GWP: Projektveröffentlichungen*. <https://www.agfw.de/reallabor-gwp/aktuell>
- AGFW. (2025c). *Veranstaltungen*. <https://www.agfw.de/veranstaltungen>
- AGFW, bdew, VKU. (2026). *Preistransparenzplattform Fernwärme: Nachhaltig handeln, transparent darlegen*. <https://www.waermepreise.info/>
- Agora Energiewende, Prognos, GEF. (Dezember 2024). *Wärmenetze - klimaneutral, wirtschaftlich und bezahlbar: Wie kann ein zukunftssicherer Business Case aussehen?*
- Agora Energiewende, Fraunhofer IEG. (2023). *Roll-out von Großwärmepumpen in Deutschland: Strategien für den Markthochlauf in Wärmenetzen und Industrie*. <https://www.agora-energieswende.de/publikationen/roll-out-von-grosswaermepumpen-in-deutschland#downloads>
- BAFA. (2023). *Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW): Technische Anforderungen der Module 1 bis 4*. https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/bew_merkblatt_technik.html
- bdew. (2025, 30. Mai). *Die Energieversorgung 2024: - Jahresbericht -*.
- Bergmann, J. & Welter, S. (März 2023). *Einfluss aktueller Kostenentwicklungen auf Wärmenetze: Was die aktuellen Energie- und Baukostenentwicklungen für die Transformation und den Ausbau netzgebundener Wärmeversorgungs-konzepte bedeuten*. Ein Beitrag aus Modul 3 Quartiere der Wissenschaftlichen Begleitforschung Energiewendebauen.
- Beuth, A. & Hamann, A. (2019). *Hemmnisse und Potenziale der Abwasserwärmenutzung zur Gebäudeheizung – technische, wirtschaftliche, planerische und rechtliche Aspekte*. Fraunhofer-Informationszentrum Raum und Bau.
- BFE. (2022, 27. Januar). *Heizen und Kühlen mit Abwasser. Ratgeber für Bauherren, Gemeinden und Betreiber*. EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie (BFE).
- Blömer, S., Acker, Y., Ochse, S., Aoun, Z., Müller, D., Pipa, H., Rein, M. & Grytsch, G. (2024). *ENA – Energieleitplanung zur netzgebundenen Abwärmenutzung: Schlussbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz*. https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/Publikationen/Energie/BMWK_ENA_Schlussbericht.pdf
- Blömer, S., Götz, C., Pehnt, M., Hering, D., Ochse, S., Hespeler, S., Richter, S., Thomassen, P., Grytsch, G., Zopff, C., Jäger, S. & Huber, B. (2019). *EnEff:Wärme -netzgebundene Nutzung industrieller Abwärme (NENIA): Kombinierte räumlich-zeitliche Modellierung von Wärmebedarf und Abwärmeangebot in Deutschland*. Schlussbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/Schlussbericht_EnEffW%C3%A4rme-NENIA.pdf
- Blömer, S., Schoor, B., Baumann, P., Keller, J., Maier, W., Münch, K. & Reinhardt, T. (2023). *Potenzial der Abwasserwärmenutzung aus dem Auslauf von Kläranlagen: Lokalisierung von Standorten in Baden-*

