



Kurzstudie

Speicherung von Wärme für die regionale Wärmeversorgung



ENERGIE
CAMPUS
NÜRNBERG

Autoren:

Nora Elhaus,
Natalia Luna-Jaspe,
Jürgen Karl,
Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik,
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg

Danksagung

Die Studie „Speicherung von Wärme für die regionale Wärmeversorgung“ wurde im Auftrag der N-ERGIE Aktiengesellschaft erstellt. Der Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik bedankt sich für die hervorragende Zusammenarbeit.

Nürnberg, Dezember 2024

© Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik
Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg
Fürther Straße 244f
D-90429 Nürnberg
Deutschland

<https://www.evt.tf.fau.de/>

Disclaimer

Die Bewertung der Technologien beruht auf der Recherche des Standes der Technik anhand aktueller Literatur und teilweise auf subjektiven Einschätzungen und Beurteilungen der AutorInnen aufgrund deren Kenntnisse und Erfahrungen aus der Energietechnik und Energiewirtschaft. Die Beurteilung kann sicherlich von anderen Gutachtern anders eingeschätzt werden und die Bewertung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Vorwort

Mit der Verabschiedung des Wärmeplanungsgesetzes am 20.12.2023 wurden klare Ziele für die Dekarbonisierung von Wärmenetzen gesetzt. Die Elektrifizierung mit Hilfe von Wärmepumpen und Direktheizungen nimmt eine Schlüsselrolle in der künftigen Wärmeversorgung und somit der Einhaltung der Klimaziele ein. Während die Nürnberger Fernwärme aktuell zu 70 % aus Erdgas, 22 % auf Müll und 8 % auf Biomasse basiert, soll diese in 11 Jahren (2035) CO₂-neutral erzeugt werden. Dafür sollen unter anderem mehrere Großwärmepumpen im Versorgungsgebiet installiert werden. Gleichzeitig soll auch der Anteil der fernwärmeversorgten Gebäude in Nürnberg von derzeit ca. 25 % auf 50 % im Jahr 2040 steigen.

Die Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien, wie Wind und Sonne, unterliegt jedoch starken Schwankungen. Gerade in den Wintermonaten, in denen der Wärmebedarf besonders hoch ist, treten vermehrt Dunkelflauten – also Phasen mit wenig Stromeinspeisung aus Wind und Sonne – auf. Wärmespeicher ermöglichen die Überbrückung

dieser Phasen und so die Integration erneuerbarer Energien bei gleichzeitiger Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Unklar ist derzeit noch, welche Speichertechnologien dazu eingesetzt werden können und welche Speichergrößen wirtschaftlich realisierbar sind. Limitationen resultieren unter anderem aus dem Platzbedarf, Kosten und dem Temperaturbereichen.

Die Studie gibt einen Überblick über die zur Verfügung stehenden Speichertechnologien und erörtert welche dieser technisch und wirtschaftlich im Versorgungsgebiet der N-ERGIE implementiert werden können. Dabei wird auch die Frage der zentralen oder dezentralen Speicherung erörtert und eine Aussage darüber getroffen, welche Wärmemengen so in die Heizperiode transferiert werden können.

Die Studie soll somit eine Entscheidungsgrundlage für den Bau und Betrieb großer Wärmespeicher im Versorgungsnetz der N-ERGIE liefern.

Nürnberg, im Dezember 2024

Nora Elhaus, M. Sc.

Natalia Luna-Jaspe, M. Sc.

Prof. Dr.-Ing. Jürgen Karl

Executive Summary

Spätestens seit der Verabschiedung des Wärmeplanungsgesetzes (WPG) am 20.12.2023 ist klar, dass Wärmenetze zukünftig erneuerbar betrieben werden müssen. Neben erneuerbaren Brennstoffen wird die Wärme zukünftig zunehmend elektrisch über Wärmepumpen oder Direktheizung bereitgestellt werden. Durch die saisonale Speicherung von Wärme könnten Überschüsse der Photovoltaik-Anlagen im Versorgungsgebiet der N-ERGIE für die Wärmebereitstellung in den Wintermonaten bereitgestellt werden. Eine wesentliche Herausforderung stellen dabei Dunkelflauten, also länger dauernde Perioden mit unzureichender Einspeisung von Wind und Photovoltaik dar, die mit entsprechend hohen Strompreisen korrelieren. Ziel der Studie ist es, eine Übersicht über die vorhandenen Technologien zur Wärmespeicherung mit großen Speichern für die saisonale Speicherung oder die Überbrückung von Dunkelflauten zu geben und deren Einsatz wirtschaftlich zu bewerten.

Die Studie kommt zu folgenden Ergebnissen:

1

Es stehen ausreichend marktreife Technologien für die Wärmespeicherung im GWh-Maßstab zur Verfügung. Insbesondere in den skandinavischen Ländern sind diese schon lange erprobt.

Die größte Herausforderung bei der Implementierung der Wärmespeicher stellt vor allem der Platzbedarf dar. Chemische Speicher sowie Latentwärmespeicher sind hier vielversprechend, weisen derzeit aber oft noch nicht den ausreichenden Technologiereifegrad aus.

2

Große Wärmespeicher sind am ehesten für die Speicherung von Wärme aus der Direktverstromung rentabel.

Für die unterschiedlichen Optionen für die Kombination aus strombasierter Wärmeerzeugung und Speichern lohnen sich große Speicher aufgrund der hohen Stromkosten und den besonders hohen Einsparpotentialen vor allem zur Speicherung von Wärme aus der Direktverstromung

und zur Speicherung von Niedertemperaturwärme. Die Speicherung der Wärme einer Wärmepumpe liefert für die ausschließlich strombasierte Wärmeversorgung nur dann signifikante Einsparungen, wenn der Wärmeverbrauch der Kunden während der Beladung des Speichers nicht aus erheblich teureren Direktverstromung gedeckt werden muss.

3

Wärmespeicher können im Jahr 2030 die Wärmegestehungskosten etwa halbieren, allerdings sind die maximalen Einsparungen bereits bei Speichergrößen um 400 bis 600 Stunden erreicht.

Ausgehend von einem mittleren Großhandelspreis von ca. 137 €/MWh im Jahr 2030 errechnen sich für die Wärmeerzeugung mit ausschließlich Wärmepumpen mittlere Wärmepreise von etwa 32 bis 62 €/MWh mit Wärmepumpen und für die ausschließliche Erzeugung via Direktverstromung bis zu 242 €/MWh. Durch große Speicher halbieren sich die Wärmegestehungskosten bereits bei einer Speicherkapazität von 400 bis 800 Stunden. Noch größere Speicher bieten keine signifikanten Einsparungspotentiale.

4

Die Wirtschaftlichkeit von Speicherlösungen wird maßgeblich von der Gestaltung der Netzkosten bestimmt. Netzkosten und sonstige

Stromnebenkosten bestimmen heute wesentlich die Gestehungskosten strombasierter Wärme. Insbesondere die Direktverstromung wäre heute aufgrund der mutmaßlich geringen Vollaststunden mit hohen Netzentgelten belastet. Dies steht im Widerspruch zur potenziell netzdienlichen Betriebsweise steuerbarer Lasten wie elektrische Direktheizungen. Dies legt die Neuregelung künftiger Netzentgelte nahe.

5

Wärmespeicher können signifikant zur Reduktion der verbrauchsgebundenen Kosten von Wärmenetzen beitragen. Die Planungen der

N-ERGIE sehen vor, im Jahr 2037 ca. 17 % der Fernwärme elektrisch bereit zu stellen. Des Weiteren soll ein signifikanter Anteil erneuerbarer Gase sowie diverser kleinerer Abfall-, Biomasse und Geothermieanlagen in Betrieb genommen werden. Wärmespeicher senken insbesondere bei einem hohen Elektrifizierungsanteil die Kosten.

6

Besonders hohe Einsparungen können durch die Absenkung der Vorlauftemperaturen erreicht werden.

Da das Fernwärmenetz überwiegend durch Wärmepumpen elektrifiziert wird, senkt die Absenkung der Vorlauftemperatur die künftigen Wärmegestehungskosten erheblich. Niedrigere Vorlauftemperaturen steigern den COP, also den Wirkungsgrad von Wärmepumpen, und senken den Strombedarf für die Wärmebereitstellung.

7

Die Speicherung von Wärme über einen Zeitraum bis zu einem Monat ist wirtschaftlich realisierbar.

Entsprechende Wärmespeicher dürfen je nach Grad der Elektrifizierung bis zu 10.000 €/MWh in der Anschaffung kosten. Größere Speicher schaffen zwar mehr Unabhängigkeit von Entwicklung der Strom- und Gaspreise und senken die verbrauchsgebundenen Kosten der Wärmeerzeugung, rechtfertigen jedoch nicht die vergleichsweise hohen Investitionen.

8

Die Nutzung von Müll, Industrieabwärme sowie Solarthermie zur Wärmeerzeugung wirkt sich grundsätzlich kostensenkend aus.

Eine stark auf erneuerbare Gase fokussierte Fernwärmeerzeugung birgt hingegen große Risiken hinsichtlich der Preisentwicklung. So lag der Preis für grünen Wasserstoff im Jahr 2023 mehr als 5-mal so hoch wie der Preis von Erdgas. Eine Diversifizierung der Wärmeerzeugung sowie der Bau von Wärmespeichern schaffen grundsätzlich Resilienz gegen Steigerungen von Brennstoffkosten.

9

Contracting-Modelle für Wärmespeicher bieten große betriebstechnische Vorteile.

Niedrigere Vorlauftemperaturen im Wärmenetz erlauben höhere Wirkungsgrade der Wärmepumpen und mindern zudem die Wärmeverluste. Zudem adressieren Contracting-Modelle die **Problematik des hohen Platzbedarfes für Wärmespeicher**. Für Netzbetreiber bestehen außerdem Synergieeffekte in der kurzfristigen Speicherung von Lastspitzen insbesondere aus der Photovoltaikstromproduktion.

Die Studie kommt damit zu folgendem Fazit:

Eine Wärmespeicherung für Zeiträume von etwa einem Monat mit einer **Speicherkapazität von 150 GWh** ist im Versorgungsgebiet der N-ERGIE mit den aktuellen Planungen des Transformationsplanes **mit Niedertemperaturspeichern wirtschaftlich realisierbar**. Dies entspricht der Speicherkapazität von etwa 100 der in Sandreuth installierten 2-Schichtenspeichern oder **einem Erdbeckenspeicher mit einer Fläche von etwa 350.000 m² (knapp 50 Fußballfeldern)**. Diese Speichergröße erlaubt die fast vollständige Überbrückung der bisher beobachteten längsten Dunkelflautencluster und kann zusätzlich einen wesentlichen Beitrag zur saisonalen Speicherung liefern.

Größere Speicher erhöhen zwar die Unabhängigkeit von Strom- und Gaspreisentwicklungen und senken die laufenden Wärmekosten, rechtfertigen jedoch häufig die höheren Investitionen nicht. Kleine Speicher refinanzieren sich deutlich schneller und sind baulich einfacher umsetzbar.

Inhalt

Vorwort.....	3
Executive Summary	4
Inhalt.....	6
Abkürzungen.....	7
Abbildungsverzeichnis.....	8
Tabellenverzeichnis	11
1. Einführung und Methodologie	12
1.1. Zielsetzung der Studie	12
1.2. Fernwärme der N-ERGIE bis 2045.....	14
2. Technologien zur mehrtägigen und saisonalen Speicherung von Wärme.....	15
3. Beispielprojekte mit großen Speichern in Europa	43
3.1. 2-Zonen-Speicher:.....	43
3.2. Erdbeckenwärmespeicher.....	45
3.3. Erdsondenwärmespeicher	46
3.4. Gestein/Feststoffspeicher	46
3.5. Aquiferwärmespeicher.....	48
3.6. Eisspeicher	49
4. Optionen zur Implementierung großer Speicher in das Versorgungsgebiet der N-ERGIE	51
4.1. Kernproblem Speichergroße.....	51
4.2. Technische Optionen zur Implementierung großer Speicher	54
5. Zulässige Kosten großer Speicher bei vollständiger Elektrifizierung	57
5.1. Einfluss der Strompreise auf die Wärmegestehungskosten	57
5.2. Zulässige Investitionskosten für große Speicher bei vollständiger Elektrifizierung	63
6. Einfluss großer Speicher auf die Wärmegestehungskosten für das Versorgungsgebiet der N-ERGIE....	65
7. Zusammenfassung und Empfehlung.....	75
Anhang.....	77
Quellen.....	86

Abkürzungen

AT	Österreich
ATES	Aquifer thermal energy storage
BE	Belgien
BNetzA	Bundesnetzagentur
COP	Coefficient of Performance
DE	Deutschland
DK	Dänemark
EnFG	Energiefinanzierungsgesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
HKW	Heizkraftwerk
IT	Italien
NL	Niederlande
NO	Norwegen
PTES	Pit thermal energy storage
SF	Speicherfüllstand
SW	Schweden
TRL	Technology Readiness Level
UK	Groß-Britannien
WPG	Wärmeplanungsgesetz

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Szenarien der Fernwärmeerzeugung: Die Planung der N-ERGIE wird als „Basis-Szenario“ dieser Studie zu Grunde gelegt. Die Szenarien „Ambitioniert“ und „Zukunftsorientiert“ zeichnen sich durch eine höhere Elektrifizierung (große Wärmepumpen und Direktheizung) aus. Für die Verbrennung von Müll wird ein biogener Anteil von 50% angenommen.	14
Abb. 2: Aufbau und Funktionsweise eines Erdbeckenwärmespeichers	19
Abb. 3: Schematischer Aufbau eines Erdsondenwärmespeichers.....	20
Abb. 4: Geologische Karte Nürnbergs	21
Abb. 5: Verlegetechniken für Erdkollektor-Wärmespeicher: Schnecke, Tichelmann-Prinzip und Doppelmäander [8]	22
Abb. 6: 2-Tank System für die Hochtemperatur-Wärmespeicherung mit Salzschnmelzen	24
Abb. 7: Aquiferspeicher des deutschen Bundestags zur Kühlung des Gebäudes im Sommer und zur Speicherung der Abwärme eines BHKWs zur Wärmebereitstellung im Winter.....	26
Abb. 8: Aufbau und Funktionsweise eines Ruths-Speichers	28
Abb. 9: Konzept eines isothermen Carbonatspeichers am Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik der FAU	31
Abb. 10: Schematischer Aufbau eines Gesteinsspeichers beim Beladen.....	37
Abb. 11: Schematischer Aufbau eines Zwei-Zonen-Speichers.....	42
Abb. 12: Bau des 2-Zonen-Speichers am Standort Reuter West in Berlin Spandau mit Blick in den noch leeren Speicher	44
Abb. 13: 2-Zonen-Speicher am Kraftwerksstandort Sandreuth der N-ERGIE.....	44
Abb. 14: Erdbeckenwärmespeicher der Fernwärme Gram	45
Abb. 15: Der Bundestag in Berlin wird unter anderem mit einem Aquiferspeicher versorgt.....	48
Abb. 16: Wärmepumpe des Eisspeichersystems in Hamburg	49
Abb. 17: Bau des Erd-Eis-Speichers der Stadt Schleswig	50
Abb. 18: Theoretisches Maximum für den Speicherbedarf zur saisonalen Speicherung von Wärme im Bezugsjahr 2023.....	52
Abb. 19: Theoretisches Maximum für den Speicherbedarf zur Saisonalen Speicherung von Wärme im Bezugsjahr 2023.	52
Abb. 20: Theoretisches maximales Speichervolumen zur Überbrückung einer Dunkelflaute und zur saisonalen Speicherung von Fernwärme im Versorgungsgebiet der N-ERGIE.....	53
Abb. 21: Optionen zur Integration großer Speicher in die Fernwärme-Infrastruktur	56
Abb. 22: Abhängigkeit der Wärmepreise (nur Arbeitspreise) von den Optionen zur Integration großer Speicher in die Fernwärme-Infrastruktur nach Abb. 21 (Annahmen: Vorlauftemperatur im Wärmenetz 120°C, Rücklauftemperatur 50°C, Güte der Wärmepumpen 50%, Verteilverluste 15%)	58
Abb. 23: Zusammensetzung der Strompreise im Jahr 2030: Die Stromnebenkosten für Wärmepumpen sind erheblich geringer, da mit einer Wärmeabnahme von mehr als 2500 h/a geringere Netzentgelte anfallen als bei der Direktverstromung und Wärmepumpen zudem von der KWK- und Offshore-Umlage befreit sind.	60

Abb. 24: Abhängigkeit der mittleren Wärmepreise im Jahr 2030 und 2037 von den Optionen zur Integration großer Speicher in die Fernwärme-Infrastruktur nach Abb. 21 (Annahmen: Güte der Wärmepumpen 60%, ohne Berücksichtigung von Verteilverlusten)	62
Abb. 25: Aus der Minderung der mittleren Wärmegestehungskosten im Jahr 2030 abgeleitete zulässige spezifische Investitionskosten für große Niedertemperatur Speicher (Option d). (Annahmen: Zins: 8 %, Abschreibungsdauer 12 Jahre, Güte der Wärmepumpen 60 %, ohne Berücksichtigung von Verteilverlusten)	64
Abb. 26: Aus der Minderung der mittleren Wärmegestehungskosten im Jahr 2030 abgeleitete zulässige spezifische Investitionskosten für große Hochtemperatur Speicher (Optionen a, b und c). Für die Optionen e und f erhöhen sich die mittleren Wärmegestehungskosten, durch den zusätzlichen Strombedarf für die Wärme aus Direktverstromung während der Beladung des Speichers (Annahmen: Zins: 8 %, Abschreibungsdauer 12 Jahre, Güte der Wärmepumpen 60 %, ohne Berücksichtigung von Verteilverlusten).....	64
Abb. 27: Einsatzplanung der Wärmeerzeuger im Szenario „Basis“, basierend auf den OPEX der jeweiligen Erzeugungstechnologien: Bei einem hohen Strompreis profitieren KWK-Anlagen, während bei einem geringen Strompreis vor allem elektrische Wärmeerzeuger zum Einsatz kommen.	66
Abb. 28: Einsatzplanung der Wärmeerzeuger in dem Szenario „Ambitioniert“ basierend auf den OPEX der jeweiligen Erzeugungstechnologien: Bei einem hohen Strompreis profitieren KWK-Anlagen, während bei einem geringen Strompreis vor allem elektrische Wärmeerzeuger zum Einsatz kommen. Die geringere Anlagendiversität in den Szenarien „Ambitioniert“ und „Zukunftsorientiert“ sorgt für einen höheren Wärmepreis ohne Speicher.....	67
Abb. 29: Einsatzplanung der Wärmeerzeuger in dem Szenario „Zukunftsorientiert“ basierend auf den OPEX der jeweiligen Erzeugungstechnologien: Bei einem hohen Strompreis profitieren KWK-Anlagen, während bei einem geringen Strompreis vor allem elektrische Wärmeerzeuger zum Einsatz kommen. Die geringere Anlagendiversität in den Szenarien „Ambitioniert“ und „Zukunftsorientiert“ sorgt für einen höheren Wärmepreis ohne Speicher.....	68
Abb. 30: Jahresverlauf des Wärmebedarfs und der "Grenzkosten" in den Szenarien "Basis", "Ambitioniert" und "Zukunftsorientiert": Im Sommer kann der geringe Wärmebedarf fast vollständig über Abwärme gedeckt werden. Im Winter stehen im „Basis“-Szenario ausreichend Heizwerke zur Verfügung, die den Preis begrenzen. In den Szenarien „Ambitioniert“ und „Zukunftsorientiert“ müssen trotz hoher Strompreise auch elektrische Erzeuger eingesetzt werden.....	69
Abb. 31: Einfluss der Speichergroße auf die mittleren Wärmegestehungskosten für ein 120 °C warmes Fernwärmenetz mit Hochtemperaturspeicher in den Szenarien „Basis“, „Ambitioniert“ und „Zukunftsorientiert“. Durch die geringen Gaspreise (44 €/MWh _{Gas}) und die hohen Stromkosten (Day-Ahead-Preis: 144 €/MWh _{el}) besteht die Notwendigkeit der Speicherung sowie des Einsatzes erneuerbarer Gase, um die Kosten der Fernwärme zu begrenzen (Annahmen: Zins: 8 %, Abschreibungsdauer 12 Jahre, Güte der Wärmepumpen 60 %, ohne Berücksichtigung von Verteilverlusten)	70
Abb. 32: Auswirkung der Absenkung der Fernwärmetemperatur sowie Verwendung eines Niedertemperaturspeichers zur Speicherung: Elektrifizierte Netze profitieren auf Grund der höheren COPs der Wärmepumpen stark von einer Absenkung der Vorlauftemperatur durch insgesamt niedrigere Wärmegestehungskosten, wobei die Einsparung durch die Implementierung eines Speichers etwas kleiner ausfällt. (Annahmen: Zins: 8 %, Abschreibungsdauer 12 Jahre, Güte der Wärmepumpen 60 %, ohne Berücksichtigung von Verteilverlusten)	71
Abb. 33: Einfluss der Gaspreise auf die OPEX der Wärmebereitstellung: Während im Szenario „Zukunftsorientiert“ keine direkte Abhängigkeit zu den Gaspreisen besteht, steigen die OPEX in den Szenarien „Basis“ und „Ambitioniert“ stark an. Wärmespeicher (hier Kapazität von 10.000	

MWh) liefern insbesondere in Kombination mit elektrischen Erzeugern einen signifikanten Beitrag zur Senkung der Kosten.....	73
Abb. 34: Einfluss der Strompreise auf die OPEX der Wärmebereitstellung: Insbesondere die Szenarien „Ambitioniert“ und „Zukunftsorientiert“ sind auf Grund der höheren Elektrifizierung stärker von den Strompreisen abhängig. Wärmespeicher (hier 10000 MWh) können hier signifikant zu einer weiteren Reduktion der Kosten beitragen.....	73
Abb. 358: Bestimmung des saisonalen Stromspeicherbedarf.....	78
Abb. 369: Bestimmung des Speicherbedarfs für Dunkelflauten-Cluster.....	78

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Übersicht über die vorgestellten Wärmespeichertechnologien und ihre Kennwerte	17
Tabelle 2:	Überschlägige Abschätzung der thermischen Speicherkapazität des Erdgas-Verteilnetzes der N-ERGIE bei einer Nachnutzung als Methanisierungsspeicher	34
Tabelle 3:	Exemplarische Übersicht über große Tankspeicher, 2-Zonen-Speicher und Schichtenspeicher in Europa.....	44
Tabelle 4:	Exemplarische Übersicht über Erdbeckenwärmespeicher in Europa	45
Tabelle 5:	Exemplarische Übersicht über Erdsondenwärmespeicher in Europa	46
Tabelle 6:	Exemplarische Übersicht über Gesteinwärmespeicher in Europa	47
Tabelle 7:	Exemplarische Übersicht über Aquiferwärmespeicher in Europa.....	49
Tabelle 8:	Exemplarische Übersicht über Eisspeicher in Europa	50
Tabelle 9:	Strom- und Wärmespeicherbedarfe zur Überbrückung von Dunkelflautenclustern.....	53
Tabelle 10:	Angenommene Stromnebenkosten für das N-ERGIE Versorgungsgebiet.....	59
Tabelle 11:	Angenommene Brennstoff und CO ₂ -Kosten	79
Tabelle 12:	Angenommene Leistungen und Grenzkosten der Stromerzeugung für die eingesetzten Kraftwerksarten	79
Tabelle 13:	Übersicht über die Annahmen bzgl. Wirkungsgrad, Brennstoffpreis, KWK für die Wärmeerzeugungstechnologien (im Konzept B)	81
Tabelle 14:	Übersicht über die angenommenen installierten Kapazitäten in MW in den Szenarien „Basis“, „Ambitioniert“ und „Zukunftsorientiert“	82
Tabelle 15:	Übersicht über die zulässigen Investitionskosten und dazugehörigen Volumina für verschiedene Speichergrößen: Als Speichermedium wurde Wasser mit einer spezifischen Wärmekapazität von 4,19 kJ/(kgK) angenommen.	85

1. Einführung und Methodologie

KURZFASSUNG:

Bis zum Jahr 2035 möchte die N-ERGIE die Fernwärme für Nürnberg CO₂-neutral erzeugen. Neben dem Ausbau der Geothermie und der Nutzung von erneuerbaren Gasen, sieht die Planung der N-ERGIE auch einen deutlichen Zubau von Großwärmepumpen vor. Diese nutzen Strom und Abwärmquellen (wie bspw. Flusswasser) zur effizienten Erzeugung von Fernwärme. Eine wesentliche Fragestellung ist jedoch der Bedarf an Wärmespeichern. Da erneuerbare Energien Strom fluktuierend erzeugen und insbesondere Photovoltaikstrom primär im Sommer zur Verfügung steht, wird im Rahmen dieser Studie ermittelt, welche Technologien zur Überbrückung von Dunkelflauten sowie zur saisonalen Speicherung zur Verfügung stehen und wie diese in das bestehende Fernwärmenetz integriert werden können. Ein wesentlicher Schwerpunkt liegt dabei auf der Dimensionierung und dem wirtschaftlichen Betrieb.

1.1. Zielsetzung der Studie

Ziel der N-ERGIE ist es, die Fernwärme für Nürnberg bis 2035 CO₂-neutral zu erzeugen. Aktuell kommt die Fernwärme noch aus einem Einsatz von ca. 64 % Erdgas, 26 % Müll, 7 % Biomasse/Holzhack-schnitzeln und 3 % Heizöl [1]. Hierfür kommen eine zentrale hocheffiziente KWK-Anlage und mehrere dezentrale Heizkraft- und Heizwerke zum Einsatz. Diese Wärme soll in den kommenden 11 Jahren vollständig auf CO₂-neutrale Erzeugung umgestellt werden. Gleichzeitig soll das Fernwärmenetz weiter ausgebaut werden, so dass im Jahr 2045 der Fernwärmeabsatz ca. 70 % über dem von 2023 liegt.

Im Rahmen der Transformationsplanung spielen Wärmespeicher eine wichtige Rolle, da viele optionale grüne Erzeugungsformen (z.B. Wärmepumpen, Solarthermie) Wärme überwiegend im Sommer liefern, also gerade dann, wenn die Fernwärmekunden am wenigsten Bedarf haben. Die Studie zeigt Möglichkeiten auf, die im Sommer überschüssig regenerativ erzeugte Wärme in den Winter zu transferieren und schätzt dabei

- sinnvolle Speichermengen bzw. Speichergrößen

ab und erläutert

- technisch mögliche Speichertechnologien und bewertet diese nach technischen und wirtschaftlichen Kriterien (Kapital- und Betriebskosten)

Abschließend empfiehlt sie geeignete Speichertechnologien und erörtert dabei

- ob ein zentraler oder mehrere dezentrale Langzeitspeicher sinnvoll sind
- welcher Volumenbedarf sich für die favorisierte Technologie ergibt

und welche

- Wärmemengen, vom Sommer in die Heizperiode transferiert werden können.

Als Ergebnis wird ein realistisches Szenario für die Implementierung und den Betrieb großer Speicher beschrieben werden. Die Studie soll damit direkt als Entscheidungsgrundlage für eine Weiterverfolgung dienen.

Die Studie wird den künftigen Speicherbedarf zur Besicherung der Wärmeversorgung im Versorgungsgebiet der N-ERGIE unter der Randbedingung betrachten, dass künftig eine zunehmende

Elektrifizierung des Wärmesektors mit Wärmepumpen und elektrischen Direktheizungen stattfinden wird (Sektorenkopplung).

Vorgesehene Maßnahmen und rechtlicher Rahmen

Das Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (Wärmeplanungsgesetz - WPG) vom 20.12.2023¹ sieht vor, dass für Bestandswärmenetze bis 2030 mindestens 30 % der Wärme aus Erneuerbaren Energien erzeugt wird und dieser Anteil bis 2040 auf 80 % gesteigert wird.

Die Elektrifizierung des Wärmesektors bietet die Möglichkeit, dafür kostengünstige Stromüberschüsse aus Wind und PV nutzen. Daraus ergibt sich die Aufgabe,

1. Wärme aus Überschussstrom der PV-Anlagen und/oder solarthermische Wärme saisonal

und

2. Wärme aus Überschussstrom der Windkraftanlagen für die Besicherung von Dunkelflauten

zu speichern.

Die Identifikation vielversprechender Technologien für die mehrtägige und saisonale Speicherung von Strom und Wärme sowie eine Abschätzung des notwendigen Speicherbedarfs und der resultierenden Kosten für die Wärmebereitstellung soll für unterschiedliche Grade der Elektrifizierung diskutiert werden. Als Referenzjahr für die Projektionen künftiger Stromüberschüsse und Strompreise soll das Jahr 2023 dienen und mit den Annahmen des „Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045“ (Version 2023, Zweiter Entwurf) bis ins Jahr 2037 projiziert werden.

Annahmen und Datengrundlage

1. Für die Bestimmung des künftig im Versorgungsgebiet der N-ERGIE mit dem Fernwärmenetz zu deckenden Wärmebedarfs dienen die stundenaufgelösten Wärmelieferungen der Jahre 2016 bis 2023. Mögliche Änderungen des Wärmebedarfs aufgrund eines möglichen Netzausbaus, milderer Winter oder höherer Gebäudestandards o.ä. bleiben unberücksichtigt.
2. Im Rahmen der Studie werden drei Szenarien mit unterschiedlichen Elektrifizierungsanteilen untersucht.
3. Vereinfachend wird beim Strombezug für die Wärmeerzeugung nicht zwischen Eigenerzeugung und dem Strombezug aus dem Netz unterschieden. Künftige Strombezugspreise werden aus dem Stromangebot und den Börsenpreisen des Referenzjahres 2023 und dem künftigen Ausbau von Wind und PV entsprechend dem „Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045“ (Version 2023, zweiter Entwurf) im Jahr 2037 abgeschätzt.
4. Die Festlegung der Speichergröße für die „Besicherung der Dunkelflaute“ erfolgt unter der Annahme, dass die längste Dunkelflaute der Jahre 2015-2023 besichert werden muss. Die Festlegung der Speichergröße für die „Saisonale Speicherung“ erfolgt unter der Annahme, dass alle Dunkelflauten des Winters 2022/2023 besichert werden müssen.
5. Mögliche Netzengpässe für die elektrische Versorgung auf regionaler oder überregionaler Ebene werden in der Studie nicht betrachtet.

¹ <https://www.gesetze-im-internet.de/wpg/WPG.pdf> abgerufen am 18.8.2024

1.2. Fernwärme der N-ERGIE bis 2045

Abbildung 1 gibt einen Überblick über die aktuelle Erzeugung der Fernwärme der N-ERGIE und die zukünftige Planung bzw. die weiteren im Rahmen dieser Studie betrachteten Szenarien. Derzeit wird die Fernwärme zum größten Teil aus Erdgas mittels Gasturbinen hergestellt (ca. 64 %). Weitere Beiträge liefern die Verbrennung von Müll (ca. 50 % ist davon erneuerbar) und Biomasse. Die N-ERGIE plant einen deutlichen Ausbau des Fernwärmenetzes. So sollen im Jahr 2037 1909 GWh Fernwärme erzeugt werden (2023: 1253 GWh). Die Mehr-Erzeugung soll dabei zum einen durch den Ausbau von Geothermie, ein Altholzheizkraftwerk (HKW), Großwärmepumpen (zur Abwärmenutzung des Abwassers (Klärwerk), der Elektrolyseure, des Altholz-HKW's und des Rednitz-Flusswassers) sowie die Nutzung von Industrieabwärme geliefert wer-

den. Der erneuerbare Anteil liegt somit bei mindestens 64 % im Jahr 2037 (in Abhängigkeit der verwendeten Brennstoffe in den Motoren-HKW's und der Gasturbine bis zu 100 %). Da die Versorgung mit grünen Gasen (Wasserstoff oder Biometan) zu günstigen Preisen derzeit sehr unsicher und zudem vergleichsweise ineffizient ist, werden im Rahmen dieser Studie zwei weitere Szenarien untersucht, die anstelle der kleinen Motoren-HKW's sowie im „Zukunftsorientiert“-Szenario der Gasturbine eine deutlich stärkere Elektrifizierung vorsehen. Die Elektrifizierung liegt im „Basis“-Szenario bei 16,5 % (15,4 % Wärmepumpe; 1,1 % Direktheizung), im „Ambitioniert“-Szenario bei 31,1 % (26,4 % Wärmepumpe; 4,7 % Direktheizung) und im „Zukunftsorientiert“-Szenario bei 46,1 % (37,6 % Wärmepumpe; 8,5 % Direktheizung).

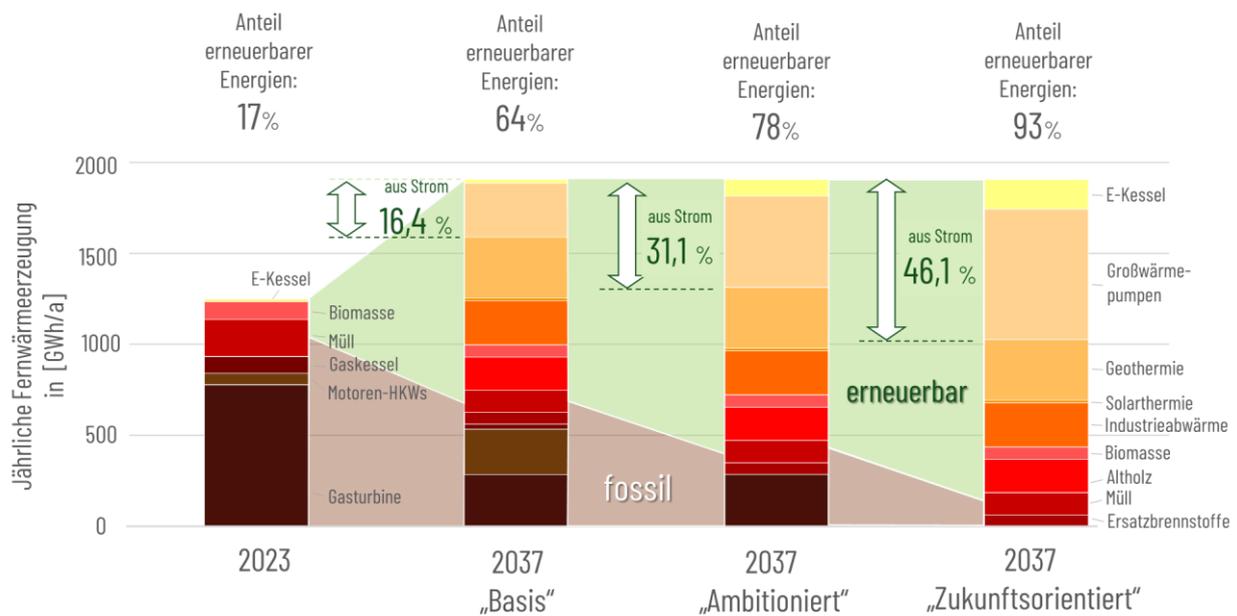


Abb. 1: Szenarien der Fernwärmeerzeugung: Die Planung der N-ERGIE wird als „Basis-Szenario“ dieser Studie zu Grunde gelegt. Die Szenarien „Ambitioniert“ und „Zukunftsorientiert“ zeichnen sich durch eine höhere Elektrifizierung (große Wärmepumpen und Direktheizung) aus. Für die Verbrennung von Müll wird ein biogener Anteil von 50% angenommen.

2. Technologien zur mehrtägigen und saisonalen Speicherung von Wärme

KURZFASSUNG:

Für die Speicherung von Wärme stehen verschiedenste Technologien zur Verfügung. Diese lassen sich durch unterschiedliche Temperaturniveaus, Speicherdichten, Kosten etc. klassifizieren und hinsichtlich ihrer Umsetzbarkeit im Versorgungsgebiet der N-ERGIE bewerten. Im Rahmen dieses Kapitels werden die geeigneten Speichertechnologien vorgestellt. Als besonders vielversprechend erweisen sich sensible Wärmespeicher (Schichtenspeicher, Erdbeckenwärmespeicher etc.), die sich durch vergleichsweise hohe Technologiereifegrade, geringe Kosten und dezentrale Implementierungsmöglichkeiten auszeichnen. Sensible Wärmespeicher eignen sich sowohl für die Speicherung von Hochtemperaturwärme (hier: $> 100\text{ °C}$) als auch zur Speicherung von Niedertemperaturwärme ($< 100\text{ °C}$). Chemische Speicher, wie Carbonatspeicher oder Methanisierungsspeicher speichern Hochtemperaturwärme in großen Mengen bei noch höheren Temperaturen weisen aber einen geringeren technischen Reifegrad (TRL) auf.

