



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Energieforschung und Cleantech

Schlussbericht vom 06.12.2024

BigStoreDH- Grosse Wärmespeicher in der Nah- und Fernwärme

Schlussbericht



Quelle: © AgroEnergie Schwyz AG



Datum: 06.12.2024

Ort: Rapperswil

Subventionsgeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Ko-Finanzierung:

Energie 360° AG
Aargauerstr. 182
8010 Zürich
www.energie360.ch

ewz
Elektrizitätswerk der Stadt Zürich
Tramstrasse 35
8050 Zürich
info@ewz.ch

IWB
Industrielle Werke Basel
Margarethenstrasse 40
4002 Basel
www.iwb.ch

Wärmeverbund Buttisholz AG
Gewerbering 13
6018 Buttisholz
www.waermeverbund-buttisholz.ch

Subventionsempfänger/innen:

OST – Ostschweizer Fachhochschule
SPF Institut für Solartechnik
Oberseestrasse 10, 8640 Rapperswil
www.spf.ch

**Autor/in:**

Florian Ruesch, SPF OST, florian.ruesch@ost.ch

Michel Haller, SPF OST, michel.haller@ost.ch

Amelia Heid, SPF OST, amelia.heid@ost.ch

Gianfranco Guidati, ESC ETH, gianfranco.guidati@esc.eth.ch

BFE-Projektbegleitung:

Stephan Mathez, stephan.a.mathez@solarcampus.ch

Andreas Eckmanns, Andreas.Eckmanns@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/502284-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.



Zusammenfassung

Im Projekt BigStoreDH wurde die Einbindung von grossen Wärmespeichern in thermische Netze der Schweiz analysiert.

Auf der Basis von drei für die Schweiz typischen generischen Netztypen wird die Einbindung von Speichern simuliert und sowohl der Einfluss unterschiedlicher Speichergrössen, Wetterdaten, hydraulischer Einbindungen des Speichers sowie Spitzenlast untersucht. Ein Fokus wird dabei auf die Bereitstellung von Leistungsspitzen gelegt, weil Speicher dabei helfen können, die immer noch oft fossile Spitzenleistungsbereitstellung zu ersetzen. Eine Wirtschaftlichkeitsanalyse zeigt bei kleineren Netzen ein wirtschaftliches Optimum in der Grössenordnung der bestehenden Empfehlungen für Holzwärmenetze. Bei grossen Netzen und somit auch grossen Speichern kann eine saisonale Speicherung aufgrund der sinkenden spezifischen Kosten attraktiv werden. Der positive Effekt von grossen Wärmespeichern konnte auch in Bezug auf Treibhausgaspotenziale und auf die Sektorkopplung gezeigt werden. Eine Analyse des Potenzials von grossen Speichern für die zukünftige Wärmeversorgung der Schweiz zeigt ähnliches: Bei grossen Wärmenetzen wird in den meisten Szenarien ein saisonaler Speicher für die optimale Versorgung benötigt. Kleinere Biomassenetze hingegen sind unabhängig vom Speicher nicht Bestandteil einer optimierten zukünftigen Energieversorgung.

Résumé

Le projet BigStoreDH analyse l'intégration de grands accumulateurs de chaleur dans les réseaux thermiques de Suisse.

L'intégration des accumulateurs est simulée sur la base de trois types de réseaux génériques typiques pour la Suisse et l'influence des différentes tailles d'accumulateur, des données météorologiques sur l'intégration hydraulique de l'accumulateur ainsi que de la charge de pointe est étudiée. L'accent est mis sur la mise à disposition des pointes de puissance, car les accumulateurs peuvent aider à remplacer la mise à disposition de la puissance de pointe, qui est encore souvent d'origine fossile. Une analyse de rentabilité montre, pour les petits réseaux, un optimum économique de l'ordre de grandeur des recommandations existantes pour les réseaux de chaleur au bois. Pour les grands réseaux et donc les grands réservoirs, le stockage saisonnier peut devenir intéressant en raison de la baisse des coûts spécifiques. L'effet positif des grands stockages de chaleur a également pu être démontré en termes des potentiels d'émission de gaz à effet de serre et de couplage sectoriel. Une analyse du potentiel des grands stockages pour l'approvisionnement futur en chaleur de la Suisse montre des résultats similaires : pour les grands réseaux de chaleur, un stockage saisonnier est nécessaire dans la plupart des scénarios pour un approvisionnement optimal. En revanche, les petits réseaux de biomasse ne font pas partie d'un approvisionnement énergétique futur optimisé, indépendamment du stockage.



Summary

The BigStoreDH project is analyzing the integration of large heat stores into thermal networks in Switzerland.

Based on three generic network types that are typical for Switzerland, the integration of storages is simulated and the influence of different storage sizes, weather data, hydraulic integrations of the storage and peak loads is investigated. A main focus is set on the replacement of the still often used fossil-fuel-based peak power. An economic analysis shows that for smaller networks, an economic optimum lays in the range of the existing recommendations for wood heating networks. For large networks and thus also large storage systems, seasonal storages can become attractive due to the decreasing specific costs. The positive effect of large heat storage tanks could also be demonstrated in terms of greenhouse gas potentials and sector coupling. An analysis of the potential of large storage tanks for Switzerland's future heat supply shows similar results: In most scenarios, large heating networks require seasonal storage for optimal future energy supply. Smaller biomass networks, on the other hand, are not part of an optimized future energy supply, regardless of the integrated storage size.



Take-home messages

- Grosse thermische Speicher in Wärmenetzen können den Anteil fossiler Spitzen stark verringern oder diese ersetzen.
- Bei kleineren Netzen sind eher Tagesspeicher wirtschaftlich interessant, bei grossen Netzen können saisonale Speicher wirtschaftlich sein.
- Thermische Speicher in Wärmenetzen verringern Treibhausgasemissionen und können für die Sektorkopplung eingesetzt werden.
- Saisonspeicher in thermischen Netzen können dabei helfen, die zukünftige Energieversorgung der Schweiz zu optimieren.



Inhaltsverzeichnis

1	Executive Summary	10
2	Einleitung.....	13
2.1	Ausgangslage und Hintergrund	13
2.2	Motivation des Projektes	14
2.3	Projektziele	14
3	Übersicht grosse thermische Speicher.....	16
3.1	Speichertechnologien.....	16
3.1.1	Vergleich der Speichertechnologien	22
3.2	Beispiele in der Schweiz	24
3.3	Investitionskosten Wärmespeicher	28
4	Vorgehen und Methode	31
4.1	Datenquelle für Analyse Netze	31
4.2	Ergänzung «Liste thermischer Netze»	31
4.3	Typische Netze in der Schweiz	32
4.3.1	Kleines Netz mit Biomasse.....	35
4.3.2	Mittleres Netz mit Umweltwärme.....	36
4.3.3	Grosses Netz mit KVA-Abwärme	37
4.3.4	Kennwerte	38
4.4	Simulation	40
4.4.1	Basishydraulik	40
4.4.2	Verwendete Modelle	42
4.5	Bedarfsmodellierung	44
4.5.1	Heizwärmebedarf.....	44
4.5.2	Warmwasserbedarf.....	47
4.5.3	Variabilität.....	48
4.6	Stundenwertberechnung	49
4.1	Modellierung des gesamten CH-Energiesystems	51
5	Resultate.....	55
5.1	Reduktion fossiler Spitzen.....	55
5.2	Einfluss der Hauptwärmeerzeuger	58
5.2.1	Vergleich von realen und typischen Wetterdaten.....	59
5.3	Vergleich Simulationstools und Einfluss verschiedener Grössen	61
5.3.1	Speicherverluste.....	65
5.3.2	Einfluss auf Wärmepumpen	67
5.4	Einbindung	69
5.4.1	Einbindung Spitzenkessel.....	69
5.4.2	Zentrale und dezentrale Einbindung.....	70



5.4.3	Entlastung Übertragungsleitungen	73
5.5	Sektorkopplung	75
5.5.1	Regelung Wärmepumpe	75
5.5.2	Einfluss Regelparameter	76
5.5.3	Einfluss Speichergrosse	78
5.5.4	Kraftwärmekopplung	82
5.5.5	Hochtemperaturspeicher als Quelle für eine Dampfturbine	83
5.6	Kostenanalyse	84
5.6.1	Annahmen	84
5.6.2	Kostenaufteilung verschiedener Speichergrossen	86
5.6.3	Variation Finanzparameter	88
5.6.4	Variation der Kosten von Grund- und Spitzenenergie	89
5.7	Umweltauswirkungen	93
5.7.1	Grosse Wärmespeicher	93
5.7.2	Power-to-X	95
5.7.3	Treibhausgaspotenziale der drei Netze	97
5.8	Ergebnisse der Simulation des gesamtschweizerischen Energiesystems....	103
6	Diskussion und Schlussfolgerungen	109
6.1	Stand der Technik und Situation in der Schweiz	109
6.2	Speicher zur Deckung von Leistungsspitzen	109
6.3	Saisonale Wärmespeicher	111
6.4	Treibhausgaspotenziale	111
6.5	Grosse thermische Speicher im Kontext des Energiesystems Schweiz	112
7	Literaturverzeichnis	114
	Annex A Hochtemperaturspeicher für Dampfturbine	117
	Annex B Speicher Factsheets	124



Abkürzungsverzeichnis

AKD	Akkumulierten Temperaturdifferenzen
AKW	Atomkraftwerk
BHKW	Blockheizkraftwerk
COP	Coefficient of Performance
DHN	District heating network
EFH/ MFH	Einfamilienhaus/ Mehrfamilienhaus
GUD	Gas und Dampf
HT, NT	Hochtarif, Niedertarif
IEA- SHC	International Energy Agency – Solar Heating and Cooling
KVA	Kehrichtverwertungsanlage
LD	Lebensdauer
MeOH	Methanol
PtG	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
PTES	Erdbecken Wärmespeicher (pit)
TTES	Tank Wärmespeicher
SIA	Schweizerischer Ingenieur und Architektenverein
S-TES	Seasonal thermal energy storage
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VFS	Verband Fernwärme Schweiz
KWK (CHP)	Kraftwärmekopplung
WP	Wärmepumpe
WT	Werktage



1 Executive Summary

Grosse Wärmespeicher in Wärmenetzen können helfen Unterschiede zwischen Produktion und Bedarf auszugleichen und somit Spitzen zu brechen, aber auch die Integration von schwankenden erneuerbaren Energiequellen zu verbessern. In der Schweiz wurden in den letzten Jahren einige Beispiele von grossen oberirdischen Stahlspeichern realisiert. International gibt es aber auch viele Beispiele von erdbasierten Speichern, welche ein deutlich grösseres Speichervolumen erreichen können. Dies sind Erbecken-, Erdsonden- und Aquifer-Wärmespeicher. Beispiele, Kosten sowie Vor- und Nachteile dieser unterschiedlichen Technologien wurden in übersichtlichen Factsheets in Annex B zusammengefasst.