- Württemberg. *Korrespondenz Abwasser, Abfall*, 2023(2), 106–113.
<https://doi.org/10.3242/kae2023.02.003>
- Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (Hrsg.). (2022). *BEE-Wärmeszenario 2045: Bilanzielle Darstellung der Umstellung der Wärmeversorgung auf 100 % Erneuerbare Energien*.
- Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (2022). *Vorschlag zum Hürdenabbau bei der Erbschaftssteuer bei PV-Freiflächenanlagen*.
- Burchardt, D. J., Franke, K., Herhold, D. P., Hohaus, M., Humpert, H., Päiväranta, J., Richenhagen, D. E., Ritter, D. D., Schönberger, S., Schröder, J., Strobl, S., Tries, C. & Türpitz, D. A. (Oktober 2021). *Klimapfade 2.0: Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft*. BCG.
- Buri, R. & Kobel, B. (2004). *Wärmenutzung aus Abwasser. Leitfaden für Inhaber, Betreiber und Planer von ARA und Kanalisationen*. Bundesamt für Energie.
- Burkhardt, A., Billerbeck, A., Bernath, C., Manz, P., Deac, G. & Held, A. (2024). The Role of Thermal Energy Storage in Market Integration of Variable Renewable Electricity - A German Case Study. In *2024 20th International Conference on the European Energy Market (EEM)* (S. 1–9). IEEE.
<https://doi.org/10.1109/EEM60825.2024.10608961>
- Butz, J. A. & Müller, E. A. (2010). Abwasserwärmenutzung – Erfahrungsbericht über Planung und Bau der Anlage in Bretten. *Potenzial der Abwasserwärmenutzung aus dem Auslauf von Kläranlagen*, 57(8), 765–770. <https://doi.org/10.3242/kae2010.08.003>
- BWP. (2022a). *Schulungen nach VDI-MT 4645 Blatt 1*.
- BWP. (2022b). *Wärme- und Kältekonzepte mit Großwärmepumpen*.
https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/waermepumpe/08_Sonstige/Filedump/BWP_A4_GrossWP_web_mail.pdf
- David, A., Mathiesen, B. V., Averbalk, H., Werner, S. & Lund, H. (2017). Heat Roadmap Europe: Large-Scale Electric Heat Pumps in District Heating Systems. *Energies*, 10(4), 578.
<https://doi.org/10.3390/en10040578>
- DBU, BWP & Institut Energie in Infrastrukturanlagen. (2009). *Energierückgewinnung aus häuslichem und kommunalem Abwasser. Heizen und Kühlen mit Abwasser. Ratgeber für Bauträger und Kommunen*. Deutsche Bundesstiftung Umwelt (DBU), Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V., Institut Energie in Infrastrukturanlagen.
- Delgado, M., Desgroseilliers, L. & Djebbar, R. (2025, 11. August). *Task 40 Compact Thermal Energy Storage – Materials Task 40 Compact Thermal Energy Storage – Materials within Components within Systems: Final Report*. Task 40 - International Energy Agency Technology Collaboration Programme on Energy Storage (ES TCP). <https://iea-es.org/publications/final-report-task-40-compact-thermal-energy-storage-materials-within-components-within-systems/>
- Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (2024). *Einsatz von Wasser-Propylenglykol-Gemischen in der Freiflächen-Solarthermie: Stellungnahme des Fachausschuss Solarthermie der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS)*.
- Dobson, P., McLing, T., Spycher, N., Fleuchaus, P., Neupane, G., Doughty, C., Zhang, Y., Smith, R., Atkinson, T., Jin, W., Blum, P., Dinkelman, D. & Veldkamp, H. (2025). High-Temperature Aquifer Thermal Energy Storage (HT-ATES) Projects in Germany and the Netherlands—Review and Lessons Learned. *Energies*, 18(23), 6292. <https://doi.org/10.3390/en18236292>
- DWA. (2020). *DWA Regelwerk. Merkblatt DWA-M 114. Abwasserwärmenutzung*. Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall (DWA) e.V.
- DWA. (2023). *Abwasserwärme aus dem Auslauf von Kläranlagen. Lokalisierung von Standorten in Baden-Württemberg: Abwasserwärmenutzung*. <https://www.abwasserwaerme-bw.de/>