Technische Optionen zur Speicherung von Wärme

Wärme kann prinzipiell als

- fühlbare bzw. sensible Wärme,
- als latente Wärme,
- thermochemisch oder als
- chemische gebundene Wärme

gespeichert werden. Zwar könnte Wärme auch elektrisch gespeichert werden. Die Speicherung elektrischer Energie ist aber in der Regel ungleich aufwändiger und kostenintensiver als die Speicherung von Wärme und wird deshalb im Folgenden nicht diskutiert.

Während Niedertemperaturwärme und Hochtemperaturwärme mit wenig über 100 °C vor allem als

fühlbare und latente Wärme gespeichert werden kann, nutzen Hochtemperaturwärmespeicher für sehr hohe Temperaturen meist chemische Reaktionen, um Reaktionsenthalpie auf hohem Temperaturniveau aufzunehmen oder abzugeben.

Speicherung von Energie als fühlbare Wärme

Für die Speicherung von Energie in Form von fühlbarer Wärme ist vor allem die Nutzung von Wasser geeignet, oft in Kombination mit Gesteinschüttungen. Wasser gilt als idealer Wärmeträger für sensible Wärme, da es eine hohe Dichte und eine spezifische Wärmekapazität von $(4,2\text{ kJ/kg}\cdot\text{K}$ bei ca. 1000 kg/m^3) besitzt. Diese Eigenschaften ermöglichen bei gleichen Temperaturen eine höhere volumetrische Wärmespeicherung im Vergleich zu Materialien wie Granit ($0,79\text{ kJ/kg}\cdot\text{K}$ bei ca. 2700 kg/m^3).

Latentwärmespeicher

Latentwärmespeicher bieten oft höhere Speicherdichten als Heißwasserspeicher. Der wesentliche Vorteil ist, dass Wärme ohne signifikante Temperaturänderungen gespeichert werden kann. Latentwärmespeicher nutzen die hohen Enthalpiedifferenzen bei Phasenübergängen. Beim Schmelzen und Erstarren nehmen Feststoffe große Wärmemengen bei gleichbleibender Temperatur auf oder geben sie ab. Geeignete Speichermedien sind Wasser (Eisspeicher), Paraffine, Metalle oder Salze wie z. B. Natriumacetat oder Natriumnitrat. Beim Auskristallisieren der zuvor flüssigen Salze oder Paraffine wird die zuvor beim Verflüssigen eingebrachte Schmelzwärme freigesetzt. Insbesondere Metalle und Paraffine gelten jedoch für die langfristige Speicherung großer Mengen Wärme als zu teuer.

Thermochemische Wärmespeicherung

Thermochemische Speicher speichern die Energie durch eine endotherme Reaktion und geben sie durch die exotherme Umkehrreaktion wieder ab. Ein Beispiel hierfür ist die Reformierung von Methan. Die Nutzung der stark endothermen Reformierungsreaktion zur chemischen Energiespeicherung geht auf das „Adam und Eva“-Projekt zurück [2]. Hier wurde Hochtemperaturwärme in einer Teilanlage zur Methan-Dampfreformierung („Eva“) gespeichert und in einer örtlich getrennten Teilanlage („Adam“) durch Methanisierung des Synthesegases wieder freigesetzt. Zur Speicherung von

Hochtemperaturwärme werden auch Reaktionen von Feststoffen vorgeschlagen.

Systeme, die reversible chemische Reaktionen nutzen, versprechen höhere Speicherkapazitäten. Ein weiteres Beispiel ist der Carbonat-Speicher, bei dem Wärme durch die Kalzinierungs-Reaktion gespeichert wird. Hochtemperatur-Carbonat-Speicher gelten als vielversprechend für die Speicherung von Überschussstrom aus fluktuierender Einspeisung. Aufgrund der hohen Temperaturen eignen sie sich hervorragend zur Bereitstellung von Wärme für die Dampferzeugung und die Rückverstromung des Überschussstroms in Carnot-Batterien.

Eine weitere Form der thermochemischen Speicherung stellen Sorptionswärmespeicher dar. Diese nutzen die exotherme Adsorption/Absorption an einem Adsorbens/Absorbens.

Betrachtete Speichertechnologien

Im Folgenden werden verschiedene Wärmespeichertechnologien (Übersicht in **Tabelle 1**) in Form von Technologiesteckbriefen vorgestellt und die Umsetzbarkeit im Versorgungsgebiet der N-ERGIE bewertet. Relevante Beispielprojekte zu den jeweiligen Technologien finden sich **Kapitel 3**. Wesentliche Kenngröße, die einen entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit und die Betriebsanforderungen (Platzbedarf, Temperaturniveau bei Wärmeeinspeicherung etc.) hat, ist dabei die spez. Speicherkapazität. Diese hängt vom Temperaturniveau ab, auf dem der Speicher betrieben wird.

Tabelle 1: Übersicht über die vorgestellten Wärmespeichertechnologien und ihre Kennwerte

	Realisierte /realisierbare Speicherkapazität in [MWh]	spez. Speicherkapazität		Speichertemperatur		spezifische Investitionskosten		Umsetzbarkeit im Versorgungsgebiet der N-ERGIE	Quellen
		in [kWh/m ³]		in [°C]		in [€/MWh]			
		min	max	min	max	min	max		
Erdbeckenwärmespeicher ¹⁾	nicht limitiert	58	100	10	90	400	700	++	[3], [4], [5]
Erdsondenwärmespeicher ¹⁾	nicht limitiert	15	70	40	80	1.000	1.500	++	[6], [7], [8]
Erdkollektorwärmespeicher ²⁾	nicht limitiert	10	70	4	18	75	120	o	[9]
Salzschmelzenspeicher ¹⁾		200	250	200	600	15.000	80.000	o	[10]
Aquiferwärmespeicher ¹⁾		30	40	10	15	400 ³⁾	1.600 ³⁾	+	[11]
Ruths-Speicher		100	120	100	200			-	[2]
Carbonat- & Hydroxidspeicher		1.000	1340	400	800				[2]
Eisspeicher ²⁾		92,8	92,8	0	30	500	1.500	+	[12]
Methanisierungsspeicher		10 ⁶⁾	63 ⁶⁾	300	800			++	[2]
Sorptionswärmespeicher ²⁾		200	500	40	160	790	14570	o	[13]
Gesteinsspeicher ²⁾		140	160	300	800	16	146	++	[14]
Beton-/Fundamentspeicher ²⁾		30	50	18	35	25.000 ⁴⁾	30.000 ⁴⁾	+	
Schichtenspeicher ¹⁾		40	90	80	150	7.000	10.000	++	15], [16], [17]
Speicherheizungen ¹⁾		90	180	500	800	26.000 ⁵⁾	40.000 ⁵⁾	++	[18], [19]
2-Zonen-Speicher ¹⁾		60	100	60	115	2.000	14.000	++	[20], [21]

¹⁾ Werte aus realisierten Projekten berechnet

²⁾ Literaturwerte

³⁾ Kosten in €/kW, da die Speichergröße von der Aquifergröße abhängt

⁴⁾ Die angegebenen Kosten inkludieren die Kosten für das Fundament (den Beton). Dieser kann ggf. anteilig auf das Gebäude gerechnet werden.

⁵⁾ Speicherheizungen finden sich vor allem im Haushaltsbereich (kleinskali) und daher entsprechend teuer bezogen auf die MWh.

⁶⁾ bei 16 bzw. 100 bar

Technologie-Steckbrief: Erdbeckenwärmespeicher

Erdbeckenwärmespeicher sind große thermische Energiespeicher, die in den Boden eingebettet sind. Sie werden mit einer undurchlässigen Isolierschicht ausgekleidet und anschließend mit Wasser oder einem Gemisch aus Wasser und Sand bzw. Kies gefüllt, welches als Speichermedium dient. Die Grube wird dann mit einer schwimmenden oder festen Abdeckung versiegelt, um Verdunstungs- und Wärmeverluste zu minimieren. Die Technologie ist seit langem bekannt und bereits in den 1990er Jahren wurden erste Pilotprojekte in Deutschland realisiert. Erdbecken-Wärmespeicher werden typischerweise bei Temperaturen zwischen 20 °C und 90 °C betrieben. Sie eignen sich besonders für die saisonale Speicherung, da die thermische Masse in Kombination mit der Isolierung eine effiziente Speicherung über mehrere Monate ermöglichen.

Technology Readiness Level (1-9)



Speichertechnologie

- Sensibel/fühlbare Wärme
- Latente Wärme
- Sorptionswärme
- chemische Reaktionsenthalpie

spez. Speicherkapazität²: 58 – 100 kWh/m³

Speichertemperatur: 10 - 90 °C

spezifische Kosten: 400 - 700 €/MWh

Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE (1-9)



Entwicklungsstand

Erdbeckenwärmespeicher (engl. Pit thermal energy storage, PTES) werden seit den 1980er Jahren erforscht. Eine der wichtigsten Erkenntnisse war, dass sich die Systeme mit zunehmender Größe besser für die saisonale Wärmespeicherung eignen.

Erdbeckenwärmespeicher bestehen grundsätzlich aus dem Erdbecken selbst, dem Einlass/Auslass mit Diffusorsystem, der Isolierung zu den Seiten und einer entsprechenden Abdeckung (siehe **Abbildung 2**). Das Erdbecken wird aufgrund der Einfachheit in der Umsetzung meist als „abgestumpfte Pyramide“ realisiert. Ein- bzw. Auslass werden üblicherweise mit einem Diffusorsystem ausgestattet. Dieses dient dazu, die Geschwindigkeit des in den Speicher eintretenden Wassers zu verringern und

so die thermische Schichtung des Speichers zu erhalten. Als Isolationsmaterial werden vermehrt Blähtongranulat oder auch Schaumglasschotter eingesetzt. Für die Abdeckung können schwimmende Isolierfolien o. ä. oder aber auch feste Abdeckungen verwendet werden.

Funktionsweise

Zu Zeiten überschüssiger Wärmeenergie wird diese in ein Wärmeüberträgermedium übertragen (bspw. Wasser oder Wasserkiesgemisch). Das erwärmte Medium wird anschließend entweder direkt über die Diffusoren in den Erdbeckenwärmespeicher eingebracht oder gibt die Wärme über Wärmeübertrager an das umgebende Speichermedium ab. Das Speichermedium speichert die Wärme über einen längeren Zeitraum und kann bei Bedarf entnommen werden.

Um das Volumen vollständig zu nutzen, werden Erdbeckenspeicher in der Regel in Verbindung mit Wärmepumpen als Niedertemperaturspeicher genutzt und im Sommer auf hohe Temperaturen um 90°C aufgeheizt und im Winter auf 10 - 20°C abgekühlt.

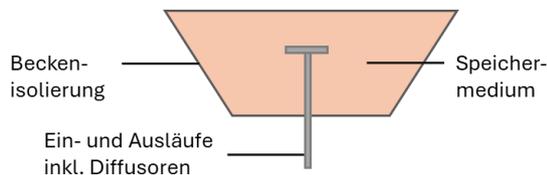


Abb. 2: Aufbau und Funktionsweise eines Erdbeckenspeichers

Technische Risiken

Technische Risiken liegen vor allem in einer unzureichenden Isolierung. Diese führt besonders an den Rändern und der Oberfläche zu großen Wärmeverlusten und mindert so die Effizienz des Wärmespeichers. Weitere Risiken liegen im Auftreten von Leckagen im Beckenbereich.

Wirtschaftliche Risiken

Bei der Realisierung von Erdbeckenspeichern wird auf bekannte Technologien gesetzt. Die spezifischen Investitionskosten sind mit 400-700 €/MWh vergleichsweise gering.

Marktsituation

Während lange Deutschland, Schweden und die Schweiz führend in der Realisierung von Erdbeckenspeichern im Pilotmaßstab waren, hat Dänemark in der jüngsten Vergangenheit die Marktführung übernommen, insbesondere wenn es um die Integration von Erdbeckenspeichern in Fernwärmenetze geht [3].

In den letzten 10 Jahren wurden unter anderem Großanlagen in Gram, Toflund, Dronninglund und Marstal gebaut. Die größte Anlage wurde 2015 in Vojens in Betrieb genommen und nutzt 200.000 m³ Wasser als Speichermedium. Potenzial liegt auch in der Realisierung von vollständig unterirdischen Erdbeckenspeichern, die den Flächenbedarf signifikant reduzieren.

Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE

Prinzipiell ist aufgrund des einfachen Aufbaus eine Realisierbarkeit im Versorgungsgebiet der N-ERGIE gewährleistet. Problematisch ist möglicherweise der hohe Flächenbedarf, da der Erdbeckenspeicher an Standorten mit guter Zugänglichkeit zum Fernwärmenetz und der erforderlichen Infrastruktur für eine Großwärmepumpe realisiert werden müsste.

Erdsondenspeicher oder auch Bohrloch-Wärmespeicher nutzen das Erdreich oder Felsgestein als Speichermedium. Über eine senkrechte Bohrung typischerweise zwischen 20 und 150 m in das Erdreich werden Wärmeübertragerrohre ins Erdreich eingebracht. In diesen befindet sich ein Wasser-Frostschutzgemisch als Wärmeträger. Die Speichertemperatur liegt meist bei ca. 40-80 °C. Erdsondenwärmespeicher haben sich in den 1990er Jahren etabliert. Neben großen Systemen zur Speicherung von industrieller Abwärme werden sie vor allem bei in kleinskaligen Anwendungen mit geringen Temperaturspreizungen und niedrigen Vorlauf-temperaturen (z. B. Fußbodenheizungen) eingesetzt. Über die Integration einer reversiblen Wärmepumpe sind sie sowohl als Wärme- als auch als Kältespeicher nutzbar.

Technology Readiness Level (1-9)



Speichertechnologie

- Sensibel/fühlbare Wärme
- Latente Wärme
- Sorptionswärme
- chemische Reaktionsenthalpie

spez. Speicherkapazität: 15 - 70 kWh/m³

Speichertemperatur: 40 - 80 °C

spezifische Kosten: 1000 - 1500 €/MWh

Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE (1-9)



Entwicklungsstand

Erdsondenwärmespeicher (auch borehole thermal energy storage) werden seit den 1990er Jahren vermehrt implementiert. Der Technologiereifegrad liegt zwischen 4 und 9. Die große Bandbreite lässt sich zum einen auf die große Applikationsbreite (klein- bis großskalig), zum anderen auf die unterschiedlichen Temperaturniveaus im Speicherbetrieb (Niedertemperatur zwischen 0 und 40 °C, Mitteltemperatur zwischen 40 und 80 °C, Hochtemperatur bis zu 100 °C) zurückführen. Wesentliches Entwicklungspotenzial liegt zum einen im Bereich der Kostensenkung (billigere Bohrtechnologien etc.), zum anderen in Effizienzsteigerungen. Zudem wird in den letzten Jahren auch vermehrt untersucht, welche Auswirkungen tiefere Speichersysteme auf Speichertemperaturen, Flächenbedarf und Grundwasser haben [4].

Funktionsweise

Aufbau und Funktion einer Erdwärmesonde für die Wärmespeicherung entsprechen im Wesentlichen denen der Erdwärmesonden für die Oberflächennahe Geothermie. Während für die Oberflächennahe Geothermie Wärme dem Untergrund auf niedrigem Temperaturniveau um 5-10 °C mit einzelnen Sonden entnommen wird, wird mit Erdsonden für die Wärmespeicherung eine Vielzahl von Sonden realisiert, mit denen zunächst Wärme in

den Untergrund eingebracht und bei deutlich höheren Temperaturen – üblicherweise bei bis zu 40–80 °C – gespeichert. Durch ein vertikales Bohrloch von typischerweise 20–150 m Tiefe wird eine Erdsonde (meist aus Polyethylen) geführt. Bei der Einspeicherung von Wärme wird das Wasser-Frostschutzgemisch mit ca. 0,5–1 m/s durch die Erdsonde gefördert, so dass eine turbulente Strömung entsteht. Diese erhöht die Wärmeübertragung und führt dazu, dass sich das umgebende Erdreich erwärmt (siehe Abb. 3).

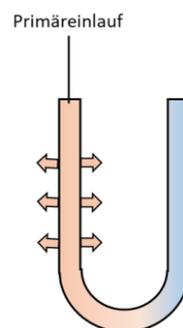


Abb. 3: Schematischer Aufbau eines Erdsondenwärmespeichers

Realisiert werden in der Regel säulenförmige Bohrung auf dem Grundstück, in die in der Regel ein Doppel U-Rohr-Kollektor integriert wird. Beim Ausspeichern der Wärme wird das kalte Fluid gefördert und erwärmt sich durch das Erdreich. Die Speichertemperatur beträgt typischerweise 40-80 °C [5].

Technische Risiken

Während des Baus von Erdsondenwärmespeichern besteht ein wesentliches technisches Risiko

in der starken Variation von Wärmeleitfähigkeiten und -kapazitäten im Boden. Felsiges und sandiges Gelände kann die Installation erschweren. Zudem kann die Varianz im Betrieb zu einer verminderten Effizienz führen. Zudem bestehen die Risiken für thermische und hydraulische Kurzschlüsse. Liegen die Bohrungen zu dicht beieinander, kann es passieren, dass die Wärme von einem Bohrloch direkt zu einem anderen fließt, anstelle im Boden gespeichert zu werden [6]. Hydraulische Kurzschlüsse treten auf, wenn unterirdische Wasserströmungen vorhanden sind und dafür sorgen, dass die Wärme von der Bohrung wegtransportiert wird.

Wirtschaftliche Risiken

Wirtschaftliche Risiken bestehen bei der Bohrung von Erdsondenwärmespeichern, da unterschiedliche Gesteinsschichten vorliegen. Im Betrieb liegen wirtschaftliche Risiken vor allem in Effizienzminderungen, beispielweise durch unterschiedliche Wärmeleitfähigkeiten und -kapazitäten im Boden oder durch langfristige Temperaturentwicklungen im Boden.

Marktsituation

Große Erdsondenwärmespeicher in Deutschland befinden sich unter anderem in Crailsheim, Attenkirchen und Neckarsulm. Die Anlage in Neckarsulm wurde im Jahr 1997 errichtet. 528 Erdsonden erschließen dort ein Speichervolumen von 63360 m³ und tragen so dazu bei, Wärme aus Solarkollektoren auch im Winter für das Nahwärmenetz vor Ort nutzen zu können. Die maximale Speichertemperatur betrug 65 °C [7]. Weitere Erdsondenwärmespeicher befinden sich unter anderem in Schweden (Näsbyark (2004), Embodda (2011), Lindhagen (2014), Karlstad (2015)), Rumänien (Bukarest (2009 und 2015)) und Großbritannien (Croydon (2000) und Leicester (2009)).

Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE

Erdsondenwärmespeicher könnten im Versorgungsgebiet der N-ERGIE besonders kostengünstig umsetzbar sein, da die verbreiteten Sandsteinformationen im Untergrund Nürnbergs vergleichsweise geringe Bohrkosten verursachen würden.

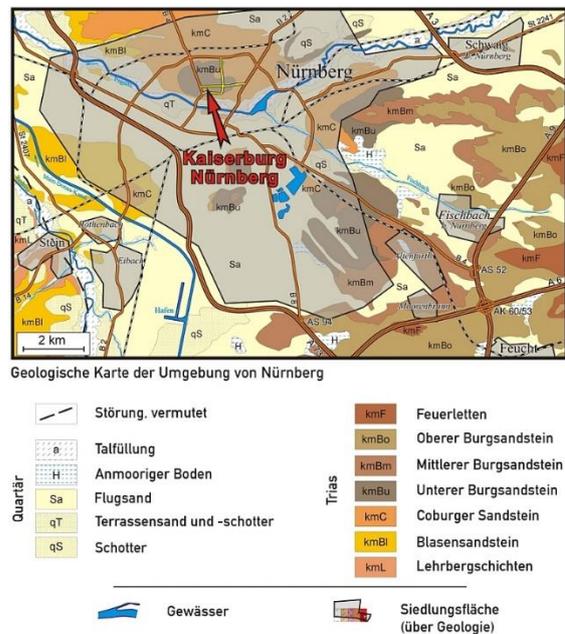


Abb. 4: Geologische Karte Nürnbergs³

Die mutmaßlich hohe Porosität der verbreiteten Sandsteinformationen im Untergrund des Stadtgebiets lassen vermuten, dass die Wärmekapazität der oberflächennahen Gesteinsschichten dann besonders hoch ist, wenn der poröse Sandstein mit Wasser gesättigt ist. Vorbehaltlich der weiteren Prüfung der geologischen Randbedingungen, wie bspw. dem Kontakt mit dem Grundwasser, kann also davon ausgegangen werden, dass Erdsondenwärmespeicher im Stadtgebiet Nürnberg besonders leicht und kostengünstig umsetzbar sind.

³ https://www.lfu.bayern.de/geologie/bayerns_schoenste_geotope/11/pic/348072gk_gr.jpg, abgerufen am 18.9.2024

Erdkolllektorwärmespeicher nutzen das Erdreich zur Wärmespeicherung. In ca. 1-2 m Tiefe werden horizontal Rohre verbaut, in denen sich ein Wärmeträgerfluid befindet. Durch Zirkulation dieses Fluids in Kombination mit einer Wärmepumpe kann so die Erdwärme nutzbar gemacht werden. Wesentlicher Vorteil dieser Speicherart ist, dass sie in der Regel keinen Kontakt zum Grundwasser aufweist und somit keine spezifischen Genehmigungen benötigt. Jedoch ist der Platzbedarf hoch und aufgrund der geringen Tiefe unterliegt die Speichertemperatur saisonalen Schwankungen. Erdkolllektor-Wärmespeicher kommen bisher nur vereinzelt in Gebäudeheizungen zum Einsatz, auch da die Investitionskosten sowie die Kosten zum Verlegen verglichen zu konventionellen Heizsystemen hoch sind.

Technology Readiness Level (1-9)



Speichertechnologie

- Sensibel/fühlbare Wärme
- Latente Wärme
- Sorptionswärme
- chemische Reaktionsenthalpie

spez. Speicherkapazität: 10 - 70 kWh/m³

Speichertemperatur: 4 - 18 °C

spezifische Kosten: 75 - 120 €/MWh

Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE (1-9)



Entwicklungsstand

Erdkolllektorwärmespeicher weisen einen hohen Technologiereifegrad von 8 auf. Sie werden derzeit vor allem in Kombination mit Wärmepumpen zur Gebäudewärmeversorgung eingesetzt. Entwicklungsbedarf besteht vor allem noch bei der Verlegung hinsichtlich der Kosten und der Effizienz.

Funktionsweise

In ca. 1 - 2 m Tiefe werden Rohre oder Schläuche horizontal im Boden verlegt, durch die ein Wasser-Frostschutzmittel-Gemisch (häufig Wasser-Glykol) zirkuliert. Dieses Gemisch nimmt Wärme aus externen Quellen auf und speichert diese im Erdreich. In kälteren Zeiten kann diese dann wieder entzogen werden. Die Bodentemperatur schwankt jedoch: Im Sommer beträgt sie typischerweise 10 - 18 °C in 1 - 2 m Tiefe, während sie im Winter nur 4 - 8 °C aufweist. Ein wesentlicher Nachteil von Erdkolllektor-Wärmespeichern ist der große Platzbedarf. Besonders gut eignen sich Erdkolllektor-Wärmespeicher bei feuchten, lehmigen Böden, während bei trockenen sandigen Böden der Platzbedarf aufgrund geringerer Wärmeentzugsleistungen deutlich steigt.

Die Verlegung der Rohre erfolgt je nach Grundstücksschnitt mäanderförmig (kleine, enge Grundstücke), schneckenförmig (runde/ovale Grundstücke) oder nach dem Tichelmannprinzip (größere Grundstücke) (siehe **Abbildung 5**)

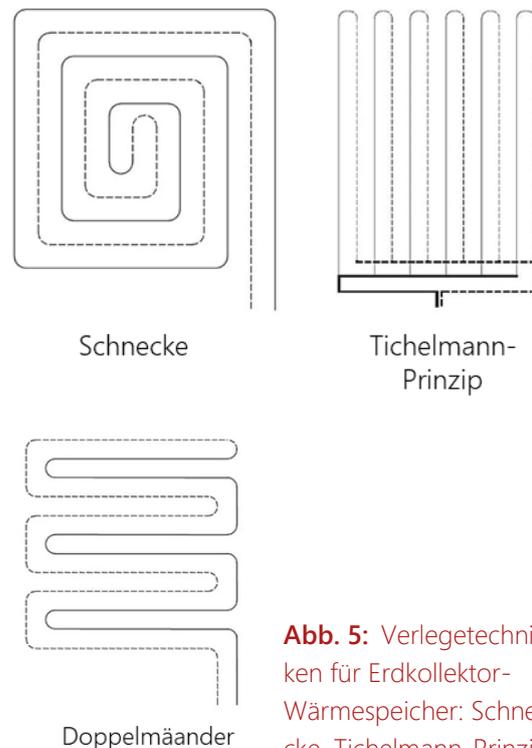


Abb. 5: Verlegetechniken für Erdkolllektorwärmespeicher: Schnecke, Tichelmann-Prinzip und Doppelmäander [8]

Technische Risiken

Die technischen Risiken bei Erdkollektor-Wärmespeichern sind grundsätzlich als gering einzuordnen. Das größte Risiko besteht durch Wärmeverluste im Boden, wodurch es zu Effizienzminderungen kommen kann.

Wirtschaftliche Risiken und Marktsituation

Die Investitionskosten sind bei Erdwärmekollektorspeichern aufgrund der unterirdischen Verlegung recht hoch. Kommerziell kommen Erdkollektor-Wärmespeicher daher nur vereinzelt zur Gebäudeheizung zum Einsatz [9].

Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE

Ähnlich wie bei für Erdbeckenspeicher ist eine Realisierbarkeit im Versorgungsgebiet der N-ERGIE aufgrund des einfachen Aufbaus prinzipiell gewährleistet. Problematisch ist jedoch möglicherweise der hohe Flächenbedarf, da auch Erdkollektor-Wärmespeicher an Standorten mit guter Zugänglichkeit zum Fernwärmenetz und der erforderlichen Infrastruktur für eine Großwärmepumpe realisiert werden müsste.

Technologie-Steckbrief: Salzsammelnspeicher

Salzschmelzenspeicher kommen derzeit vor allem in konzentrierenden Solarkraftwerken zur Kurzzeit- und Tagesspeicherung zum Einsatz. Sie nutzen eine Mischung aus Nitratsalzen als Wärmespeichermedium, welches in flüssigem Zustand die Wärme aufnimmt und speichert (sensibler Wärmespeicher). Das Salz kann dabei Temperaturen von bis zu 600 °C erreichen. Die hohen Temperaturniveaus erlauben einen sehr flexiblen Betrieb. Derzeit weisen Salzschmelzenspeicher noch hohe spezifische Investitionskosten zwischen 15.000 und 80.000 €/MWh auf. Für die Implementierung zur saisonalen Speicherung müssen die Kosten sowie der Platzbedarf noch weiter gesenkt werden.

Technology Readiness Level (1-9)



Speichertechnologie

- Sensibel/fühlbare Wärme
- Latente Wärme
- Sorptionswärme
- chemische Reaktionsenthalpie

spez. Speicherkapazität: 200 - 250 kWh/m³

Speichertemperatur: 250 - 600 °C

spezifische Kosten: 15000 - 80000 €/MWh

Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE (1-9)



Entwicklungsstand

Salzschmelzenspeicher sind für den Einsatz in konzentrierenden Solarkraftwerken (engl. Concentrated solar power plants, CSPs) als Kurzzeitspeicher (bis zur Tagesspeicherung) gut etabliert.

Für die Speicherung von sehr großen Energiemengen besteht jedoch noch großer Entwicklungsbedarf, insbesondere hinsichtlich des Platzbedarfes. Erprobt werden derzeit beispielsweise Drucktanks mit einer Trennplatte, die den Platzbedarf halbieren würden. Aufgrund der aufwendigen Konstruktion und der hohen Kosten für die Salzschnmelzen sind diese jedoch noch sehr teuer [10].

Funktionsweise

Salzschmelzenspeicher nutzen üblicherweise ein 2-Tank-System. In einen Tank wird das geschmolzene Salz bei einer Temperatur knapp über seinem Schmelzpunkt gelagert (ca. 250 °C). Beim Einspeichern wird es auf dem Weg in den zweiten Tank erwärmt.

Dort wird das geschmolzene Salz bei Temperaturen von bis zu 600 °C gelagert. Salze als Wärmespeicher eignen sich insbesondere aufgrund ihrer hohen Wärmekapazität (200 - 250 kWh/m³) und

Stabilität zur Wärmespeicherung. Typischerweise werden Nitratsalze (z.B. NaNO₃ oder KNO₃) oder eutektische Salzmischungen (wie NaCl mit LiCl oder NaCl mit KCl) verwendet [11].

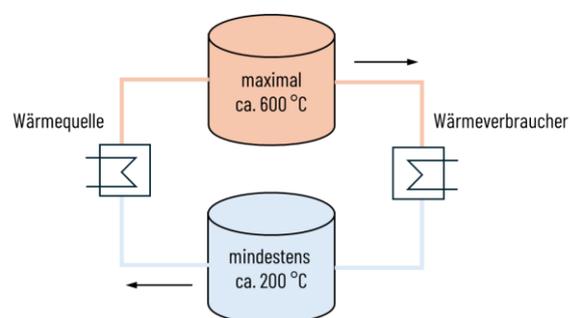


Abb. 6: 2-Tank System für die Hochtemperatur-Wärmespeicherung mit Salzschnmelzen

Technische Risiken

Technische Risiken liegen bei Salzspeichern vor allem im Betriebstemperaturbereich. Wird die Temperatur des Speichers zu gering, kristallisiert das Salz und zerstört so den Speicher. Bei zu hohen Temperaturen zersetzen sich die Salze und Sauerstoff wird frei. Es besteht ein erhöhtes Brandrisiko, welches abgesichert werden muss [5]. Im Bereich der langfristigen Speicherung besteht zudem noch

Entwicklungsbedarf hinsichtlich der Speicherverluste [12].

Wirtschaftliche Risiken

Das Investitionsrisiko in Salzschnmelzenspeicher ist aufgrund des hohen Reifegrades gering, allerdings sind die spezifischen Kosten von 15.000 – 80.000 €/MWh vergleichsweise hoch, weshalb sich lange Amortisationszeiten ergeben. [13]

Marktsituation

Salzschnmelzenspeicher werden derzeit vor allem in Kombination mit CSPs kommerziell eingesetzt (z.B. Gemasolar [14] oder Andasol [15]). Dort dienen sie vor allem zur Zwischen- und Tagesspeicherung von Wärme zur späteren Stromerzeugung. Für die saisonale Speicherung von Energie außerhalb von CSPs werden sie erst seit kurzem diskutiert [12].

Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE

Salzschnmelzenspeicher sind aufgrund der hohen spezifischen Kosten für eine langfristige Speicherung zur Überbrückung von Dunkelflauten oder zur saisonalen Speicherung weniger geeignet. Auch die hohen Speichertemperaturen und die daraus resultierenden nicht vollständig vermeidbaren Wärmeverluste wirken sich bei einer langfristigen Speicherung besonders negativ aus.

Für die Deckung kurzzeitiger Lastspitzen sind Salzschnmelzenspeicher allerdings aufgrund des hohen Reifegrades und des geringen Platzbedarfs gut geeignet und könnten vor allem als Sattelitenspeicher zur Anhebung der Fernwärmetemperatur in Quartieren mit hohen Vorlauftemperaturen genutzt werden. Ob sich Salzschnmelzenspeicher durch die Absenkung von Vorlauftemperaturen im Verteilnetz refinanzieren lassen müsste im Einzelfall geprüft werden.

Technologie-Steckbrief: Aquiferwärmespeicher

Aquiferwärmespeicher nutzen unterirdische Grundwasser-Leiter (Aquiferen) zur Speicherung und Nutzung von Wärme. Die Systeme bestehen typischerweise aus einem Warm- und einem Kaltbrunnen, die mit dem Aquifer (in ca. 20 - 200 m Tiefe) verbunden sind und durch die Wasser aus dem Aquifer gepumpt und zum Kühlen/Heizen genutzt wird.

Weltweit sind derzeit über 2800 Aquiferwärmespeicher in Betrieb, rund 85 % davon in den Niederlanden.

Aquiferwärmespeicher werden typischerweise bei sehr moderaten Temperaturen betrieben. Der Kaltbrunnen liegt bei einem Temperaturniveau von 5-10 °C. Der Warmbrunnen bei 10 bis 20 °C (in seltenen Fällen auch bis zu 80 °C). Die genutzte jährliche Wassermenge variiert je nach Aquifergröße zwischen 10.000 - 150.000 m³.

Technology Readiness Level (1-9)



Speichertechnologie

- Sensibel/fühlbare Wärme
- Latente Wärme
- Sorptionswärme
- chemische Reaktionsenthalpie

spez. Speicherkapazität: 30 - 40 kWh/m³

Speichertemperatur: 10 - 15 °C

spezifische Kosten: 400 - 1600 €/kW

Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE (1-9)



Entwicklungsstand

Der erste Aquiferwärmespeicher (engl. Aquifer thermal energy storage, ATEs) ging im Jahr 1965 in Shanghai in Betrieb. Da dort insbesondere auch ein Bedarf an industrieller Kühlung für die Textilindustrie bestand und in den 1970er Jahren zudem die Ölkrise einsetzte, wuchs die Zahl der installierten Systeme in den folgenden Jahren beträchtlich. Da die Systeme in den Niederlanden in den 1990er Jahren gefördert wurden, wurden hier eine große Anzahl an ATEs-Systemen implementiert. 2002 ging das mit 30 MW derzeit größte ATEs-System in Eindhoven in Betrieb. Die Technologie weist ein TRL von 9 auf [16], ist also technisch ausgereift. Die Systeme werden vor allem zum Heizen und Kühlen großer Gebäude eingesetzt und auch saisonal betrieben.

Funktionsweise

Aquiferwärmespeicher bestehen üblicherweise aus (mindestens) einem Warm- und einem Kaltbrunnen. Diese erschließen den Aquifer in ca. 20 - 200 m Tiefe. Im Sommer wird das kalte Wasser des Aquifers nach oben gepumpt und zur Kühlung genutzt. Anschließend wird es erwärmt wieder im Aquifer gelagert. Im Winter kann das warme Wasser zum Heizen genutzt werden. Der Kaltbrunnen

wird zwischen 5 und 10 °C betrieben, während der Warmbrunnen zwischen 10 und 20 °C bei den typischen Niedertemperaturanwendungen betrieben wird. Pro Brunnen können 20 - 150 m³/h Wasser gefördert werden [17].

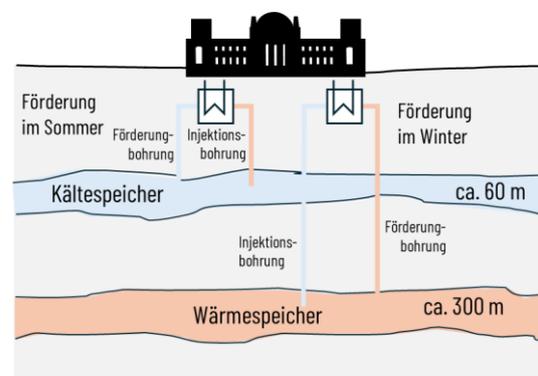


Abb. 7: Aquiferspeicher des deutschen Bundestags zur Kühlung des Gebäudes im Sommer und zur Speicherung der Abwärme eines BHKWs zur Wärmebereitstellung im Winter

Technische Risiken

Die Technischen Risiken sind gering. Technische Unsicherheiten bestehen vor allem in einem möglichen Ungleichgewicht aus Kälte- und Wärmebedarf. Allerdings ist bei der Nutzung von Aquiferen

sicherzustellen, dass die geologische Beschaffenheiten nicht zu einer Beeinflussung des Untergrundes führt, wie dies beispielsweise bei der Realisierung von Bohrungen in Staufen im Breisgau im Jahr 2007 der Fall war. Dort war für die Nutzung oberflächennaher Geothermie Grundwasser in Gipskeuperschichten eingedrungen, was in der Folge zu Hebungsrisen und massiven Gebäudeschäden im Stadtkern geführt hatte.⁴

Wirtschaftliche Risiken

Wirtschaftliche Risiken bestehen vor allem bei der Erschließung der Aquifere, da hier tiefe Bohrungen notwendig sind. Ca. 70 % der Investitionskosten lassen sich darauf zurückführen [18].

Marktsituation

Weltweit werden derzeit mehr als 2800 ATES-Systeme betrieben (99 % als Niedertemperatursysteme <25 °C). 85 % der Anlagen befinden sich in den Niederlanden. Dort werden sie vor allem zum

Heizen und Kühlen von öffentlichen oder Gewerbegebäuden genutzt. Der bekannteste Aquiferwärmespeicher in Deutschland wird in Berlin für die Heizung/Kühlung des Bundestages verwendet. Aufgrund der Konkurrenz um „Untertageflächen“ mit Erdwärmepumpen und Geothermie konnten sich die Aquiferwärmespeicher in Deutschland in den vergangenen Jahren jedoch nicht durchsetzen [16].

Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE

Für die Umsetzung von Aquiferwärmespeicher müsste zunächst geklärt werden, ob im Versorgungsgebiet geeignete geologische Voraussetzungen gegeben sind, die die Nutzung von Aquiferspeichern mit geringen technischen Risiken ermöglichen. Sind geeignete geologische Voraussetzungen gewährleistet, sind Aquiferspeicher aufgrund des geringen Flächenbedarfs eine der bevorzugten Optionen für die Realisierung großer Speicher.

⁴ <https://www.staufen.de/unsere+stadt/hebungsrisse>, abgerufen am 9.11.2024

Ruth-Speicher nutzen die sensible Wärme von Heißwasser zur Erzeugung von Sattdampf. Überhitztes Wasser wird in Druckbehältern gespeichert. Durch die Absenkung des Sattdampfdruckes entsteht Sattdampf. Dabei kühlt sich das Wasser ab bis der Speicher entladen ist.

Die Technologie ist seit langem bekannt und die apparative Umsetzung entspricht weitgehend gängigen Speisewasserbehältern in Kraftwerksanlagen. Ruths-Speicher eignen sich für die kurzzeitige Speicherung von Wärme im Temperaturbereich von ca. 100 - 200 °C mit Be- und Entladezyklen über mehrere Stunden.

Technology Readiness Level (1-9)



Speichertechnologie

- Sensibel/fühlbare Wärme
- Latente Wärme
- Sorptionswärme
- chemische Reaktionsenthalpie

spez. Speicherkapazität: 100 - 120 kWh/m³

Speichertemperatur: 100 - 200 °C

spezifische Kosten:

Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE (1-9)



Entwicklungsstand

Ein traditionelles Prinzip zur Nutzung der sensiblen Wärme von Wasser sind die Dampfgefällespeicher, benannt nach dem schwedischen Ingenieur J.K. Ruths. Bei erhöhter Speicherung von Heißwasser kann Sattdampf freigesetzt werden, der aus der sensiblen Wärme des Heißwassers entsteht. Ruths-Speicher wurden im letzten Jahrhundert für „feuerlose“ Dampfspeicher-Lokomotiven genutzt. Für eine solche „Gilli-Lok“ wurde ein etwa 20 m³ großer Heißwasserspeicher mit dem Heißdampf eines externen, stationären Dampferzeugers auf 15 bar und ca. 200 °C erhitzt und konnte im Rangierbetrieb mehrere Stunden betrieben werden, bevor der Druck im Speicher auf 1,5 bar sank.

Funktionsweise

Ruths-Speicher sind mit Wasser gefüllte Druckbehälter. Das Wasser wird – in der Regel durch das Einleiten von Dampf – erwärmt und erhitzt. Dadurch stellt sich im Druckbehälter der Sattdampfdruck zur Temperatur des Wassers ein und über dem Wasser bildet sich Sattdampf. Wird Sattdampf beim Entladen entnommen, verdampft Wasser nach und stellt sicher, dass Wasservorlage und Sattdampfpolster jederzeit im thermodynamischen Gleichgewicht vorliegen. Bei der Nachverdampfung kühlt die Wasservorlage ab, dadurch

sinkt der Druck im Ruths-Speicher bis der Speicher entladen ist.

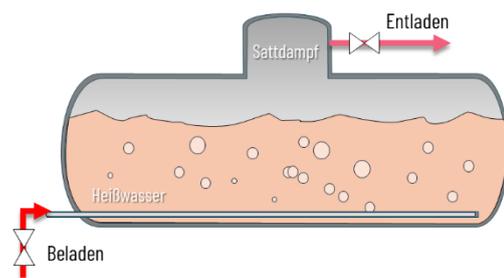


Abb. 8: Aufbau und Funktionsweise eines Ruths-Speichers

Technische und Wirtschaftliche Risiken

Druckspeicher sind überwachungsbedürftige Anlagen mit wiederkehrenden Prüfungen. Die Technik ist jedoch ausgereift und einfach handhabbar. Die spezifischen Investitionskosten liegen zwischen 65 und 110 €/MWh. [19]

Marktsituation

Ruths-Speicher sind nicht verbreitet, obwohl sie sich vor allem auch als dezentrale Speicher bei Fernwärmekunden mit hohem Temperaturbedarf gut eignen würden.

Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE

Ruths-Speicher eignen sich wie Salzschnmelzspeicher vor allem aufgrund der limitierten Größe der Druckbehälter nicht für eine langfristige Speicherung zur Überbrückung von Dunkelflauten oder zur saisonalen Speicherung. Für die Deckung kurzzeitiger Lastspitzen sind sie wie Salzschnmelzspeicher allerdings aufgrund des hohen Reifegrades

und des geringen Platzbedarfs gut geeignet und sind in der Investition auch deutlich günstiger. Anders als Salzschnmelzspeicher eignen sie sich allerdings weniger als Sattelitenspeicher zur Anhebung der Fernwärmemetemperatur in Quartieren mit hohen Vorlauftemperaturen, da sie als überwachungsbedürftige Anlagen idealerweise an Standorten mit bestehender Kraftwerksinfrastruktur und geschultem Fachpersonal integriert werden müssten.

Technologie-Steckbrief: Carbonatspeicher und Hydroxidspeicher

Carbonatspeicher gehören zu den Hochtemperaturspeichern. Sie nutzen die reversible Reaktion von bspw. Calciumcarbonat zu Calciumoxid und Kohlenstoffdioxid zur Wärmespeicherung im Bereich von ca. 800 °C. Sie werden vor allem als mögliche Alternative zu Salzschnmelzenspeichern bei konzentrierenden Solarkraftwerken diskutiert. Hydroxidspeicher arbeiten bei Temperaturen um 400 bis 500 °C und können einfach mit Wasserdampf entladen werden. Für den Einsatz zur Speicherung fluktuierender erneuerbarer Energien besteht noch Forschungsbedarf im Bereich der flexiblen Wärmefreisetzung.

Technology Readiness Level (1-9)

●●●●○○○○

Speichertechnologie

- Sensibel/fühlbare Wärme
- Latente Wärme
- Sorptionswärme
- chemische Reaktionsenthalpie

spez. Speicherkapazität: $\approx 1340 \text{ kWh/m}^3$

Speichertemperatur: 400 - 800 °C

spezifische Kosten:

Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE (1-9)

●●○○○○○○○○

Entwicklungsstand

Hochtemperaturwärmespeicher wurden vor allem in Kombination mit konzentrierenden Solarkraftwerken entwickelt. Obwohl der Markt dort überwiegend von Salzschnmelzenspeichern dominiert wird, gewinnen Carbonatspeicher und Hydroxidspeicher dort immer mehr an Bedeutung. Dies lässt sich vor allem auf die geringen Limitierungen im Bereich der Arbeitstemperatur und die geringeren Kosten zurückführen [20]. Am Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik der FAU wurde in den letzten Jahren ein isothermer Carbonatspeicher entwickelt und betrieben.

Funktionsweise

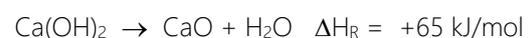
Zur Speicherung von Hochtemperaturwärme werden vielfach auch Reaktionen von Feststoffen vorgeschlagen. Carbonatspeicher nutzen die reversible Reaktion zwischen Carbonaten und Kohlenstoffdioxid, um thermische Energie zu speichern. In der Regel wird hierfür vor allem aus Kostengründen Kalk (Calciumcarbonat CaCO_3) oder Dolomit (Mineral aus MgCO_3 und CaCO_3) vorgeschlagen. Bei der Kalzinierungs-Reaktion



wird Wärme eingespeichert, die später bei der Rückreaktion wieder freigesetzt werden kann. Hochtemperatur-Carbonatspeicher werden in der

Literatur als Option zur Einspeicherung von Hochtemperaturwärme vorgeschlagen und versprechen vergleichsweise hohe Nutzungsgrade von Überschussstrom aus der fluktuierenden Einspeisung. Aufgrund der hohen Temperaturen sind sie ideal geeignet, um beispielsweise an existierenden Kraftwerksstandorten Wärme für die Dampferzeugung und für die Rückverstromung des Überschussstroms in Carnot-Batterien zur Verfügung zu stellen. Neben Calciumcarbonat kommen auch Bariumcarbonate, Strontiumcarbonate oder Magnesiumcarbonate als Wärmespeicher in Frage [21]. Ein Nachteil des Carbonatspeichers ist, dass das beim Beladen ausgetriebene CO_2 zwischengespeichert werden muss, um es beim Entladen wieder in den Speicher einzuleiten.

Hydroxidspeicher arbeiten bei deutlich niedrigeren Temperaturen um 400 bis 500 °C und haben eine etwas geringere Speicherdichte, können aber einfach mit Wasserdampf entladen werden. Trotz der geringeren Reaktionsenthalpie werden als Wärmespeicher oft auch Hydroxide vorgeschlagen. Bei der Einspeicherung der Wärme entsteht nicht CO_2 sondern Wasser



Entsprechend einfach kann die eingespeicherte Wärme durch „Löschen des Branntkalks (CaO)“ wieder freigesetzt werden. Für die Reaktion werden

oft Wirbelschichtreaktoren eingesetzt, da diese einen guten Wärmeübergang bieten. Flugstromreaktoren gelten als vielversprechende Alternative auf Grund der guten Verwertung feinerer Partikel [20].

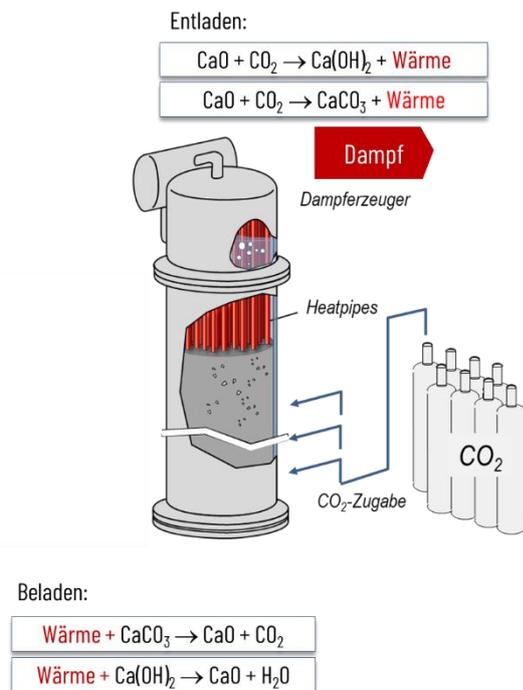


Abb. 9: Konzept eines isothermen Carbonatspeichers am Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik der FAU

Technische und wirtschaftliche Risiken

Die meisten konventionellen Carbonatspeicher erlauben nur geringe Lastgradienten aufgrund der geringen Wärmeübergangskoeffizienten im Bett und sind somit Speichern ohne chemische Reaktion kaum überlegen. Konzepte, wie ein isothermer Bettbetrieb durch die Integration von Hochtempe-

ratur-Heatpipes befinden sich noch in der Erprobung [22]. Weitere technische Risiken liegen zum einen in der Reaktionskontrolle und zum anderen im Gasmanagement, welche hoch spezialisierte Systeme erfordern. Kernproblem der Technologie ist die Zyklenstabilität des Sorbents. Nach mehreren Be- und Entladungen ändert sich die Struktur der Sorbentpartikel und die Speicherkapazität für das CO₂ und damit die Wärmekapazität des Speichers sinkt auf 10-20 % der ursprünglichen Speicherkapazität. Aufgrund des geringen technischen Reifegrades besteht ein hohes wirtschaftliches Risiko.

Marktsituation

Eine der ersten Pilotanlagen für die zyklische Kalzinierung und Carbonisierung in einem Reaktor wird am Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik in Nürnberg betrieben (100 kWh Speicherkapazität) [23]. Demonstrationsanlagen im kommerziellen Maßstab wurden noch nicht publiziert

Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE

Carbonatspeicher und Hydroxidspeicher sind wie Salzschnmelzspeicher aufgrund der hohen spezifischen Kosten für eine langfristige Speicherung zur Überbrückung von Dunkelflauten oder zur saisonalen Speicherung nicht geeignet. Für die Deckung kurzzeitiger Lastspitzen sind Carbonatspeicher allerdings auch aufgrund des geringen Platzbedarfs gut geeignet. Wie Salzschnmelzspeicher könnten sie vor allem als Sattelitenspeicher zur Anhebung der Fernwärmetemperatur in Quartieren mit hohen Vorlauftemperaturen genutzt werden weisen aber einen deutlich geringeren technischen Reifegrad aus.

Eisspeicher zählen zu den Latentwärmespeichern. Sie nutzen den Effekt, dass beim Phasenwechsel von Wasser zu Eis latente Wärme freigesetzt wird. Diese kann dann als Abwärmequelle für Wärmepumpen genutzt werden.

Eisspeicher wurden vermehrt seit den 1980er Jahren vor allem in den USA und Deutschland zur Kühlung von größeren Gebäuden oder industriellen Anwendungen eingesetzt. Alleine in Deutschland sind derzeit über 2000 Eisspeicher in Betrieb. In den vergangenen Jahren wird vermehrt die Kombination mit erneuerbaren Energiequellen und Nutzung als Wärmespeicher untersucht.

Technology Readiness Level (1-9)



Speichertechnologie

- Sensibel/fühlbare Wärme
- Latente Wärme
- Sorptionswärme
- chemische Reaktionsenthalpie

spez. Speicherkapazität: 92,8 kWh/m³

Speichertemperatur: 0 - 30 °C

spezifische Kosten: 500 - 1500 €/MWh

Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE (1-9)



Entwicklungsstand

Eisspeicher sind kommerziell im Einsatz und weisen ein Technology Readiness Level von 9 auf. Sie kommen vor allem in Verbindung mit Wärmepumpen im Bereich der Gebäudeheizung und Kühlung zum Einsatz. Besonders im Winter, wenn Luft-Wärmepumpen bei sehr niedrigen Temperaturen geringe Wärmeerträge liefern, kann die beim Gefrieren von Wasser freigesetzte Schmelzwärme genutzt werden, um der Wärmepumpe eine konstante Wärmequelle bei mindestens 0 °C zu bieten. Dies reduziert den Energieaufwand für den Betrieb der Wärmepumpe.

Funktionsweise

Eisspeicher bestehen aus einer mit Wasser gefüllten Zisterne, die üblicherweise unter der Erdoberfläche vergraben ist. In dieser befinden sich Spiralen, in denen eine frostsichere Flüssigkeit zirkuliert. Wird Wärme benötigt, wird dem Wasser im Speicher diese entzogen. Während des Gefriervorgangs wird eine erhebliche Menge latente Wärme frei, welche zuvor im Wasser gespeichert war. Im Sommer kann die im Eis gespeicherte Kälte zum Kühlen genutzt werden und der Speicher so „geladen“ werden. Das Wasser in der Zisterne weist in der Regel zwischen 0 und 30 °C auf, je nach Jahreszeit.

Technische Risiken

Technische Risiken liegen vor allem in einer unzureichenden Isolierung des Eisspeichers, welche zu erheblichen thermischen Verlusten und somit Effizienzverlusten führen kann.

Wirtschaftliche Risiken

Die initialen Investitionskosten für die Errichtung eines Eisspeichers sind vergleichsweise hoch, weshalb sie sich insbesondere im Haushaltsbereich meistens in Konkurrenz mit einer Luftwärmepumpe oder Gasheizung nicht rechnen.

Marktsituation

Eisspeicher sind kommerziell verfügbar [24]. Einer der größten Eisspeicher in Europa befindet sich in Esslingen und hat ein Nettovolumen von 1.300 m³ und zwei unabhängige Wärmetauscher. Er dient zur Heizung und Kühlung des Festo Automation AG & Co. KG [25]. Weitere Eisspeicher befinden sich unter anderem im Stadtquartier Jenfelder Au in Hamburg und an der TU Berlin (Beheizung von Institutsgebäuden).

Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE

Eisspeicher sind technisch ausgereift und wären im Versorgungsgebiet der N-ERGIE einfach realisierbar. Problematisch ist der hohe Flächenbedarf.

Methanisierungsspeicher sind in der Regel Hochtemperaturspeicher. Sie nutzen bspw. Abwärme um die endothermen Methanreformierungsreaktionen durchzuführen. Das dabei entstehende Synthesegas kann gespeichert und ggf. transportiert werden, bevor die Wärme anschließend durch die exotherme Methanisierungsreaktion wieder freigesetzt werden kann. Konkurrenz zum Methanisierungsspeicher stellen Power-to-Gas-Konzepte dar, bei denen überschüssiger Strom mittels Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt wird. Steht eine grüne Kohlenstoffquelle zur Verfügung kann dieser mittels katalytischer oder biologischer Methanisierung in Methan umgewandelt und im bestehenden Gasnetz gespeichert werden. Wesentlicher Vorteil davon ist die Nutzung der bestehenden Infrastrukturen.

Technology Readiness Level (1-9)

●●●●●○○○○

Speichertechnologie

- Sensibel/fühlbare Wärme
- Latente Wärme
- Sorptionswärme
- chemische Reaktionsenthalpie

spez. Speicherkapazität: 10 - 63 kWh/m³⁵

Speichertemperatur: 300 - 800 °C
(beim Beladen und Entladen)

spezifische Kosten:

Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE (1-9)

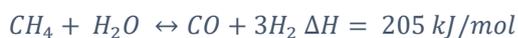
●●●●●●●○○

Entwicklungsstand

Der Methanisierungsspeicher wurde ab 1976 im Projekt „Nukleare Fernenergie“ der Kernforschungsanlage Jülich GmbH und der Rheinische Braunkohlenwerke AG zur technologischen Reife entwickelt. Zunächst wurde eine Pilotanlage ADAM/EVA 1 aufgebaut. 1985 konnte dann mit ADAM/EVA 2 eine Großversuchsanlage in Betrieb genommen werden. Die Anlage wurde zur Speicherung von nuklear erzeugter Wärme genutzt. [26]

Funktionsweise

Der Methanisierungsspeicher nutzt die Methanreformierungsreaktion, um Wärme bei ca. 800 °C in das entstehende Synthesegas einzuspeichern.



Das Gasmisch nach der Methanreformierung kann transportiert werden. Die gegenläufige exotherme Methanisierung kann anschließend genutzt werden um Wärme am benötigten Standort über einen großen Temperaturbereich bis zu

300 °C freizusetzen. Denkbar wäre es Methanisierungsspeicher als Nachnutzung für stillgelegte Erdgasinfrastrukturen zu nutzen. Die Speicherkapazitäten sind allerdings eher gering, da die gespeicherte Wärme nur etwa 6 % des volumetrischen Heizwerts von Erdgas entspricht. Um relevante Speicherkapazitäten zu erreichen, erscheint daher die Nutzung in Verbindung mit neu zu errichtenden Hochdruck-Gasspeichern sinnvoll (Tabelle 2).

Durch den Wärmeeintrag in das (auch teilweise, partiell) reformierte Methan erhöht sich die Gasmenge und damit trotz des geringeren Heizwerts die im Gas nutzbare Energie. Diese Wärme muss nicht notwendigerweise wieder in Wärme gewandelt werden, sondern könnte auch wieder zur Stromerzeugung genutzt werden [27].

In Konkurrenz zum Methanisierungsspeicher stehen Power-to-Gas Konzepte, bei denen Strom mittels Elektrolyse in Wasserstoff gewandelt wird und die bestehende Erdgasinfrastruktur zur Speicherung des von Wasserstoff oder grünem Methan genutzt werden könnte. Mit einer grünen

⁵ bei 16 bzw. 100 bar

Kohlenstoffquelle kann mittels Methanisierung Methan im Gasnetz gespeichert werden.

Tabelle 2. Überschlägige Abschätzung der thermischen Speicherkapazität des Erdgas-Verteilnetzes der N-ERGIE bei einer Nachnutzung als Methanisierungsspeicher

Hochdruckebene	Druck in bar	Durchmesser in mm		Netzlänge ⁶ in km	Speicherkapazität in MWh
LDK D	16	1000		2	16
LDK A	16	350	500	8	8
LDK E	16	225	350	689	277
LDK F	16	110	225	238	23
Mitteldruckebene	1	30	110	2547	1

	Druck in bar	Durchmesser in m	Speicherkapazität in MWh
Kugelspeicher	100	40	2117

Technische Risiken

Das Handling von brennbaren/explosiven Gasen erfordert entsprechendes Know-how.

Wirtschaftliche Risiken & Marktsituation

Während Methanisierungsspeicher mit Methanreformierung derzeit nicht diskutiert werden, ist bei Power-to-Gas-Konzepten ein starker Markthochlauf zu beobachten. Die Möglichkeit, bestehende Infrastrukturen in Form von Gasnetz und Kraftwerken zu nutzen, ist dabei besonders attraktiv.

Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE

Obwohl sich die Idee der Speicherung von Wärme durch die Methanisierungsreaktion in den 70er und 80er Jahren nicht durchsetzte, ist die Nutzung der hohen Exothermie dieser Reaktion zur Wärmespeicherung nach wie vor attraktiv, besonders da die eingespeicherte Wärme entweder als Wärme genutzt werden kann oder – bei einer Rückverstromung des (partiell) reformierten Gases in den Gasturbinen oder den BHKW-Motoren der N-ERGIE auch zur Stromerzeugung genutzt werden kann.

⁶ <https://www.n-ergie-netz.de/n-ergie-netz/unternehmen/versorgungnetz-gas>, abgerufen am 9.11.2024

Sorptionswärmespeicher nutzen das Prinzip der Sorption (Adsorption oder Absorption) um Wärme zu speichern und bei Bedarf freizusetzen. Durch die geringen Verluste während der Speicherung und die hohen Speicherdichten eignen sie sich besonders gut für lange Speicherdauern. In Adsorptionspeichern werden häufig Zeolithe oder Silicagel verwendet. Typische Adsorbate sind Lithiumbromid, Ammoniak oder Schwefelsäure.

Sorptionswärmespeicher werden seit den 1980er Jahren in verschiedenen Anwendungen eingesetzt - insbesondere im Bereich Klimatisierung und Kälteerzeugung für industrielle Prozesse. Seit den 2000er Jahren wird auch vermehrt der Einsatz in Wohngebäuden zur Wärme-/Kältespeicherung untersucht.

Technology Readiness Level (1-9)

●●●●●○○○

Speichertechnologie

- Sensibel/fühlbare Wärme
- Latente Wärme
- Sorptionswärme
- chemische Reaktionsenthalpie

spez. Speicherkapazität: 200 – 500 kWh/m³

Speichertemperatur: 40 – 160 °C

spezifische Kosten: 790 – 14570 €/MWh

Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE (1-9)

●●●●○○○○

Entwicklungsstand

Sorptionswärmespeicher weisen einen Technologiereifegrad zwischen 5 und 6 auf [28]. Seit dem Ende der 2000er werden vermehrt Demonstrationsanlagen in Betrieb genommen. Die meisten Anlagen sind derzeit Adsorptionswärmespeicher mit Zeolithen als Adsorbens.

Funktionsweise

Bei der Adsorption werden Gase/Flüssigkeiten an der Oberfläche eines Feststoffes (z.B. Zeolith oder Silicagel gebunden) angelagert. Dabei wird Wärme freigesetzt. Bei der Absorption dringen Moleküle eines Gases/Flüssigkeit (z.B. Wasser) in ein Adsorbat (z.B. Lithiumbromid, Ammoniak oder Schwefelsäure) ein, wobei ebenfalls Wärme freigesetzt wird. Das geladene Sorptionsmittel kann anschließend im isolierten Zustand gelagert werden. Durch Abkühlung wird die gebundene Wärme wieder freigesetzt. Das jeweilige Adsorbens legt die Speichertemperatur fest und somit auch die erzielbaren Temperaturhübe. So braucht es für Zeolithe höhere Temperaturen beim Beladen, jedoch lassen sich auch höhere Temperaturhübe beim Entladen erzielen. Adsorbentien haben in der Regel geringere Bindungsenergien, sodass diese eher für geringere Temperaturhübe beim Entladen geeignet sind [5]. Wesentlicher Vorteil von Sorptions-

wärmespeichern sind neben den geringen Verlusten während der Speicherung die hohen Speicherdichten (200-500 kWh/m³) [29].

Technische Risiken

Technische Risiken liegen vor allem in der Materialdegradation. Die Sorptionsmaterialien können im Laufe der Zeit durch wiederholte Lade- und Entladezyklen ihre Effizienz verlieren.

Wirtschaftliche Risiken

Die Preisspanne bei Sorptionswärmespeichern hängt stark von den verwendeten Sorptionsmitteln ab. So liegen die Kosten bei Systemen mit MgCl₂ bei 790 €/MWh, während Systeme mit Zeolithen über 14.000 €/MWh Kosten aufweisen. Im Betrieb verursachen die Stromkosten für die Belüftung den höchsten Kostenanteil. [30]

Marktsituation

Sorptionswärmespeicher sind derzeit noch nicht kommerziell verfügbar. Eine der größten Demonstrationsanlagen wurde vom ZAE Bayern als mobile Anlage im Rahmen eines Forschungsprojektes in Betrieb genommen. Sie besteht aus 2 Sorptionswärmespeichern mit je ca. 2400 kWh Kapazität und nutzt die Abwärme einer Müllverbren-

nungsanlage als Wärmequelle. Da die Anlage derzeit nicht konkurrenzfähig zum Erdgaspreis ist, wurde der Betrieb vorerst eingestellt [31].

Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE

Große Sorptionswärmespeicher, die geeignet wären, die notwendigen Wärmemengen saisonal

oder zur Besicherung von Dunkelflauten zu speichern sind derzeit noch nicht kommerziell verfügbar und weisen hohe spezifische Kosten auf. Auch langfristig ist daher nicht damit zu rechnen, dass Sorptionswärmespeicher für die langfristige Speicherung zur Überbrückung von Dunkelflauten angeboten werden.

Gesteinsspeicher (engl. Packed Bed Thermal Energy Storage) stellen eine Möglichkeit zur Hochtemperaturspeicherung von Wärme dar. Sie bestehen typischerweise aus einem isolierten Behälter, der mit Steinen o. ä. gefüllt ist. Diese werden durch ein Wärmeträgermedium, meist Luft erwärmt und speichern die Wärme bei 300 °C - 600 °C. Gesteinsspeicher konnten sich bisher jedoch noch nicht auf dem Markt etablieren.

Technology Readiness Level (1-9)



Speichertechnologie

- Sensibel/fühlbare Wärme
- Latente Wärme
- Sorptionswärme
- chemische Reaktionsenthalpie

spez. Speicherkapazität: 140-160 kWh/m³

Speichertemperatur: 300 - 800 °C

spezifische Kosten: 16 - 146 €/MWh

Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE (1-9)

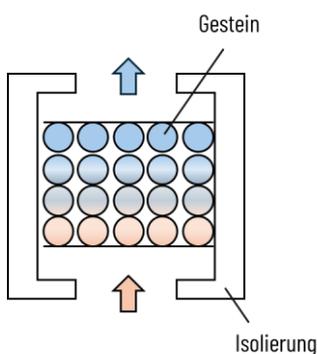


Entwicklungsstand

Die Idee von Gesteinsspeichern ist in der Forschung schon lange bekannt [32], es wurden jedoch noch keine größeren Gesteinsspeicher implementiert. In jüngster Zeit werden jedoch insbesondere Hochtemperaturspeicher vermehrt als attraktive Speicherform für industrielle Zwecke diskutiert, zu denen auch Gesteinsspeicher zählen [33].

Funktionsweise

Gesteinsspeicher speichern die Wärmeenergie in einem mit Steinen oder anderen Schüttgütern gefülltem Behälter (siehe **Abb. 10**). Das Wärmeträgermedium (meistens Luft) wird erhitzt und durch das Gestein geblasen, wodurch sich dieses erwärmt. Zum Entladen wird das kalte Wärmeträgermedium durch den Behälter geführt.



Beladen

Abb. 10: Schematischer Aufbau eines Gesteinsspeichers beim

Gesteinsspeicher eignen sich zur Speicherung großer Mengen Energie über einen längeren Zeitraum. Das Temperaturniveau der Speicherung liegt üblicherweise zwischen 300 und 600 °C, kann aber in Hochtemperaturanwendungen sogar über 800 °C betragen. Wesentlicher Einflussfaktor auf die Speichertemperatur neben der Art des Gesteins ist dabei die Partikelgröße.

Technische Risiken

Ein wesentliches technisches Risiko, welches bereits Thema zahlreicher Analysen ist, sind Druckverluste, die insbesondere bei Luft als Wärmeträgermedium zu großen Effizienzverlusten des Gesamtsystems führen können.

Wirtschaftliche Risiken und Marktsituation

Gesteinsspeicher konnten sich bisher nicht auf dem Markt etablieren. Investitionen sind daher mit einem großen Risiko verbunden. Die Nutzung von Steinen als Teil der Energiespeicherung ist jedoch bspw. in Erdbeckenwärmespeichern erprobt.

Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE

Gesteinsspeicher sind technisch ausgereift und wären im Versorgungsgebiet der N-ERGIE einfach realisierbar.

Technologie-Steckbrief: Beton-/Fundamentspeicher	
<p>Das bekannteste Beispiel der Nutzung von Gebäudeteilen zur Wärmespeicherung ist die Fußbodenheizung. Bei Betonspeichern werden durch Betonbauteile wie Decken, Wände oder auch den Fußboden Rohrschlangen verlegt, welche mit warmen/kalten Wasser durchstrommt werden. Die Wärme/Kälte wird in den Bauteilen selbst gespeichert. Typische Betriebstemperaturen liegen zwischen 18 und 35 °C. Die Speicherdauer liegt im Tagesbereich.</p> <p>Eine Sonderform der Betonspeicher sind die Fundamentspeicher. Dort werden die Kunststoffrohre in das Fundament von Bauwerken verlegt und nutzen den dortigen Beton sowie das umgebende Erdreich zur Wärmespeicherung.</p>	<p>Technology Readiness Level (1-9) ●●●●●●●●●●</p> <p>Speichertechnologie</p> <ul style="list-style-type: none"><input checked="" type="checkbox"/> Sensibel/fühlbare Wärme<input type="checkbox"/> Latente Wärme<input type="checkbox"/> Sorptionswärme<input type="checkbox"/> chemische Reaktionsenthalpie <p>spez. Speicherkapazität: 30 - 50 kWh/m³</p> <p>Speichertemperatur: 18 - 35 °C</p> <p>spezifische Kosten: 25000 – 30000 €/MWh</p> <p>Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE (1-9) ●●●●●●○○○○</p>

Entwicklungsstand

Neben den klassischen Haus-Fußbodenheizungen werden Betonspeicher auch in großen Gebäuden, wie bspw. dem Unilever-Haus in Hamburg zur Beheizung/Kühlung eingesetzt (Gebaudekernaktivierung). Auch im Bereich der Wärmespeicherung für Industrieanlagen und in Kombination mit Solarthermieanlagen wird der Einsatz vermehrt erforscht und erprobt [34], [35].

Funktionsweise

Beton weist im Allgemeinen eine vergleichsweise hohe spezifische Wärmekapazität im Vergleich zu anderen Baumaterialien auf ($c_p = 960 \text{ J/kgK}$), weshalb es besonders attraktiv zur Wärmespeicherung ist [36]. Um den Beton als Wärmespeicher zu nutzen werden üblicherweise Rohrschlangen durch verlegt, die mit Wasser durchstrommt werden und

so den Beton erwärmen. Typische Betriebstemperaturen liegen zwischen 18 und 35 °C. Die Speicherdauer liegt im Tagesbereich.

Fundamentspeicher stellen eine Unterform der Betonspeicher dar. Die Rohre werden dort im Fundament von Bauwerken verlegt. Typische Bauformen sind der Energiepfahl (senkrecht geführte U-Rohre) bei Pfahlgründungen oder der Fundamentabsorber (waagerechte Rohrführung) bei Bodenplatten und Schlitzwänden [5].

Herausfordernd ist vor allem die effiziente Wärme-Übertragung zwischen Speichermedium und Beton. Neben der Wahl von Materialien mit hoher Wärmeleitfähigkeit, wird hier auch viel an der optimalen Geometrie und Konfiguration des Speichermedium im Beton zur Verbesserung des Grenzflachenkontaktes geforscht [37], [38].

Technische Risiken

Bei dem Betrieb von Betonwärmespeichern muss vor allem die strukturelle Integrität und Haltbarkeit gewährleistet sein. Die Betonmischungen müssen die Temperaturgradienten und Wechsel über die gesamte Lebensdauer des Bauwerks aushalten [39]. Bei Temperaturen unter 18 °C ist dabei insbesondere die Bildung von Kondensat kritisch.

Wirtschaftliche Risiken

Im Bereich von Neubauten ist der Einbau von Betonwärmespeichern in Form von Fußbodenheizungen mit geringen wirtschaftlichen Risiken möglich. Die Nachrüstung in Bestandsgebäuden ist jedoch mit vielen technischen und gestalterischen Herausforderungen verbunden und geht daher mit größeren wirtschaftlichen Risiken einher [40].

Marktsituation

Betonwärmespeicher sind kommerziell verfügbar und werden insbesondere im Wohngebäudebereich oft implementiert.

Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE

Beton-/Fundamentspeicher sind technisch ausgereift und wären im Versorgungsgebiet der N-ERGIE einfach realisierbar. Die angegebenen hohen Kosten reduzieren sich im Einzelfall, da die Investition in das Fundament eines Gebäudes unabhängig von der anschließenden Installation eines Wärmespeichers erfolgt.

Schichtenspeicher werden sowohl im kleinskaligen Bereich als Pufferspeicher für kurze Zeiträume, als auch im großskaligen Bereich, eingebunden in Nah- oder Fernwärmenetze, zur Überbrückung längerer Zeiträume eingesetzt. Durch die Schichtung des Wassers in den Speichern (oben = warm, unten = kalt), lassen sie sich besonders effizient betreiben. Grundsätzlich werden sie im kleinskaligen Bereich drucklos bis 95 °C betrieben. Größere Schichtenspeicher können Wasser mit Temperaturen von bis zu 150 °C unter Drücken von ca. 10 bar beinhalten.

Technology Readiness Level (1-9)



Speichertechnologie

- Sensibel/fühlbare Wärme
- Latente Wärme
- Sorptionswärme
- chemische Reaktionsenthalpie

spez. Speicherkapazität: 40 - 90 kWh/m³

Speichertemperatur: 80 - 150 °C

spezifische Kosten: 7000-10000 €/MWh

Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE (1-9)



Entwicklungsstand

Schichtenspeicher kommen in großer Zahl in verschiedenen Größen zum Einsatz und stellen eine marktreife Technologie dar. Es gibt sie in oberirdischer, unterirdischer, halbversenkter oder auch in Gebäuden stehender Ausführung [5].

Funktionsweise

Schichtenspeicher können direkt oder indirekt be- und entladen werden. Bei der direkten Variante ist das Wärmespeichermedium auch das Wärmeübertragerfluid, während bei der indirekten Variante ein Wärmeübertrager zwischengeschaltet ist. Grundsätzlich wird das erzeugte Warmwasser oben in den Speicher eingespeist und bleibt dort aufgrund der geringeren Dichte. Nach unten hin wird der Speicher kühler, weshalb er Schichtenspeicher heißt [5]. Um Wärmeverluste nach außen zu vermeiden, muss ein gutes Oberflächen-Volumen-Verhältnis gewährleistet sein. Außerdem muss die Kontaktfläche zwischen heißem und kaltem Wasser möglichst gering sein, um eine Zerstörung der Schichten zu vermeiden. Daher haben sich zylindrische Schichtenspeicher mit H:D-Verhältnissen mit 2:1 oder 5:1 etabliert [5]. Schichtenspeicher werden in kleinen, einfachen Systemen (z.B. Einfamilienhäusern) drucklos bis zu Temperaturen von 95 °C betrieben. Temperaturen bis 150 °C werden bei entsprechenden Drücken zum

Einsatz in Fernwärmenetzen o.ä. genutzt. Geforscht wird derzeit vor allem an der Nutzung von Zisternen als Schichtenspeicher [41].

Technische und wirtschaftliche Risiken

Die technischen Risiken bei Schichtenspeichern sind grundsätzlich gering. Sie liegen vor allem in Effizienzverlusten auf Grund von Schichtvermischung und mangelnder Isolierung. Die Investitionskosten in einen Schichtenwärmespeicher sind vergleichsweise gering. Dennoch hängt die Wirtschaftlichkeit der Implementierung stark von der Entwicklung der Energiepreise ab.

Marktsituation

Schichtenwärmespeicher sind in unterschiedlichsten Größen kommerziell verfügbar. Der größte Schichtenspeicher in Deutschland wurde 2023 in Berlin in Betrieb genommen und kann mit einem Volumen von 56.000 m³ rund 2.600 MWh Wärme speichern [42], [43].

Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE

Schichtenspeicher sind technisch ausgereift und wären im Versorgungsgebiet der N-ERGIE einfach realisierbar. Problematisch ist der hohe Flächenbedarf.

Speicherheizungen sind elektrische Heizsysteme, die Wärmeenergie während günstiger Stromtarifzeiten speichern und später abgeben. Die Heizungen wurden vor allem in den 1950er und 1960er Jahren in Deutschland verbaut, um günstige Nachtstromtarife in Gegenden ohne Gasnetz zu nutzen. Die Wärme wird in Keramikschalen oder Steinen gespeichert und kann gesteuert über einen Ventilator zu einem beliebigen Zeitpunkt abgegeben werden. Auf Grund des zwischenzeitlichen Betriebsverbots sowie den inzwischen deutlich höheren Kosten im Vergleich zu anderen Heizungstypen, ist die Anzahl an Speicherheizungen in den vergangenen Jahren kontinuierlich gesunken.

Technology Readiness Level (1-9)



Speichertechnologie

- Sensibel/fühlbare Wärme
- Latente Wärme
- Sorptionswärme
- chemische Reaktionsenthalpie

spez. Speicherkapazität: 90 - 180 kWh/m³

Speichertemperatur: 500 - 800 °C

spezifische Kosten: 26000-40000 €/MWh

Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE (1-9)



Entwicklungsstand

Speicherheizungen wurden in Deutschland vor allem in den 1950er und 1960er Jahren in Gebieten ohne Gasversorgung verbaut. Neben der Platzeinsparung für Brennstoffe waren diese vor allem auch für Energieversorger attraktiv, die so eine höhere Auslastung der Kohle- und Kernkraftwerke (Grundlast) durch entsprechende Nachtstromtarife erzielen konnten. Mittlerweile werden Nachtstromtarife nicht mehr flächendeckend angeboten und die Anzahl an Speicherheizungen hat sich deutlich reduziert [44].

Funktionsweise

Speicherheizungen wandeln Strom in Wärme und speichern diese in speziellen Wärmespeichermaterialien (z.B. Eisenoxidsteine oder Magnesit). Diese zeichnen sich in der Regel durch hohe Wärmespeicherkapazitäten aus und können so die Wärme über mehrere Stunden hinweg abgeben. Das Besondere an Speicherheizungen ist, dass es kein Wärmeträgermedium gibt, sondern die Umwandlung des Stroms in Wärme über Heizwiderstände erfolgt. Die Abgabe der Wärme erfolgt über Konvektion und Strahlung und kann über einen Ventilator gesteuert werden. Der Speicherkern kann Temperaturen von bis zum 700 °C erreichen. Die äußere Oberfläche der Heizung bleibt jedoch aus Sicherheitsgründen deutlich kühler [5]. Durch die hohe Anzahl möglicher Installationen können sehr große Speicherkapazitäten realisiert werden

Technische und wirtschaftliche Risiken

Speicherheizungen sind limitiert durch die Wärmeleitfähigkeit des Speichermaterials, so dass eine sehr schnelle Reaktion auf äußere Temperaturschwankungen eher schwierig ist. Der kosteneffiziente Betrieb von Speicherheizungen hängt maßgeblich am Strompreis. Da Speicherheizungen vergleichsweise ineffizient sind, waren sie in der Vergangenheit im Vergleich zu den Alternativen nicht mehr wirtschaftlich.

Marktsituation

Da Nachtspeicheröfen, welche mit fossilem Strom betrieben werden einen hohen CO₂-Ausstoß verursachen, wurde von der Bundesregierung 2009 beschlossen, dass diese nicht mehr betrieben werden dürfen. Seit 2019 dürfen sie wieder betrieben werden, doch die vergleichsweise hohen Kosten sorgen dafür, dass ein Einbau von Nachtspeicherheizungen faktisch nicht mehr stattfindet.

Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE

Bei Speicherheizungen handelt es sich um eine kommerziell verfügbare Technologie, die im Versorgungsgebiet der N-ERGIE dezentral gut realisierbar ist. Und insbesondere einsetzbar ist um dezentral die Fernwärmeversorgung z.B. bei geringeren Vorlauftemperaturen zu ergänzen.

Zwei-Zonen-Speicher ermöglichen die Speicherung von Wasser bei Temperaturen von $>100\text{ °C}$ in drucklosen Behältern. In der oberen Zone des Speichers befindet sich warmes Wasser welches mit dem Eigengewicht auf den unteren Teil des Speichers mit dem heißen Wasser drückt. Dadurch lassen sich höhere Speicherkapazitäten erzielen.

Die N-ERGIE betreibt bereits seit dem Jahr 2015 einen Zwei-Zonen-Wärmespeicher am Kraftwerksstandort Sandreuth. Weitere Speicher wurden unter anderem 2018 in Duisburg-Wanheim und 2021 in München in Betrieb genommen.

Technology Readiness Level (1-9)



Speichertechnologie

- Sensibel/fühlbare Wärme
- Latente Wärme
- Sorptionswärme
- chemische Reaktionsenthalpie

spez. Speicherkapazität: $60 - 100\text{ kWh/m}^3$

Speichertemperatur: $60 - 115\text{ °C}$

spezifische Kosten: $2000 - 14.000\text{ €/MWh}$

Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE (1-9)



Entwicklungsstand

Die Zwei-Zonen-Technik wurde vom schwedischen Ingenieur Dr. Anders Hedbäck entwickelt. Sie ist erprobt und mehrfach in Deutschland realisiert, unter anderem am Kraftwerksstandort Sandreuth der N-ERGIE.

Funktionsweise

Beim Zwei-Zonen-Speicher befindet sich im Speicher ein isoliertes Zwischendach, welches die obere und untere Zone voneinander trennt (siehe Abb. 11).

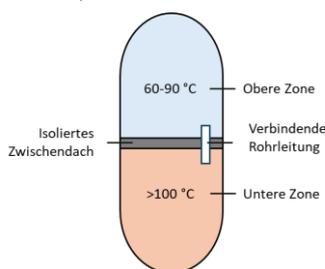


Abb. 11: Schematischer Aufbau eines Zwei-Zonen-Speichers

In der oberen Zone befindet sich $60 - 90\text{ °C}$ warmes Wasser, welches mit seinem Eigengewicht auf die untere Zone drückt. Dadurch ist es möglich in der unteren Zone Wasser über 100 °C zu speichern, ohne dass dieses kocht und so einen drucklosen Behälter zu nutzen. Das vertikale Ausgleichsrohr ermöglicht einen permanenten Flüssigkeitsaustausch zwischen den beiden Speicherzonen. Dies ist wichtig, da Dichteänderungen beim Be-

/Entladen einen direkten Einfluss auf den Füllstand des Speichers haben. Da das isolierte Zwischendach jedoch fixiert ist und somit das Volumen der unteren Zone konstant ist, müssen diese durch einen Massenstrom zwischen den beiden Zonen ausgeglichen werden können. [45]

Technische und wirtschaftliche Risiken

Die Technik ist etabliert, die technischen und wirtschaftlichen Risiken sind also als gering einzuschätzen.

Marktsituation

Zwei-Zonen-Wärmespeicher wurden in den vergangenen Jahren in Deutschland vermehrt als Fernwärmespeicher implementiert, unter anderem in Nürnberg am Kraftwerksstandort Sandreuth, in Duisburg-Wanheim oder auch in München am Heizkraftwerk Süd. [46], [47] Während die N-ERGIE den Speicher als Vorreiter vergleichsweise günstig implementieren konnte, liegen die Kosten an anderen Standorten bei bis zu 14.000 €/MWh .

Umsetzbarkeit im Gebiet der N-ERGIE

Limitierend für den weiteren Ausbau im Versorgungsgebiet der N-ERGIE ist der hohe Platzbedarf.

3. Beispielprojekte mit großen Speichern in Europa

KURZFASSUNG:

Während in Deutschland erst in den vergangenen Jahren die Zahl an großen Wärmespeichern zunimmt, betreiben Energieversorger in anderen Ländern (insbesondere in Skandinavien) diese bereits seit vielen Jahren.

Um die bereits bewährten Technologien besser kennenzulernen und von bereits gemachten Erfahrungen anderer zu profitieren, werden in diesem Kapitel der 2-Zonen-Speicher in Berlin (DE), der Erdbeckenwärmespeicher in Gram (DK), der Erdsondenwärmespeicher in Braedstrup (DK) sowie einige Gestein- und Betonspeicher in Belgien, Norwegen und Italien exemplarisch näher vorgestellt.

Im Folgenden werden realisierte Beispielprojekte zur Speicherung großer Mengen Wärme in Europa vorgestellt, um einen fundierten Überblick hinsichtlich der technischen und ökonomischen Dimensionen zu geben. Der Fokus liegt dabei vor

allem auf den Technologien, die im Rahmen des Technologieüberblicks als besonders vielversprechend für das Versorgungsgebiet der N-ERGIE klassifiziert wurden.

3.1. 2-Zonen-Speicher:

2-Zonen-Speicher Berlin (DE):

Der Zwei-Zonen-Speicher, welcher von Vattenfall Wärme Berlin AG (seit Mai 2024 BEW Berliner Energie und Wärme AG) im Jahr 2023 am Standort Reuter West in Berlin in Betrieb genommen wurde, ist der größte Wärmespeicher Deutschlands mit einer Speicherkapazität von 2.850 MWh.

Die Wärme wird auf einem Temperaturniveau von 98 °C gespeichert. Der Speicher ist in einem System mit mehreren Wärmeerzeugungsanlagen integriert. Neben den konventionellen Erzeugern (zwei baugleiche, mit Steinkohle betriebenen An-

lagen) soll der Speicher insbesondere im Zusammenhang mit der größten Power-to-Heat-Anlage Europas, mit einer installierten Leistung von 120 MW, die Integration der erneuerbaren Energien in die Berliner Wärmeversorgung steigern. Eine 75 MW Großwärmepumpe sowie größere Abwärmquellen (Abwärme der Müllverbrennungsanlage der Berliner Stadtreinigung sowie Abwärme der Klärwerke der Berliner Wasserbetriebe) sind in das System integriert.

Mit einer maximalen thermischen Leistung von 200 MW soll die Wärmeerzeugung um Stunden flexibilisiert werden – eine saisonale Speicherung ist nicht angedacht. Das System, in dem dieser

Speicher integriert ist, versorgt rund ein Drittel der Berliner Gebäude. [48], [49], [50], [51]



Abb. 12: Bau des 2-Zonen-Speichers am Standort Reuter West in Berlin Spandau mit Blick in den noch leeren Speicher⁷

2-Zonen-Speicher Nürnberg (DE):

Am Kraftwerksstandort der N-ERGIE in Sandreuth wurde Ende 2014 der erste Heißwasserspeicher in Deutschland, der nach dem Prinzip der 2-Zonen-Technik arbeitet, in Betrieb genommen. Der Wärmespeicher hat ein Fassungsvermögen von 33.000

m³ Wasser und hat eine Kapazität von rund 1.500 MWh. Er puffert die Wärme des Heizkraftwerkes, sofern diese nicht unmittelbar gebraucht wird und sorgt so für eine zeitliche Entkopplung der Strom- und Wärmeerzeugung. Im Jahr 2014 wurde der N-ERGIE für dieses Vorreiterprojekt die Auszeichnung „Gestalter der Energiewende“ vom bayrischen Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie verliehen.



Abb. 13: 2-Zonen-Speicher am Kraftwerksstandort Sandreuth der N-ERGIE

Tabelle 3: Exemplarische Übersicht über große Tankspeicher, 2-Zonen-Speicher und Schichtenspeicher in Europa

Ort (Land)	Inbetriebnahme	Kapazität [MWh]	Volumen [m ³]	Investitionskosten [€]	Weitere Informationen
Friedrichshafen (DE)	1996	675	12.000	1.351.642	[52]
Nürnberg (DE)	2015	1.500	33.000	12.000.000	[53]
Berlin (DE)	2023	2.850	56.000	50.000.000	[42], [43], [48], [49], [50], [51]
Brescia (IT)	2020	220	5.200	3.000.000	[54], [55]
Linz (AT)	k. A.	1.350	35.000	k. A.	[56]
Wien (AT)	2013	850	11.000	20.000.000	[57]

⁷ <https://group.vattenfall.com/de/newsroom/news/2022/in-reuter-west-werden-rund-350.000-badewannen-befullt>

3.2. Erdbeckenwärmespeicher

Erdbeckenwärmespeicher Gram (DK):

Der im Jahr 2015 in Gram in Dänemark installierte Erdbeckenwärmespeicher wurde im Zusammenhang mit der Versorgung eines Wärmenetzes gebaut. Dieses versorgt rund 1.200 Verbraucher mit einer jährlichen Wärmeerzeugung von rund 30.000 MWh. Der Wärmespeicher wird über 44.800 m² Solarkollektoren gespeist und wird in den Sommermonaten auf 85 °C geheizt. Die Tiefe des Wasserbeckens beträgt nur etwa 5-6 Meter um nicht mit grundwasserführenden Schichten in Berührung zu kommen. Der Flächenbedarf beträgt also etwa 20.000 m² (etwa 3 Fußballfelder) zuzüglich notwendiger Flächen für die Einfassung und Abdichtung⁸. In den Wintermonaten wird der Speicher auf 10 °C abgekühlt. Das Gesamtsystem der Fernwärmeversorgung besteht aus mehreren Wärmeerzeugern: Zusätzlich zu den Solarkollektoren sind zwei Gaskessel mit einer Leistung von 10 MW, ein 6,5 MW Gasblockheizkraftwerk, ein 8 MW elektrischer Kessel und eine 900 kW Großwärmepumpe im Einsatz.

Neben dem 122.000 m³ saisonalen Erdbeckenwärmespeicher ist ein 2300 m³ Tankspeicher, der vom BHWK und von einem Teil der Solarkollektoren gespeist wird, installiert.



Abb. 14: Erdbeckenwärmespeicher der Fernwärme Gram^{9 10}

Außerdem wurde 2016 die Abwärme aus einer benachbarten Teppichfabrik im System integriert. Diese steht bei einem Temperaturniveau von 70 °C zur Verfügung und liefert etwa 2000 MWh pro Jahr. Das System wird von einer Verbrauchergesellschaft betrieben. [58], [59], [60], [61], [62]

Tabelle 4: Exemplarische Übersicht über Erdbeckenwärmespeicher in Europa

Ort (Land)	Inbetriebnahme	Kapazität [MWh]	Volumen [m ³]	Investitionskosten [€]	Weitere Informationen
Droninglund (DK)	2014	5.400	60.000	2.286.000	[63], [64], [65], [66]
Toftlund (DK)	2017	6.885	70.000	2.822.400*	[64], [66], [67]
Gram (DK)	2015	12.125	122.000	2.800.000	[58], [59], [60], [61], [62], [64], [66], [68]
Vojens (DK)	2015	12.180	200.000	k. A.	[64], [66]
Marstal (DK)	2003	638	10.000	k. A.	[66]
Marstal (DK)	2012	4.350	75.000	3.075.000	[64], [66], [69], [70]
Lambohov (SW)	1979	k. A.	10.000	k. A.	[64]

*Umgerechnet mit Wechselkurs 2017: 1 DKK = 0,1344

⁸ <https://www.solarserver.de/2021/11/25/forschungsprojekt-fuer-grosse-waermespeicher-in-urbanen-raeumen/>, abgerufen am 7.12.2024

⁹ <https://www.solar-district-heating.eu/dk-monitoring>

¹⁰ https://www.georesources.net/images/Sonderdrucke/Geo-Resources-Zeitschrift-2020-03-Sonderdruck_Labda-Tarnowski.pdf, abgerufen am 7.12.2024

3.3. Erdsondenwärmespeicher

Erdsondenwärmespeicher Braedstrup (DK)

Der Erdsondenwärmespeicher in Braedstrup wird im Zusammenhang mit einem Fernwärmenetz betrieben. Über das Wärmenetz werden 1.500 Verbraucher versorgt - im Jahr 2015 entsprach das einer erzeugten Wärmemenge von rund 40 GWh. Der Speicher wurde im Jahr 2011 in Betrieb genommen und besteht aus 48 Erdsonden mit einer Tiefe von 45 m. Insgesamt werden 19.000 m³ Erde erwärmt. Zum Gesamtsystem gehören mehrere Wärmeerzeugungsanlagen: Insgesamt 18.600 m² Solarkollektoren, ein 10 MW elektrischer Kessel, eine 1,2 MW Großwärmepumpe, zwei Gaskesseln

mit einer installierten Leistung von insgesamt 23,5 MW sowie zwei Gasblockheizkraftwerke mit jeweils einer installierten Leistung von 4,1 MW. Während den Sommermonaten wird der Speicher auf eine Temperatur von 50 - 60 °C geheizt und in den Wintermonaten auf 15 °C über die Wärmepumpen abgekühlt. Zusätzlich zum 19.000 m³ saisonalen Erdsondenwärmespeicher ist ein 5.500 m³ Tankspeicher installiert für den Ausgleich kurzzeitiger Fluktuationen. Das System wird von der Verbrauchergenossenschaft Breadstrup District Heating betrieben. [61], [71], [72], [73], [74], [75]

Tabelle 5: Exemplarische Übersicht über Erdsondenwärmespeicher in Europa

Ort (Land)	Inbetriebnahme	Kapazität [MWh]	Anzahl Bohrlöcher/Tiefe [m]	Investitionskosten [€]	Weitere Informationen
Breadstrup (DK)	2011	400	48/45	519.800	[61], [71], [72], [73], [74], [75], [76]
Emmabodda (SW)	2010	2.500	140/146	12.500.000	[77], [78]
Crailsheim (DE)	2012	580	80/55	592.600	[79], [80]
Neckarsulm (DE)	1998	4.250	530/30	k. A.	[7]

3.4. Gestein/Feststoffspeicher

Gesteinspeicher Hamburg (DE)

Der größte in Europa installierte Gesteinspeicher wurde von 2019 bis 2022 in Hamburg von Siemens Gamesa betrieben. Der Speicher mit einer Speicherkapazität von 130 MWh war als Power-to-Heat-to-Power-Anlage konzipiert und gebaut worden, um überschüssigen Windstrom zu speichern. Über eine elektrische Wärmeerzeugung wurden Vulkansteine auf ein Temperaturniveau von 750 °C erwärmt.

Beim Auspeichern wurde mit der Wärme eine 1,5 MW Dampfturbine angetrieben.

Da es sich um ein vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz gefördertes Demonstrationsprojekt gehandelt hat, wurde nach drei Jahren der Testbetrieb abgeschlossen. Der Betrieb wurde aufgrund der geltenden Marktbedingungen nicht weitergeführt. [81], [82], [83], [84]

Betonwärmespeicher in Belgien, Norwegen & Italien

Das Unternehmen ENERGYNEST hat einen modularen Betonwärmespeicher entwickelt, der in drei Anlagen in Europa betrieben wird. In der Anlage in Belgien ist ein 5 MWh Speicher in einem System mit einer konzentrierenden Solarthermieanlage zur Reduktion des Gasverbrauchs einer Klebstofffabrik installiert. Diese Anlage wurde durch das Forschungs- und Innovationsprogramm Horizon 2020 der Europäischen Union gefördert. In Norwegen flexibilisiert ein 4 MWh Speicher die Dampferzeugung des Chemiewerks von YARA International.

Die Wärme wird durch die Kondensation des überschüssigen Hochdruckdampfes gespeichert und für die Deckung der Dampfnachfrage des Niederdruckdampfnetzes gespeichert. In der Anlage in Italien wird die Ölaufbereitungsanlage von ENI flexibilisiert und der Einsatz von fossilen Energieträgern reduziert, indem Wärme aus einer konzentrierenden Solarthermieanlage gespeichert wird und anstatt fossil erzeugter Wärme genutzt wird. [85], [86], [87], [88]

Tabelle 6: Exemplarische Übersicht über Gesteinwärmespeicher in Europa

Ort (Land)	Inbetriebnahme	Material	Kapazität [MWh]	Volumen [m ³]	Investitionskosten [€]	Weitere Informationen
Turnhout (BE)	2023	Stahl/Beton (HE-ATCRETE®)	5	k. A.	k. A.	[87], [88]
Porsgrunn (NO)	2020	Stahl/Beton (HE-ATCRETE®)	4	k. A.	1.100.000	[86]
Gela (IT)	2019	Stahl/Beton (HE-ATCRETE®)	k. A.	k. A.	k. A.	[85]
Hamburg (DE)	2019-2022	Vulkanstein	130	1000 Tonnen	8.000.000	[81], [82], [83], [84]

3.5. Aquiferwärmespeicher

Aquiferwärmespeicher des Bundestages in Berlin (DE)

Das Konzept der Energieversorgung des Deutschen Bundestages besteht aus mehreren Komponenten, unter anderem zwei Aquifer-Speichern, die jeweils als ein Wärme- und ein Kältespeicher betrieben werden. Der Wärmespeicher liegt in einer Tiefe von rund 300 m und wird mit der von den Biodiesel-Blockheizkraftwerken erzeugten Wärme geladen. Dafür wird das sich im Aquifer befindende 20°C warme Wasser mit der Abwärme der Blockheizkraftwerke auf ein Temperaturniveau von 60°C gebracht und wieder in den Untergrund zurück gepumpt. Die Bohrungen liegen in etwa 280 m voneinander entfernt. Die maximale Pumpenleistung beträgt 100 m³/h. Während der Entladung des Speichers in der Winterzeit sinkt die Temperatur des Speichers bis auf 30°C. Zusätzlich sind im System des Deutschen Bundestages noch

Biodiesel-Kessel für die Spitzenlastdeckung der Wärmenachfrage implementiert sowie Wärmepumpen und Absorptionskältemaschinen, die mit der von den Blockheizkraftwerken erzeugten Wärme angetrieben werden.

Außerdem gibt es Kompressionskältemaschinen für Zeiten erhöhter Kältenachfragen im Sommer. Der Aquifer-Kältespeicher liegt bei etwa 60 m Tiefe über dem Wärmespeicher und wird in den Wintermonaten durch die kalten Umgebungstemperaturen geladen. Dabei wird das Wasser auf etwa 5°C abgekühlt und in den Sommermonaten beim Entladen wieder auf die Grundwassertemperatur von 11°C gebracht. Die Leitungen in Berlin werden unter Druck betrieben, damit kein Sauerstoff in Kontakt mit dem Grundwasser kommt, was zu Verstopfungen aufgrund von chemischen Reaktionen führt. Als weitere Maßnahme, um Sauerstoffabschluss zu gewährleisten wird eine Stickstoffschicht eingesetzt. [89], [90], [91], [92]



Abb. 15: Der Bundestag in Berlin wird unter anderem mit einem Aquiferspeicher versorgt¹¹

¹¹ https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/a/aa/Reichstagsgeb%C3%A4ude_von_Westen.jpg

Tabelle 7: Exemplarische Übersicht über Aquiferwärmespeicher in Europa

Ort (Land)	Inbetriebnahme	Leistung [MW]	Anzahl Bohrlöcher/Tiefe [m]	Maximaler Durchfluss [m ³ /h]	Investitionskosten [€]	Weitere Informationen
Berlin (DE)	1999	k. A.	2	320	k. A.	[89]
Rostock (DE)	1999	k. A.	2	15	1.020.000	[89]
Bonn (DE)	k. A.	k. A.	6	300	k. A.	[89]
Utrecht (NL)	1991	2,6	2//260	100	1.100.000	[90]
Amersfoort (NL)	1996	2	2/240	k. A.	1.000.000	[90]
Oslo (NW)	1998	7	18/45	200	2.650.000	[90]
Amsterdam (NL)	2000	8,3	10/75	500	k. A.	[90]
Eindhoven (NL)	2002	20	36/28-80	3.000	14.700.000	[90]
Neubrandenburg (DE)	2005	3,3	2/1200	100	k. A.	[90]
Arlanda (SW)	2009	10	11/20	720	5.000.000	[90]
Kopenhagen (DK)	2010	2,4	2/k. A.	k. A.	k. A.	[90]
Kopenhagen (DK)	2015	2,8	10/100	250	k. A.	[90]
London (UK)	2013	2,9	8/70	400	k. A.	[90]
Amsterdam (NL)	2015	20	7/k.A.	1.100	25.000.000	[90]
Kopenhagen (DK)	2015	5	10/110	k. A.	8.000.000	[90]

3.6. Eisspeicher

Eisspeicher in Hamburg (DE)

Der 2014 in Hamburg in Betrieb genommene Eisspeicher mit einem Volumen von 1.680 m³ versorgt 483 Wohnungen der Wohnungsbaugenossenschaft „Eisenbahnbauverein“. Dieser Speicher ist in einem System von mehreren Anlagen integriert und wird über drei Solarkollektoren mit einer Gesamtfläche von 430 m² sowie durch Umweltwärme (Luft und Erdreich) im Sommer geladen.

Im Winter wird die Wärme über eine Wärmepumpe aus dem Speicher entnommen.



Abb. 16: Wärmepumpe des Eisspeichersystems in Hamburg¹²

Da die versorgten Gebäude vor über 50 Jahren gebaut wurden und nicht energetisch saniert sind, ist

¹² https://www.energie-experten.org/projekte/hamburg-wilstorf-groesste-eisspeicher-heizung-deutschlands-halbiert-heizkosten#fancy_group-10

im System zusätzlich ein Brennwertkessel implementiert, der die Versorgung der Spitzennachfrage an sehr kalten Wintertagen sicherstellt.

Das System ersetzt die ursprüngliche Wärmeversorgung über Nachtspeicheröfen und konnte nach Angaben der Planer des Projektes die Betriebskosten und Emissionen der Wärmeversorgung um 80 % reduzieren. [91], [92], [93]

Eisspeicher in Schleswig (DE)

In Schleswig wurde 2021 ein Erd-Eis-Speicher, welcher ein ganzes Wohnquartier mit 60 Häusern versorgt, in Betrieb genommen. Der Erd-Eis-Speicher besteht aus mehrlagigen Erdkollektoren die jeweils im Abstand von 1,20 m Tiefe verlegt sind. Diese entnehmen dem Boden soweit Wärme bis dieser gefriert. Die Wärme, die in den Speicher geladen wird, wird durch Solarkollektoren auf dem Dach der benachbarten Feuerwehrtwache gewonnen. Das System ist an einem kalten Nahwärmenetz mit

einer Temperatur von etwa 5 °C angeschlossen. Wärmepumpen, die in den Häusern installiert sind, werden genutzt, um die Wärme auf das gewünschte Temperaturniveau zu bringen. Die Heizleistung des Systems beträgt 300 kW. [94], [95], [96]



Abb. 17: Bau des Erd-Eis-Speichers der Stadt Schleswig¹³

Tabelle 8: Exemplarische Übersicht über Eisspeicher in Europa

Ort (Land)	Inbetriebnahme	Kapazität [MWh]	Volumen [m ³]	Investitionskosten [€]	Weitere Informationen
Nürnberg (DE)	2021	27,83*	300	k. A.	[97]
Rendsburg (DE)	2019	k. A.	k. A.	1.100.000	[98]
Schleswig (DE)	k. A.	417,5*	4.500	k. A.	[99]
Hamburg (DE)	2014	139,17*	1.500	8.000.000	[100]

*Berechnet über das Speichervolumen und die spezifische Schmelzwärme von Eis (334 kJ/kg)

¹³ <https://www.waermepumpe.de/presse/pressefahrten/schleswig-holstein-2021/details/neues-quartier-mit-erd-eis-speicher>

4. Optionen zur Implementierung großer Speicher in das Versorgungsgebiet der N-ERGIE

KURZFASSUNG:

Die größten Dunkelflauten treten meist zwischen November und Februar in den Wintermonaten auf. Während dieser Zeiträume liegen auch die größten Wärmebedarfe, sodass ein entsprechend hoher Speicherbedarf für die stromabhängigen Wärmeerzeuger besteht. Im Basis-Szenario ergibt sich ein saisonaler Wärmespeicherbedarf von 66,4 GWh, im „Ambioniert“-Szenario von 125,2 GWh und im „Zukunftsorientiert“-Szenario von 185,6 GWh. Der Speicherbedarf zur Überbrückung von Dunkelflauten liegt im Basis-Szenario bei 25,1 GWh, im „Ambioniert“-Szenario von 47,2 GWh und im „Zukunftsorientiert“-Szenario von 70,0 GWh.

Große Speicher können auf unterschiedliche Art und Weise in das Fernwärmenetz integriert werden. Neben der Art der Speisung (über Direktverstromung, aufgewertete Abwärme oder Wärmepumpe), spielt auch die Art des Speichers (Niedertemperaturspeicher, Hochtemperaturspeicher) eine entscheidende Rolle für die Wirtschaftlichkeit. Eine Absenkung der Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes und ein lokales Anheben kann zu Effizienzsteigerungen der Wärmepumpen und Verlustminderung im Wärmenetz entscheidend beitragen.

4.1. Kernproblem Speichergröße

Das Kernproblem der saisonalen Speicherung von Wärme ergibt sich aus den geringen spezifischen Speicherkapazitäten üblicher Wärmeträgermaterialien (bspw. Wasser 4,19 kJ/(kg K)). Für die Speicherkapazitäten, die für eine saisonale Speicherung des Wärmebedarfs im Fernwärmenetz der N-ERGIE notwendig werden, sind riesige Speichermassen und Volumina notwendig (**Abb. 20**).

Maximale Speichergröße für die Saisonale Speicherung

Eine erste Abschätzung für die notwendige Speichergröße für die saisonale Speicherung ergibt

sich aus der geordneten Jahresdauerlinie der Wärmelieferung der N-ERGIE. Im Jahr 2023 lieferte die N-ERGIE insgesamt 1269 GWh_{th} mit einer maximalen Leistung von 404 MW_{th} und einer mittleren Leistung von 145 MW_{th} (siehe **Abbildung 19**). Unter der Annahme einer über das Jahr konstant verfügbaren Wärmebereitstellung könnten also 344 GWh aus Perioden geringeren Bedarfs in Perioden mit überdurchschnittlichem Wärmebedarf übertragen werden.

Dieser Wert definiert das theoretische Maximum eines saisonalen Speichers im Versorgungsgebiet für den aktuellen Wärmebedarf im Versorgungsgebiet, da eine genaue Zuordnung der Wärme aus

Stunden mit Minder- und Mehrbedarf technisch nicht möglich ist.

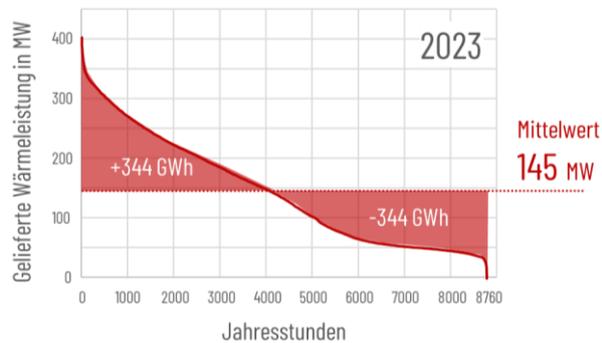


Abb. 18: Theoretisches Maximum für den Speicherbedarf zur saisonalen Speicherung von Wärme im Bezugsjahr 2023.

Dieser theoretische Wert könnte künftig steigen, wenn sich die Liefermenge durch den weiteren Ausbau des Wärmenetzes erhöht und wenn sich beispielsweise durch die Nutzung von Überschussstrom durch die Photovoltaik in den Sommermonaten eine stark ungleichmäßige Wärmeproduktion über den Jahresverlauf einstellt.

Tatsächlich errechnet sich aus den Jahreslastgängen eine deutlich geringere sinnvolle Speichergröße, da sich im Jahreslastgang Perioden mit hohem und geringem Speicherbedarf und sich entsprechend eines bereits teilentladenen Speichers teilweise wieder füllen würde und die verfügbare Speicherkapazität innerhalb eines Jahres deshalb mehrfach genutzt werden kann.

Maximale Speichergröße für die Besicherung der Dunkelflaute

Eine erste Abschätzung für die Besicherung der längsten Dunkelflaute des Jahres 2023 ergibt sich aus den historischen Daten des Wärmelastgangs. In der längsten Dunkelflaute des Jahres 2023 vom 21.01.2023, 20:00 bis zum 29.01.2023, 11:00 lieferte die N-ERGIE etwa 54 GWh Wärme mit einer thermischen Leistung von 228 bis 345 MW_{th} (siehe **Abbildung 20**). Das Beispiel zeigt zunächst, dass der Wärmebedarf während einer typischerweise im

Dezember, Januar oder Februar auftretenden Dunkelflaute nahe am Maximum des Wärmeverbrauchs eines Jahres liegt.

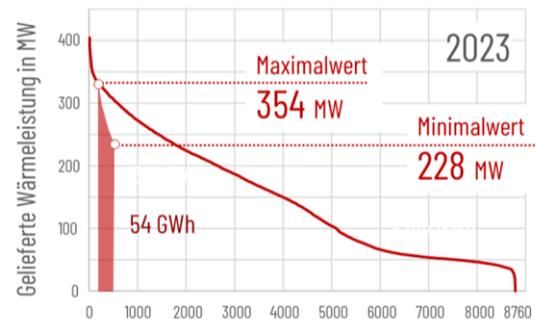


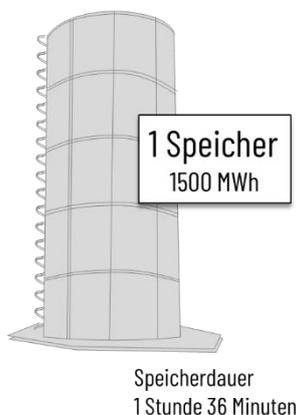
Abb. 19: Theoretisches Maximum für den Speicherbedarf zur Saisonalen Speicherung von Wärme im Bezugsjahr 2023.

Zum anderen ist der Wärmebedarf einer fast zweiwöchigen Dunkelflaute (im Beispiel mit 119 Volllaststunden) erheblich. Der Speicherbedarf ist in einer ähnlichen Größenordnung wie der Speicherbedarf für eine saisonale Speicherung. Hinzu kommt, dass sich in den vergangenen Wintern durchaus oft mehrere Dunkelflauten aneinanderreichten und sich dadurch für die Besicherung der Dunkelflaute in der Realität ein noch höherer Speicherbedarf ergeben würde.

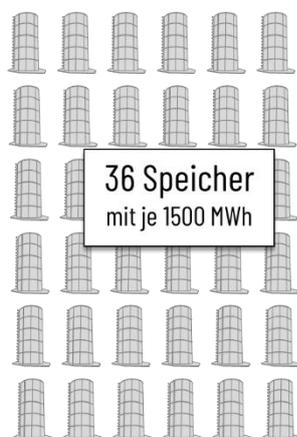
Eine Abschätzung wirtschaftlich sinnvoller Speichergrößen für die saisonale Speicherung und für die Besicherung der Dunkelflaute muss dagegen auch die Erzeugungsstrukturen während der Dunkelflaute und in den Wintermonaten und die Grenzkosten der Wärmeerzeugung in den entsprechenden Perioden berücksichtigen.

Um den künftigen Speicherbedarf für die saisonale Speicherung von Wärme für den Betrieb des Fernwärmenetzes abzuschätzen, wird die Abweichung der Stromerzeugung vom jährlichen Mittelwert aufkumuliert. Die Differenz zwischen Maximum und Minimum stellt den Stromspeicherbedarf in Volllaststunden dar. Durch Anwendung eines saisonal angepassten Mittelwertes (monatlich) kann zudem der Speicherbedarf über mehrere Dunkelflauten hinweg bestimmt werden.