Aufgrund bereits realisierter Nah- und Fernwärmenetze in der Schweiz wurden drei «typische Netztypen» definiert, anhand deren unterschiedliche Aspekte der Integration von grossen Speichern untersucht wurden. Ein kleines Biomasse-Wärmenetz, ein mittleres Wärmenetz, welches eine zentrale Seewasser-Wärmepumpe nutzt und ein grosses Netz, welches hauptsächlich mit Abwärme, z.B. aus einer KVA, betrieben wird. Alle Netze wurden für die Untersuchungen mit einer unterschiedlich grossen fossilen Spitzendeckung ergänzt. Ein Hauptnutzen von Wärmespeichern in thermischen Netzen liegt darin, den Spitzenleistungsbedarf der Wärmeerzeugung zu verringern und somit fossile Spitzen zu ersetzen. In Abbildung 1 wird gezeigt, wie sich der fossile Anteil bei den drei Beispielnetzen in Abhängigkeit der Speichergrösse bei unterschiedlichen Leistungen des Hauptwärmeerzeugers verringert.

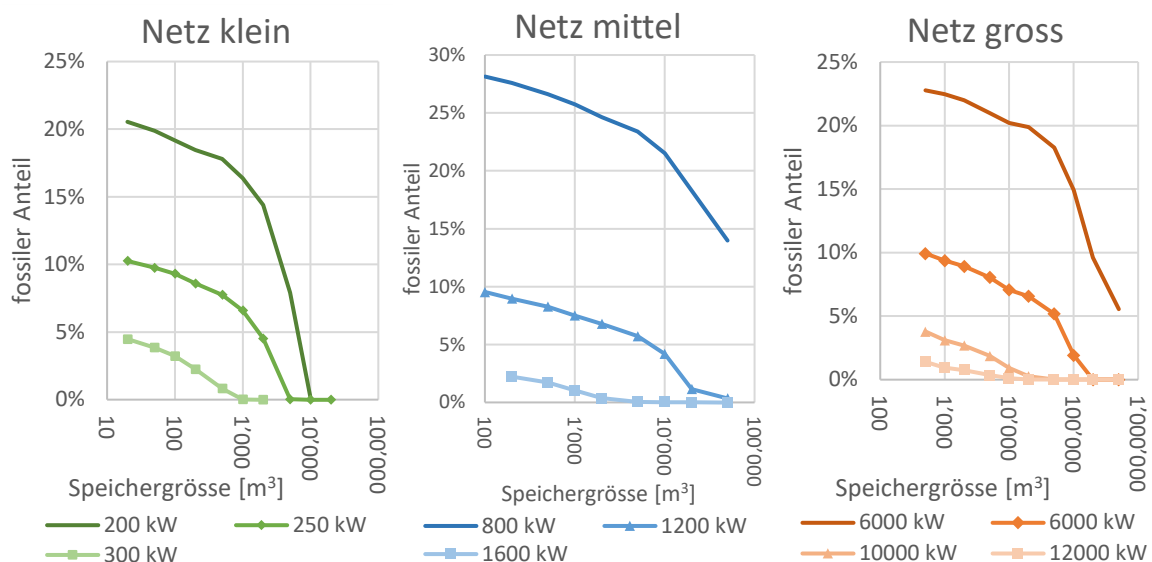


Abbildung 1: Der fossile Anteil der drei generischen Netze mit verschiedenen grossen Wärmeleistungen des Hauptwärmeerzeugers.

Eine Variation der Wetterdaten im Verlauf von zehn Jahren zeigte, dass die benötigten Speichergrössen vom Wetter des entsprechenden Jahres abhängig sind. So braucht es, um vollständig auf eine Spitzendeckung verzichten zu können, in einem kalten Winter einen um ca. den Faktor zehn grösseren Speicher als in einem milden Winter. Die maximale Speichertemperatur hat einen geringen Einfluss auf den fossilen Anteil, die



Speichertechnologie hingegen hat aufgrund von unterschiedlichen Wärmeverlusten einen etwas stärkeren Einfluss auf die fossilen Anteile.

Unterschiedliche Einbindungsvarianten von Wärmespeichern wurde analysiert und verglichen. Die serielle Einbindung von Spitzenkessel und Speicher kann bei grossen Speichern durch die verbesserte Bewirtschaftung des Speichers zu einem geringeren fossilen Anteil führen im Vergleich zu einer parallelen Einbindung. Ein dezentraler Speicher und eine dezentrale Spitzendeckung können ebenfalls zu einem reduzierten fossilen Anteil führen, wobei eine erhöhte Temperaturdifferenz zwischen Be- und Entladung entscheidend ist, um das Potenzial des Speichers voll auszunützen. Dezentrale Speicher und Spitzenlastkessel führen ebenfalls zu einer deutlichen Entlastung der Übertragungsleistung ab den Zentralen. Ist nur der Speicher dezentral, so muss dieser sehr gross sein, um die maximale Übertragungsleistung zu reduzieren und somit die Übertragungsleistung zu entlasten.

Eine Wirtschaftlichkeitsanalyse bezüglich unterschiedlichen Speichergrössen ergibt bei kleineren Netzen ein finanzielles Optimum bei kleinen bis mittleren Speichergrössen, ähnlich wie von QM Holzheizwerke [1] propagiert. Diese Speicher ermöglichen das Überbrücken der Morgenspitzen und gleichen so tägliche Schwankungen aus. Wenn die Kosten der Spitzenenergie nicht deutlich über den Kosten der Bandenergie liegen, ergibt sich ein wirtschaftliches Optimum auch bei grossen Netzen bei einem Tagesspeicher. Ist jedoch die Differenz zwischen Bandenergie-- und Spitzenenergiekosten grösser, so werden für grosse Netze saisonale Speicher finanziell attraktiv. Dazu muss aber für das Beladen eines saisonalen Speichers Wärme mit Gestehungskosten von 2-6 Rp./kWh zur Verfügung stehen, siehe Tabelle 1.

Tabelle 1: Speichergrössen und Speicherarten, welche in der jeweiligen Konstellation von Kosten für Grund- und Spitzenenergie (OPEX) zur kostengünstigsten Variante führen. Dargestellt sind die Resultate des grossen Netzes für eine Grundlast-Erzeugerleistung von 8 MW.

Grosses Netz						
Speicher- grösse (m ³)	Kosten Spitzenenergie (CHF/MWh)					
	100	140	180	220	260	300
Kosten Grundenergie (CHF/MWh)	20	10'000 TTES	10'000 TTES	200'000 PTES	200'000 PTES	200'000 PTES
	40	10'000 TTES	10'000 TTES	10'000 TTES	20'000 TTES	200'000 PTES
	60	10'000 TTES	10'000 TTES	10'000 TTES	20'000 TTES	200'000 PTES
	80	500 TTES	10'000 TTES	10'000 TTES	10'000 TTES	20'000 TTES
	100	200 TTES	1'000 TTES	10'000 TTES	10'000 TTES	20'000 TTES
	120	5 TTES	500 TTES	10'000 TTES	10'000 TTES	10'000 TTES

Gerade im mittleren Netz mit einer Wärmepumpe kann Sektorkopplung Vorteile bringen. Hierbei wurde die Regelung der Wärmepumpe einmal nach den Börsenstromkosten und einmal nach Hoch- und Niedertarif realisiert. Je nach Regelung und Speichergrösse könnten Kosten von bis zu ca. 5% der Energiekosten eingespart werden. Die Vorhaltung des Speichers zur Beladung bei tiefen Stromkosten hat allerdings den Nebeneffekt, dass etwas weniger fossile Spitzenenergie eingespart werden kann.



Verfügbare Daten zu Treibhausgaspotenziale grosser Wärmespeicher wurden gesammelt und auf die hier betrachteten Beispielnetze übertragen. Die gesamte Emissionsbilanz hängt dabei stark von der Belastung der Wärmequelle ab, welche den Speicher belädt. Grundsätzlich führen thermische Speicher aber zu deutlich geringeren Treibhausgasemissionen als anderen erneuerbare Technologien, welche zur Spitzendeckung eingesetzt werden können.

Bei der Simulation des Energiesystems mit dem Swiss Energyscope Modell der ETH wurden die Rolle und der potenzielle Wert von grossen thermischen Speicher im Kontext des Gesamtenergiesystems der Schweiz analysiert. Als Ergebnis ist die Option «kleines Netz mit Biomasse» in keinem Fall Teil der optimalen Lösung, da Holz bei Betrachtung und Optimierung des gesamten Energiesystems für Hochtemperatur-Anwendungen in der Industrie genutzt wird. Im mittleren Netz ist die Niedertemperaturvariante der Umweltwärme ohne Speicher die bevorzugte. Die nächstbeste ist die Variante mit einem Netz auf Nutztemperaturniveau, einer Wärmepumpe und einem saisonalen Wärmespeicher. Im Falle eines grossen Netzes mit Abwärme aus der KVA kommt in allen Szenarien ein saisonaler Wärmespeicher zum Einsatz. Seine Rolle ist dabei eine verbesserte Nutzung der Sommer-Abwärme für den Winter.