- Euroheat & Power. (December 2022). *Large heat Pumps in District Heating and Cooling systems*.
<https://build-up.ec.europa.eu/sites/default/files/content/v18-technology-report-large-heat-pumps-in-district-heating-and-cooling-systems.pdf>
- Figueroa, A. (2024). *Eawag-SWW / EAWAG-SWMM-HEAT: Github*. <https://github.com/Eawag-SWW/EAWAG-SWMM-HEAT>
- FiW. (2023). *Aktenzeichen IV-7 – 042 600 003 C. Potenziale und technische Optimierung der Abwasserwärmenutzung*. Forschungsinstitut für Wasser- und Abfallwirtschaft an der RWTH Aachen (FiW) e.V., EnergieSchweiz für Infrastrukturanlagen, Ryser Ingenieure AG, RWTH Aachen Lehrstuhl für Baubetrieb und Projektmanagement (ibb), Emschergenossenschaft, STAWAG Stadtwerke Aachen AG.
https://www.lanuv.nrw.de/fileadmin/forschung/wasser/kanal/Kurzbericht%20Abwasserwaerme_Nov_2013.pdf
- Flamme, S., Hanewinkel, J., Quicker, P. & Weber, K. (2018). *Energieerzeugung aus Abfällen: Stand und Potenziale in Deutschland bis 2030*.
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-06-26_texte_51-2018_energieerzeugung-abfaelle.pdf
- Fraunhofer IEG. (2025). *Großwärmepumpenprojekte*.
- Fraunhofer ISI. (2024). *Erzeugung Wärmenetze Deutschland*. <https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/open-view/63186/c7ca94d6f9172e91e48d2f02f5c93bec>
- Fritz, S. & Pehnt, M. (2021). *Kommunale Abwässer als Potenzial für die Wärmewende? Kurzstudie im Auftrag des BMU*. https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/ifeu-bmu_Abwaermepotenzial_Abwasser_final_update.pdf
- Frömel, M., Sensfuß, D. F., Lux, D. B., Deac, D. G., Männer, W. & Luderer, D. C. (2025, 20. März). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland: Treibhausgasneutrale Orientierungsszenarien*. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Consentec GmbH.
- Frost, R. (2024). *The heat pump will be part of a plant that will warm around 30,000 homes in Finland's capital city*. <https://www.euronews.com/green/2024/08/29/helsinki-is-building-the-worlds-largest-heat-pump-to-keep-its-homes-warm#:~:text=The%20heat%20pump%20will%20be,homes%20in%20Finland's%20capital%20city.&text=Finland%20is%20building%20the%20world's,the%20city's%20district%20heating%20system>
- GEA. (2022). *GEA supplies high-efficiency heat pumps for Tallinn district heating system*.
<https://www.gea.com/en/news/trade-press/2022/gea-heat-pumps-for-tallinn-district-heating/>
- Gentner Verlag. (2022). *Gebäudeenergiegesetz. Primärenergiefaktor für Strom liegt deutlich unter dem GEG-Wert: TGA+E Fachplaner. Magazin für technische Gebäudeausrüstung und Elektrotechnik*.
<https://www.tga-fachplaner.de/meldungen/gebäudeenergiegesetz-primärenergiefaktor-fuer-strom-liegt-deutlich-unter-dem-geg-wert>
- Grønvarme (Hrsg.). *Solvarme: En del af fjernvarmens bidrag til den grønne omstilling*.
- Hamburg Institut. (2025a). *Erfahrungsberichte und Einzelgespräche*.
- Hamburg Institut. (2025b). *Optimierte Integration thermischer Aquiferspeicher in Fernwärmesysteme [OptInAquiFer]*. Hamburg Institut. <https://www.aquifer-speicher.de/>
- Hamburg Institut. (Dezember 2025c). *Marktrecherche zu Großwärmespeichern in deutschen Fernwärmenetzen*.
- Hintemann, R., Hinterholzer, S. & Progni, K. (2024). *Bitkom-Studie Rechenzentren in Deutschland: Aktuelle Marktentwicklungen – Stand 2024*. Borderstep Institut. <https://www.bitkom.org/sites/main/files/2024-11/241121-studie-rechenzentrumsmarkt.pdf>