Speicherung von Fernwärme für Nürnberg (Anschlussleistung 900 Megawatt)



Überbrückung der Dunkelflaute mit 119 Volllaststunden und einem Wärmebedarf von 54 GWh



Saisonale Speicherung eines Wärmebedarfs von 344 GWh

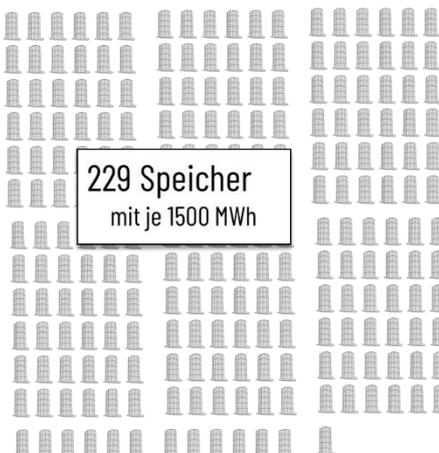


Abb. 20: Theoretisches maximales Speichervolumen zur Überbrückung einer Dunkelflaute und zur saisonalen Speicherung von Fernwärme im Versorgungsgebiet der N-ERGIE

Da alle kritischen Dunkelflauten im Winter und somit in der Heizperiode liegen, kann entsprechend der Wärmespeicherbedarf durch Skalierung ermittelt werden. Die Ergebnisse dieser Berechnung sind in **Tabelle 9 und 10** dargestellt. Eine detaillierte Beschreibung der Methodik findet sich im Anhang (Methodik: Speicherbedarfsbestimmung). Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Elektrifizierungsgrade resultiert für das Versorgungsgebiet der N-ERGIE im „**Basis-Szenario**“ ein

saisonaler Wärmespeicherbedarf von 66,4 GWh, im „**Ambioniert**“-Szenario von 125,2 GWh und im „Zukunftsorientiert“-Szenario von 185,6 GWh. Der Speicherbedarf zur Überbrückung von Dunkelflautenclustern liegt im Basis-Szenario bei 25,1 GWh, im „Ambioniert“-Szenario von 47,2 GWh und im „Zukunftsorientiert“-Szenario von 70,0 GWh

Tabelle 9: Strom- und Wärmespeicherbedarfe zur Überbrückung von Dunkelflautenclustern

Jahr	Dunkelflauten-Stromspeicherbedarf [h]	Wärmespeicherbedarf	Wärmespeicherbedarf	Wärmespeicherbedarf	Wärmespeicherbedarf
		100 % elektrisch ln [MWh]	„Basis“ 16,5 % elektrisch ln [MWh]	„Ambioniert“- 31,1 % elektrisch ln [MWh]	„Zukunftsorientiert“ 46,1 % elektrisch ln [MWh]
2015	234,3	103.081	17.008	32.058	47.520
2016	231,9	116.310	19.191	36.172	53.619
2017	276,7	151.842	25.054	47.223	69.999
2018	197,2	138.695	22.885	43.134	63.938
2019	187,6	110.836	18.288	34.470	51.095
2020	180,4	88.779	14.649	27.610	40.927
2021	176,3	118.576	19.565	36.877	54.664
2022	289,8	146.538	24.179	45.573	67.554
2023	281,6	133.176	21.974	41.418	61.394

Tabelle 10: Strom- und Wärmespeicherbedarfe für die saisonale Speicherung

Jahr	Saisonaler Stromspeicherbedarf ln [h]	Wärmespeicherbedarf	Wärmespeicherbedarf	Wärmespeicherbedarf	Wärmespeicherbedarf Szenario
		(100 % elektrisch) ln [MWh]	„Basis“ 16,5 % elektrisch ln [MWh]	„Ambitioniert“ 31,1 % elektrisch ln [MWh]	„Zukunftsorientiert“ 46,1 % elektrisch ln [MWh]
2015	632,8	278.435	45.942	86.593	128.359
2016	535,6	268.655	44.328	83.552	123.850
2017	357,9	196.355	32.399	61.066	90.520
2018	409,6	288.152	47.545	89.615	132.838
2019	590,9	349.176	57.614	108.594	160.970
2020	818,3	402.698	66.445	125.239	185.644
2021	489,8	329.832	54.422	102.578	152.053
2022	759,5	384.083	63.374	119.450	177.062
2023	431,0	203.844	33.634	63.395	93.972

4.2. Technische Optionen zur Implementierung großer Speicher

Neben der Wirtschaftlichkeit ist ein Kernproblem der Realisierung großer Speicher der Platzbedarf für die bauliche Umsetzung. Es muss daher diskutiert werden, wie die Integration des Speichervolumens in das Fernwärmenetz realisiert werden kann und welche Maßnahmen in Bezug auf das Fernwärmenetz möglicherweise gleichzeitig umgesetzt werden sollten. Im Folgenden werden daher verschiedene Optionen zur Implementierung großer Speicher diskutiert.

Die wesentlichen, prinzipiell denkbare Optionen sind in **Abb. 21** dargestellt.

Zentrale Speicherung von Wärme (Optionen a bis d):

Die Wärmespeicher können nahe der Hauptwärmeerzeuger platziert werden. Je nach Art der Wärmeerzeugung kann der Speicher entweder direkt gespeist werden oder eine Wärmepumpe in Kombination mit erneuerbarem Strom wird eingesetzt, um die Wärme auf das Speichertemperaturniveau anzuheben. Da zentrale Speicher in der Regel

deutlich größer sind als dezentrale, ist die Speicherung meist deutlich effizienter. Zudem können durch die Skaleneffekte Kostenersparnisse erzielt werden und die Steuerung ist deutlich einfacher. Hauptnachteile von zentralen Speichern liegen zum einen im deutlich größeren Platzbedarf, zum anderen in den Wärmeverlusten auf dem Weg zu den Verbrauchern.

Dezentrale Speicherung von Wärme (Option e):

Von einer dezentralen Speicherung spricht man, wenn die Speicher in Verbrauchernähe/Quartiersnähe platziert werden. Neben der Überbrückung von längeren Dunkelflauten können die Speicher auch dazu genutzt werden, kurzzeitig Lastspitzen abzufangen und lokal auf spezifische Bedürfnisse einzugehen. Zudem gibt es zwischen Speicher und Verbraucher nur kurze Leitungswege (geringere Verluste) und die Platzierung von kleinen Speichern ist leichter umsetzbar. Aus Gründen der Versorgungssicherheit ist es sinnvoll, besonders an versorgungskritischen Punkten im Netz dezentrale

Speicher zu implementieren. Wesentliche Nachteile der dezentralen Speicherung liegen in den höheren Investitionskosten sowie der komplexeren Steuerung von vielen kleinen Einheiten.

Absenkung der Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes (Option f):

Die N-ERGIE plant in Zukunft zur Bereitstellung der Fernwärme unter anderem Großwärmepumpen einzusetzen. Diese arbeiten insbesondere dann effizient, wenn die Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Zieltemperatur möglichst gering ist.

Derzeit wird das Fernwärmenetz der N-ERGIE zwischen 70 °C (im Sommer) und 130 °C (im Winter) betrieben. Eine Absenkung der Temperatur auf 50 °C (im Sommer) und 90 °C (im Winter) könnte die Effizienz der erneuerbaren Fernwärmeerzeugung deutlich erhöhen. Um die gleiche Heizleistung bei niedrigeren Vorlauftemperaturen zu erreichen, müssten bei einigen Verbrauchern ggf. die Heizflächen vergrößert werden. Auch eine Erhöhung der Pumpgeschwindigkeit stellt eine Möglichkeit dar, die gleiche Wärmemenge zu liefern, wobei mögliche Effizienzverluste durch Druckverluste und einen erhöhten Stromverbrauch der Pumpen sorgfältig abgewogen werden müssen. Für Verbraucher, die tatsächlich ein hohes Temperaturniveau benötigen, kann dieses durch Implementierung einer Wärmepumpe oder einer elektrischen Direktheizung vor Ort bereitgestellt werden.

Verbrauchsgebundenen Wärmegestehungskosten

Die für diese Optionen entstehenden verbrauchsgebundenen Wärmegestehungskosten – also die aus den Stromkosten resultierenden variablen Anteils der Wärmegestehungskosten (Arbeitspreis) – sind in **Abbildung 23** dargestellt. Während in **Option a** die verbrauchsgebundenen Wärmegestehungskosten unmittelbar den Stromkosten entsprechen und sich gegenüber den Stromkosten aufgrund der Verteilverluste etwas erhöhen, reduzieren sich die verbrauchsgebundenen Wärmegestehungskosten in allen Fällen die Abwärme kostenlos nutzen (**Optionen b bis f**), da durch die

Nutzung von Abwärme ein geringerer Anteil der Nutzwärme mit dem Strom bereitgestellt werden muss. Signifikant reduzieren sich die Stromkosten ebenfalls immer dann, wenn Wärmepumpen den Strombedarf reduzieren.

Auch in diesen Fällen reduziert die Nutzung von Abwärme den Strombedarf gegenüber der Nutzung von Umgebungswärme, da das höhere Temperaturniveau der Abwärme (in den Beispielen bis 50 °C) die Leistungszahl, also den Coefficient of Performance (COP) der Wärmepumpen erhöht (**Optionen b, c, e und f**).

Denselben Effekt – die Verbesserung des COP der Wärmepumpe durch einen geringeren Temperaturhub – erzielt auch die Speicherung von Wärme für die Wärmequelle der Wärmepumpe. Gerade bei sehr niedrigen Außentemperaturen von beispielsweise – 20°C reduziert ein verbesserter COP den Stromverbrauch der Wärmepumpe, wenn beispielsweise bei 0°C Schmelzwärme eines Eisspeichers anstelle der noch kälteren Wärme aus der Umgebung auf die Vorlauftemperatur angehoben werden kann. Noch geringer wird der Strombedarf für die Wärmebereitstellung, wenn die Wärme aus einem Erdbeckenspeicher beispielsweise bei Temperaturen von 40°C auf die Vorlauftemperatur angehoben werden kann. (**Option d**).

Dass in diesen Fällen für **Option d** mit Eisspeicher/Erdbeckenspeicher ein vergleichsweise geringerer COP der Wärmepumpe von 1,6 bzw. 2,5 für die Wärmepumpe angenommen werden kann, liegt vor allem an der mit 120° sehr hoch angenommenen Vorlauftemperatur, die die Wärmepumpe bereitstellen muss.

Den Einfluss einer von 120 °C auf 90 oder 60 °C reduzierten Vorlauftemperatur zeigen die **Optionen e und f**, für die sich ein COP von 2,6 bis 4,2 errechnet. Eine Reduzierung der Vorlauftemperatur könnte beispielsweise dadurch erreicht werden, dass Wärme dezentral beim Verbraucher gespeichert wird und dadurch in Perioden mit hohem Wärmeverbrauch die Übertragungsleistung an der Wärmeübergabestation reduziert werden kann (**Option e**). Denkbar wäre auch eine elektrische Zusatzheizung bei Verbrauchern, die besonders hohe Vorlauftemperaturen benötigen (im Beispiel

10% der Verbraucher), da so durch eine Senkung der Vorlauftemperatur Netzverluste reduziert und der COP der Wärmepumpe gesteigert werden kann (**Option f**). Voraussetzung für eine wirtschaftliche Umsetzung dieser Option ist, dass der

Anteil der Verbraucher mit hohem Temperaturbedarf signifikant kleiner ist, als der Anteil der Verbraucher, die mit einer niedrigeren Vorlauftemperatur versorgt werden können.

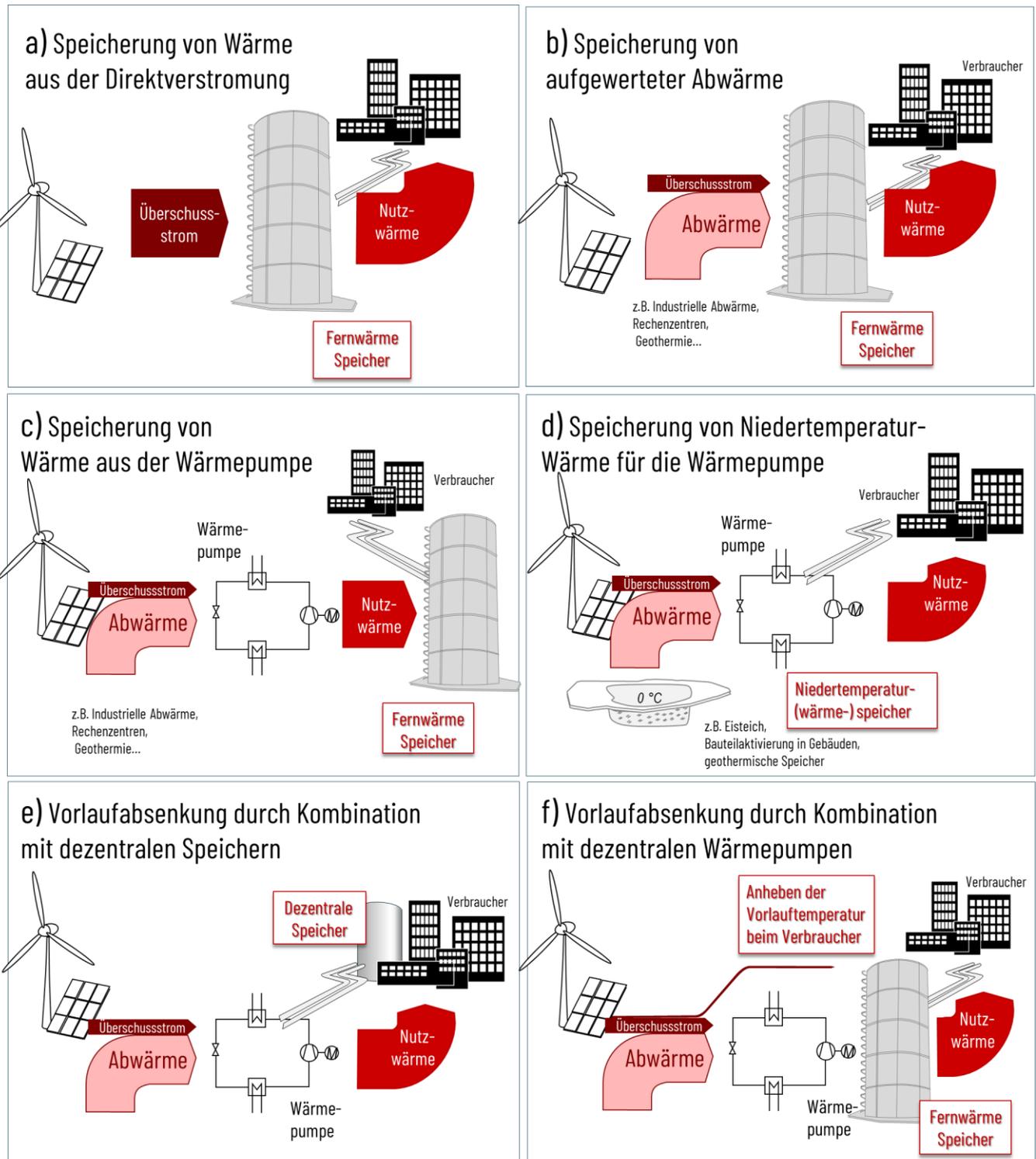


Abb. 21: Optionen zur Integration großer Speicher in die Fernwärme-Infrastruktur

5. Zulässige Kosten großer Speicher bei vollständiger Elektrifizierung

KURZFASSUNG:

Für die strombasierte Wärmeerzeugung bestimmen die Stromkosten unmittelbar die stundenaktuellen Wärmegestehungskosten. Für die Betrachtung einzelner Anlagen zur Elektrifizierung sind 6 Optionen für die Kombination von Wärmeerzeugern und Speichern zu betrachten. Bei einem mittleren Großhandelspreis von ca. 137 €/MWh im Jahr 2030 errechnen sich für die Wärmeversorgung mit Wärmepumpen mittlere Wärmepreise von etwa 32 bis 62 €/MWh und für die Direktverstromung mittlere Wärmepreise bis 242 €/MWh unter Berücksichtigung der entsprechenden Stromnebenkosten. Durch große Speicher reduzieren sich diese Kosten auf ca. 130 €/MWh bei der Direktverstromung und bis 16 €/MWh für die Kombination mit Wärmepumpen. In allen Fällen sind Einsparungen bei Speichergrößen von 400 bis 800 Stunden optimal und im Jahr 2030 ausreichend groß, um die in Frage kommenden Speichertechnologien zu refinanzieren. Die Beladung von Speichern mit Wärmepumpe ist dagegen nur sinnvoll, wenn während der Beladung Wärme aus anderen Quellen kostengünstig bereitgestellt werden kann.

5.1. Einfluss der Strompreise auf die Wärmegestehungskosten

Entwicklung künftiger Wärmepreise aus der strombasierten Stromerzeugung.

Die künftigen Strompreise haben einen großen Einfluss auf die Wärmegestehungskosten der elektrischen Erzeuger (Wärmepumpen und Direktheizungen). Mit zunehmendem Ausbau erneuerbarer Energien und dem Zubau wasserstoffbasierter Reservekraftwerke ist davon auszugehen, dass

die Volatilität des Strompreises in den börsenbasierten Großhandelsmärkten weiter zunehmen wird. Vor allem im Day-Ahead-Markt und im Intraday-Handel werden in Knappheitssituationen sehr hohe Strompreise entstehen, während in Situationen mit hohem Wind- und PV-Aufkommen sehr niedrige Strompreise auftreten werden. Zwar wird die Anzahl der Stunden mit niedrigen Preisen die Anzahl von Stunden mit hohen Strompreisen wesentlich übersteigen, durch die Höhe der Strompreise in Knappheitssituationen werden jedoch Perioden mit hohen Strompreisen für die Wärmegestehungskosten besonders relevant.

Wie sich aktuelle Strompreise auf den resultierenden (stundenaktuellen) für die in **Abbildung 22**

definierten Wärmeerzeugungsoptionen ohne Berücksichtigung von Speicherkapazitäten auswirken, ist in **Abbildung 23** dargestellt.

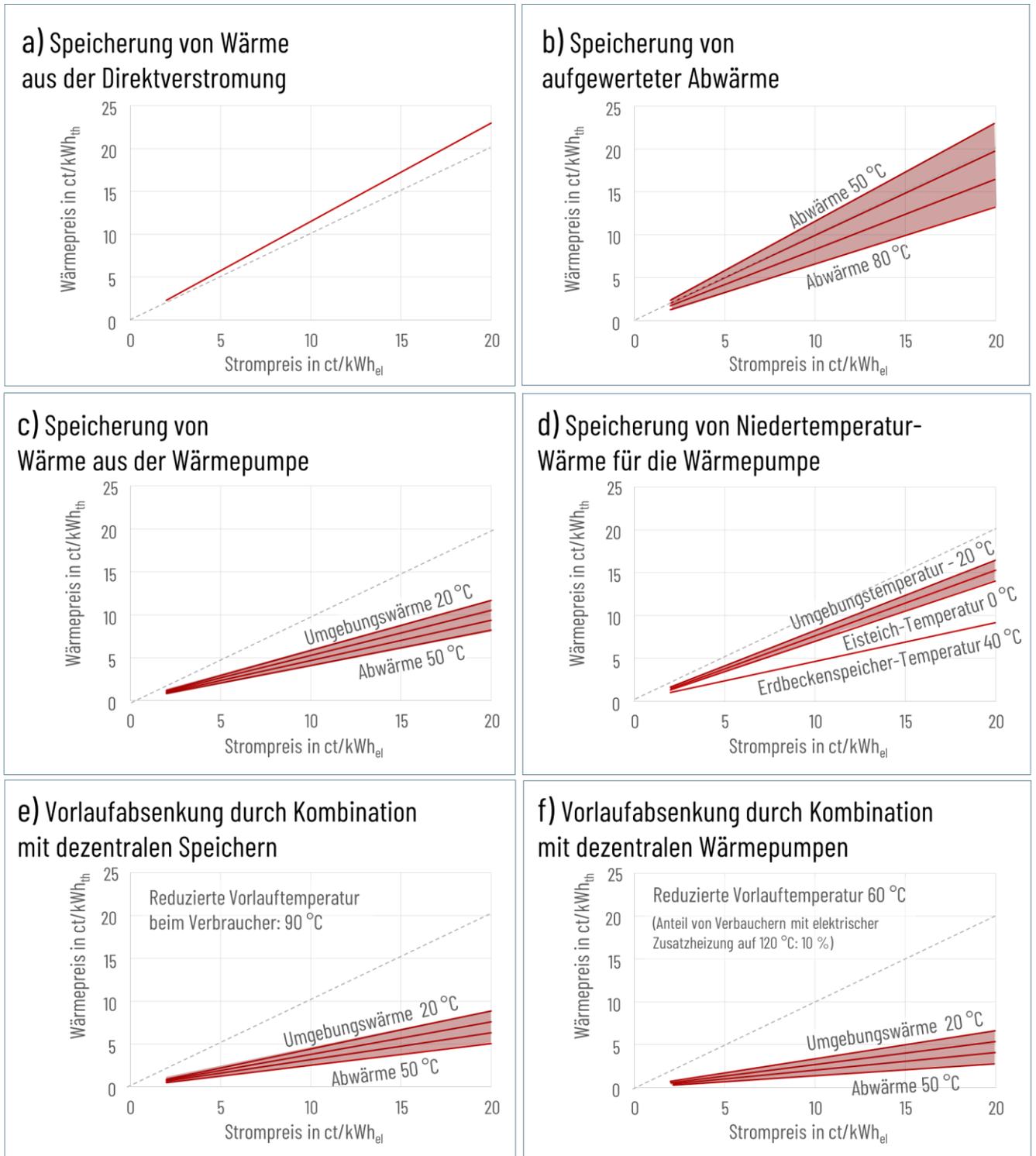


Abb. 22: Abhängigkeit der Wärmepreise (nur Arbeitspreise) von den Optionen zur Integration großer Speicher in die Fernwärme-Infrastruktur nach Abb. 21 (Annahmen: Vorlauftemperatur im Wärmenetz 120°C, Rücklauftemperatur 50°C, Güte der Wärmepumpen 50%, Verteilverluste 15%)

Naturgemäß reduzieren sich für alle Optionen mit der Nutzung von Wärmepumpen (**Optionen c-f**) die stundenaktuellen Wärmepreise erheblich gegenüber den Konzepten mit direkter Wärmeerzeugung (**Option a und b**). Erheblichen Einfluss haben aber auch,

- die Nutzung und das Temperaturniveau der gegebenenfalls genutzten Abwärme und
- die die Vorlauftemperatur im Wärmenetz.

Besonders in den Fällen mit Wärmepumpe erhöht sich bei hohen Temperaturen der nutzbaren Abwärme und bei reduzierten Vorlauftemperaturen der Wirkungsgrad und damit der Stromverbrauch der Wärmepumpe.

Projektion zukünftiger Strompreise basierend auf dem Netzentwicklungsplan Szenario A

Im Rahmen dieser Studie wird für die Prognose zukünftiger Strompreise das im Rahmen der Studie „Biogas im künftigen Energiesystem“ [101] entwickelten und im Anhang beschriebenen Merit-Order-Modell verwendet. Dieses bestimmt für das Jahr 2037 mit den in den Tabellen 9-11 des Anhangs getroffenen Annahmen mittlere Börsenstrompreise von 137,93 €/MWh. Hinzu kommen noch entsprechende Entgelte, Umlagen und Steuern (**Tabelle 10**).

Das Netzentgelt entspricht dem Arbeitspreisanteil der Netznutzungsentgelte des seit 1.1.2024 gültigen Preisblatts der N-ERGIE Netz für Verbraucher mit registrierender Lastmessung auf Mittelspannungsebene und Jahresbenutzungsstunden <2500 h/a¹⁴. Ebenfalls wurde die Konzessionsab-

gabe für Sonderkunden dem Preisblatts der N-ERGIE Netz entnommen. Die Umlage nach KWKG sowie die Offshore-Umlage nach §17f EnWG entsprechen den von den Übertragungsnetzbetreibern bestimmten Werten des Jahres 2024. Da die Umlage nach §19 StromNEV zwischen Verbrauchertypen unterscheidet und abhängig vom Verbrauch ist, wurde ein gewichteter Mittelwert von 0,25 €/MWh verwendet.

Entsprechend des aktuellen gesetzlichen Rahmens müssen für die elektrische Erzeugung von Wärme, außer in Wärmepumpen, alle Umlagen und Steuern bei der Bestimmung der Wärmegestehungskosten im Gebiet der N-ERGIE berücksichtigt werden. Für die Wärmepumpen entfallen dagegen nach §22 EnFG (Energiefinanzierungsgesetz) die KWKG-Umlage und die Offshore-Netzumlage. Aufgrund der höheren Anlagenauslastung fallen für die Wärmepumpe (Auslastung > 2500 h/a) zudem erheblich geringere Netzentgelte an.

Tabelle 10: Angenommene Stromnebenkosten für das N-ERGIE Versorgungsgebiet

Stromnebenkosten	Direktver-	Wärme-
	stromung	pumpe
	€/MWh	€/MWh
	>2500 h/a	<2500 h/a
Netzentgelt ¹⁾	77,6	9,0
KWKG Umlage ²⁾	2,75	
Umlage § 19 StromNEV	0,25	0,25
Offshore-Netzumlage ²⁾	6,56	
nach § 17f EnWG		
Konzessionsabgabe	1,10	1,10
Stromsteuer	15,37	15,37
Gesamt	103,63	25,72

¹⁾ nur Arbeitspreis, Mittelspannungsebene.

²⁾ Wärmepumpen sind von KWK und Offshore-Umlage befreit.

¹⁴ https://www.n-ergie-netz.de/public/remotemedien/media/nng/produkte_und_dienstleistungen_2/netzentgelte_1/netzentgelte_strom/ne_strom_2024_end/N_Preisblatt1_KmL_2024_End.pdf, abgerufen am 30.11.2024

Die Stromsteuer liegt laut Stromsteuergesetz (StromStG) bei 20,5 €/MWh. Jedoch profitieren Energieversorger nach §9b StromStG von einer Steuerentlastung in Höhe von 5,13 €/MWh für die Erzeugung von Wärme aus Strom.

Somit ergeben sich mit aktuellen Werten aus dem Jahr 2024 die Stromnebenkosten für Elektrokesseln zu 103,63 €/MWh, zuzüglich den auf jede Stunde umgerechnete Leistungspreis. Für die Wärmepumpen ergeben sich Stromnebenkosten in Höhe von 25,73 €/MWh.

Wärmepumpen gelten nach §14a Abs (3) EnWG als „steuerbare Verbrauchseinrichtungen“, für die die BNetzA die Reduktion der Netzentgelte festlegen kann. Die aktuellen Festlegungen der BNetzA betreffen das Niederspannungsnetz und bleiben im Weiteren unberücksichtigt. Eine Netzentgeltbefreiung, wie sie nach §118 EnWG für Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie (Batterien, Elektrolyseure) vorgesehen ist, ist für Anlagen zur Speicherung von Wärme derzeit nicht vorgesehen, wäre aber in Analogie zur Stromspeicherung für Systeme zur Speicherung strombasierter Wärme sinnvoll und wünschenswert.

Diskussion einer künftigen Neugestaltung von Netzentgelten

Ob die Größenordnung der Stromnebenkosten in den nächsten Jahren in der aktuellen Größenordnung liegen wird, ist unklar. Naheliegend ist, dass die Netzentgelte aufgrund des erforderlichen Netzausbaus in den nächsten Jahren steigen. Zudem wird die Festlegung der BNetzA vom 28. August 2024 zur Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien im Versorgungsgebiet der N-ERGIE zu höheren Netzentgelten führen. Als wesentliche Änderung ist aber zu erwarten oder zumindest wünschenswert, dass die Ungleichbehandlung von Letztverbrauchern mit hohen Vollaststunden und Letztverbrauchern mit niedrigen Vollaststunden zumindest reduziert wird. Die Begünstigung von Verbrauchern mit konstant hohem Stromverbrauch ist vor dem Hintergrund zunehmender Volatilität der Stromer-

zeugung nicht mehr zeitgemäß. Im Gegenteil: Verbraucher, die in der Lage sind, kurzfristige und hohe Lastspitzen aus PV und Wind zu nutzen und den Stromverbrauch gleichzeitig in Knappheitssituationen stark zu reduzieren, sind künftig netzdienlicher. Insofern ist zu erwarten, dass lastflexible Verbraucher bei den Netzentgelten künftig bessergestellt werden als große Verbraucher mit vielen Vollaststunden. Da eine mögliche künftige Neuregelung der Netzentgelte derzeit nicht bekannt ist, wurde im Rahmen dieser Studie angenommen, dass die Stromnebenkosten auch in Zukunft in der gleichen Größenordnung bleiben.

Die den folgenden Projektionen zugrundeliegende Aufteilung der Stromkosten im Jahr 2037 ist in **Abbildung 24** dargestellt. Diese werden im Rahmen dieser Studie als Grundlage für den flexiblen Einsatz der strombasierten Wärmeerzeuger verwendet.

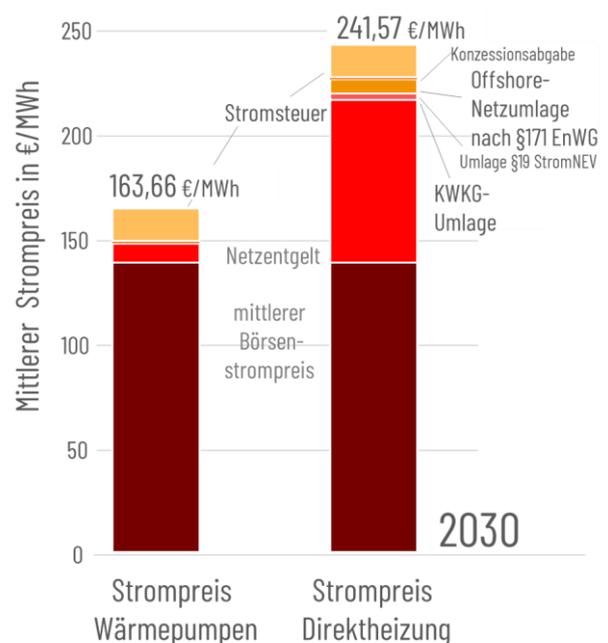


Abb. 23: Zusammensetzung der Strompreise im Jahr 2030: Die Stromnebenkosten für Wärmepumpen sind erheblich geringer, da mit einer Wärmeabnahme von mehr als 2500 h/a geringere Netzentgelte anfallen als bei der Direktverstromung und Wärmepumpen zudem von der KWK- und Offshore-Umlage befreit sind.

Einfluss der Speichergröße auf künftige Wärmegestehungskosten bei vollständiger Elektrifizierung

Abbildung 25 zeigt den Einfluss der Speichergröße auf den mittleren jährlichen Wärmepreis bei einer vollständig elektrischen Wärmeversorgung für das Jahr 2030. Um für alle Speicheroptionen vergleichbare Bedingungen zu realisieren und den Einfluss eines unterschiedlichen Wärmeverbrauchs auszuschließen, gehen die zugrundeliegenden Projektionen davon aus, dass kontinuierlich, also 8760 Stunden im Jahr, eine vorgegebene Wärmeleistung erbracht wird. Beim Beladen des Speichers wurde die gelieferte Leistung durch eine zusätzliche Direktheizung ergänzt. Als Kriterium, ob ein Speicher beladen oder entladen wird, wurde der stundenaktuelle Strompreis (Börsenpreis aus der Merit-Order-Projektion für das Jahr 2030 + Stromnebenkosten) verwendet. Bei Preisen > 120 €/MWh wurde entladen, bis der Speicher vollständig entleert war. Bei Preisen < 120 €/MWh wurde bis zum maximalen Füllstand beladen.

Analog zur Berechnung der Wärmepreise ohne Berücksichtigung von Speichern errechnen sich auch für die über das Jahr 2030 gemittelten Wärmegestehungskosten für die **Optionen a** und **b** (mit Direktverstromung) erheblich höhere Wärmepreise als bei den **Optionen c** bis **f** (mit Wärmepumpen). Mit zunehmender Speichergröße sinken die mittleren Wärmegestehungskosten.

In den gewählten Szenarien ist der Vorteil der Wärmepumpe für die Optionen mit Speicherung auf Vorlauftemperatur (**Optionen a, b, c, e** und **f**) nur bis zu einer Speicherkapazität von etwa 600 bis 800 Stunden (ca. 4–5 Wochen) relevant. Bei höheren Speicherkapazitäten kann die Wärmeversorgung fast vollständig aus gespeicherter Wärme erfolgen. Für diese Fälle sind daher die Stromkosten bei der Einspeicherung entscheidend, die bei sehr großen Speichern über 4000 Stunden des Jahres erfolgt. Da bei der Einspeicherung zusätzlich zur Wärmepumpe auch die Direktheizung in Betrieb ist, bestimmt der Stromverbrauch beider Wärmeerzeuger den Wärmepreis. Bei der Einspeicherung sind zudem in erster Linie die Stromnebenkosten

relevant, da im Jahr 2030 die Grenzkosten der Stromerzeugung von Wind und Photovoltaik den Strompreis bestimmen und ein Börsenpreis von etwa 0 €/MWh angenommen wird.

Kernproblem der Optionen mit Beladung des Hochtemperatur-Wärmespeichers mit Wärmepumpen (**Optionen c, e** und **f**) besteht darin, dass während der Beladung des Speichers zusätzlich Wärme für den aktuellen Verbrauch erzeugt werden muss. Muss die Wärme mit einer Direktverstromung erzeugt werden, werden die möglichen Einsparungen durch den Speicher durch die höheren Netzentgelte aufgebraucht. (Verlauf „Direktverstromung mit hohen Netzentgelten“). Nur für den Fall, dass auch die Direktverstromung bei über 2500 h/a mit den niedrigeren Netzentgelten der Wärmepumpe erfolgen kann (Verlauf „Direktverstromung mit reduzierten Netzentgelten“) errechnen sich für die **Optionen c, e** und **f** merkliche Einsparungen mit zunehmender Speichergröße. Die Beladung des Speichers mit einer Wärmepumpe ist also nur sinnvoll, wenn der aktuelle Wärmeverbrauch während der Beladung entweder günstig von anderen Wärmeerzeugern gedeckt werden kann oder die Direktverstromung auch mit den günstigeren Netzentgelten der Wärmepumpe erfolgen kann.

Deutlich kleiner ist die strompreissenkende Wirkung des Speichers für die **Option d**. Wird die Wärme nicht bei hohen Vorlauftemperaturen des Fernwärmenetzes gespeichert, sondern in Niedertemperaturspeichern wie beispielsweise Erdwärmespeichern oder Erdkollektorspeichern, reduzieren sich zwar die stundenaktuellen Wärmegestehungskosten der Wärmepumpe erheblich, da der Stromverbrauch der Wärmepumpe aufgrund des hohen COP zeitweise deutlich sinkt. Da die Wärmepumpe aber gerade auch in Phasen mit sehr hohen Strompreisen weiterbetrieben werden muss, ist die Minderung der über das Jahr gemittelten Wärmegestehungskosten deutlich geringer.

Entsprechend sind auch die möglichen Einsparungen bei allen Optionen mit Hochtemperaturspeichern deutlich höher als bei den Optionen mit Niedertemperaturspeichern. Aus den möglichen Einsparungen lassen sich bei gegebenen Randbedingungen für die Finanzierung auch die zulässigen

Investitionskosten für den Speicher abschätzen. Für diese Abschätzung wurde ein Zinssatz von 8 % und eine Abschreibungsdauer von 12 Jahren angenommen.

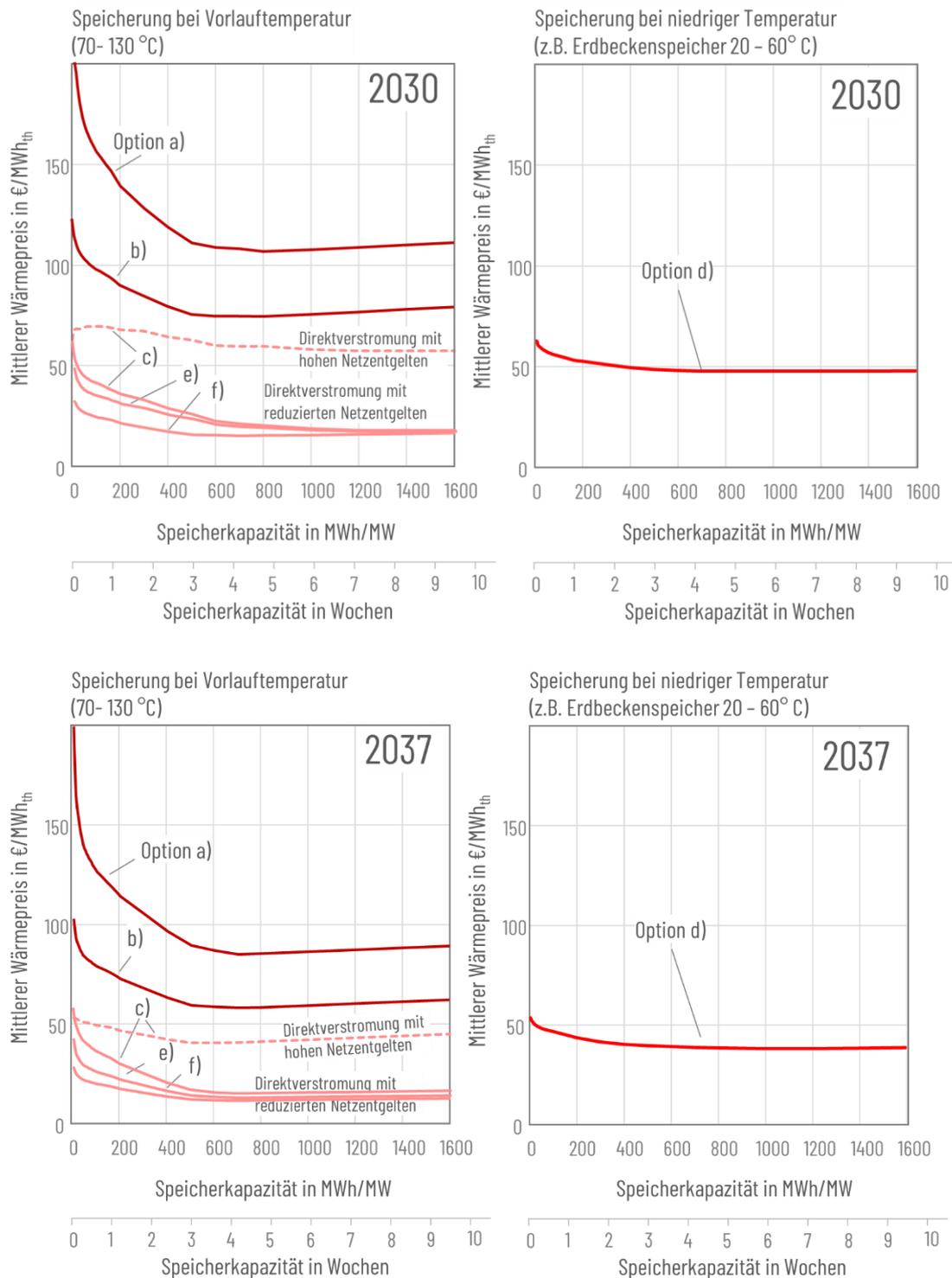


Abb. 24: Abhängigkeit der mittleren Wärmepreise im Jahr 2030 und 2037 von den Optionen zur Integration großer Speicher in die Fernwärme-Infrastruktur nach Abb. 21 (Annahmen: Güte der Wärmepumpen 60%, ohne Berücksichtigung von Verteilverlusten)

5.2. Zulässige Investitionskosten für große Speicher bei vollständiger Elektrifizierung

Die **Abbildungen 26** und **27** zeigen, dass sich sowohl Hochtemperaturspeicher als auch Niedertemperaturspeicher unter den Randbedingungen des Jahres 2030 wirtschaftlich betreiben lassen. Zwar sind die zulässigen Investitionskosten bei Niedertemperaturspeichern erheblich niedriger als bei Hochtemperaturspeichern, doch da bei deren Realisierung auch deutlich geringere Kosten entstehen, bieten auch diese Speicheroptionen interessante Anwendungsfälle.