2 Einleitung

2.1 Ausgangslage und Hintergrund

Dem Auf- und Ausbau der Wärmenetze wird zur Erreichung der gesetzten Klimaziele eine hohe Bedeutung zugeschrieben. Gemäss der Schweizer Energieperspektiven 2050+ [2] spielen Wärmenetze bei allen vier ZERO-Varianten eine wichtige Rolle. Nur schon in der Basisvariante findet eine Verdoppelung der über Wärmenetze bereit gestellte Wärme von 22 PJ (2019) auf 41 PJ (2050) statt. In diesen Szenarien wird davon ausgegangen, dass künftig 26% des Wärmebedarfs von Gebäuden zu tiefen Wärmeverteilungskosten durch Wärmenetze erschliessbar sind. Unter Berücksichtigung der mit mittleren oder hohen Kosten erschliessbaren Potenziale erhöht sich dieser Prozentsatz auf 56%, respektive 65% [2]. Dies ist allerdings nur erstrebenswert, wenn die Wärmeversorgung auch mit erneuerbaren Energien oder Abwärme und nicht mit fossilen Energieträgern erfolgt. Die Erhebung des Branchenverbandes Fernwärme Schweiz (VFS, 2017) zeigt, dass der Wärme-Produktionsmix der VFS-Mitglieder im Jahr 2017 zu rund 30% auf fossilen Energien (Öl/Erdgas) basierte. Die fossilen Energieträger zählen somit neben KVA-Abwärme (38%) und Holz (18%) heute noch zu den wichtigsten Primärenergieträgern in den erfassten Wärmenetzen der Schweiz.

Derzeit werden ca. drei Viertel der Fernwärmenetze in der Schweiz mit Holz betrieben. Allerdings ist das einheimisch verfügbare Potenzial von Holz beschränkt und wird bereits zu einem grossen Teil genutzt. Ein starker Ausbau der Biomasse für Fernwärme ist daher in der Schweiz nicht mehr möglich. Zunehmend werden Wärmepumpen-Lösungen entwickelt zum Beispiel auf Basis von Seewasser- oder Grundwassernutzung oder der Nutzung von Abwärme beispielsweise aus Abwasserreinigungsanlagen. Sowohl für Holz als auch für Wärmepumpen gilt jedoch, dass diese mit hohen spezifischen Investitionskosten für zusätzliche Heizleistung verbunden sind. Auskünfte von Wärmenetzbetreibern (Erfahrungen aus der Praxis) zeigen, dass in solchen Netzen nach wie vor fossile Energieträger zur Spitzenlastabdeckung (Spitzenlastkessel) sowie aus Redundanzzwecken eingesetzt werden.

In den Energieperspektiven 2050+ wird eine Lücke von 9 TWh elektrischer Energie für das Winterhalbjahr und eine solare Überproduktion im Sommerhalbjahr erwartet (Szenario Zero Base). Grosse thermische Speicher bieten diverse Möglichkeiten, diese saisonalen Effekte abzdämpfen. Die Sektorkopplung Wärme-Elektrizität dient nicht nur dem Stromsektor, sondern bietet Chancen, die Wirtschaftlichkeit von grossen Speicherprojekten zu verbessern.

Letztendlich können grosse thermische Speicher in der Nah- und Fernwärme zu verschiedenen Zwecken eingesetzt werden wie zum Beispiel:

- Brechung von Spitzenlasten und Ersatz fossiler Spitzenlastabdeckung
- Schaffung von Redundanz durch Vorhalten einer gewissen Wärmemenge
- Einsatz zur Optimierung kombinierter Strom- und Wärmeanwendungen (KWK)
- Optimierung der Nutzung erneuerbaren Energiequellen
- Saisonale Speicherung von Wärme



Eine Übersicht über die verfügbaren Techniken und Einsatzgebiete der thermischen Wärmespeicher für den Schweizer Kontext geben Schädle u.a. [3] als auch Haller und Ruesch [4].

2.2 Motivation des Projektes

Die grosse Bedeutung der Fernwärme für die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung wurde in den letzten Jahren von vielen Entscheidungsträgern erkannt und aufgenommen. So haben die meisten grossen Schweizer Städte Investitionsentscheide in Milliardenhöhe getroffen, um den Ausbau der Fernwärme voranzubringen. Gleichzeitig wird zum Teil die Versorgung mit Gas nicht mehr weitergeführt oder zurückgebaut. So hat z.B. die Stadt Basel beschlossen das Niederdruck-Gasnetz langfristig nicht mehr zu betreiben.

Viele bestehende Wärmenetze in der Schweiz werden ohne oder nur mit kleinen technischen Wärmespeichern betrieben. Durch die Vorgaben und Bestrebungen von Holzenergie-Schweiz werden bei Holzenergienetzen vermehrt etwas grössere thermische Speicher eingesetzt, um häufiges Ein- und Ausschalten der Holzkessel zu vermeiden und Lastschwankungen abzufedern. Speicher in Wärmenetzen erhalten zudem neue Funktionen und eine grössere Bedeutung durch die Einbindung verschiedener erneuerbarer Energiequellen, die Koppelung mit dem Elektrizitätssektor durch den Einsatz von Wärmepumpen und politischen Vorgaben. Zu letzteren zählen zum Beispiel die Entscheide mancher Städte oder Gemeinden, in der Wärmeversorgung ganz auf fossile Wärmeträger und somit auch auf fossile Spitzen- und Teillastkessel zu verzichten.

Auch wenn in den letzten Jahren einige deutlich grössere Speicher in Wärmenetze integriert wurden, so gibt es dennoch wenig Erfahrungen oder Vorgaben zur Integration von Speichern in Wärmenetze, welche über die gewöhnliche Dimensionierung in Kombination mit Holzenergie hinausgehen [1].

2.3 Projektziele

Ziel des Projektes ist es, aufzuzeigen wie und in welchem Masse grosse Wärmespeicher in Wärmenetzen zur Reduktion fossiler Wärme und vermehrter Nutzung von erneuerbarer Energie und Abwärme beitragen können, und welche Möglichkeiten die Wärmespeicher zur kurz- und langfristigen Speicherung in Energieverbundnetzen der Schweiz einnehmen können. Insbesondere sollen auch Vorteile aufgezeigt werden, welche durch Sektorkopplung und den optimierten Betrieb für das elektrische System erzielt werden können.

Folgende Forschungsfragen sollen im Projekt konkret untersucht werden:

- Was sind die Kosten, Umweltbelastung und Hindernisse heute verfügbarer Wärmespeichertechnologien, im Vergleich zu erneuerbarer oder nicht erneuerbarer Alternativen?
- Unter welchen Voraussetzungen und in welchen Netztypologien und -topologien, können Speicher unterschiedlicher Bauart und unterschiedlicher Grösse wirtschaftlich eingesetzt werden?



- Welche Rolle können grosse thermische Speicher bei der zukünftigen **Energieversorgung der Schweiz** einnehmen, und wie müssen allenfalls Rahmenbedingungen und Förderungen diesbezüglich angepasst werden?

3 Übersicht grosse thermische Speicher

3.1 Speichertechnologien

Ein Speicher ermöglicht die Entkopplung der Energieerzeugung vom Energiebedarf und schafft somit Flexibilität im System. Des Weiteren besteht die Möglichkeit, zusätzliche Energiemengen wie Abwärme, Solarthermie, Geothermie usw. einzubinden. Erzeuger können in der Grösse reduziert, ersetzt und effizienter genutzt werden, indem ein konstanter Betrieb gewährleistet wird und Ab- und Anfahrvorgänge vermieden werden. Zusätzlich kann die Versorgungssicherheit sowie die Überbrückung von Erzeugern in Wartung und Redundanz gewährleistet werden. Transportengpässe im Wärmenetz können reduziert und der Autarkiegrad erhöht werden. Auch kann die Umweltbelastung durch die Reduzierung fossiler Brennstoffe vermindert werden. In diesem Projekt wurden gängige Speichertechnologien und deren Integration zusammen mit den Experten von solites in übersichtlichen Factsheets zusammengefasst (siehe Annex B), deren Inhalte auch in den folgenden Abschnitten kurz erläutert werden.

Systemintegration

Die hydraulische sowie die regelungstechnische Systemintegration des Speichers sind für den Nutzen und die Speichereffizienz von massgeblicher Bedeutung. Je nach Druckniveau im Speicher und im System stehen drei hydraulische Einbindungen zur Verfügung, welche in Abbildung 2 dargestellt werden. Die direkte Einbindung kann erfolgen, wenn der hydrostatische Druck des Speichers über dem Druck im Wärmenetz liegt. In diesem Fall kann der Speicher auch zur Druckhaltung verwendet werden. Die Be- und Entladung kann dann automatisch oder aktiv über Pumpen und Ventile erfolgen. Liegt der Druck im Speicher unter demjenigen des Systems, erfolgt in der Regel eine Systemtrennung durch einen Wärmeübertrager oder ein System aus Pumpen, Druckregel- und Absperrventilen, welche für eine Trennung der Druckniveaus sorgen.

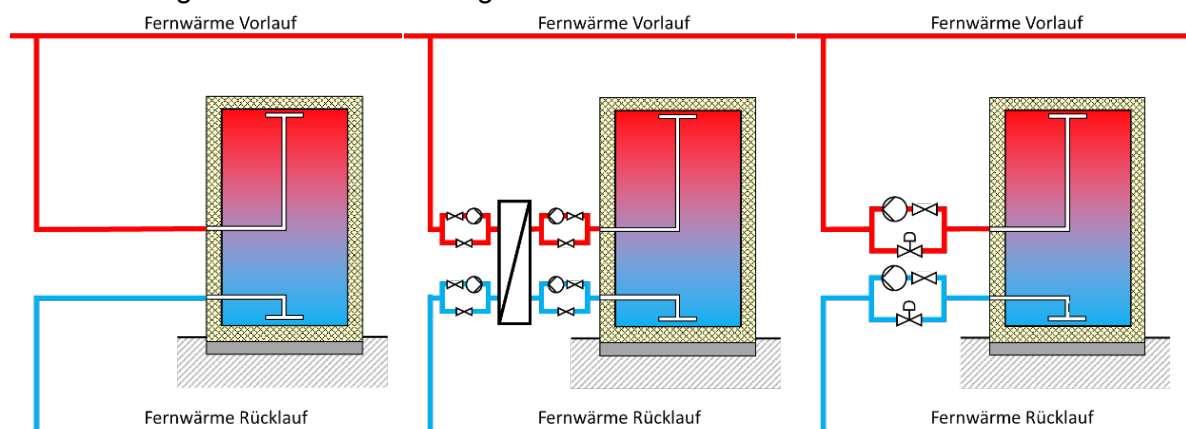


Abbildung 2: Verschiedene Konzepte zur Einbindung von Speichern in Wärmenetzen.