- Hitz Köpfe. (2024). *Großwärmepumpen und Hochtemperaturanwendungen*. <https://hitz-koepfe.de/seminare/grosswaermepumpen-und-hochtemperaturanwendungen/>
- Hoffmeister, J., Birnstengel, B., Häustler, A. & Faulstich, M. (2020). *Perspektiven der thermischen Abfallbehandlung -Roadmap 2040 -*. Prognos AG; Prof. Martin Faulstich (TU Dortmund). https://www.itad.de/service/downloads/tab_roadmap-2040.pdf
- Holm, A., Empl, B., Blömer, S., Pehnt, M., Mellwig, P., Acker, Y., Barckhausen, A. & Adak, B. (2023). *Endbericht zur wissenschaftlichen Unterstützung der Erarbeitung einer Gebäudestrategie Klimaneutralität: Leistung gemäß Rahmenvertrag zur Beratung der Abteilung II des BMWK (Nos. RV 115/21 Leistungsabruf 27)*.
- Hubeck-Graudal, H. (2015). *Feasibility of Using the Copenhagen Drinking Water Supply as a Heat Source in the District Heating Network*.
- ifeu et al. (2022). *Kurzgutachten zur Überarbeitung von Anforderungssystemen und Standards im Gebäudeenergiegesetz für Neubauten sowie Bestandsgebäude einschl. der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen für Neubauten und Bestandsgebäude*.
- ifeu et al. (2024). *Gutachten zum GEG und zur EPBD: Endbericht (Projektnummer: BfEE 21-09)*. ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH, Guidehouse, Ingenieurbüro Prof. Dr. Hauser GmbH (IBH), Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung und Anwendung GmbH (ITG Dresden), Forschungsinstitut für Wärmeschutz e.V. München (FIW), Öko-Institut, Stiftung Umweltenergierecht, Deutsche Energie-Agentur (dena).
- ifeu, Ecofys, prognos, dena. (2019). *Untersuchung zu Primärenergiefaktoren: Studie 7-03-17*.
- Jäger, J., Quezada, A., Müller, M., Dhakal, N., Balali, S., Kleinertz, B., Creutzburg, P., Hoffmann, J., Aydemir, A., Fritz, M., Kappler, L., Mohnen, L., Wenzel, A. C., Fjornes, J., Kachel, M. & Schmidt, C [Carolin]. (2024). *Rahmenvertragsabruf „Kurzgutachten zur Definition von Wirtschaftlichkeit bei geführter Abwärme und Bestimmung des Standortschwellenwertes“*. Endbericht. https://www.bfee-online.de/SharedDocs/Downloads/BfEE/DE/Effizienzpolitik/pfa_studie_bagatellschwellen.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- Jaske & Wolf Verfahrenstechnik. (2024). *Projekt 29469/01: DUPUR - Selbstreinigender Wärmetauscher*. <https://www.dbu.de/en/projektdatenbank/29469-01/>
- KEA-BW. (2024). *Technikkatalog zur kommunalen Wärmeplanung*. <https://www.kea-bw.de/waermewende/angebote/downloads>
- Knappe, F., Muchow, N., Oetjen-Dehne, R., Buschow, N. & Kaiser, F. (2023). *Erarbeitung von Grundlagen für die Evaluierung der Gewerbeabfallverordnung* (UBA-Texte 47/2023). https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_47-2023_erarbeitung_von_grundlagen_fuer_die_evaluierung_der_gewerbeabfallverordnung.pdf
- Kost, C., Müller, P., Schweiger, J. S., Fluri, V. & Thomsen, J. (Juli 2024). *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien: Juli 2024*. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.
- LIAG. (2025). *Grundlagen für GeotIS: Geothermische Potentiale*. LIAG-Institut für Angewandte Geophysik. <https://www.geotis.de/homepage/basics>
- Lohr, C., Schlemminger, M., Peterssen, F., Bredemeier, D., Mahner, A., Schomburg, L., Niepelt, R., Bensmann, A., Breitner, M. H., Hanke-Rauschenbach, R. & Brendel, R. (2025). *ESTRAM - ein Framework für die Erstellung und Optimierung von Energiesystemmodellen*. <https://doi.org/10.15488/18471>
- Louvet, Y., Fischer, S., Furbo, S., Giovannetti, F., Mauthner, F., Mugnier, D., Philippen, D. & Vajen, K. (2017). *Entwicklung eines Verfahrens für die Wirtschaftlichkeitsberechnung solarthermischer Anlagen: die LCOH Methode*.
- Luderer, G., Bartels, F., Brown, T., Aulich, C., Benke, F., Fleiter, T., Frank, F., Ganai, H., Geis, J., Gerhardt, N., Gnann, T., Gunnemann, A., Hasse, R., Herbst, A., Herkel, S., Hoppe, J., Kost, C.,