Die geringen Einsparungen und zulässigen Investitionskosten für die Optionen c, e und f resultieren in erster Linie aus der Festlegung, dass kontinuierlich, also über 8760 Stunden, Wärme geliefert werden soll. Dies bedeutet, dass für diese Speicheroptionen immer dann zusätzlich Wärme über die Direktverstromung bereitgestellt werden muss, wenn der Speicher beladen wird. Dadurch wird ein geringerer Teil der Wärme mit dem günstigen COP der Wärmepumpe erzeugt, und der Strombedarf steigt insgesamt.

Bei den Optionen mit reduzierter Vorlauftemperatur führt dies sogar dazu, dass sich die Wärmeerzeugungskosten insgesamt erhöhen und sich ein Speicher selbst bei sehr geringen Investitionskosten nicht refinanzieren würde. Demgegenüber sind die Einsparungen für die **Optionen a** und **b** ausreichend hoch, um die Investition in Speicher, die Wärme auf dem Temperaturniveau des Fernwärmenetzes speichern, zu refinanzieren.

Zusammenfassung

Für die in Abbildung 19 definierten Speicheroptionen lassen sich folgende Schlussfolgerungen ableiten:

1. Große Hochtemperaturspeicher lassen sich am leichtesten durch die Speicherung von Wärme aus der Direktverstromung refinanzieren (**Optionen a** und **b**). Besonders geeignet sind dafür Gesteinsspeicher und große Wasserspeicher wie 2-Zonenspeicher oder Schichtenspeicher.
2. Sollten die Speicher dagegen mit einer Wärmepumpe beladen werden (**Option c**), ist dies nur sinnvoll, wenn während Perioden mit hohen Strompreisen Wärme aus anderen Quellen bereitgestellt werden kann und keine zusätzliche Direktverstromung notwendig wird.
3. Große Niedertemperaturspeicher (**Option d**) lassen sich trotz geringer Einsparungen refinanzieren, da die in Frage kommenden Speichertechnologien wie Erdbeckenspeicher oder Aquiferspeicher durch ihre geringen spezifischen Investitionskosten wirtschaftlich tragfähig sind.
4. Die Beladung von Speichern rechnet sich bei reduzierten Vorlauftemperaturen (**Optionen e** und **f**), nur dann, wenn während Perioden mit hohen Strompreisen Wärme aus anderen Quellen bereitgestellt werden kann und keine zusätzliche Direktverstromung mit hohen Netzentgelten notwendig wird. Andernfalls ist die direkte Bedarfsdeckung mit den günstigen COP der Wärmepumpe bereits die kosteneffizientere Lösung. Höhere Einsparungen durch die Überbrückung von Perioden mit hohen Strompreisen durch die Lieferung gespeicherter Wärme sind für die beschriebenen Szenarien nicht realisierbar.

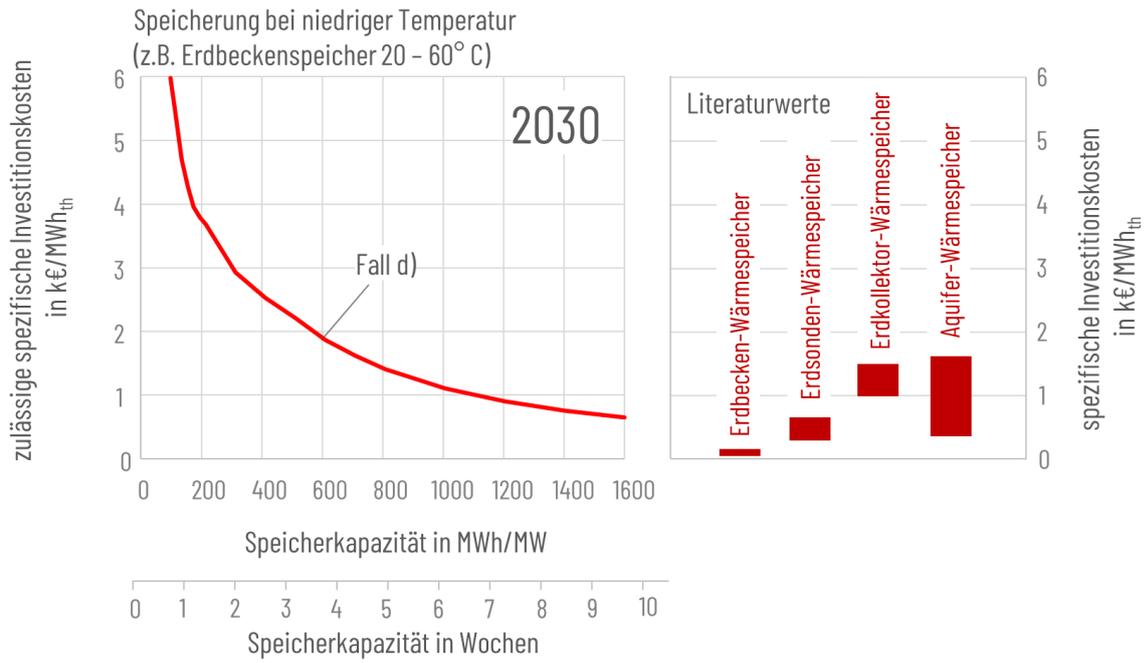


Abb. 25: Aus der Minderung der mittleren Wärmegestehungskosten im Jahr 2030 abgeleitete zulässige spezifische Investitionskosten für große Niedertemperatur Speicher (Option d). (Annahmen: Zins: 8 %, Abschreibungsdauer 12 Jahre, Güte der Wärmepumpen 60 %, ohne Berücksichtigung von Verteilverlusten)

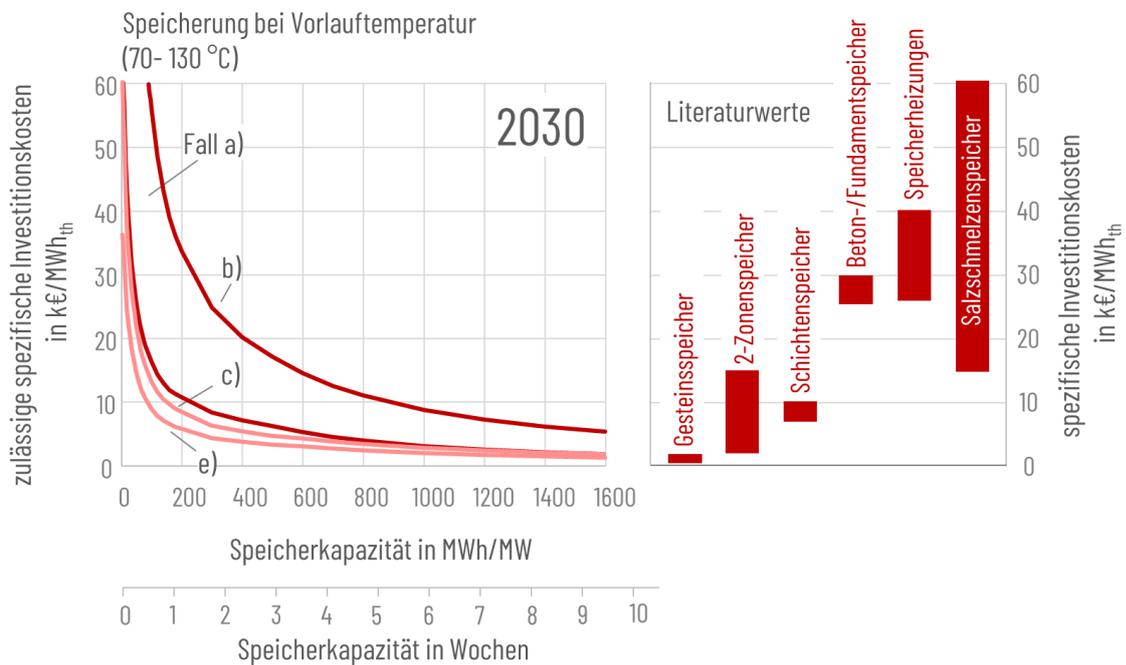


Abb. 26: Aus der Minderung der mittleren Wärmegestehungskosten im Jahr 2030 abgeleitete zulässige spezifische Investitionskosten für große Hochtemperatur Speicher (Optionen a, b und c). Für die Optionen e und f erhöhen sich die mittleren Wärmegestehungskosten, durch den zusätzlichen Strombedarf für die Wärme aus Direktverstromung während der Beladung des Speichers (Annahmen: Zins: 8 %, Abschreibungsdauer 12 Jahre, Güte der Wärmepumpen 60 %, ohne Berücksichtigung von Verteilverlusten)

6. Einfluss großer Speicher auf die Wärmegegestehungskosten für das Versorgungsgebiet der N-ERGIE

KURZFASSUNG:

Die Wirtschaftlichkeit von Wärmespeichern hängt grundsätzlich nicht nur von einer einzelnen Anlage ab, sondern von dem Mix an Wärmeerzeugern im Fernwärmenetz der N-ERGIE. Entscheidend für die Dimensionierung großer Speicher und die daraus resultierenden zulässigen Speicherkosten ist die „Merit-Order“ für den Einsatz der Wärmeerzeuger. Im Gegensatz zu Szenario mit vollständiger Elektrifizierung können große Speicher bei geringen Strompreisen mit Strom oder wenn überschüssige Abwärme vorhanden ist, bspw. im Sommer, mit Wärme aus anderen Quellen beladen werden. Die Möglichkeit, Speicher in Zeiten sehr hoher Strompreise auch mit anderen Wärmeerzeugern beladen zu können oder die strombasierte Wärmeerzeugung zu reduzieren, führt zu erheblich reduzierten mittleren Wärmegegestehungskosten. Die Projektion künftiger strombasierter Wärmepreise im Jahr 2030 zeigt sowohl für Einzelanlagen als auch für den zu erwartenden Wärmemix nach dem Transformationsplan der N-ERGIE, dass die zu erwartenden Einsparungen ausreichend hoch sind, um auch die Investition in sehr große Speicher mit Investitionskosten von wenigen tausend Euro pro MWh Speicherkapazität zu refinanzieren.

Wirtschaftlicher Einsatz von Wärmespeichern

Im Gegensatz zur Betrachtung einzelner Anlagen zur Elektrifizierung sind im Fernwärmenetz der N-ERGIE weitere Wärmeerzeuger vorgesehen. Deshalb wird im Folgenden die Wirtschaftlichkeit großer Speicher in einem nicht ausschließlich strombasierten Versorgungssystem analysiert. Als Szenariorahmen dienen dabei die in **Kapitel 1** definierten – auf dem aktuellen Transformationsplan der N-ERGIE basierenden – Szenarien „Basis“, „Ambitioniert“ und „Zukunftsorientiert“ in Kombination mit dem Netzentwicklungsplan 2037.

Die Planungen der N-ERGIE sehen zukünftig einen breiten Mix an Wärmeerzeugungstechnologien

vor. Der Einsatz dieser wird aus Wirtschaftlichkeitsgründen basierend auf den verbrauchsgebundenen Kosten der jeweiligen Technologien erfolgen. Eine detaillierte Beschreibung der Annahmen in Bezug auf die installierten Leistungen, Wirkungsgrade, Brennstoffkosten etc. findet sich im Anhang.

Fernwärmeerzeugung ohne Wärmespeicher

Abbildungen 28 bis 30 zeigen exemplarisch die Einsatzplanung der verschiedenen Wärmeerzeugungstechnologien im Sommer und Winter in den drei Szenarien. Bei geringen Strompreisen dominieren die elektrischen Erzeuger (Wärmepumpen, Elektrokessel), während bei hohen Strompreisen insbesondere die KWK-Anlagen zum Einsatz kommen, da sie den Strom teuer verkaufen können.

Das Müllheizkraftwerk, die Industrieabwärme sowie das Biomasseheizkraftwerk bilden eine preis-stabile Grundlastdeckung. Der Bedarf bestimmt die letzte erzeugende Einheit. Der mittlere stündliche

Wärmepreis berechnet sich jedoch im Gegensatz zur Merit-Order als Mittelwert der Erzeugungskosten der eingesetzten Technologien.

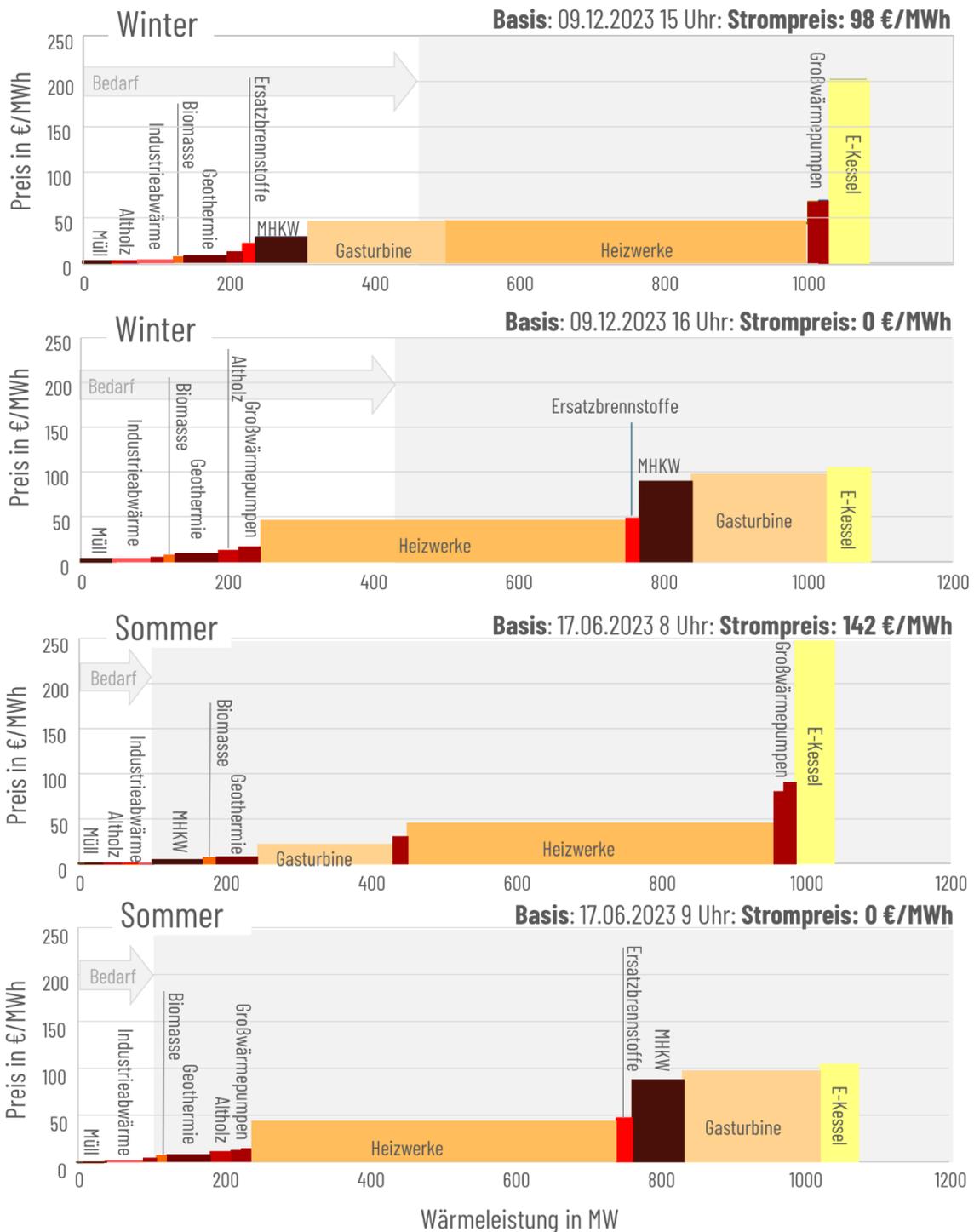


Abb. 27: Einsatzplanung der Wärmeerzeuger im Szenario „Basis“, basierend auf den OPEX der jeweiligen Erzeugungstechnologien: Bei einem hohen Strompreis profitieren KWK-Anlagen, während bei einem geringen Strompreis vor allem elektrische Wärmeerzeuger zum Einsatz kommen.

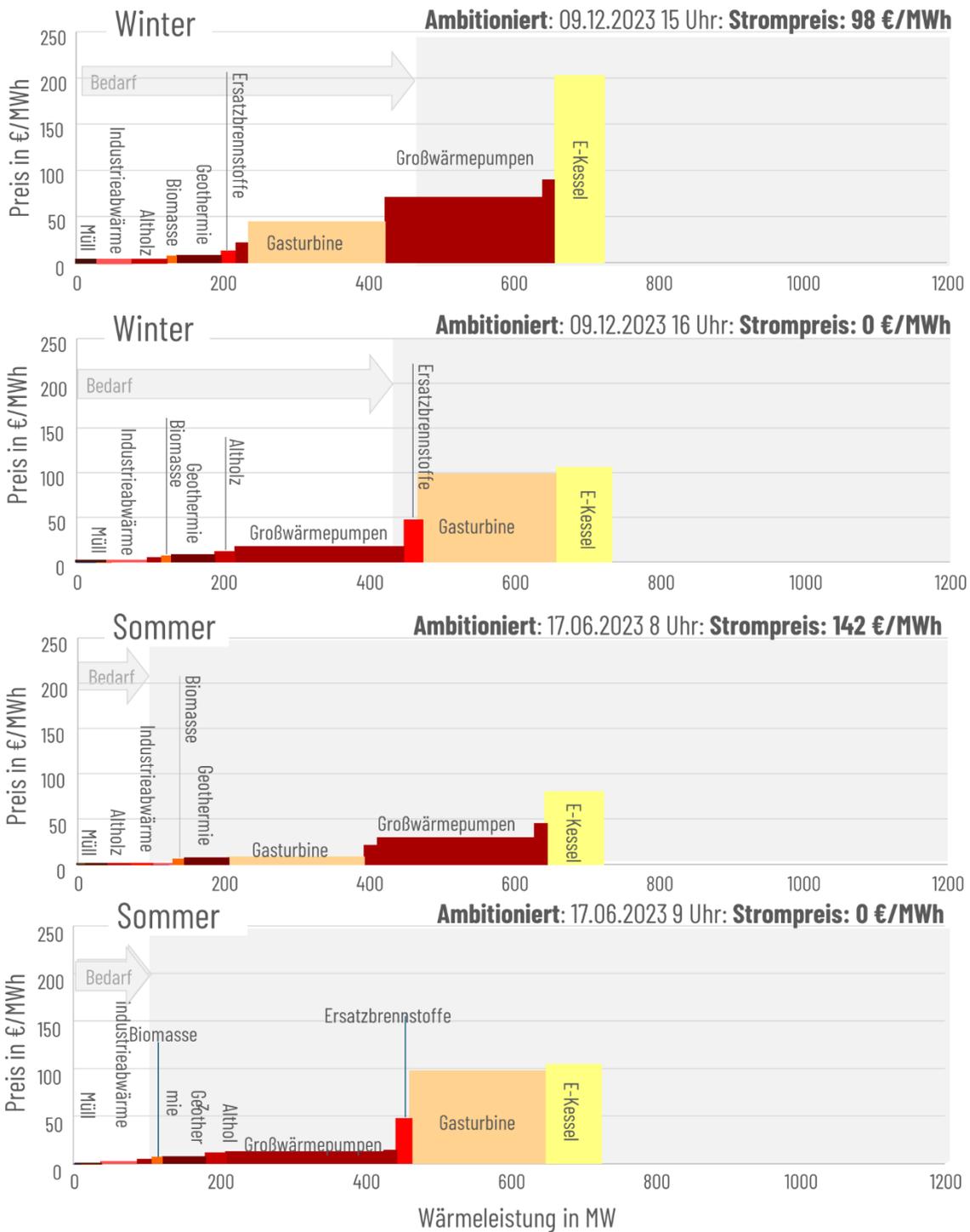


Abb. 28: Einsatzplanung der Wärmeerzeuger in dem Szenario „Ambitioniert“ basierend auf den OPEX der jeweiligen Erzeugungstechnologien: Bei einem hohen Strompreis profitieren KWK-Anlagen, während bei einem geringen Strompreis vor allem elektrische Wärmeerzeuger zum Einsatz kommen. Die geringere Anlagendiversität in den Szenarien „Ambitioniert“ und „Zukunftsorientiert“ sorgt für einen höheren Wärmepreis ohne Speicher

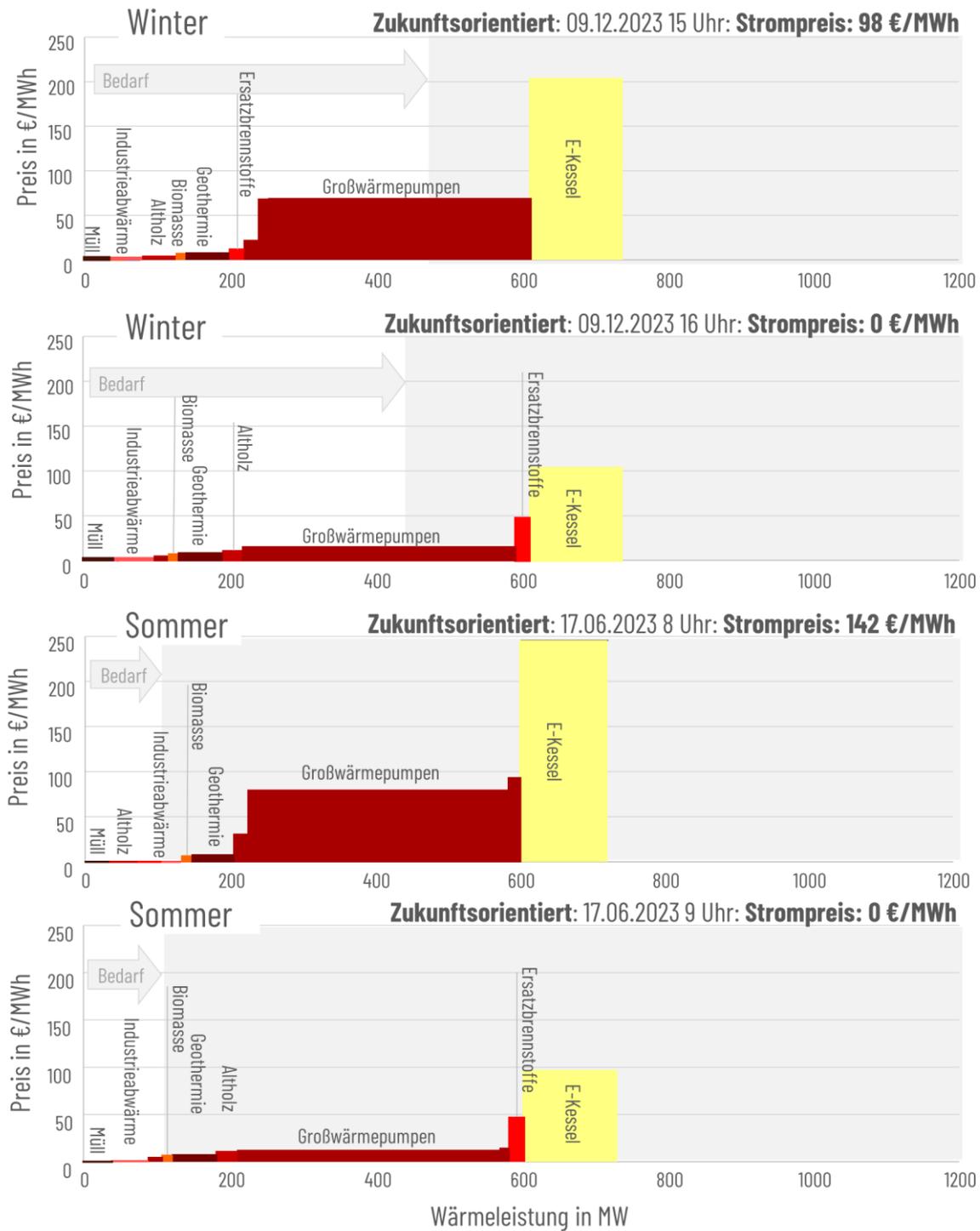


Abb. 29: Einsatzplanung der Wärmeerzeuger in dem Szenario „Zukunftsorientiert“ basierend auf den OPEX der jeweiligen Erzeugungstechnologien: Bei einem hohen Strompreis profitieren KWK-Anlagen, während bei einem geringen Strompreis vor allem elektrische Wärmeerzeuger zum Einsatz kommen. Die geringere Anlagendiversität in den Szenarien „Ambitioniert“ und „Zukunftsorientiert“ sorgt für einen höheren Wärmepreis ohne Speicher

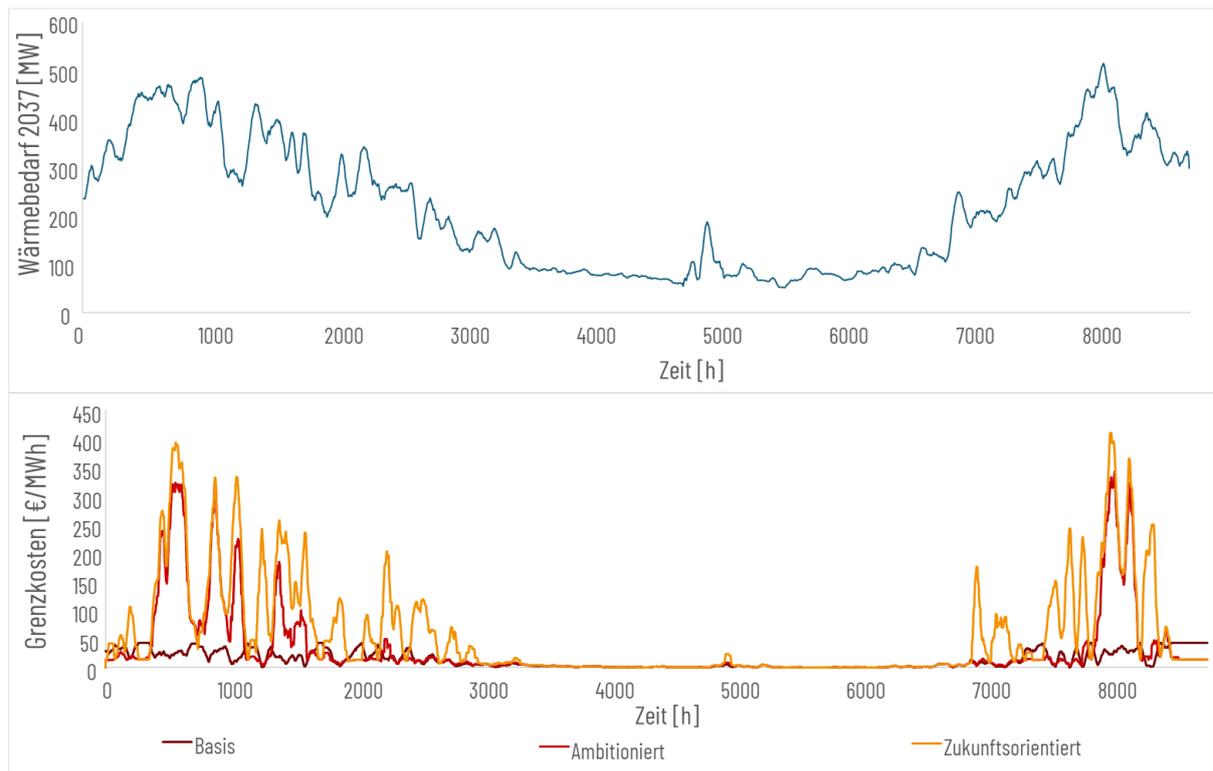


Abb. 30: Jahresverlauf des Wärmebedarfs und der "Grenzkosten" in den Szenarien "Basis", "Ambitioniert" und "Zukunftsorientiert": Im Sommer kann der geringe Wärmebedarf fast vollständig über Abwärme gedeckt werden. Im Winter stehen im „Basis“-Szenario ausreichend Heizwerke zur Verfügung, die den Preis begrenzen. In den Szenarien „Ambitioniert“ und „Zukunftsorientiert“ müssen trotz hoher Strompreise auch elektrische Erzeuger eingesetzt werden.

Basierend auf der Einsatzplanung ergeben sich in den verschiedenen Szenarien (Konzept B) die folgenden mittleren Wärmegestehungskosten (ohne Berücksichtigung der Investitionskosten):

- „Basis: 6,31 €/MWh_{Wärme}
- „Ambitioniert“: 12,57 €/MWh_{Wärme}
- „Zukunftsorientiert“: 49,15 €/MWh_{Wärme}

Die deutlich höheren Erzeugungskosten im Szenario „Zukunftsorientiert“ sind darauf zurückzuführen, dass es in diesem Szenario keinerlei KWK- und Kesselanlagen gibt. Dies führt dazu, dass der Wärmebedarf auch in Zeiten hoher Strompreise über elektrische Erzeuger gedeckt werden muss (siehe **Abb. 27**). In den Szenarien „Basis“ und „Ambitioniert“ kann auf die KWK- und Kesselanlagen zurückgegriffen werden und diese können mit günstigerem

Brennstoff (Erdgaspreis: 44 €/MWh_{Gas} bezogen auf den Brennwert) betrieben werden. Im „Zukunftsorientiert“-Szenario ist der Betrieb eines ausreichend dimensionierten Speichers besonders wichtig.

Wirtschaftlicher Einsatz von Wärmespeichern

Speicher stellen eine Möglichkeit dar, in Stunden niedriger Strompreise erneuerbare Wärme kostengünstig herzustellen und für einen späteren Zeitpunkt zu speichern. Der im Rahmen dieser Studie implementierte Speicher lädt, wenn die Wärmegestehungskosten der jeweiligen Stunde unter den mittleren Wärmegestehungskosten der letzten vier Wochen liegen. Entladen wird, wenn die Wärme-

gestehungskosten über dem mittleren Wärmege-
stehungskosten der letzten vier Wochen liegen.
Für die Dimensionierung werden die in **Kapitel 4**
ermittelten Dimensionen zur Überbrückung einer
Dunkelflaute bis hin zur Überbrückung eines Dun-
kelflauten-Clusters untersucht.

Die in **Abbildung 32** dargestellte Speichergroße
von 300.000 MWh entspricht für die im Jahr 2037
angenommene gelieferte Wärmemenge von
1909 GWh bei konstanter Lieferung einer Spei-
cherkapazität von etwa 8 Wochen. Dies entspricht
in etwa der Speichergroße für die in den **Abbil-
dungen 25 bis 27** Abschätzung der Wärmege-
stehungskosten und Einsparungen einzelner, aus-
schließlich strombasierter Speicheroptionen.

In allen drei Szenarien wirkt sich der Speicher deut-
lich kostensenkend aus. Im „Basis-Szenario“ liegt
die Reduktion durch einen 10.000 MWh_{Kapazität}
Speicher für die im Jahr 2037 gelieferte Wärme-
menge (1909 GWh) bei 0,93 €/MWh_{Wärme} und im

„Ambitioniert“-Szenario bei 2,15 €/MWh_{Wärme}. Im
„Zukunftsorientiert“-Szenario kommt der Speicher
am deutlichsten zum Tragen. Die erzielbare Re-
duktion durch einen 10.000 MWh_{Kapazität} Speicher
liegt bei 12,57 €/MWh_{Wärme}. Durch die hohe Anzahl
elektrischer Erzeuger und die damit einhergehen-
den starken Preisfluktuationen, wird der Speicher
besonders viel eingesetzt. Gleichzeitig wird deut-
lich, dass ein fast ausschließlich auf elektrischen Er-
zeugern basierter Betrieb des Fernwärmenetz aus
Kostengründen aktuell auch mit einem entspre-
chend groß dimensioniertem Speicher nicht zu
empfehlen ist. Dies liegt daran, dass zum einen die
Gaspreise derzeit recht gering sind und Strom im
Vergleich dazu – auch durch die Netzentgelte –
recht teuer ist. Ein gewisser Teil der Wärme sollte
daher über chemische Speicher (erneuerbare
Gase) gedeckt werden.

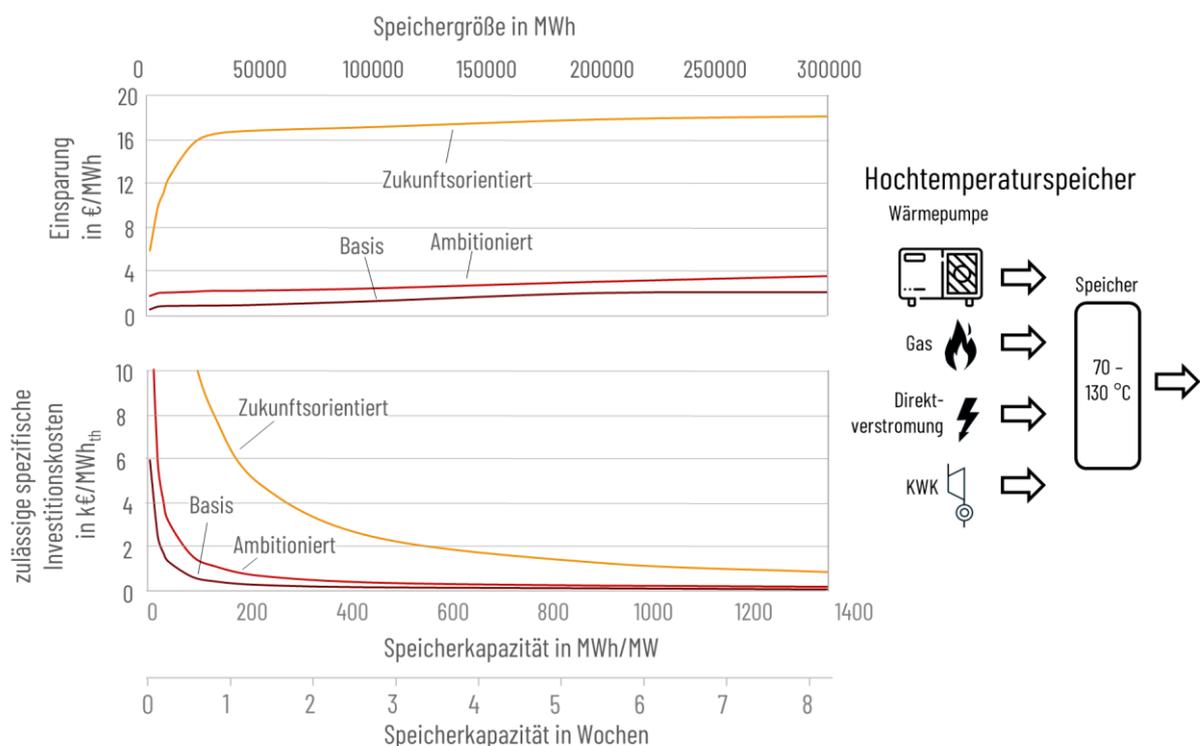


Abb. 31: Einfluss der Speichergroße auf die mittleren Wärmege-
stehungskosten für ein 120 °C warmes Fern-
wärmenetz mit **Hochtemperaturspeicher** in den Szenarien „Basis“, „Ambitioniert“ und „Zukunfts-
orientiert“. Durch die geringen Gaspreise (44 €/MWh_{Gas}) und die hohen Stromkosten (Day-Ahead-
Preis: 144 €/MWh_{el}) besteht die Notwendigkeit der Speicherung sowie des Einsatzes erneuerbarer
Gase, um die Kosten der Fernwärme zu begrenzen (Annahmen: Zins: 8 %, Abschreibungsdauer 12
Jahre, Güte der Wärmepumpen 60 %, ohne Berücksichtigung von Verteilverlusten)

Einsparpotentiale für die strombasierte Wärmeerzeugung einzelner Anlagen

Basierend auf den Einsparungen durch den Speicher kann anschließend bestimmt werden, wie groß die Investition in einen Speicher sein darf. Durch die Implementierung einzelner Speicher lassen sich Einsparungen erreichen, indem die Speicher bei niedrigen Strompreisen beladen werden und bei hohen Strompreisen entladen werden. Dazu wurden die im Jahr 2037 zu erwartenden Strompreise mit dem Merit-Order-Modell im Anhang angenommen. Wärmenetze mit einem hohen Anteil an Elektrifizierung werden mit abnehmender Temperatur des Fernwärmenetzes effizienter. Wird das Fernwärmenetz bspw. anstelle von

120 °C bei 60 °C betrieben, sinken die verbrauchsgebundenen Kosten bereits ohne Speicher im „Zukunftorientiert“-Szenario von 49,15 €/MWh_{Wärme} auf 29,51 €/MWh_{Wärme}. Die Implementierung eines Niedertemperaturspeichers (bspw. eines Erdbeckenspeichers) mit einer Kapazität von 10.000 MWh_{Kapazität} kann die verbrauchsgebundenen Kosten auf unter 23 €/MWh_{Wärme} senken.