Die Dichteunterschiede von Wasser bei unterschiedlichen Temperaturen resultieren in einer Temperaturschichtung, sodass sich im oberen Teil des Speichers das heissere und im unteren Teil das kühlere Wasser befinden. Entsprechend sind auch die Vor- und Rücklaufanschlüsse auf diesen Höhen positioniert. Um die thermische Schichtung möglichst wenig zu



beeinträchtigen, sollte impulsreiche Einstromung reduziert werden. Bei Bedarf an unterschiedlichen Temperaturniveaus kann eine Unterteilung des Speichers nach Temperaturniveaus durch zusätzliche Be- und Entladeebenen und Leitungen vorgenommen werden. Die Verläufe der Entnahmetemperaturen sind je nach Speichermedium verschieden. Bei Wasser ist die Temperatur über einen langen Zeitraum stabil und fällt dann stark ab. Bei der Wärmequelle Erdreich, erschlossen über Erdsonden, fallen die Temperaturen von Beginn an kontinuierlich ab. Die Betriebsstrategie ist für die Effizienz eines Systems mit Speicher von Bedeutung. Der Wärmebedarf kann entweder direkt vom Energieerzeuger oder aus dem Speicher heraus gedeckt werden. Bei der Strategie sind zudem die Einsatzplanung der Energieerzeuger sowie die Wärme- oder Stromkosten zu berücksichtigen. Weitere Informationen zur Systemintegration von Speichern sind im Annex B «Factsheet 7 - Systemintegration» zu finden.

Druckloser Stahltank

Der drucklose Stahltank stellt in der Schweiz die häufigste Ausführung eines Grosswärmespeichers in der Fernwärme dar. Er ist in der Regel oberirdisch installiert und wird mit einer thermischen Schichtung betrieben. Er besteht aus einer Stahlwand mit einer 30–50 cm dicken Dämmung sowie einer Ummantelung zum Schutz vor Witterungseinflüssen, siehe Abbildung 3. Grössere Speicher werden vor Ort errichtet, da sie nicht transportabel sind. Durch das hohe Gewicht ist ein Fundament erforderlich, welches je nach Situation massgeblich zu den Gesamtkosten beiträgt. Drucklose Stahltanks werden in der Regel für Speicherperioden von einigen Stunden bis wenigen Tagen ausgelegt. Die Stahltanks auf Atmosphärendruck werden mit bis zu 100 °C heissem Wasser betrieben. Die Be- und Entladung erfolgt über Diffusoren, um grosse Fluidströmungen und Leistungen zu ermöglichen, ohne die thermische Schichtung zu beeinträchtigen.

Ein alternativer Aufbau besteht in einem Zwei-Zonen-Speicher, wobei das Volumen gegen oben vom Speicherdeckel durch eine Zwischenschicht getrennt ist, siehe Abbildung 3. Diese dient als Auflast, welche einen höheren Druck erzeugt und so in der Schicht darunter Temperaturen >100 °C ermöglicht ohne dass es zur Dampfbildung kommt.

Die Technik ist schon erprobt und es gibt mehrere Anbieter. Die Speicherkapazität und Effizienz sind hoch und es sind auch hohe Be- und Entladeleistungen möglich. Des Weiteren wird wenig Standfläche benötigt und eine Druckhaltung durch den Speicher ist möglich. Allerdings sind die Investitionskosten hoch und es resultiert insbesondere bei grossen Speichern eine deutlich sichtbare Installation. Drucklose

Stahltanks können je nach Betriebsdruck oft nicht direkt in ein Fernwärmenetz eingebunden werden. Druckdifferenzen zwischen Netz und Speicher müssen dann entweder durch einen

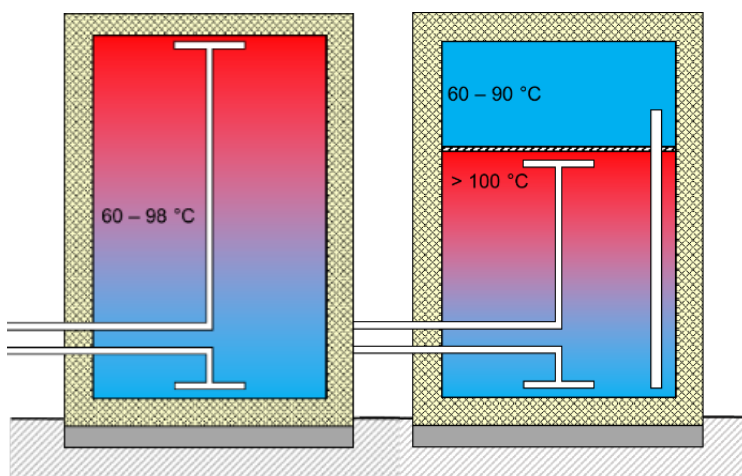


Abbildung 3: Schema eines drucklosen Stahltanks (links) und eines Zwei-Zonen-Speichers (rechts).



externen Wärmetauscher oder durch druckhaltende Pumpen ausgeglichen werden. Weitere Informationen zu drucklosen Stahltanks sind im Annex B «Factsheet 1 - druckloser Stahltank» zu finden.

Stahl-Druckbehälter

Bedruckte Stahltanks haben einen Überdruck und können somit auch für höhere Speichertemperaturen von bis 180°C (kleinere Speichern bis 200 m³) und bis 130°C (grössere Speicher bis 6'000 m³) eingesetzt werden. Druckbehälter können direkt in Fernwärmenetze eingebunden werden und eignen sich daher insbesondere zum Ausgleich von kurzzeitigen Schwankungen bei der Wärmeerzeugung oder zum Abdecken von Bedarfsspitzen. Die Wandstärke nimmt mit dem Druck, und mit der Speichergrosse zu, weshalb grössere Speichervolumen oft auch mit mehreren kleineren Speichern abgedeckt werden. Grössere Speicher ab ca. 300 m³ können nicht mehr transportiert werden und müssen vor Ort zusammengeschweisst werden. Der Aufbau ist dem drucklosen Stahltank ähnlich, jedoch sind neben den grösseren Wandstärken auch die Deckel und der Boden gewölbt, um eine bessere Druckverteilung zu gewährleisten, wie auf Abbildung 4 zu sehen ist. Bei mehreren Speichern wird die Einbindehydraulik komplexer. Die Druckhaltung im Speicher muss extern erfolgen und ab 110 °C fallen die Behälter unter die Dampfkesselverordnung und müssen deshalb regelmässig begutachtet werden, was zu mehr Wartungsaufwand führt.

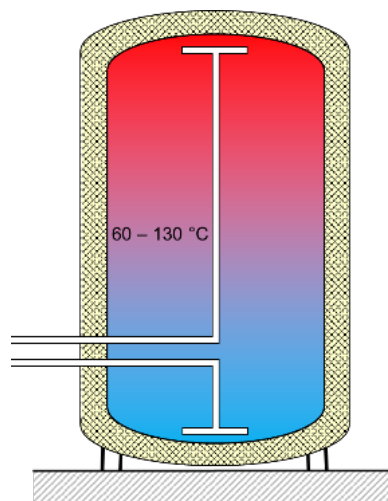


Abbildung 4: Schema eines bedruckten Stahltanks.

Diese Technik ist ebenfalls schon lange erprobt und bekannt und es existiert eine Vielzahl von Anbietern. Es können hohe Temperaturen und somit auch etwas höhere spezifische Speicherkapazitäten realisiert werden als bei anderen Technologien. Der Speicher benötigt nur wenig Standfläche und die Systemeinbindung ist unkompliziert. Allerdings ist die Grösse dieser Speicher auf wenige 1'000 m³ begrenzt. Zudem sind die Investitionskosten höher als bei den unbedruckten Stahltanks. Weitere Informationen zu bedruckten Stahltanks sind im Annex B «Factsheet 2 - Stahl-Druckbehälter» zu finden.

Betontank

Der Betontank wird in der Regel auf Atmosphärendruck und mit Wasser bis zu einer Temperatur von 100 °C betrieben. Die Wände des Tanks bestehen aus Stahlbeton und der Tank kann sich entweder in der Erde befinden oder wird von aussen angeschüttet werden. Die Wandbreite beträgt zwischen 8 und 30 cm und wird innen mit einer Edelstahlfolie ausgekleidet, um Leckagen und Diffusion zu verhindern. Die Dämmung der Wand beträgt etwa 30 cm und die der Decke bis zu 70 cm. Bei erdvergrabenen Tanks muss auf die Feuchtigkeitsbeständigkeit der Wärmedämmung geachtet werden. Sie besteht daher in der Regel aus Schaumglasschotter für den Boden und Blähglasgranulat in einer Membranfolienschalung für die Wände und den Deckel. Ein Schema eines erdvergrabenen Betontanks sowie der detaillierte Wandaufbau sind in der Abbildung 5 dargestellt. Betontanks werden vor Ort gefertigt und können je nach Stabilität der Decke begangen und begrünt werden.

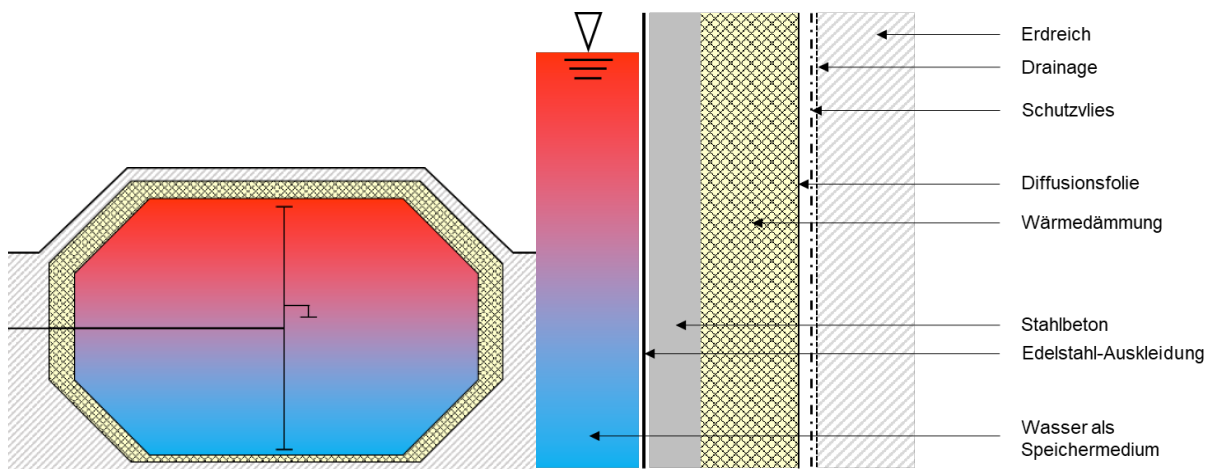


Abbildung 5: Schema eines erdvergrabenen Betontanks (links) und dessen Wandaufbau (rechts).