- Krail, M., Lindner, M., . . . Verpoort, P. C. (2025). *Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität 2045*. <https://doi.org/10.48485/pik.2025.003>
- Möller, P. (2024). *Kälteschein: Voraussetzungen, Prüfung und Kosten*. <https://reonic.com/de-de/blog/kaelteschein/>
- Münch, K., Blömer, S., Lütke, L., Pehnt, M., Schoor, B., Schmidt, C [Claus] & Schuler, W. (2023). *Abwasserwärmenutzung aus dem Auslauf von Kläranlagen. Lokalisierung von Standorten in Baden-Württemberg*. DWA-Landesverband Baden-Württemberg.
- Neumann, F., Brown, T., martavp, lisazeyen, Adam-Dvorak1, Parisra, Gorm Bruun Andresen, Millinger, M., virio-andreyana, Leon Schwenk-Nebbe, Fabian Hofmann, Iegor Riepin, Ebbe Kyhl Gøtske, Martha Frysztacki, Koen van Greevenbroek, Huang, J., Francesco Witte, Tim Tørnes Pedersen & euronion. (2023). *PyPSA/pypsa-eur-sec: PyPSA-Eur-Sec Version 0.7.0 [Computer software]*. Zenodo.
- Nolde. (2024). *Grauwasserrecycling mit Wärmerückgewinnung: Nolde - innovative Wassserkonzepte GmbH*. <https://innovative-wasserkonzepte.de/projekte/>
- opendata.swiss. (2020). *Thermische Netze (Nahwärme, Fernwärme, Fernkälte)*. <https://opendata.swiss/de/dataset/thermische-netze-nahwarmer-fernwarme-fernkalte>
- Ortner, S., Pehnt, M., Over, M., Blömer, S., Ochse, S., Ziegler, R., Bohn, K., Rein, M., Möhring, P., Westholm, H., Sandrock, M., Roth, T. & Kühne, J. (2023, 26. April). *Dekarbonisierung von Energieinfrastrukturen. Ein politischer Unterstützungsrahmen für das Beispiel Wärmenetze*. Umweltbundesamt. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_08-2023_dekarbonisierung_von_energieinfrastrukturen.pdf
- PlanEnergi. (2025). *Overview of Danish large-scale solar thermal systems*.
- Prognos AG, Öko-Institut, Wuppertal-Institut. (2020). *Klimaneutrales Deutschland: Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität*.
- Sandrock, M. (12. April 2022). Trinkwasser als ungenutzte erneuerbare Wärmequelle. *Tagesspiegel Background*. <https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/trinkwasser-als-ungenutzte-erneuerbare-waermequelle>
- Schlemminger, M., Peterssen, F., Lohr, C., Niepelt, R., Bensmann, A., Brendel, R., Hanke-Rauschenbach, R. & Breitner, M. H. (2025). Flexibility is the key to decarbonizing heat supply: A case study based on the German energy system. *Energy Conversion and Management*, 324, 119300. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.119300>
- Schulze, F., Keimyer, F., Schöne, R., Westphal, I., Janssen, G., Bartel, S. & Seiffert, S. (2015). *Unterirdische Raumplanung – Vorschläge des Umweltschutzes zur Verbesserung der über- und untertägigen Informationsgrundlagen, zur Ausgestaltung des Planungsinstrumentariums und zur nachhaltigen Lösung von Nutzungskonflikten: Teilvorhaben 2: planerische und rechtliche Aspekte*. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_57_2015_unterirdische_raumplanung_teil_2_planerische_und_rechtliche_aspekte.pdf
- Sifnaios, I. & Jensen, A. R. (2025). Performance analysis of the Høje Taastrup water pit thermal energy storage. *Journal of Energy Storage*, 131, 117504. <https://doi.org/10.1016/j.est.2025.117504>
- Sneum, D. M., Billerbeck, A., Kachirayil, F. & McKenna, R. (2025). Barriers to district heating deployment: insights from literature and experts. *Energy Policy*, 206, 114780. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2025.114780>
- Solites. (2022). *Marktentwicklung*. https://www.solare-waermenetze.de/wp-content/uploads/2022/03/202202_Statistik_aktuell_de.png
- Solites. (2025, 3. April). *Marktentwicklung solare Wärmenetze in Deutschland: Frühlingsupdate solare Nahwärme*.