Zulässigen Investitionskosten für große Speicher im Fernwärmenetz der N-ERGIE

Die in den **Abbildungen 32** und **33** dargestellten zulässigen Investitionskosten für einen solchen Speicher errechnen sich aus diesen Einsparungen und der insgesamt gelieferten Wärme.

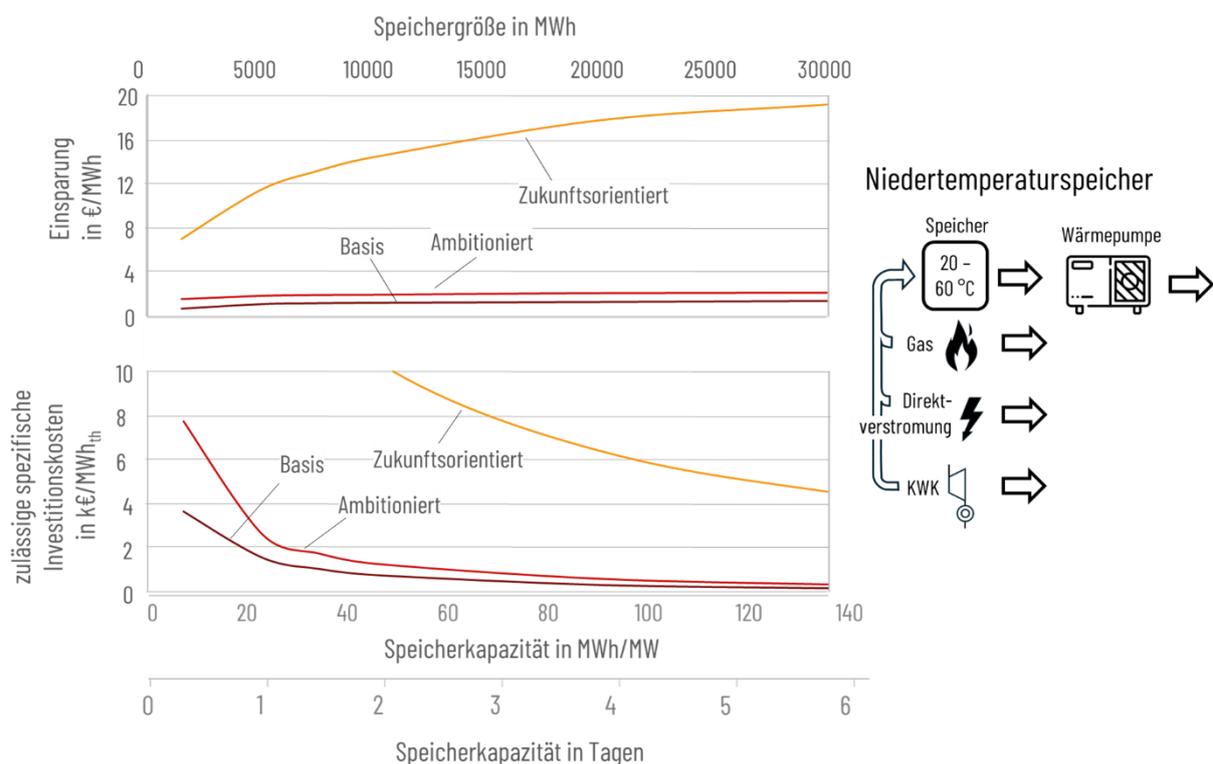


Abb. 32: Auswirkung der Absenkung der Fernwärmetemperatur sowie Verwendung eines **Niedertemperaturspeichers** zur Speicherung: Elektrifizierte Netze profitieren auf Grund der höheren COPs der Wärmepumpen stark von einer Absenkung der Vorlauftemperatur durch insgesamt niedrigere Wärmegestehungskosten, wobei die Einsparung durch die Implementierung eines Speichers etwas kleiner ausfällt. (Annahmen: Zins: 8 %, Abschreibungsdauer 12 Jahre, Güte der Wärmepumpen 60 %, ohne Berücksichtigung von Verteilverlusten)

Bei einem angenommenen Zinssatz von 8 % und einer Abschreibungsdauer von 12 Jahren errechnen sich für einen Niedertemperaturspeicher mit einer Speichergröße von 10.000 MWh_{Kapazität} zulässige spezifische Investitionskosten ca. 900 €/MWh_{Kapazität} im Szenario „Basis“ und ca. 10.300 €/MWh_{Kapazität} im Szenario „Zukunftsorientiert“ (siehe **Abbildung 33**). Bei Verbrauchern, die ein höheres Temperaturniveau brauchen, muss vor Ort eine Wärmepumpe installiert werden, die auf die Wärme auf das benötigte Temperaturniveau bringt.

Einfluss der gas- und biomassebasierten Wärmeerzeugung auf die zulässigen Investitionskosten für große Speicher

Der Vergleich der möglichen Einsparungen und der daraus resultierenden zulässigen spezifischen Investitionskosten im Fernwärmenetz der N-ERGIE mit den in den **Abbildungen 25 bis 27** Abschätzungen der Wärmegestehungskosten und Einsparungen einzelner, ausschließlich strombasierter Speicheroptionen zeigt, dass große Speicher im Verbund mit weiteren nicht strombasierten Wärmeerzeugern deutlich höhere Einsparungen erzielen als in der Kombination mit einzelnen, ausschließlich strombasierten Wärmeerzeugungsanlagen.

Dies liegt im Wesentlichen daran, dass in Situationen mit sehr hohen Strompreisen in den meisten Situationen ganz auf eine strombasierte Wärmeerzeugung verzichtet werden kann und insbesondere in der Dunkelflaute verstärkt Gas- oder biomassebasierte Wärmeerzeuger die strombasierte Wärmeerzeugung mit Direktheizung oder Wärmepumpe ablösen können.

Einfluss der Gas- und Strompreise auf die Wärmekosten und die Rolle der Speicher

Gas- und Strompreis haben einen signifikanten Einfluss auf die OPEX der Wärmeerzeugung. Ein niedriger Gaspreis sorgt für niedrige Erzeugungskosten von Motorenkraftwerken, Heizwerken und der Gasturbine. Ein niedriger Strompreis sorgt für entsprechend niedrigere Kosten der Wärmepumpen sowie des Elektrokessels.

Sowohl Gas- als auch Strompreise sind mit großer Unsicherheit belegt. So lag der Erdgaspreis im Jahr 2023 bei 44 €/MWh, während der Preis für grünen Wasserstoff bei 230 €/MWh lag. Auch Strompreisprognosen schwanken stark je nach angenommenen Brennstoffpreisen, Importen und Demand-Side-Management-Maßnahmen.

Abb. 33 zeigt die Auswirkungen eines steigenden Gaspreises auf die einzelnen Szenarien. Während im Szenario „Zukunftsorientiert“ keine gasbasierten Erzeugungstechnologien zum Einsatz kommen und sich die OPEX der Wärmebereitstellung dementsprechend ausschließlich auf Grund der aus den Gaspreisen resultierenden etwas höheren Strompreisen verändert, kommt es in den Szenarien „Basis“ und „Ambitioniert“ zu einem signifikanten Preisanstieg. Da im „Basis“-Szenario wenig elektrische Erzeuger enthalten sind, kann ein Wärmespeicher wenig zur Senkung der Kosten beitragen und die OPEX liegen selbst mit Speicher bei ca. 67 €/MWh. Trotz steigender Gaspreise ist das Szenario „Ambitioniert“ insgesamt am preiswertesten. Die Verwendung eines breiten Mix an Technologien zahlt sich hier aus.

In **Abbildung 35** ist der Einfluss der Strompreisentwicklung dargestellt.

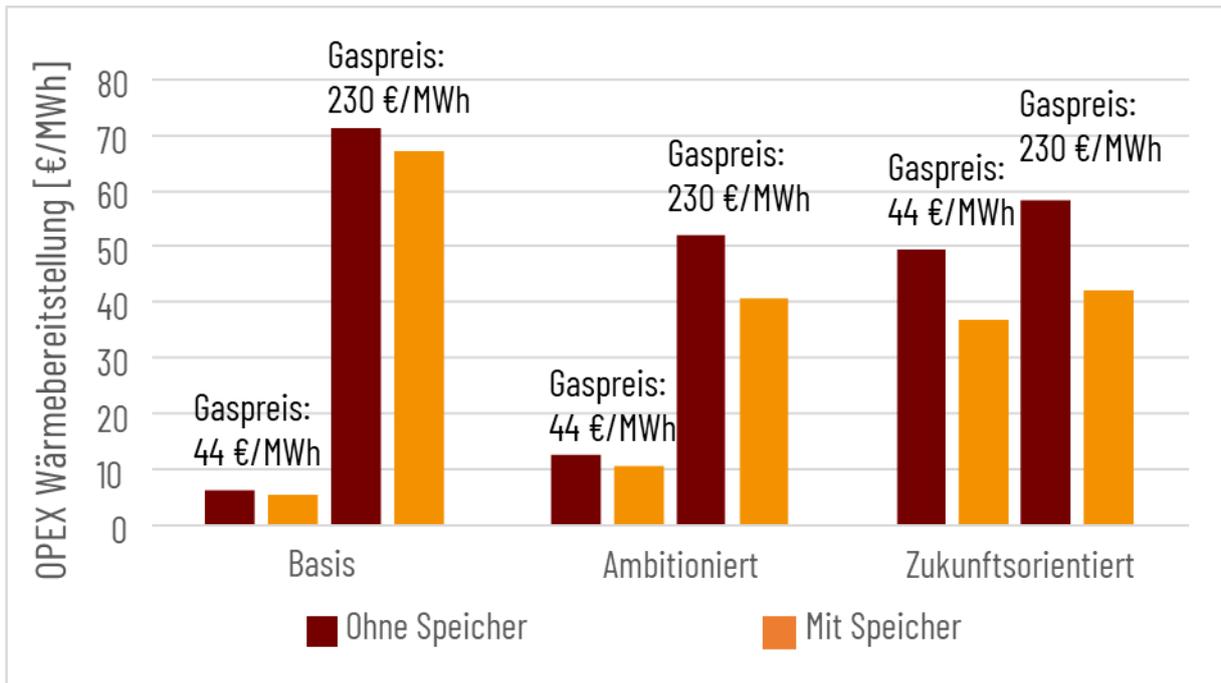


Abb. 33: Einfluss der Gaspreise auf die OPEX der Wärmebereitstellung: Während im Szenario „Zukunftsorientiert“ keine direkte Abhängigkeit zu den Gaspreisen besteht, steigen die OPEX in den Szenarien „Basis“ und „Ambitioniert“ stark an. Wärmespeicher (hier Kapazität von 10.000 MWh) liefern insbesondere in Kombination mit elektrischen Erzeugern einen signifikanten Beitrag zur Senkung der Kosten

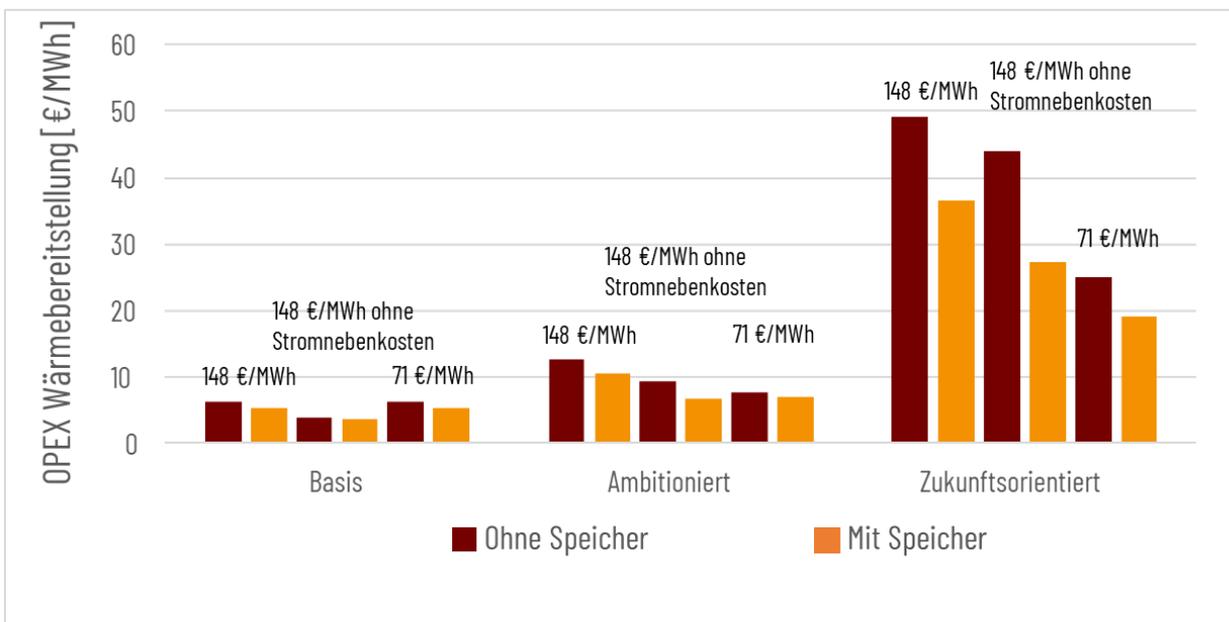


Abb. 34: Einfluss der Strompreise auf die OPEX der Wärmebereitstellung: Insbesondere die Szenarien „Ambitioniert“ und „Zukunftsorientiert“ sind auf Grund der höheren Elektrifizierung stärker von den Strompreisen abhängig. Wärmespeicher (hier 10000 MWh) können hier signifikant zu einer weiteren Reduktion der Kosten beitragen.

Bleiben die Strompreise künftig konstant auf dem jetzigen Preisniveau oder sinken sogar dank eines zunehmenden Anteils erneuerbarer Energien und Importe, profitieren vor allem die Szenarien „Ambitioniert“ und „Zukunftsorientiert“ auf Grund des höheren Elektrifizierungsanteils. Insbesondere von entfallenden Stromnebenkosten würden elektrische Erzeuger stark profitieren und könnten so deutlich günstiger Wärme bereitstellen. Wärmespeicher reduzieren die OPEX der Wärmebereitstellung dabei signifikant – im Szenario „Zukunftsorientiert“ um über 5 €/MWh bei geringerem Strompreis.

Contracting-Modelle für Speicher

Die Evaluation der Konzepte hat deutlich gezeigt, dass die Implementierung von großen Wärmespeichern wichtig und wirtschaftlich sinnvoll ist. Eine wesentliche Problematik liegt jedoch in dem großen Platzbedarf für solche Wärmespeicher, wie in **Abbildung 36** dargestellt.

Ein möglicher Lösungsansatz ist die Verteilung dezentraler Speicher oder Wärmeerzeuger beim Verbraucher. Dezentrale Speicher könnten beispielsweise als Quartierspeicher in Wohngebieten oder bei Industrie und Gewerbekunden errichtet werden oder als Schichtenspeicher oder Speicherheizungen bei einzelnen Privatkunden errichtet

werden. Um die Wertschöpfung und die Flexibilisierungsoptionen dieser Speicher für die N-ERGIE als Wärmeversorger nutzbar zu machen, bietet es sich an, für diese dezentralen Speicherkonzepte Contracting-Lösungen auszuarbeiten. Idealerweise könnten diese Speicher auch mit Wärmeerzeugern kombiniert werden um beispielsweise Kunden mit besonders hohen Anforderungen an die Vorlauftemperaturen lokal zu versorgen und gleichzeitig die Vorlauftemperaturen im großen Verteilnetz absenken zu können. Geeignete Contracting-Modelle wären beispielsweise das

1. Wärmespeicher-Contracting mit direkter Netzeinbindung: Installation und Betrieb kleiner Wärmespeicher bei Privatpersonen und Gewerbekunden
2. Contracting von Wärmepumpen mit integriertem Wärmespeicher: Installation und Betrieb von Wärmepumpen mit Wärmespeicher bei Privatpersonen

Während Privatpersonen keine hohen Investitionen leisten müssen, könnte die N-ERGIE von Flächeneinsparungen, einer verbesserten Versorgungssicherheit und gleichzeitig von räumlich verteilten Flexibilitätselementen zur Netzstabilisierung profitieren.

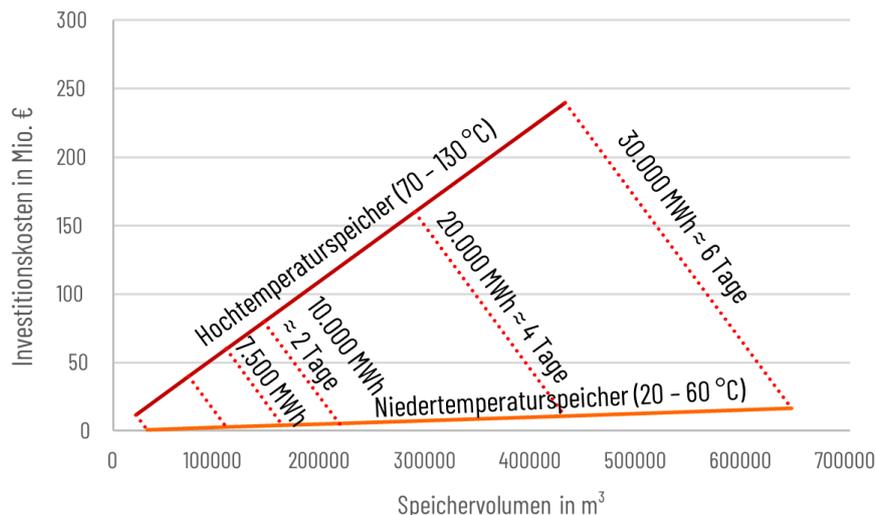


Abbildung 36: Speichervolumen und Investitionskosten für Nieder- und Hochtemperaturspeicher: Während Niedertemperaturspeicher (Erdbeckenwärmespeicher: 550 €/MWh) deutlich kostengünstiger verfügbar sind, benötigen sie auch deutlich mehr Platz als Hochtemperaturspeicher (Schichtenspeicher: 8000 €/MWh). Also Speichermedium wurde Wasser mit einer spezifischen Wärmekapazität von 4,19 kJ/(kgK) angenommen.

7. Zusammenfassung und Empfehlung

Die Notwendigkeit Wärmenetze zukünftig erneuerbar zu betreiben, ist nicht nur auf Grund des fortschreitenden Klimawandels gegeben, sondern seit der Verabschiedung des Wärmeplanungsgesetzes am 20.12.2023 auch gesetzlich vorgeschrieben. Aufgrund der erwartbar hohen Kosten erneuerbarer Gasen wird die Wärme zukünftig ganz überwiegend elektrisch mit Wärmepumpen oder Direktheizung bereitgestellt werden. Dunkelflauten stellen dabei eine zentrale Herausforderung dar, da in diesen Zeiträumen verstärkt hohe Preise für den Strom auftreten. Aus diesem Grund sind große Speicher notwendig und geeignet um künftige Preissteigerungen zumindest zu mindern.

Es stehen bereits jetzt ausreichend Technologien zur längerfristigen Speicherung von Wärme zur Verfügung. Viele dieser Technologien nutzen Wasser als Medium zur Wärmespeicherung (z.B. Erdbeckenwärmespeicher, Aquiferspeicher). Herausfordernd ist dabei der Platzbedarf. Chemische Speicher, wie bspw. der Methanisierungsspeicher bieten hier Vorteile.

Im Verbund der N-ERGIE können Wärmespeicher deutlich höhere Einsparungen realisieren als bei der Betrachtung einzelner strombasierter Anlagen. Dies liegt vor allem daran, dass die Speicher auch mit günstigeren Wärmequellen beladen werden können, als dies in einem ausschließlich strombasierten Szenario möglich wäre.

Wärmespeicher können die Betriebskosten von Wärmenetzen deutlich senken, besonders bei hohem Elektrifizierungsgrad. Laut den Planungen der N-ERGIE soll bis 2037 etwa 17 % der Fernwärme elektrisch bereitgestellt werden. Zudem ist der Einsatz erneuerbarer Gase sowie kleinerer Anlagen zur Abfall-, Biomasse- und Geothermienutzung

vorgesehen. Wärmespeicher reduzieren insbesondere bei höheren Elektrifizierungsgraden die Kosten.

Wirtschaftlichkeit von Hochtemperaturspeichern

Grundsätzlich ist im Versorgungsgebiet der N-ERGIE mit den aktuellen Planungen des Transformationsplanes im „Basisszenario“ für **Hochtemperaturspeicher** bei spezifischen Investitionskosten von 5.000 bis 10.000 €/MWh_{Kapazität} eine Wärmespeicherung nur für sehr kurze Zeiträume von wenigen Stunden (Speicherkapazität bis 1500 MWh_{Kapazität}) – bezogen auf einen Jahreswärmebedarf von 1909 GWh) – wirtschaftlich realisierbar. Im „Ambitioniert“-Szenario und im „Zukunftsorientiert“-Szenario sind dagegen mit Speichern deutlich höhere Einsparungen realisierbar und es können Speicherkapazitäten von 5000 MWh_{Kapazität} (ca. 1 Tag) bzw. 30.000-50.000 MWh_{Kapazität} (ca. 6-10 Tage) wirtschaftlich umgesetzt werden.

Dass in diesen Szenarien (**Kapitel 6**) die wirtschaftliche Realisierung deutlich schwieriger ist als bei der Betrachtung einzelner ausschließlich strombasierter Erzeugungsanlagen (**Kapitel 5**) liegt daran, dass die Wärmegestehungskosten insgesamt deutlich geringer sind und vor allem in Zeiten mit hohen Strompreisen auf nicht-strombasierte Wärmeerzeuger zurückgegriffen werden kann.

Wirtschaftlichkeit von Niedertemperaturspeichern

Deutlich einfacher ist dagegen die Realisierung großer **Niedertemperaturspeicher**. Diese Speicher sind mit spezifischen Investitionskosten von 500 bis 1500 €/MWh erheblich günstiger.

Mit den aktuellen Planungen des Transformationsplanes im „Basisszenario“ ist eine Wärmespeicherung nur für Zeiträume bis ca. 4 Tage (Speicherkapazität bis 20.000 MWh_{Kapazität}) wirtschaftlich realisierbar. Im „Ambitioniert“-Szenario und im „Zukunftorientiert“-Szenario sind sogar Speicherkapazitäten von über 30.000 MWh_{Kapazität} (ca. 6 Tage) bzw. 160.000 MWh_{Kapazität} (ca. 1 Monat) realistisch.

Dies entspricht etwa der Speicherkapazität von 100 2-Zonenspeichern mit der derzeit am Standort Sandreuth realisierten Baugröße oder einem Erdbeckenspeicher mit einem Volumen von 2 Mio. m³ und (bei einer Tiefe von 6 Metern) einem **Flächenbedarf von 350.000 m³** oder knapp 50 Fußballfeldern.

Die Überbrückung der bislang längsten beobachteten Dunkelflauten-Cluster (siehe **Tabelle 9**) ist damit in allen Szenarien fast vollständig mit **Niedertemperaturspeichern** technisch und wirtschaftlich realisierbar. Diese können auch einen wesentlichen Beitrag zur saisonalen Speicherung liefern, sollten jedoch durch erneuerbare Gastechnologien ergänzt werden.

Größere Speicher erhöhen zwar die Unabhängigkeit von Strom- und Gaspreisentwicklungen und senken die laufenden Wärmekosten, rechtfertigen jedoch die höheren Investitionen nicht. Der Einsatz von Abfall, Industrieabwärme und Solarthermie wirkt sich generell kostensenkend aus.

Nicht betrachtet bei den Kosten sind beispielsweise Kosten für Grundstücke, Anpassungen der Infrastruktur und die bauliche Realisierbarkeit. Kleinere

Speicher refinanzieren sich aber generell deutlich schneller und sind einfacher in die bestehende Infrastruktur zu realisieren.

Für sehr große Speicher sind Niedertemperaturvarianten wie Erdbeckenspeicher oder Aquiferspeicher mit einer Speicherung im Untergrund im urbanen Umfeld wohl leichter zu realisieren, erfordern aber eine eingehende Prüfung der geologischen Randbedingungen.

Ein stark auf erneuerbare Gase ausgerichtetes Fernwärmesystem birgt hingegen Preisrisiken. Der Preis für grünen Wasserstoff 2023 ist aktuell beispielsweise mehr als fünfmal so hoch wie der von Erdgas. Eine diversifizierte Wärmeversorgung und der Ausbau von Wärmespeichern erhöhen die Resilienz gegen steigende Brennstoffpreise.

Contracting-Modelle für Wärmespeicher bieten große betriebliche Vorteile. Dezentrale Speicher schaffen die Möglichkeit die Vorlauftemperaturen des Wärmenetzes zu senken und so die Wirkungsgrade der Wärmepumpen zu erhöhen und die Wärmeverluste im Netz zu reduzieren. Zudem mindern Contracting-Modelle das Problem des Platzbedarfs für Wärmespeicher. Für Netzbetreiber entstehen Synergien bei der kurzfristigen Speicherung von Lastspitzen, insbesondere durch die Nutzung von Solarstrom.

Anhang

Methodik: Speicherbedarfsbestimmung

Im Rahmen der Studie „Biogas im künftigen Energiesystem“ [101] wurde eine Methodik entwickelt, die es ermöglicht Dunkelflauten zu identifizieren und das jeweilige Stromdefizit zu quantifizieren. Dazu wird die Abweichung der aktuellen Erzeugung aus Wind und PV von der jährlich mittleren EE-Erzeugung bestimmt und sofern diese negativ ist, aufkumuliert. So lässt sich ein kumuliertes Defizit in Volllaststunden bestimmen (detaillierte Beschreibung in [101]).

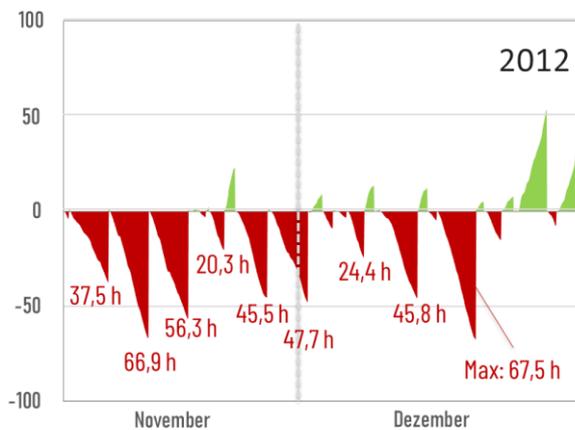


Abb 37.: Dunkelflauten im Dezember und November 2012: Der bestehende Ansatz lokalisiert und quantifiziert zwar die längste Dunkelflaute, vernachlässigt jedoch, dass bereits davor zahlreiche Dunkelflauten aufgetreten sind

Jedoch weist die Methodik, wie in **Abb 37.7** dargestellt, Schwachstellen auf, wenn es darum geht, mehrere kurz nacheinander auftretende Dunkelflauten miteinander zu verketteten. Aus diesem Grund wurde im Rahmen dieser Studie die Bestandsmethodik weiterentwickelt. Über das Aufkumulieren der Abweichung der EE-Erzeugung (P) vom jährlichen Mittel (P_m) wird ein Speicherfüllstandsverlauf (SF) gebildet (Gleichung 1). Die Differenz zwischen dem Maximalwert und Minimalwert von diesem stellt den saisonalen Speicherbedarf dar (siehe Gleichung 2 und **Abb. 358**). Zur Bestimmung des Speicherbedarfs zur Überbrückung von Dunkelflauten wird anstelle der jährlich gemittelten EE-Erzeugungsleistung eine monatlich gemittelte Erzeugungsleistung verwendet. So kann die Saisonalität der Stromerzeugung von den monatlichen Schwankungen getrennt werden (siehe **Abb. 369**).

$$SF(t) = SF(t - 1) + (P - P_m)$$

Gleichung 1

$$SB_{sais} = MAX(SF) - MIN(SF)$$

Gleichung 2

Über den durchschnittlichen Wärmebedarf während der Dunkelflautencluster kann anschließend der Wärmespeicherbedarf bestimmt werden.

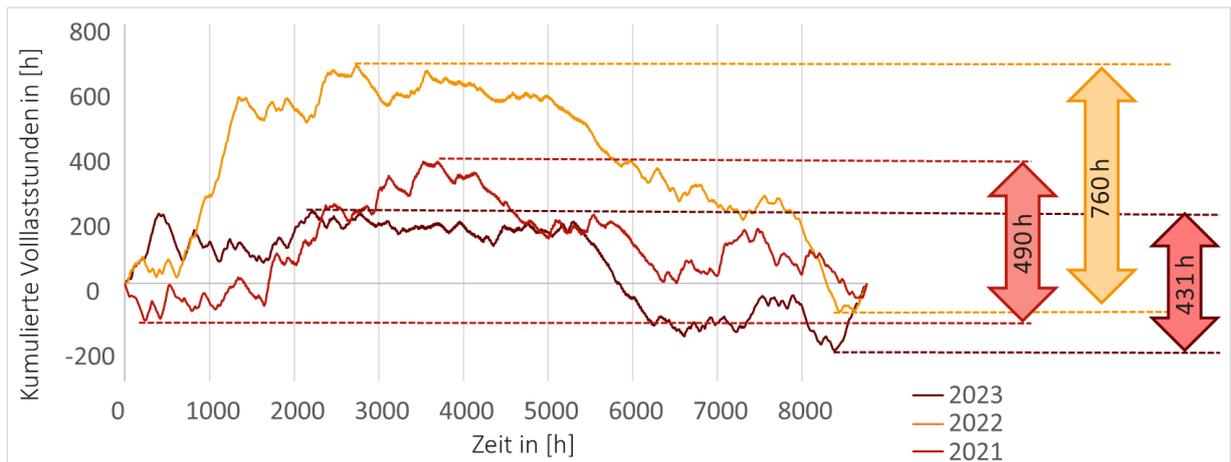


Abb. 358: Bestimmung des saisonalen Stromspeicherbedarf

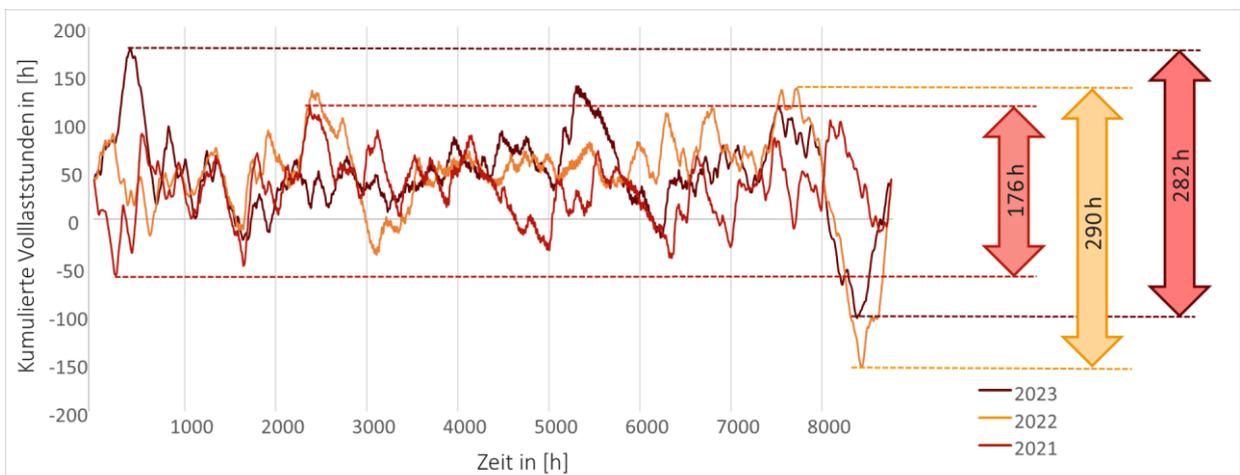


Abb. 369: Bestimmung des Speicherbedarfs für Dunkelflauten-Cluster

Methodik Strompreisprognosen mit dem Merit-Order Modell:

Eine ausführliche Beschreibung des Merit-Order-Modells ist in der Studie „Biogas im künftigen Energiesystem“, die vom Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik der FAU im Auftrag des Fachverbands

Biogas e. V. erstellt wurde, zu finden [101]. In Tabelle 11 und Tabelle 12 finden sich die wesentlichen Annahmen für die Projektion von Strompreisen dargestellt.

Tabelle 11: Angenommene Brennstoff und CO₂-Kosten

	angenommene Marktpreise		Anmerkungen / Datengrundlage
CO ₂ -Preis	82	€/t _{CO2}	mittlerer ETS Marktpreis 2023. In die Preisbildung gehen allerdings nur 8,2 €/t _{CO2} ein, da nach UBA sind derzeit nur 10% der Kraftwerks-Emissionen ETS pflichtig sind
Erdgaspreis	44	€/MWh _{Erdgas}	mittlerer Day Ahead Marktpreis im THE Marktgebiet im Jahr 2023 (bezogen auf den Brennwert) ¹⁵
Preis Braunkohle	3,77	€/MWh _{Braunkohle}	Quelle Statista: 9,5 €/t für 2020/2023, angenommener Heizwert 9061 kJ/kg ^{16,17}
Preis Steinkohle	15,6	€/MWh _{Steinkohle}	mittlerer Preis für 2023: 125 €/t, Heizwert 27,2 kJ/kg
Preis Wasserstoff	230	€/MWh _{H2}	HYDRIX Marktpreis im Mai 2024, 2016 - 237 e/MWh ¹⁸
Preis Biogas	80	€/MWh _{Biogas}	

Tabelle 12: Angenommene Leistungen und Grenzkosten der Stromerzeugung für die eingesetzten Kraftwerksarten

Kraftwerksart	Installierte Leistung in MW _{el}	„Must- Run“- Leistung in 2023 in MW _{el}	Verfügbare Leistung 2023 in %	elektrischer (Netto-) Wir- kungsgrad		verbrauchsge- bundene Stromerzeu- gungskosten		Anmerkung
				in %	in %	in ct/kWh _{el}		
				min	max	min	max	
Braunkohle	18.550	2.637	62,3%	43%	30%	15,5	22,3	Ausstieg bis 2030
Steinkohle	18.940	728	46,5 %	45%	30%	40,9	61,3	Ausstieg bis 2030
Erdgas GUD	12.063		100 %	60%	45%	84,2	112,3	Aufteilung GT und GUD nach Kraftwerksliste ¹⁹
Erdgas GT	22.737	1.514	100 %	38%	30%	133,0	168,5	

¹⁵ Quelle: <https://app.montelnews.com/>, abgerufen am 18.5.2024

¹⁶ <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/28697/umfrage/prognose-zur-preisentwicklung-von-braunkohle-von-2000-bis-2030/>, abgerufen am 31.5.2024

¹⁷ <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/36757/umfrage/heizwert-ausgewaehlder-kraft-und-rohstoffe/>, abgerufen am 31.5.2024

¹⁸ <https://www.eex-transparency.com/hydrogen/germany>, abgerufen am 31.5.2024

¹⁹ <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>, abgerufen am 18.5.2024

andere Konventionelle	4.680	863	58 %	(für Preisbildung nicht berücksichtigt)				
Biogas-	12.000			30%	40%	266,7	200,0	bis 2030
Reserve	24.000			30%	40%	266,7	200,0	bis 2040
„H ₂ -Hybrid“	15.000			60%	45%	383,3	511,1	bis 2035
„H ₂ -Hybrid“	4.400			50%	40%	460,0	575,0	bis 2035
„H ₂ -Sprinter“	4.400			38%	30%	605,3	766,7	bis 2035

Methodik: Wärme-Merit-Order

Beim Betrieb des Fernwärmenetzes werden ähnlich wie an der Strombörse aus Gründen der Wirtschaftlichkeit zunächst die Technologien mit den günstigsten verbrauchsgebundenen Wärmeerzeugungskosten eingesetzt. Im Unterschied zur Strombörse ist die letzte Technologie jedoch nicht preissetzend, sondern es wird ein Mittelwert basierend auf den bereitgestellten MWh bestimmt. Eine Übersicht über die angenommenen Wirkungsgrade, Brennstoffpreise und installierten Kapazitäten ist in Tabelle 13 und Tabelle 14 dargestellt. Die elektrischen Wärmeerzeuger (Wärmepumpen und

Elektrokessel) ordnen sich je nach Strompreis und Temperatur der Abwärmequelle in die Merit-Order ein. Die Güte der Wärmepumpen liegt bei 50 %. Für die Temperaturen von Abwasser und Flusswasser wurde auf Zeitreihen vom Klärwerk Nürnberg sowie des gewässerkundlichen Dienst Bayern²⁰ zurückgegriffen. Auch die Einordnung der KWK-Anlagen variiert – ist der Strompreis hoch, bestimmen sich die verbrauchsgebundenen Wärmeerzeugungskosten aus der Differenz zwischen verbrauchsgebundenen Kosten und dem Strompreis. Sie betragen jedoch mindestens 0 €/MWh.