Betontanks können im Vergleich zu Stahltanks geringere Investitionskosten aufweisen und können auch so im Untergrund vergraben werden, dass eine gewisse Nutzung der Oberfläche möglich ist. Allerdings gibt es noch wenig Erfahrungen und daher eine grössere Unsicherheit bezüglich Kosten und Zuverlässigkeit. Insbesondere die Anforderungen an den Feuchteschutz und die Dämmung sind komplexer und die Wartung und Instandhaltung sind bei unterirdischen Speichern schwieriger. Weitere Informationen zu Betontanks sind in Annex B «Factsheet 3 - Erdvergrabener Betontank» zu finden.

Erdbecken-Wärmespeicher

Erdbecken-Wärmespeicher sind mit Wasser oder einer Mischung aus Wasser und Kies gefüllte Gruben zur Wärmespeicherung. Die Grube wird mit einer Kunststoffdichtung ausgelegt und je nach Oberflächen/Volumen-Verhältnis zur Erde wärmedämmend oder nicht. Die Oberfläche wird mit einer 20 bis 60 cm starken schwimmenden Wärmedämmung (Patent Alborg CSP) versehen, siehe Abbildung 6. Solche schwimmenden Abdeckungen können begangen, jedoch in den bisherigen Ausführungen nicht für andere Zwecke genutzt werden. Bei einer Befüllung des Speichers mit Wasser und Kies hingegen ist die Oberfläche belastbarer und kann in einem gewissen Masse genutzt werden. Die spezifische Wärmekapazität sowie die erreichbare Temperaturspreizung sind in diesem Fall jedoch geringer. Die Temperatur im Speicher ist aufgrund des Auskleidungsmaterials auf 80 bis 95 °C und die technische Nutzungsdauer auf etwa 20 Jahren beschränkt. Erdbeckenspeicher können aufgrund Ihrer Grösse als saisonale Speicher genutzt werden. Die Be- und Entladung erfolgt über Diffusoren oder bei einer Kiesfüllung über Kunststoff-Rohrleitungen oder Brunnenschächte.

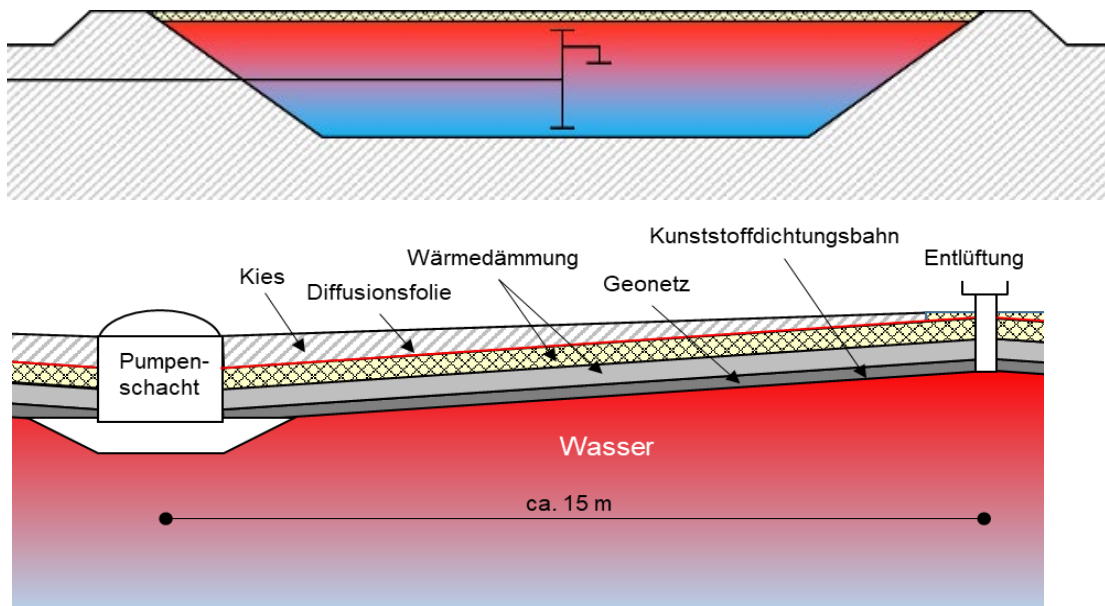


Abbildung 6: Schema eines Erdbeckens-Wärmespeichers (oben) und der Aufbau der Decke (unten).

Erdbeckenspeicher können sehr gross realisiert werden, wobei der grösste Speicher in Dänemark ca. 200'000 m³ Wasser fasst. Durch die Grösse und den einfachen Aufbau weisen Erdbeckenspeicher die tiefsten spezifischen Investitionskosten aller wasser thermischen Speichertechnologien auf.

Weitere Informationen zu Erdbeckenspeicher sind im Annex B «Factsheet 4 - Erdbeckenspeicher» zu finden.

Erdsonden-Wärmespeicher

Bei einem Erdsonden-Wärmespeicher erfolgt die Speicherung der Wärmeenergie im bestehenden Untergrund. Die Be- und Entladung erfolgt über vertikale Erdwärmesonden, die in Reihe geschaltet sind und eine Länge von 30 bis über 100 m sowie Abstände von 2 bis 6 m zueinander aufweisen, wie in Abbildung 7 dargestellt. Die Be- und Entladeleistung ist direkt von der installierten EWS-Länge abhängig. Wärmebeständige Materialien ermöglichen die Nutzung von Temperaturen bis 95 °C. Fließendes Grundwasser muss zur Minimierung von Wärmeverlusten, aber auch aus Grundwasserschutzgründen ausgeschlossen werden.

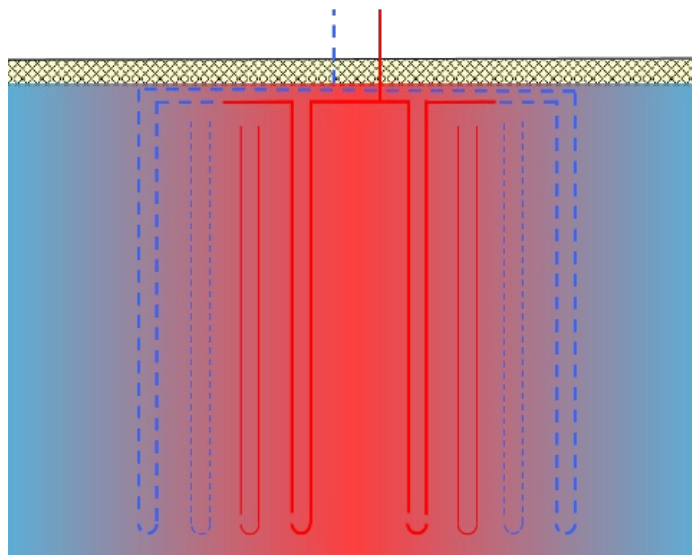


Abbildung 7: Schema eines Erdsonden-Wärmespeichers.

Eine Dämmung der Wände ist nicht möglich, hingegen kann die Oberseite des Speichers gedämmt werden. Um die Wärmeverluste durch geringes Oberflächen/Volumen-Verhältnis relativ zur gespeicherten Energie gering zu halten, sollten diese Speicher möglichst gross



realisiert werden. Wärmeverluste können ebenfalls durch eine konzentrische Serienschaltung der einzelnen Sonden reduziert werden. Die Beladung erfolgt dabei von der Speichermitte zum Rand und die Entladung in umgekehrter Richtung. Dabei ist die wärmste Stelle immer in der Mitte des Speichers. Die Kosten für die Installation von Erdwärmesonden als Speicher sind vergleichsweise gering. Somit eignen sie sich sehr gut als saisonale Speicher. Weitere Informationen zu Erdsonden-Wärmespeicher sind im «Factsheet 5 - Erdsonden-Wärmespeicher» im Annex B zu finden.

Aquifer-Wärmespeicher

Aquifer-Wärmespeicher nutzen Grundwasserschichten im Untergrund als Speichermedium für Wärmeenergie. Mittels mindestens zweier Brunnen für die Injektion und Extraktion von Wasser wird die Wärme in den Untergrund abgegeben oder extrahiert, wie in Abbildung 8 dargestellt. Der Wärmespeicher kann zur Umgebung hin nicht gedämmt werden, weshalb die Speicherung bei hohen Temperaturen nur teilweise oder in tieferen Aquiferen effizient ist. Der Speicher eignet sich insbesondere für grosse Volumen und saisonale Wärmespeicherung, da er die Wärme über Wochen bis Monate speichern kann. Die Grundwasserschicht sollte eine hohe hydraulische Leitfähigkeit aufweisen, die Schichten ober- und unterhalb sollten wasserundurchlässig sein und der Grundwasserfluss sollte nur gering sein. Vor der Realisierung sind umfangreiche Voruntersuchungen erforderlich. Die Bodenparameter, insbesondere die hydraulische Leitfähigkeit sowie die chemische Beschaffenheit des Grundwassers, sind für die Realisierbarkeit, das Design und die Wirtschaftlichkeit von entscheidender Bedeutung. Temperatur- und Druckänderungen können zu Verstopfungen durch Ablagerung gelöster Stoffe in Brunnenfilter und Leitungen führen. Diese Problematik wird mittels Wasserbehandlungen sowie einem hermetisch dichten Rohrsystem unter Überdruck gelöst.