- Steinwender, L. (2024). *Large-scale heat pumps in Europe: A review of the status quo and the competitiveness of different heat sources*. Institute of Energy Systems and Electrical Drives. <https://repositum.tuwien.at/bitstream/20.500.12708/198365/1/Steinwender%20Lukas%20-%202024%20-%20Large-scale%20heat%20pumps%20in%20Europe%20a%20review%20of%20the...pdf>
- Thamling, N., Langreder, N. & Lettow, Frederik, Wünsch, Marco. (Juni 2024). *Perspektive der Fernwärme: Aktualisierung des Gutachtens "Perspektive der Fernwärme - Aus- und Umbau städtischer Fernwärme als Beitrag einer sozial-ökologischen Wärmepolitik aus dem Jahr 2020*. AGFW.
- Trägerverein Umwelttechnologie-Cluster Bayern e.V. (2023). *Cluster-Arbeitskreis Abwasserwärmenutzung: UmweltCluster Bayern*. <https://www.umweltcluster.net/de/leistungen/arbeitskreise/cluster-arbeitskreis-abwasserw%C3%A4rmenutzung.html>
- UBA. (2023). *Abwasserwärme. Ad-hoc Papier*. Umweltbundesamt.
- Utilitas. (2024). *Utilitas to build a heat pump plant using wastewater and sea water in Paljassaare in Tallinn*. <https://utilitas.ee/en/utilitas-to-build-a-heat-pump-plant-using-wastewater-and-sea-water-in-paljassaare-in-tallinn/>
- Vogt, R., Harju, N., Auberger, A., Bulach, W., Merz, C., Dehoust, G., Stahl, H., Gonser, J. & Küchen, V. (2024, 24. Oktober). *Ermittlung der Klimaschutzpotentiale in der Kreislaufwirtschaft für Deutschland und die EU* (UBA Texte 83/2023). Umweltbundesamt (UBA). [https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/ermittlung-der-klimaschutzpotentiale-in-der](https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/ermittlung-der-klimaschutzpotentiale-in-der-warmwasserspiegel)
- Warmwasserspiegel. (2025). *Wasserverbrauch verstehen*. <https://www.warmwasserspiegel.de/verbrauch-verstehen/>
- Wien Energie. (2022, 20. Februar). *Stärkste Großwärmepumpe Mitteleuropas pumpt in Wien Simmering*. <https://www.wienenergie.at/blog/staerkste-grosswaermepumpe-mittleuropas-pumpt-in-wien-2/>
- Worlitschek, J. & Baldini, L. (2022). *Gehen im Winter die Lichter aus - und auch die Heizungen?* <https://www.hslu.ch/de-ch/technik-architektur/ueber-uns/organisation/kompetenzzentren-und-forschungsgruppen/technik/thermische-energiespeicher/positionspapier/>
- Ziegler, R., Bohn, K. & Richter, S. (2022). *Gutachten Steigerung der Abwärmemengen in Wärmenetzen in Baden-Württemberg*. https://www.kea-bw.de/fileadmin/user_upload/Waermenetze/Gutachten_zur_Steigerung_der_Abwaermemengen_in_Waermenetzen_in_BW__2022_.pdf



9 ANHANG

Kategorisierung und Bewertung							
			Gewichtung			Kontrolle Gewichtung	
			50%	50%	0%	100%	
			Bewertungskriterien			Gesamt-Priorisierung (Ergebnis)	
			Relevanz	Dringlichkeit	Umsetzungsaufwand		
			Wie groß ist der unmittelbare Einfluss des Hemmnisses auf die Umsetzung von Projekten?	Wie wichtig ist die schnelle Beseitigung des Hemmnisses?	Wie aufwendig ist die Beseitigung dieses Hemmnisses voraussichtlich?		
Erläuterung			Bedeutsamkeit bzw. Stellenwert eines spezifischen Hemmnisses in Hinblick auf mögliche bzw. wahrscheinliche Auswirkungen auf Umsetzung von Projekten bzw. Markthochlauf insgesamt bei Beseitigung des betreffenden Hemmnisses	Notwendigkeit zur kurzfristigen Beseitigung eines spezifischen Hemmnisses in Hinblick auf andernfalls mögliche bzw. wahrscheinliche Auswirkungen; Bewertung der Zeitabhängigkeit der Relevanz	Umsetzungsaufwand zur Beseitigung des betreffenden Hemmnisses bzw. Realisierbarkeit, in Hinblick auf: - Praktikabilität und Machbarkeit im Kontext des Gesamtsystems und etwaiger technischer Restriktionen; - Finanzierbarkeit, Marktchancen und Kompatibilität mit etablierten Geschäfts-/Betreibermodellen; - rechtliche Umsetzbarkeit und Konsistenz.		
#	Hemnisse	Erläuterung	Oberkategorie	Relevanz (1=gering ; 4=hoch)	Dringlichkeit (1=gering ; 4=hoch)	Umsetzungsaufwand (1=gering;4=hoch)	Priorisierung
8	BEW-Fördervolumen	Das Fördervolumen der BEW ist begrenzt und zu niedrig für einen Markthochlauf von Großwärmepumpen.	Risiko und Wirtschaftlichkeit				