Tabelle 13: Übersicht über die Annahmen bzgl. Wirkungsgrad, Brennstoffpreis, KWK für die Wärmeerzeugungstechnologien (im Konzept B)

Kraftwerksart	Heizwert Brennstoff	Thermischer (Netto-)Wirkungsgrad	Elektrischer (Netto-)Wirkungsgrad	Brennstoffpreis	Stromvergütung	Verbrauchsgebundene Wärmeerzeugungskosten	Anmerkung
	in [MWh/t]	in [%]	in [%]	in [€/t]			
Abwärme Müllheizkraftwerk	-	-	-	-	-	0	Must-Run
Industrieabwärme	-	-	-	-	-	0,6	Angabe der N-ERGIE
Geothermie	-	-	-	-	-	7,4	OPEX basierend auf [102]
Solarthermie	-	-	-	-	-	0	
Altholzheizkraftwerk	3,6	64	28	25	strompreisabhängig	Strompreisabhängig, max: 10,9	Marktpreise von EU-WID: Altholz 0-300 mm unbehandelt 2023 [103]
Heizwerke/Kesselanlagen	-	88	-	38,6	-	43,9	Mittlerer Gas-Day-Ahead-Marktpreis im THE Marktgebiet 2023 [104]
Ersatzbrennstoffheizkraftwerk	3,2	56	28	83,8	strompreisabhängig	Strompreisabhängig, max: 46,7	Marktpreise von EU-WID: Gewerbeabfall Spotmarkt 2023 [105]

²⁰ <https://www.gkd.bayern.de/de/fluesse/wassertemperatur/tabelle>

Biomasseheizkraftwerk	3,1	55	28	101,8	186 ²¹	Strompreis-abhängig, Max: 6,4	Hackschnitzel mit 35 % Wassergehalt Marktpreis Süden 2023 [106]
Motorenheizkraftwerke	-	44	47	38,6	Strompreis-abhängig	Strompreis-abhängig, Max: 87,7	Mittlerer Gas-Day-Ahead-Marktpreis im THE Marktgebiet 2023 [104]
Gasturbine	-	40	43	38,6	Strompreis-abhängig	Strompreis-abhängig: Max: 96,5	Mittlerer Gas-Day-Ahead-Marktpreis im THE Marktgebiet 2023 [104]
Flusswasserwärmepumpe Rednitz	-	201 - 274	-	-	-	Strompreis-abhängig	Einspeise-Temperatur: 110 °C
Großwärmepumpe Klärwerk	-	182-193	-	-	-	Strompreis-abhängig	Einspeise-Temperatur: 120 °C
Großwärmepumpe Abwärme Elektrolyseur	-	442	-	-	-	Strompreis-abhängig	Einspeise-Temperatur: 80 °C; Abwärme: 50 °C steht bei Strompreisen von 0 €/MWh zur Verfügung
Elektrokessel	-	100	-	-	-	Strompreis-abhängig	-

Tabelle 14: Übersicht über die angenommenen installierten Kapazitäten in MW in den Szenarien „Basis“, „Ambitioniert“ und „Zukunftsorientiert“

	Basis	Ambitioniert	Zukunftsorientiert
Abwärme Müllheizkraftwerk	27,4	27,4	27,4
Industrieabwärme	51	51	51
Geothermie	60	60	60
Solarthermie	20	20	20
Altholzheizkraftwerk	27,8	27,8	27,8
Heizwerke/Kesselanlagen	502	0	0
Ersatzbrennstoffheizkraftwerk	20	20	20
Biomasseheizkraftwerk	14	14	14
Motorenheizkraftwerke	72	0	0
Gasturbine	188	188	0
Flusswasserwärmepumpe Rednitz	15	218,85	359,85
Großwärmepumpe Klärwerk	15	15	15
Großwärmepumpe Abwärme Elektrolyseur	19	19	19
Elektrokessel	50	72,95	119,95

²¹ Gewichteter Zuschlagswert für Biomasse-Heizkraftwerke in 2023: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/start.html>

Im Simulationsmodell kann ein Wärmespeicher implementiert werden. Dieser ist charakterisiert durch

- eine Kapazität (in MWh)
- eine maximale Einspeicher-/Auspeicherleistung (in MW)
- Temperaturgrenzen (in °C)

Liegen die Kosten der Grenztechnologie in der aktuellen Stunde über den durchschnittlichen Speicherkosten der letzten vier Wochen, wird geprüft Wärme im Speicher ist, die ausgespeichert werden kann. Liegen die Kosten in der aktuellen Stunde unter den durchschnittlichen Speicherkosten der letzten vier Wochen, wird der Speicher, sofern der Füllstand es zulässt, geladen. Für die maximale Einspeicher-/Auspeicherleistung wird der maximale Wärmeleistungsbedarf angesetzt. Die Kapazität und Temperaturgrenzen schwanken szenarioabhängig. Bei der Implementierung eines Niedertemperaturspeichers im Fernwärmenetzes ist eine

Wärmepumpe zwischen Speicher und Fernwärmenetz implementiert, damit der Speicher das Temperaturniveau des Fernwärmenetz bereitstellen kann. Der COP dieser berechnet sich in Abhängigkeit des Temperaturniveaus des Wärmespeichers.

Um anschließend die zulässigen Investitionskosten in den Wärmespeicher zu bestimmen, wird zunächst der mittlere OPEX-basierte Wärmepreis mit und ohne Speicher bestimmt. Die Differenz aus diesen beiden multipliziert mit dem jährlichen Gesamtwärmebedarf bestimmt die jährliche Einsparung durch den Speicher. Unter Berücksichtigung der Annuität (Verzinsung von 8 % und Abschreibungsdauer von 12 Jahren) lassen sich anschließend die zulässigen Investitionskosten in den Speicher bestimmen.

Berechnung spezifischer Wärmegestehungskosten

Die Wärmegestehungskosten w in [ct/kWh_{th}] oder [€/MWh_{th}] errechnen sich aus den spezifischen, auf die gelieferte Wärme bezogenen kapitalgebundenen Kosten w_i , den verbrauchsgebundenen Kosten w_v und den betriebsgebundenen und sonstigen Kosten w_s

$$w = w_i + w_v + w_s \quad \text{in [€/MWh}_{th}] \quad (\text{Gl. 3})$$

Die spezifischen kapitalgebundenen Kosten w_i [€/MWh_{th}] errechnen sich aus den spezifischen Investitionskosten W_i [€/MWh_{th}], der Abschreibungsdauer n und dem Zinssatz p berechneten Annuitätenfaktor a

$$a = \frac{p \cdot (1+p)^n}{(1+p)^n - 1} \quad (\text{Gl. 4})$$

und aus der Anlagenauslastung, also die Zahl der realisierten Jahresvolllaststunden z

$$w_i = a \cdot \frac{W_i}{z} \quad \text{in [€/MWh}_{el}] \quad (\text{Gl. 5})$$

Die Anlagenauslastung bzw. die Jahresvolllaststunden z

$$z = \frac{Q_N}{\dot{Q}_N} \quad \text{in [h/a]} \quad (\text{Gl. 6})$$

sind also gerade bei Wärmerezeugern, die nur wenige Stunden im Jahr im Einsatz sind, ausschlaggebend für die Höhe der kapitalgebundenen Kosten.

Die Berechnung der spezifischen, verbrauchsgebundenen Kosten w_v errechnen sich für strombasierte Wärmerezeuger aus den Stromkosten s

$$w_v = \eta_{th} \cdot \frac{s}{COP} \quad \text{in [ct/kWh}_{th}] \quad (\text{Gl. 7})$$

und bei den Verbrennungsprozessen aus den Brennstoffkosten K_B sowie aus den Hilfsstoffkosten K_H

$$w_v = \frac{K_B + \sum x_H \cdot K_H}{\eta_{th} \cdot H_u} \quad \text{in [ct/kWh}_{th}] \quad (\text{Gl. 8})$$

Wirkungsgrad des Wärmerezeugers η_{th} und dem unterer Heizwert H_u in [kJ/kg] des eingesetzten Brennstoffes.

In die betriebsgebundenen und sonstigen Kosten w_s gehen vor allem Personalkosten K_p , Versicherungskosten K_v und Instandhaltungskosten K_i ein,

$$w_s = \frac{K_p + K_v + K_i + \dots}{\dot{Q}_N \cdot z} \quad \text{in [ct/kWh}_{th}] \quad (\text{Gl. 9})$$

die wiederum auf die erzeugte Wärme bzw. die Nennleistung des Wärmerezeugers \dot{Q}_N und die realisierten Jahresvollbenutzungsstunden z bezogen werden.

Tabelle 15: Übersicht über die zulässigen Investitionskosten und dazugehörigen Volumina für verschiedene Speichergrößen: Als Speichermedium wurde Wasser mit einer spezifischen Wärmekapazität von 4,19 kJ/(kgK) angenommen.

Speichergröße	Zulässige Investitionskosten Niedertemperaturspeicher „Basis“	Zulässige Investitionskosten Niedertemperaturspeicher „Ambitioniert“	Zulässige Investitionskosten Niedertemperaturspeicher „Zukunftorientiert“	Volumen Niedertemperaturspeicher (20-60 °C)	Zulässige Investitionskosten Hochtemperaturspeicher „Basis“	Zulässige Investitionskosten Hochtemperaturspeicher „Ambitioniert“	Zulässige Investitionskosten Hochtemperaturspeicher „Zukunftorientiert“	Volumen Hochtemperaturspeicher (70 – 130 °C)
in MWh	in €/MWh	in €/MWh	in €/MWh	in m ³	in €/MWh	in €/MWh	in €/MWh	in m ³
1.500	3.740	7.770	33.660	32.220	5.950	17.550	56.870	21.480
5.000	1.700	2.730	16.430	107.400	2.500	6.010	28.400	71.600
7.500	1.210	1.900	12.560	161.100	1.750	4.100	21.390	107.400
10.000	940	1.440	10.330	214.800	1.340	3.090	18.080	143.200
20.000	500	770	6.350	429.600	680	1.600	11.170	286.400
30.000	350	520	4.570	644.400	470	1.110	7.930	429.600

Quellen

- [1] N-ERGIE, "Der Energiemix (Fernwärme) der N-ERGIE." Accessed: Aug. 26, 2024. [Online]. Available: <https://www.n-ergie.de/privatkunden/produkte/fernwaerme/energiemix/>
- [2] J. Karl, *Dezentrale Energiesysteme - Erneuerbare Energien und Speichertechnologien für die Energiewende*, 4. Auflage. Berlin: De Gruyter Oldenbourg, 2023.
- [3] Y. Xiang, Z. Xie, S. Furbo, D. Wang, M. Gao, and J. Fan, "A comprehensive review on pit thermal energy storage: Technical elements, numerical approaches and recent applications," *J Energy Storage*, vol. 55, p. 105716, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.est.2022.105716.
- [4] Topsector Energy, "High Temperature Borehole Thermal Energy Storage (HT-BTES)." Accessed: Aug. 21, 2024. [Online]. Available: <https://topsectorenergie.nl/documents/988/Factsheet-HT-BTES.pdf>
- [5] M. Sterner and J. Stadler, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017. doi: 10.1007/978-3-662-48893-5.
- [6] J. Mao *et al.*, "Thermal short-circuiting and its influence on thermal response in borehole heat exchangers," 2013.
- [7] W. Heidemann, "Bau und Betrieb des Erdsonden-Wärmespeichers in Neckarsulm-Amorbach," 2004. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/224797620>
- [8] Energie-Experten, "Planung und Verlegung eines Flächenkollektors." Accessed: Aug. 22, 2024. [Online]. Available: <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/erdwaerme/erdwaermekollektoren/flaechenkollektor>
- [9] Viessmann, "Erdkollektoren - Funktion und Vorteile kurz erklärt." Accessed: Aug. 22, 2024. [Online]. Available: <https://www.viessmann.de/de/wissen/technik-und-systeme/sole-wasser-waermepumpe/erdkollektoren.html>
- [10] F. (2023) Klasing, "High temperatures, large scale and low cost - How can a single-tank molten salt storage system be scaled up from a thermal stress perspective?," in *Energy Storage Conference*, Glasgow, 2023.
- [11] R. Roper *et al.*, "Molten salt for advanced energy applications: A review," *Ann Nucl Energy*, vol. 169, p. 108924, May 2022, doi: 10.1016/j.anucene.2021.108924.
- [12] C. Prieto, P. D. Tagle-Salazar, D. Patiño, J. Schallenberg-Rodriguez, P. Lyons, and L. F. Cabeza, "Use of molten salts tanks for seasonal thermal energy storage for high penetration of renewable energies in the grid," *J Energy Storage*, vol. 86, p. 111203, May 2024, doi: 10.1016/j.est.2024.111203.
- [13] R. Jacob, W. Saman, and F. Bruno, "Capital cost expenditure of high temperature latent and sensible thermal energy storage systems," 2017, p. 080012. doi: 10.1063/1.4984433.
- [14] S. Relloso and E. García, "Tower Technology Cost Reduction Approach after Gemasolar Experience," *Energy Procedia*, vol. 69, pp. 1660–1666, May 2015, doi: 10.1016/j.egypro.2015.03.125.
- [15] F. Dinter and D. M. Gonzalez, "Operability, Reliability and Economic Benefits of CSP with Thermal Energy Storage: First Year of Operation of ANDASOL 3," *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 2472–2481, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.03.262.
- [16] P. Fleuchaus, B. Godschalk, I. Stober, and P. Blum, "Worldwide application of aquifer thermal energy storage – A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 94, pp. 861–876, Oct. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.06.057.
- [17] M. Bakr, N. van Oostrom, and W. Sommer, "Efficiency of and interference among multiple Aquifer Thermal Energy Storage systems; A Dutch case study," *Renew Energy*, vol. 60, pp. 53–62, Dec. 2013, doi: 10.1016/j.renene.2013.04.004.
- [18] O. Todorov, K. Alanne, M. Virtanen, and R. Kosonen, "A method and analysis of aquifer thermal energy storage (ATES) system for district heating and cooling: A case study in Finland," *Sustain Cities Soc*, vol. 53, p. 101977, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.scs.2019.101977.
- [19] Prof. Dr. Haider Markus, "Hochtemperaturwärmespeicher für Wärmeknoten Dürnrohr," Wien, 2020. [Online]. Available: <https://www.iet.tuwien.ac.at/>

- [20] C. Ortiz, "Thermochemical Energy Storage Based on Carbonates: A Brief Overview," *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 14, p. 4336, Jul. 2021, doi: 10.3390/en14144336.
- [21] L. André and S. Abanades, "Evaluation and performances comparison of calcium, strontium and barium carbonates during calcination/carbonation reactions for solar thermochemical energy storage," *J Energy Storage*, vol. 13, pp. 193–205, Oct. 2017, doi: 10.1016/j.est.2017.07.014.
- [22] J. Prof. Dr. Karl and C. Lange, "Spitzenlastfähige Hochtemperaturspeicher." Accessed: Aug. 30, 2024. [Online]. Available: <https://www.encn.de/referenzprojekte/energiespeicher/spitzenlastfaehige-hochtemperaturspeicher>
- [23] C. Lange, "100 kWh pilot-carbonate-storage." Accessed: Aug. 30, 2024. [Online]. Available: <https://www.evt.tf.fau.eu/research/ausstattung/experimental-plants/100-kwh-pilot-carbonate-storage/>
- [24] Viessmann, "Eisspeicher - Aufbau, Funktion, Vorteile und Fördermöglichkeiten." Accessed: Aug. 21, 2024. [Online]. Available: <https://www.viessmann.de/de/wissen/technik-und-systeme/eisspeicher.html>
- [25] Baunetz_Wissen_, "Festo Automationcenter in Esslingen." Accessed: Aug. 21, 2024. [Online]. Available: <https://www.baunetzwissen.de/heizung/objekte/buero-gewerbe/festo-automationcenter-in-esslingen-4909895>
- [26] B. Höhle, "KERNFORSCHUNGSANLAGE JÜLICH ADAM 1-Versuchsanlage zur Methanisierung," 1977.
- [27] K. Großmann, P. Treiber, and J. Karl, "Steam methane reforming at low S/C ratios for power-to-gas applications," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 40, pp. 17784–17792, 2016.
- [28] V. Palomba and A. Frazzica, "Recent advancements in sorption technology for solar thermal energy storage applications," *Solar Energy*, vol. 192, pp. 69–105, Nov. 2019, doi: 10.1016/j.solener.2018.06.102.
- [29] M. Mario Rosso Tutor and J. Rohrer, "Evaluation verschiedener Technologien als saisonale Wärmespeicher für Solarthermie und Wärmepumpen als Wärmeerzeuger," 2021.
- [30] L. Scapino, H. A. Zondag, J. Van Bael, J. Diriken, and C. C. M. Rindt, "Energy density and storage capacity cost comparison of conceptual solid and liquid sorption seasonal heat storage systems for low-temperature space heating," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 76, pp. 1314–1331, Sep. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.03.101.
- [31] Eberhard Lävemann, "Industrielle Abwärme - Sorptionswärmespeicher als Lösung," ZAE Bayern. Accessed: Aug. 21, 2024. [Online]. Available: <https://www.bayern-innovativ.de/de/seite/sorption-swaermespeicher>
- [32] T. E. Schuhmann, "Heat transfer: a liquid flowing through a porous prism," *Journal of Franklin Institute*, 1929.
- [33] A. M. Rabi', J. Radulovic, and J. M. Buick, "Packed Bed Thermal Energy Storage System: Parametric Study," *Thermo*, vol. 4, no. 3, pp. 295–314, Jul. 2024, doi: 10.3390/thermo4030016.
- [34] Sonnenhaus-Institut e.V., "Das Sonnenhaus." Accessed: Aug. 31, 2024. [Online]. Available: <https://www.sonnenhaus-institut.de/>
- [35] Heidelberg Materials, "Heatcrete - ein Spezialbeton für die Hochtemperatur-Wärmespeicherung." Accessed: Aug. 31, 2024. [Online]. Available: <https://www.heidelbergmaterials.de/de/zelement/produkte/bindemittel-fuer-spezialtiefbau/heatcrete>
- [36] S. Barbhuiya, B. B. Das, and M. Idrees, "Thermal energy storage in concrete: A comprehensive review on fundamentals, technology and sustainability," *Journal of Building Engineering*, vol. 82, p. 108302, Apr. 2024, doi: 10.1016/j.jobbe.2023.108302.
- [37] Y.-C. Hua, T. Zhao, and Z.-Y. Guo, "Transient thermal conduction optimization for solid sensible heat thermal energy storage modules by the Monte Carlo method," *Energy*, vol. 133, pp. 338–347, Aug. 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.05.073.
- [38] A. S. Al-Tamimi, O. S. Baghabra Al-Amoudi, M. A. Al-Osta, M. R. Ali, and A. Ahmad, "Effect of insulation materials and cavity layout on heat transfer of concrete masonry hollow blocks," *Constr Build Mater*, vol. 254, p. 119300, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.conbuildmat.2020.119300.
- [39] L. Navarro *et al.*, "Thermal energy storage in building integrated thermal systems: A review. Part 1. active storage systems," *Renew Energy*, vol. 88, pp. 526–547, Apr. 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.11.040.
- [40] D. Gibb, M. Johnson, J. Romaní, J. Gasia, L. F. Cabeza, and A. Seitz, "Process integration of thermal energy storage systems – Evaluation methodology and case studies," *Appl Energy*, vol. 230, pp. 750–760, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.09.001.
- [41] J. Brooks *et al.*, "Cistern Thermal Energy Storage Study for Potential Use within Net Positive Energy and Water Buildings," in *AIAA Propulsion and Energy 2021 Forum*, Reston, Virginia: American Institute of Aeronautics and Astronautics, Aug. 2021. doi: 10.2514/6.2021-3363.
- [42] Vattenfall, "Deutschlands größter Wärmespeicher in den Startlöchern." Accessed: Aug. 30, 2024. [Online].

- Available: <https://group.vattenfall.com/de/newsroom/pressemitteilungen/2022/deutschlands-groesster-waermespeicher-am-start>
- [43] golem, "Berlin baut Thermoskanne gegen Gasnotstand." Accessed: Aug. 30, 2024. [Online]. Available: <https://www.golem.de/news/waermeversorgung-berlin-baut-thermoskanne-gegen-gasnotstand-2207-166617.html>
- [44] dena, "Nachtspeicherheizung." Accessed: Sep. 03, 2024. [Online]. Available: <http://www.thema-energie.de/heizung-heizen/heizkoerper/nachtspeicherheizung.html>
- [45] A. Herwig, L. Umbreit, and K. Rühling, "Measurement-based modelling of large atmospheric heat storage tanks," *Energy Procedia*, vol. 149, pp. 179–188, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.egypro.2018.08.182.
- [46] S. Radojicic, "Hightech für effizientere Strom-und Wärmeversorgung," 2019.
- [47] N-ERGIE, "Wahrzeichen der Energiewende Der Wärmespeicher der N-ERGIE," 2015. [Online]. Available: www.n-ergie.de
- [48] Vattenfall GmbH, "In Reuter West werden rund 350.000 Badewannen befüllt." [Online]. Available: <https://group.vattenfall.com/de/newsroom/news/2022/in-reuter-west-werden-rund-350.000-badewannen-befullt>
- [49] Vattenfall GmbH, "Deutschlands größter Wärmespeicher in den Startlöchern." [Online]. Available: <https://group.vattenfall.com/de/newsroom/pressemitteilungen/2022/deutschlands-groesster-waermespeicher-am-start>
- [50] Vattenfall GmbH, "3 Fragen an Jornt Spijksma zum Wärmespeicher in Reuter West." [Online]. Available: <https://group.vattenfall.com/de/newsroom/news/2021/3-fragen-an-jornt-spijksma-zum-waermespeicher-in-reuter-west>
- [51] Vattenfall GmbH, "Meilenstein für Berlins Klimaziele: Grundsteinlegung für 'Reuter Sustainable Heat and Power.'" [Online]. Available: <https://group.vattenfall.com/de/newsroom/pressemitteilungen/2024/meilenstein-fur-berlins-klimaziele-grundsteinlegung-fur-reuter-sustainable-heat-and-power>
- [52] Saisonalspeicher.de, "Heißwasserspeicher Friedrichshafen." Accessed: Aug. 30, 2024. [Online]. Available: <https://www.saisonalspeicher.de/home/projekte/projekte-in-deutschland/friedrichshafen/>
- [53] N-ERGIE Aktiengesellschaft, "Wahrzeichen der Energiewende - Der Wärmespeicher der N-ERGIE." Accessed: Aug. 30, 2024. [Online]. Available: [https://www.n-ergie.de/public/remotemedien/me-](https://www.n-ergie.de/public/remotemedien/me-dia/n_ergie/internet/die_n_ergie/unternehmen_1/unsere_energie/kraftwerk-standort/Waermespeicher_Flyer_2015.pdf)
- [54] G. Martinazzoli, B. Grassi, D. Pasinelli, A. M. Lezzi, and M. Pilotelli, "Comparative Analysis of Thermal Energy Storage Performance in District Heating Networks: Evaluating the Impact of Different Injection Systems," *International Journal of Heat and Technology*, vol. 41, no. 4, pp. 789–798, Aug. 2023, doi: 10.18280/ijht.410401.
- [55] M. Bernecker, "Large Scale Thermal Storage Tanks Provide District Heating in Brescia." Accessed: Aug. 30, 2024. [Online]. Available: <https://www.lipp-system.de/wp-content/uploads/Lipp-Artikel-Euro-Heat-and-Power-englisch.pdf>
- [56] Linz AG, "Fernheizkraftwerk Linz-Mitte."
- [57] Stadt Wien, "Weltweit erster Hochdruck-Wärmespeicher." Accessed: Aug. 30, 2024. [Online]. Available: <https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energie/wissen/erneuerbar/waermespeicher.html>
- [58] R-ACES, "Gram Fjernvarme District Heating." [Online]. Available: <https://r-aces.eu/wp-content/uploads/2021/05/Gram-Fjernvarme-District-Heating-%E2%80%93-R-Aces.pdf>
- [59] C. Winterscheid and T. Schmidt, "GRAM DISTRICT HEATING MONITORING DATA EVALUATION FOR THE YEARS 2016-2017," May 2019. [Online]. Available: https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2019/10/Gram-evaluation-report-2016-2017_20190531.pdf
- [60] TRACER, "Fact Sheet: Heat Storages," Sep. 2019. [Online]. Available: https://tracer-h2020.eu/wp-content/uploads/2019/10/TRACER_D2.1-Heat-Storages.pdf
- [61] PlanEnergi, "LONG TERM STORAGE AND SOLAR DISTRICT HEATING." [Online]. Available: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Forskning_og_udvikling/sol_til_fjernvarme_brochure_endelig.pdf
- [62] Saisonalspeicher.de, "Saisonalspeicher.de Das Wissensportal für die saisonale Wärmespeicherung. Gram." [Online]. Available: <https://www.saisonalspeicher.de/home/projekte/projekte-in-europa/gram/>
- [63] I. Sifnaios, G. Gauthier, D. Trier, J. Fan, and A. R. Jensen, "Dronninglund water pit thermal energy storage dataset," *Solar Energy*, vol. 251, pp. 68–76, Feb. 2023, doi: 10.1016/j.solener.2022.12.046.
- [64] Y. Xiang, Z. Xie, S. Furbo, D. Wang, M. Gao, and J. Fan, "A comprehensive review on pit thermal energy storage: Technical elements, numerical approaches and recent applications," *J Energy Storage*, vol. 55, p. 105716, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.est.2022.105716.

- [65] T. Schmidt *et al.*, "Design Aspects for Large-scale Pit and Aquifer Thermal Energy Storage for District Heating and Cooling," *Energy Procedia*, vol. 149, pp. 585–594, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.egypro.2018.08.223.
- [66] A. Wyrwa *et al.*, "Greening of the District Heating Systems—Case Study of Local Systems," *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 9, p. 3165, Apr. 2022, doi: 10.3390/en15093165.
- [67] C. T. Fyhn, "PIT THERMAL ENERGY STORAGE EXPERIENCES FROM TOFTLUND," 2021.
- [68] State of Green, "Large-scale solar water heating and seasonal heat storage in Gram." Accessed: Aug. 30, 2024. [Online]. Available: <https://stateofgreen.com/en/solutions/large-scale-solar-heating-and-seasonal-heat-storage-pit-in-gram/>
- [69] J. Dannemand Anderson, L. Bodker, and M. V. Jensen, "Large Thermal Energy Storage at Marstal District Heating", Accessed: Aug. 30, 2024. [Online]. Available: <https://www.cfms-sols.org/sites/default/files/Actes/3351-3354.pdf>
- [70] Saisonspeicher, "Erdbeckenwärmespeicher Marstal", Accessed: Aug. 30, 2024. [Online]. Available: <https://www.saisonspeicher.de/home/projekte/projekte-in-europa/marstal/>
- [71] R-ACES, "Brædstrup district heating." [Online]. Available: https://r-aces.eu/use_case/braedstrup-district-heating/
- [72] PlanEnergi, "Brædstrup Fjernvarme: Media Summary." [Online]. Available: <https://www.district-energyaward.org/wp-content/uploads/2015/01/Br%C3%A6dstrupGDECA.pdf>
- [73] PlanEnergi, "BOREHOLES IN BRÆDSTRUP," Jun. 2013. [Online]. Available: https://energiforskning.dk/files/slutrappporter/64012-0007slutrapport_1_16072013_1252.pdf
- [74] PlanEnergi, "Boreholes in Brædstrup ." [Online]. Available: <https://energiforskning.dk/en/node/14392>
- [75] P. Kristensen, "The story of Braedstrup District Heating Company." [Online]. Available: https://www.ises.org/sites/default/files/webinars/Webinar_2016_10_Per%20Kristensen.pdf
- [76] A. Sørensen and T. Schmidt, "Design and Construction of Large Scale Heat Storages for District Heating in Denmark," 2018.
- [77] E. Nilsson and P. Rohdin, "Performance evaluation of an industrial borehole thermal energy storage (BTES) project – Experiences from the first seven years of operation," *Renew Energy*, vol. 143, pp. 1022–1034, Dec. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.05.020.
- [78] O. Anderson, N. Hakansson, and L. Rydell, "Heat pumps rescued Xylem's heat storage facility in Emaboda, Sweden." Accessed: Aug. 30, 2024. [Online]. Available: <https://www.rehva.eu/rehva-journal/chapter/default-cb84adc317-8>
- [79] Saisonspeicher, "Erdsonden-Wärmespeicher Crailsheim ", Accessed: Aug. 30, 2024. [Online]. Available: <https://www.saisonspeicher.de/home/projekte/projekte-in-deutschland/crailsheim/>
- [80] W. Heidemann, D. Bauer, and H. Müller-Steinhagen, "Der Erdsonden-Wärmespeicher in Crailsheim," 2015. [Online]. Available: www.itw.uni-stuttgart.de/sun
- [81] Bettina Schwarz, "Weltpremiere: Siemens Gamesa nimmt neuartigen elektrothermischen Energiespeicher in Betrieb." [Online]. Available: <https://unternehmen.hamburger-energiwerke.de/presse-media/pressemitteilungen/weltpremiere-siemens-gamesa-nimmt-neuartigen-elektrothermischen-energiespeicher-in-betrieb>
- [82] SIEMENS Gamesa, "World first: Siemens Gamesa begins operation of its innovative electrothermal energy storage system." [Online]. Available: <https://www.siemensgamesa.com/global/en/home/press-releases/190612-siemens-gamesa-inauguration-energy-system-thermal.html>
- [83] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, "Vulkangestein speichert Windstrom." [Online]. Available: <https://www.bmwk-energiwende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2019/07/Meldung/News1.html>
- [84] Hamburger Energiwerke, "Der größte Stromwärmespeicher der Welt." [Online]. Available: <https://www.hamburger-energiwerke.de/magazin/der-groesste-strom-waerme-speicher-der-welt>
- [85] ENERGYNEST, "ENI: Ausgleichende CST-Produktion ermöglicht Nachtschicht in Ölraffinerie." [Online]. Available: <https://energy-nest.com/de/projekte/case-study-eni-dekarbonisierung/>
- [86] ENERGYNEST, "YARA: Dampfnetzausgleich in Chemiewerk eröffnet neue Energieflexibilität." [Online]. Available: <https://energy-nest.com/de/projekte/case-study-yara-energieflexibilitaet/>
- [87] ENERGYNEST, "Avery Dennison nimmt Europas größte Plattform für konzentrierte Solarthermie mit thermischer Speichereinheit in Turnhout, Belgien in Betrieb." [Online]. Available: <https://energy-nest.com/de/inbetriebnahme-avery-dennison-cst-plattform-thermischer-speicher/>
- [88] ENERGYNEST, "AVERY DENNISON: Ausgleichende CST-Produktion gibt Klebstofffabrik Nachhaltigkeitschub." [Online]. Available: <https://energy->

- nest.com/de/projekte/case-study-avery-dennison-dekarbonisierung/
- [89] P. Fleuchaus, S. Schüppler, R. Stemmler, K. Menberg, and P. Blum, "Aquiferspeicher in Deutschland," Jun. 01, 2021, *Springer Science and Business Media Deutschland GmbH*. doi: 10.1007/s00767-021-00478-y.
- [90] P. Fleuchaus, B. Godschalk, I. Stober, and P. Blum, "Worldwide application of aquifer thermal energy storage – A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 94, pp. 861–876, Oct. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.06.057.
- [91] energie-experten.org, "Hamburg-Wilstorf: Größte Eisspeicher-Heizung Deutschlands halbiert Heizkosten." [Online]. Available: <https://www.energie-experten.org/projekte/hamburg-wilstorf-groesste-eisspeicher-heizung-deutschlands-halbiert-heizkosten>
- [92] hamburg.de, "Eisspeicher - Das Eis ist heiß." [Online]. Available: <https://www.hamburg.de/politik-und-verwaltung/behoerden/bukea/themen/hamburgs-gruen/aktuelle-projekte/clever-kombiniert/wegweiser/das-eis-ist-heiss-282676>
- [93] C. Hunziker, "Eisspeicher - Vorzeigeprojekt in Hamburg." [Online]. Available: https://www.haufe.de/immobilien/wohnungswirtschaft/eisspeicher-erfolgender-flop-unterschiedliche-erfahrungen/eisspeicher-vorzeigeprojekt-in-hamburg_260_456570.html
- [94] Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V., "Details Neues Quartier mit Erd-Eis-Speicher," 2021. [Online]. Available: <https://www.waermepumpe.de/presse/pressefahrten/schleswig-holstein-2021/details/neues-quartier-mit-erd-eis-speicher/>
- [95] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, "Heizen mit Eis - Praxisbeispiel: Stadtwerke Schleswig." [Online]. Available: <https://www.energiewechsel.de/KAENEF/Redaktion/DE/Standardartikel/Best-Practices/best-practice-heizen-mit-eis-erdeis-speicher.html>
- [96] F. Urbansky and haustech.de, "Sind Erd-Eisspeicher ein Heizsystem für die Zukunft?" [Online]. Available: <https://www.haustech.de/hei-zung/waermepumpen/erd-eisspeicher-ein-heizsystem-der-zukunft>
- [97] te, "Baustart für den Eisspeicher im Quartier 'Hansapark Nürnberg.'" Accessed: Aug. 30, 2024. [Online]. Available: <https://www.te-mgmt.com/baustart-eisspeicher/>
- [98] Agentur für erneuerbare Energien, "Eisspeicher Rendsburg." Accessed: Aug. 30, 2024. [Online]. Available: <https://www.unendlich-viel-energie.de/die-agentur/projekte/energie-kommunen/ekdm-rendsburg>
- [99] B. Ohlsen *et al.*, "Abschlussbericht ErdEis II - Erdespeicher und oberflächennahe Geothermie," 2024. Accessed: Aug. 30, 2024. [Online]. Available: 10.13140/RG.2.2.19555.32808
- [100] Stadt Hamburg, "Eisspeicher - Das Eis ist heiß." Accessed: Aug. 30, 2024. [Online]. Available: <https://www.hamburg.de/politik-und-verwaltung/behoerden/bukea/themen/hamburgs-gruen/aktuelle-projekte/clever-kombiniert/wegweiser/das-eis-ist-heiss-282676>
- [101] N. Elhaus, P. Treiber, and J. Karl, "Biogas im künftigen Energiesystem: Potential und Wirtschaftlichkeit der Besicherung von Wind und Photovoltaik durch die Flexibilisierung," 2024. [Online]. Available: www.evt.cbi.fau.de
- [102] A. Zucker, "Cost development of low carbon energy technologies," Luxembourg, 2018. doi: 10.2760/490059.
- [103] EUWID, "Price Watch Waste Wood Germany," 2024. [Online]. Available: www.euwid-recycling.com
- [104] Montel, "Montel Commodities." [Online]. Available: <https://www.montelnews.com/>
- [105] EUWID, "Preise für Siedlungsabfälle in MVA und MBA Deutschland," 2024. [Online]. Available: www.euwid-recycling.de
- [106] Carmen e. V., "Marktpreise Hackschnitzel." Accessed: Sep. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energieholz/marktpreise-hackschnitzel/>