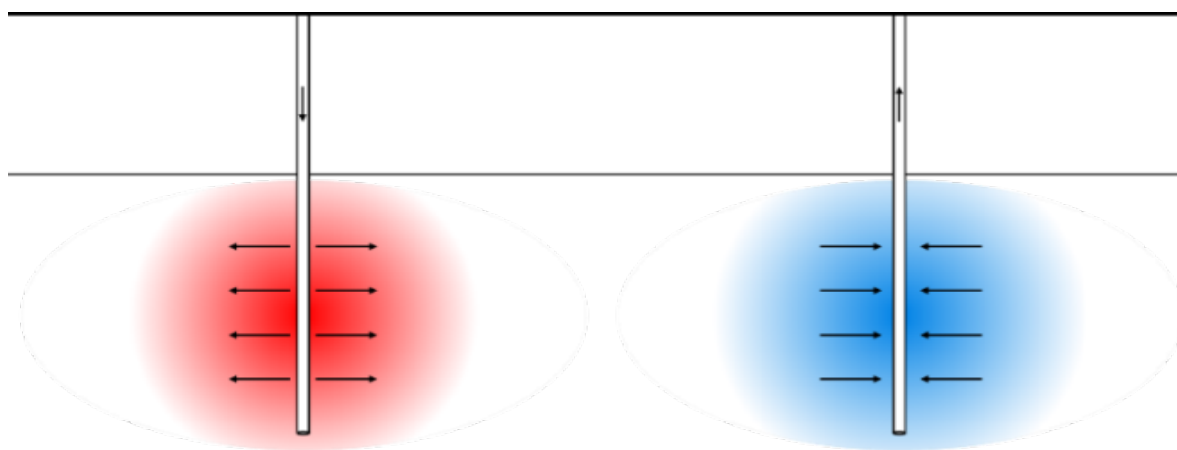


Abbildung 8: Schema eines Aquifer-Wärmespeicher.

Bei einer gut geeigneten Geologie sind die spezifischen Kosten der Aquifer-Speicher attraktiv. Die Eignung des Untergrundes kann aber erst nach einer sehr hohen Anfangsinvestition in Probe- und Erschliessungsbohrungen definitiv festgestellt werden. Somit sind diese Anfangsinvestitionen immer stark risikobehaftet. Weitere Informationen zu Aquifer-Wärmespeicher sind in Annex B «Factsheet 6 - Aquifer-Wärmespeicher» zu finden.



3.1.1 Vergleich der Speichertechnologien

In Tabelle 2 werden verschiedene Parameter der unterschiedlichen Speicherbauarten verglichen. Das Speichervolumen von drucklosen und druckbehafteten Stahltanks sowie Betontanks kann bis zu einigen Zehntausend m³ reichen. Das Speichervolumen von Erdbecken, Erdsonden und Aquifer-Speichern kann deutlich grösser werden, wobei Projekte bis zu einigen Hunderttausend m³ realisiert wurden. Die Speicherdauer ist dementsprechend ebenfalls höher, da sich grossvolumige Speicher besser für die saisonale Speicherung eignen, während kleinere Speicher eher für die Kurzzeitspeicherung optimal sind. Die volumenspezifischen Kosten der verschiedenen Technologien sind für Stahltanks am höchsten, insbesondere für bedruckte Stahltanks. Betontanks weisen im Vergleich zu Stahlspeichern tendenziell geringere Investitionskosten auf. Die günstigsten Speicher bezogen auf das Wasser-äquivalente Volumen sind Aquifer-Speicher, Erdwärmesonden- und Erdbeckenspeicher. Der Temperaturbereich ist bei allen Speichern ähnlich und liegt zwischen 10 und 80 bis 95 °C (hier werden nur Speicher mit Betriebstemperaturen über 50°C betrachtet), wobei bedruckte Stahltanks auch mit Temperaturen deutlich über 100 °C betrieben werden können. Für Hochtemperaturanwendungen gibt es eine Palette an weiteren Speichertechnologien/Materialien, welche aber für die direkte Integration in Fernwärmenetze nicht geeignet sind und hier nicht betrachtet werden. Das Druckniveau ist ebenfalls bei allen Speichern, mit Ausnahme des bedruckten Stahltanks, auf den atmosphärischen Druck beschränkt. Stahltanks können je nach Grösse und Auslegung mit bis zu 20 bar beaufschlagt werden. Die Speicherdichte der meisten wassergefüllten Speichern liegt bei bis zu 80 kWh/m³, während sie bei den bedruckten Stahltanks auf Grund der höheren nutzbaren Temperaturdifferenz bis zu 180 kWh/m³ betragen kann, je nach Temperaturbereich, in dem er betrieben wird. Bei den grossvolumigen Speichern, insbesondere den Erdwärmesonden und Aquifer-Speichern, ist die Speicherdichte deutlich geringer und liegt um die 40 kWh/m³. Die Lebensdauer von Stahltanks ist mit bis zu 50 Jahren am höchsten. Bei den erdgebundenen Technologien wird von einer geringeren Lebensdauer ausgegangen. Wegen der wenigen Erfahrung mit erst einigen Beispielen weltweit ist die Lebensdauer von Erdbecken-, Erdsonden- oder auch Aquifer-Speichern jedoch unsicher. Der Platzbedarf ist ein wichtiges Unterscheidungsmerkmal der unterschiedlichen Technologien. Grosse, eher flache Erdbeckenspeicher brauchen viel Platz. Stahltanks können im Vergleich hoch und schmal gebaut werden und benötigen daher weniger Standfläche, sind aber durch ihre Höhe sehr markant. Erdsonden- und Aquifer-Speicher werden im bestehenden Erdreich erstellt und können auch bebaut werden, wodurch nach der Erstellung nur noch wenig Platz benötigt wird.



Tabelle 2: Vergleich verschiedener Speicherbauarten und Parameter.

	Drucklose Stahltanks	Bedruckte Stahltanks	Betontanks	Erdbecken	Erdsonden	Aquifer
Speichervolumen [m³]	200 - 50'000	100 - 6'000	400 - 20'000	5'000 - 500'000	40'000 - 500'000	40'000 - 500'000
Investitionskosten* [€/m³_{wä}]	220 - 400	500 - 2'000	100 - 250	30 - 200	20 - 50	10 - 30
Temperaturbereich [°C]	10 - 98	60 - 180	10 - 95	10 - 95	10 - 80	10 - 80
Druckbereich [bar]	1	0.5 - 20	1	1	1	1
Speicherdichte [kWh/m³]**	40 - 80	60 - 100	40 - 80	40 - 80	25 - 40	20 - 40
Lebensdauer [Jahre]	25 - 50	25 - 50	25 - 50	20 - 30	20 - 40	20 - 30
Platzbedarf (Standfläche) [m²/m³]	0.02 - 0.04	0.4 - 0.7	0.08 - 0.12	0.10 - 0.15	0.01 - 0.05	vernach- lässigbar
Dauer der Speicherung	Tage - Wochen	Tage	Tage - Monate	Tage - Monate	Wochen - Monate	Wochen - Monate

* ohne Planungs- und Genehmigungskosten, bezogen auf den m³ Wasser-Äquivalent.

** abhängig von nutzbarer Temperaturdifferenz



3.2 Beispiele in der Schweiz

In der Schweiz gibt es bereits wenige grosse Wärmespeicher, welche umgesetzt wurden. Diese kommen in den meisten Fällen für Fernwärmenetze in den Einsatz. In der Abbildung 9 werden diese grösseren Speicher in orange bei oberirdischen Stahltanks und blau bei Aquifer oder Erdsonden-Speicher dargestellt. Grundsätzlich wurde nach Speichern über 500 m³ Wasseräquivalent mit einer Speichertemperatur auf Nutzwärmeniveau gesucht, die Vollständigkeit der Liste kann allerdings nicht garantiert werden. Vor allem oberirdische Stahlspeicher wurden in der ganzen Schweiz in grösseren Formaten gebaut. Aquifer-Speicher und Erdwärmesonden auf Nutzwärmetemperatur sind erst in der Entwicklung und im Bau in Zürich, Bern und Genf. Einige konkrete Beispiele werden in den nächsten Abschnitten genauer beschrieben.

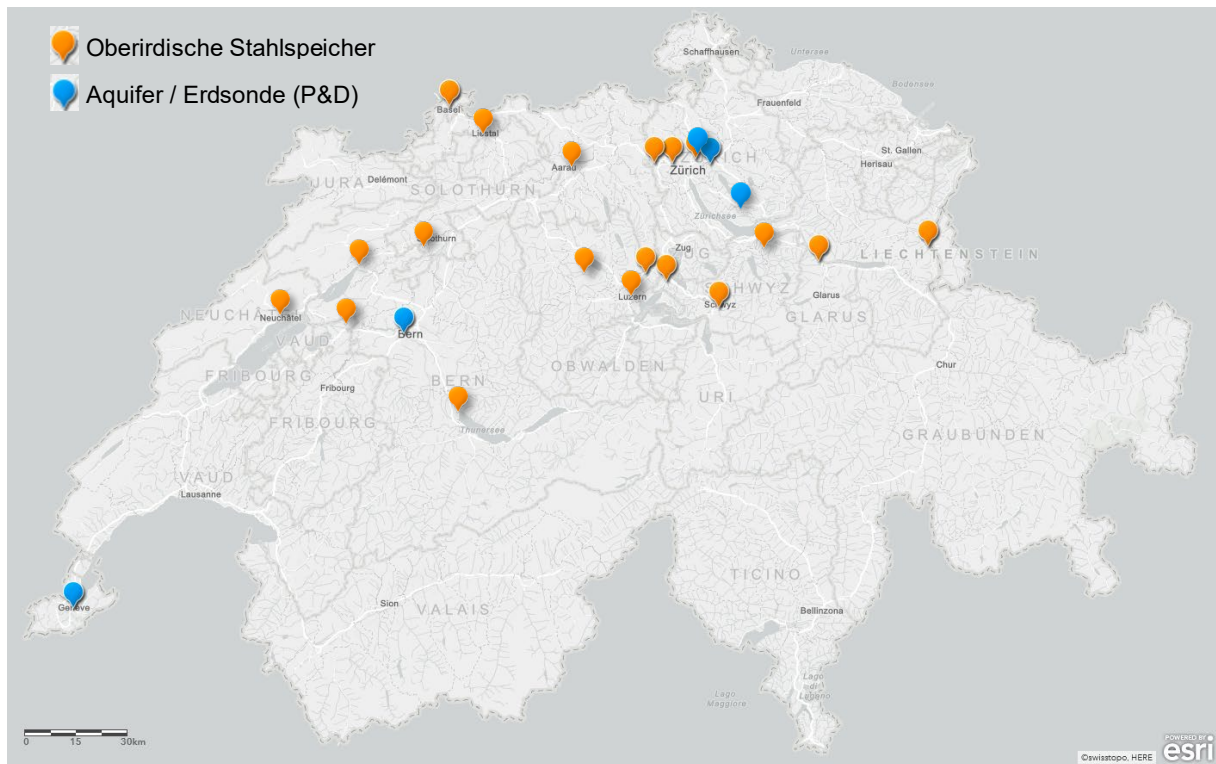


Abbildung 9: Projekte in der Schweiz, bei denen grössere Wärmespeicher auf Nutzwärmeniveau umgesetzt wurden oder geplant sind.