Abbildung 9.1: Auszug aus dem versendeten Priorisierungs-Fragebogen am Beispiel Großwärmepumpen

Tabelle 9.1: Übersicht der Geometriedaten der PTES-Modellspeicher

Modellspeicher	10.000 m³	20.000 m³	40.000 m³	50.000 m³	100.000 m³	150.000 m³	200.000 m³	300.000 m³	400.000 m³	500.000 m³
Länge in m	52,2	66,8	87,5	94,5	119,3	129,3	143,8	169,0	183,6	198,7
Breite in m	52,2	66,8	87,5	94,5	119,3	129,3	143,8	169,0	183,6	198,7
Höhe Speicher in m	6,0	7,0	7,5	8,0	10,0	14,5	15,2	15,5	18,0	19,0
Fächenbedarf in m²	7,648 m³	11,429 m³	18,154 m³	20,774 m³	32,346 m³	39,262 m³	47,418 m³	62,845 m³	74,616 m³	86,436 m³

Tabelle 9.2: Übersicht der getroffenen Annahmen zur Abschätzung des Betriebsverhaltens von repräsentativen ATES-Modellspeichern

Modellspeicher ATES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Akronym	400_ min	400_ mid	400_ max	700_ min	700_ mid	700_ max	1000_ min	1000_ mid	1000_ max	1300_ min	1300_ mid	1300_ max	1600_ min	1600_ mid	1600_ max	400_ max_ 200	700_ max_ 200	1000_ max_ 200	1300_ max_ 200	1600_ max_ 200
Tiefe [m]	400	400	400	700	700	700	1000	1000	1000	1300	1300	1300	1600	1600	1600	400	700	1000	1300	1600
Temperatur [°C]	22	22	22	31	31	31	40	40	40	49	49	49	58	58	58	22	31	40	49	58
Geologisches Szenario	min	mid	max	min	mid	max	min	mid	max	min	mid	max	min	mid	max	max	max	max	max	max
Mächtigkeit Aquifer	20	30	40	20	30	40	20	30	40	20	30	40	20	30	40	40	40	40	40	40
Förderrate [m³/h]	30	60	90	30	60	90	30	60	90	30	60	90	30	60	90	200	200	200	200	200
Auslegung Wärmepumpe																				
Kühlleistung (MW)	1,05	2,09	3,14	1,05	2,09	3,14	1,05	2,09	3,14	1,05	2,09	3,14	1,05	2,09	3,14	6,97	6,97	6,97	6,97	6,97
Heizleistung (MW)	1,46	2,93	4,39	1,43	2,85	4,28	1,39	2,79	4,18	1,37	2,73	4,10	1,34	2,69	4,03	9,75	9,50	9,29	9,11	8,96
JAZ	3,5	3,5	3,5	3,75	3,75	3,75	4	4	4	4,25	4,25	4,25	4,5	4,5	4,5	3,5	3,75	4	4,25	4,5



KONTAKT

Dr. Tobias Zimmermann

HIC Consulting GmbH
Paul-Neumann-Platz 5
22765 Hamburg

Tel.: +49 (0)40-39106989-44

t.zimmermann@hic-consulting.com

www.hic-consulting.com