Druckloser Stahltank – Fernwärmespeicher der Agro Energie Schwyz AG

Im Energiezentrum Wintersried von Agro Energie Schwyz erfolgt die Produktion von Ökostrom und Wärme aus Biomasse für die Region Schwyz. In diesem Zusammenhang sind eine Biogasanlage, zwei Holzschnitzelfeuerungen sowie eine ORC-Anlage in Betrieb. Das Fernwärmenetz verteilt die Wärme nach Schwyz, Brunnen, Morschach und Steinen. Des Weiteren ist in diesem Energiezentrum ein grosser Wärmespeicher mit einem Volumen von 28'000 m³ installiert. Es handelt sich um einen drucklosen Stahltank mit einem Durchmesser von 30 Metern und einer Höhe von 50 Metern sowie einer Wärmedämmung



Abbildung 10: Druckloser Wärmespeicher von Agro Energie Schwyz.

von 50 cm. Der Speicher wird auf Atmosphärendruck betrieben und ist mit einer Dampfüberlagerung ausgestattet: Zwischen Wasseroberfläche und Deckel befindet sich ein Dampfpolster, welches gleichzeitig Volumenänderungen auf Grund von Temperaturschwankungen kompensiert und als Schutzgas fungiert. Die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes beträgt 90°C, während die Rücklauftemperatur bei 50°C liegt. Gemäss Angaben des Betreibers beträgt der Wärmeverlust des Speichers lediglich 0.2 K pro Woche. Ein halbvoller Speicher mit einem Energieinhalt von 650'000 kWh kann das Wärmenetz für zwei Tage mit Wärme versorgen. Die zusätzliche Versorgungssicherheit sowie die Möglichkeit der Spitzendeckung am Tag und der Speicherbeladung in der Nacht stellen wichtige Vorteile dar. Der Speicher konnte aufgrund eines Grundwasserschutzgebietes nicht in die Erde verbaut werden. [5]

Druckloser Stahltank – Fernwärmespeicher Agro Energie Rigi

Das Agro Energiezentrum Rigi erzeugt aus Holzabfall elektrische Energie, Wärme sowie Holzpellets. Die Wärme wird an ein Fernwärmenetz abgegeben, welches sich über Küssnacht, Immensee, Greppen, Udligenswil und Adligenswil erstreckt. Zur flexibleren Stromproduktion, zur Spitzendeckung im Wärmenetz sowie zur Steigerung der Versorgungssicherheit wurde ein druckloser Speicher in Haltikon errichtet. Der Speicher verfügt über ein Volumen von 18'000 m³ und eine Höhe von 45 Metern sowie eine Breite von 25 Metern. Die Wärmedämmung weist eine Stärke von 50 cm auf. Des Weiteren wurde an der Speicherwand eine Photovoltaikanlage mit einer Spitzenleistung von 101 kWp installiert. [6]

Bedruckter Stahltank - Renergia Perlen

Die KVA im luzernischen Perlen verwertet seit dem Jahr 2015 Abfall zu Strom und Wärme. Die Abwärme wird als Prozessdampf für die Industrie sowie als Heisswasser für die Fernwärmenetze Rontal, Emmen/Luzern sowie zukünftig Ennetsee im Kanton Zug genutzt, wodurch insgesamt über 30'000 Haushalte versorgt werden können. Zur Optimierung der Koordination der Dampf-, Wärme- und Stromproduktion wurde ein zusätzlicher Wärmespeicher errichtet. Es handelt sich um einen bedruckten Stahltank mit einer Kapazität von 400 MWh und einem Volumen von 5'000 m³ mit Temperaturen bis 145 °C. Der Speicher ist 33 m hoch und weist einen Durchmesser von 15.5 m, sowie eine 40 cm dicke Wärmedämmung auf. Er wird meist in der Nacht aufgeladen und am Tag wieder entladen. Der Speicher stellt eine zusätzliche Sicherheit dar, da er die Versorgung der Fernwärme über einen Zeitraum von mehr als einem Tag gewährleisten und Tagesschwankungen ausgleichen kann. [7], [8]



Abbildung 11: Bedruckter Stahltank von Renergia in Perlen.

Geospeicher - ewb Fernwärme Bern Das Fernwärmenetz von ewb in Bern erstreckt sich über eine Länge von 60 Kilometer und versorgt 700 Kunden mit Heiz- und Prozesswärme. Die Wärme wird in der Energiezentrale Forsthaus erzeugt. Die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme erfolgt mittels einer KVA, eines Holzheizkraftwerks sowie eines Gas- und Dampf-Kombikraftwerks. Die Netzvorlauftemperatur beträgt dabei 85 °C. Um den Wärmeüberschuss im Sommer in den Winter zu verschieben, ist die Errichtung eines Geospeichers geplant. Dabei soll die Wärme im Sommer das Gestein in einer Tiefe zwischen 200 und 500 m erhitzen. Der Energievorrat soll eine Kapazität von 12 bis 15 GWh aufweisen. Erste Bohrungen wurden durchgeführt und mittels Versuchsbetrieb wird die Funktionalität des Geospeichers ermittelt [9].

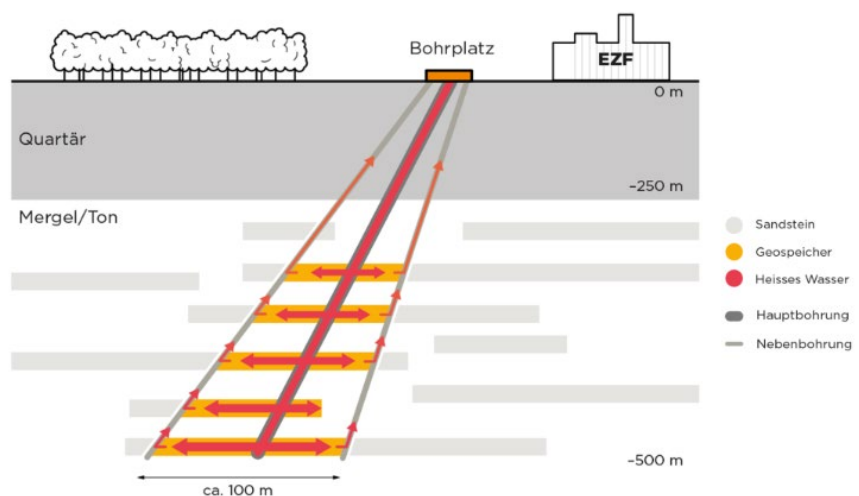


Abbildung 12: Mögliche Ausführung des Aquifer-Speichers von ewb in Bern.



Erdsonden-Speicher - EMPA Dübendorf

In Dübendorf am Forschungscampus der EMPA wurde ein experimenteller, saisonaler Wärmespeicher gebaut. Der Speicher soll das gesamte EMPA-Areal mit Wärme beliefern. Die Gebäude werden über Wärmepumpen mit Wärme versorgt. Im Sommer wird die Abwärme von Lüftungen und Laborgeräten in der Erde gespeichert und im Winter zum Heizen oder zur Warmwasserbereitstellung mittels Wärmepumpen genutzt. Das Erdsondenfeld umfasst 144 Erdsonden mit einer Länge von bis zu 100 m und soll mit einer maximalen Temperatur von 50 °C erwärmt werden. Die Ansteuerung der einzelnen Erdsonden erfolgt separat, um eine maximale Effizienz zu gewährleisten. Der Wärmespeicher wird über einen Zeitraum von zehn Jahren vor allem für Forschungszwecke genutzt [10]. Dabei ist geplant, den Einfluss des Speichers auf das umgebende Grundwasser und dessen Mikrobiologie zu untersuchen.



Abbildung 13: Erdsonden-Wärmespeicher der EMPA in Dübendorf.



3.3 Investitionskosten Wärmespeicher

Die Investitionskosten der Wärmespeicher können stark variieren und sind abhängig von der Speichergrosse, der Speicherbauart und den örtlichen Gegebenheiten am Speicherstandort. Bei einem Kostenvergleich ist zu berücksichtigen, dass manche Speicherbauarten spezifische Anforderungen haben, die eine Realisierung an bestimmten Orten ausschliessen.

In Abbildung 14 und Abbildung 15 werden die Investitionskosten verschiedener Speicherbauarten und Speichervolumina dargestellt. Die einzelnen Punkte repräsentieren dabei umgesetzte Projekte in Europa, während die gestrichelten Linien die Trendlinien der verschiedenen Speicherbauarten darstellen. Es lässt sich ein klarer Trend von sinkenden Investitionskosten pro Kubikmeter (Wasseräquivalent) bei steigenden Speichervolumina erkennen. In Abbildung 14, bei den Investitionskosten von bedruckten und unbedruckten Stahltanks sowie Betontanks, haben die bedruckten Stahltanks die höchsten Kosten, allerdings gehen die Kosten von verschiedenen Quellen weit auseinander. Die Betontanks sind noch etwas günstiger als die Stahltanks. [11], [12], [13], [14]

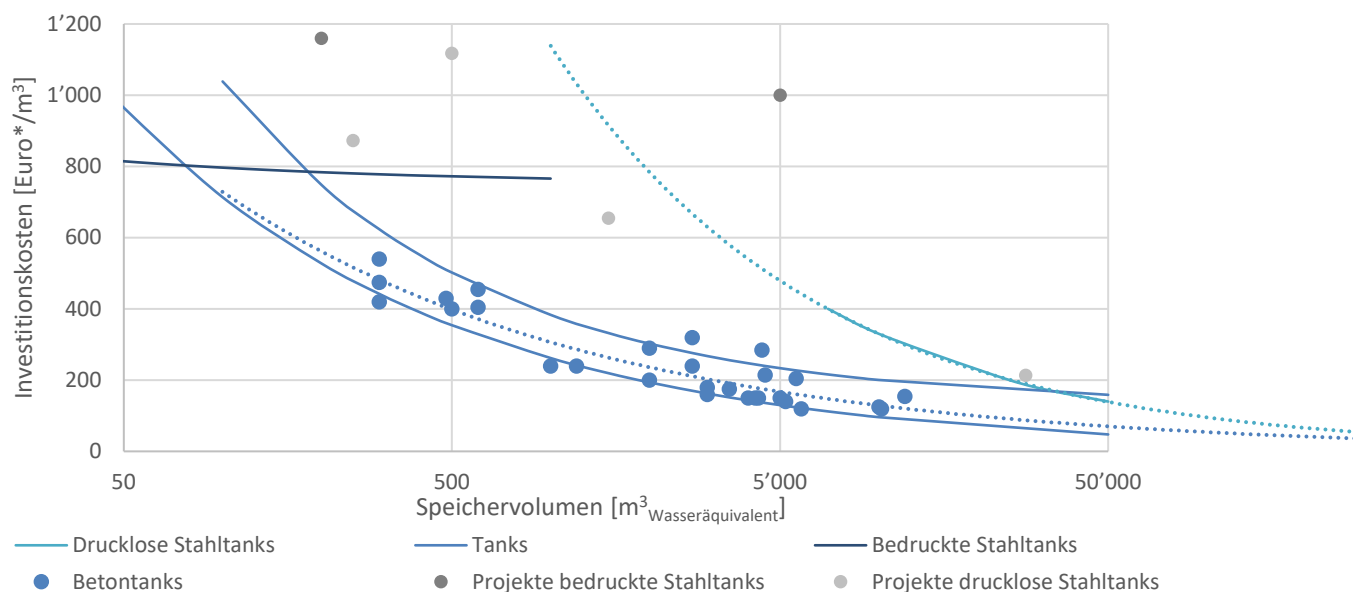


Abbildung 14: Investitionskosten von bedruckten und drucklosen Stahltanks sowie Betontanks von verschiedenen Projekten in Europa (Punkte) und deren Trendlinie (gepunktet), Daten aus anderen Studien (Linien) und Projekte in der Schweiz (grau).
* Projekte aus der Schweiz in CHF/m³ (in grau), teilweise mit / ohne Installation, ungefähre Angaben.

In der Abbildung 15 sind die Erdbecken-, Erdsonden- und Aquifer-Wärmespeicher abgebildet. Dort ist zu sehen, dass diese Speicher zu den kostengünstigeren gehören, mit Kosten bis unter 50 €/m³. Die Aquifer- und Erdsonden-Wärmespeicher sind lediglich mit grösseren Volumen von über 5'000 m³ vertreten. Unter ca. 10'000 m³ weisen Erdbecken und Betontanks hinsichtlich der Investitionskosten ähnliche Kostenhöhen auf, Erdbeckenspeicher können aber sehr gross und dann mit tiefen spezifischen Kosten realisiert werden. Ab 30'000 m³ befinden sich die Kosten der drei erdgebundenen Speichertechnologien in einer ähnlichen Bandbreite.

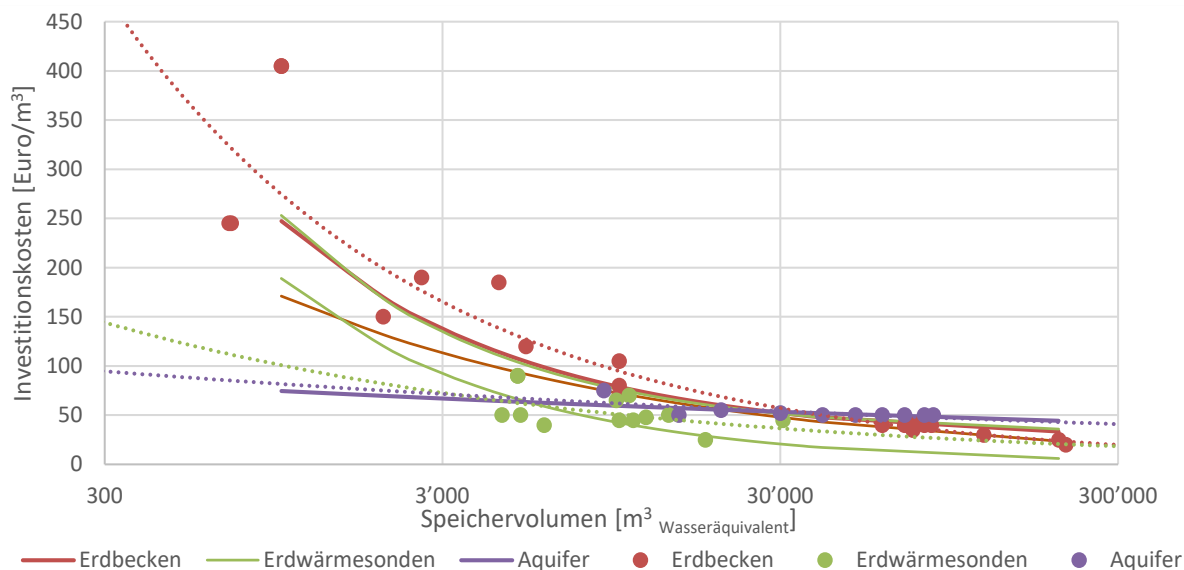


Abbildung 15: Investitionskosten von Erdbecken-, Erdwärmesonden- und Aquifer-Wärmespeicher von verschiedenen Projekten in Europa (Punkte) und deren Trendlinie (gepunktet) sowie Daten aus anderen Studien (Linien).

Die absoluten Kosten für den Bau grosser Speicher setzen sich aus unterschiedlichen Bestandteilen zusammen, deren Verteilung je nach Speichertyp sehr unterschiedlich ausfällt. In Abbildung 16 werden die Kostenverteilungen eines Erdbecken-Wärmespeichers (links) und eines Erdsonden-Wärmespeichers (rechts) dargestellt. Die Kostenverteilung beim Erdbecken-Wärmespeicher ist homogener, während beim Erdsonden-Wärmespeicher die Investitionskosten für die Erdwärmesonden inklusive Bohrarbeiten den grössten Anteil ausmachen. [15]

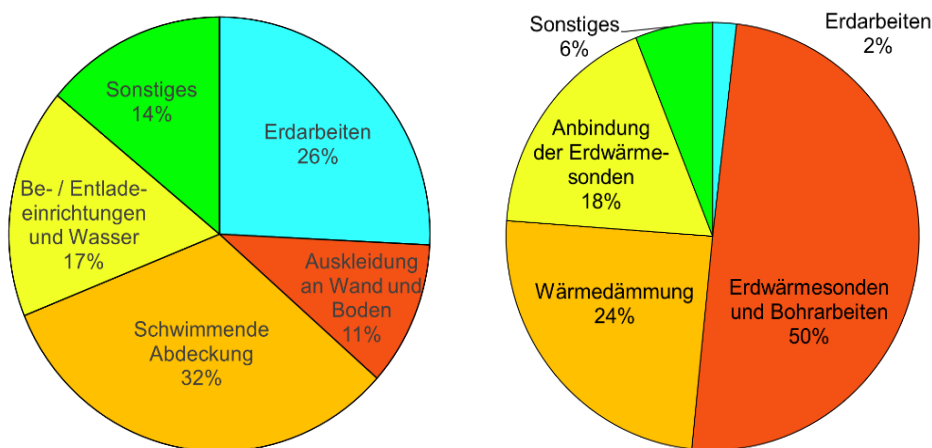


Abbildung 16: Links: Berechnete Kostenaufteilung für einen Erdbecken-Wärmespeicher mit 100'000 m³ Wasservolumen in Deutschland. Rechts: Kostenaufteilung für den Erdsonden-Wärmespeicher mit 37'500 m³ Erdreichvolumen in Crailsheim (DE). Quelle: Solites.

Im Gegensatz zu den Investitionskosten sind die Betriebs- und Wartungskosten in der Regel sehr gering. Die Höhe der Investitionskosten, die Energiekosten, der Nutzungsgrad des Speichers sowie der Energieumsatz beeinflussen die Kosten der Wärmespeicherung.

In der Schweiz existiert bisher (2024) keine direkte Förderung von Wärmespeichern für thermische Netze. Allerdings besteht die Möglichkeit einer Individualförderung von Pilot- und



Demonstrations-projekten mit saisonalen Speichern. Weitere Informationen dazu sind im «Factsheet 8 - Kosten und Wirtschaftlichkeit» im Annex B zu finden.



4 Vorgehen und Methode

4.1 Datenquelle für Analyse Netze

Es gibt unterschiedliche Quellen, welche die Situation der Fernwärme in der Schweiz zusammenfassen. Für die offizielle schweizerische Energiestatistik [16] wurden ca. 60 der grössten Schweizer Wärmenetze ausgewertet, welche etwa drei Viertel der umgesetzten Wärmemenge repräsentieren [17].

Daneben führt der Verband Fernwärme Schweiz VFS eine jährliche Energiestatistik, welche auf Umfragen bei den Mitgliedern beruht [18]. Dabei fassen Wärmenetzbetreiber die umgesetzten Wärmemengen aufgeschlüsselt nach Energieträgern für ihre Netze zusammen. Diese Statistik gilt als die zuverlässigste, um den Anteil unterschiedlicher Energieträger für die Versorgung mit Fernwärme zu berechnen [17].

Der grösste zugängliche Datensatz wird in der «Liste thermischer Netze» [17] publiziert, welche versucht alle thermischen Netze der Schweiz zu erfassen und geografisch zu referenzieren. Diese Daten sind über maps.admin.ch frei zugänglich. Um eine möglichst grosse Anzahl Netze zu erfassen, wurden unterschiedliche und zum Teil auch nicht weiter verifizierte Quelle verwendet und es werden auch Netze mit unvollständigen Informationen aufgelistet. Ebenfalls wird keine quantitative Unterteilung zwischen Haupt- und Nebenenergieträger gemacht. Trotz grossem Umfang gilt die Liste thermischer Netze als unzuverlässige Quelle um die Anteile unterschiedlicher Energieträger am Produktionsmix auszurechnen.

4.2 Ergänzung «Liste thermischer Netze»

Weil in der Liste thermischer Netze mehr als 1'000 Netze einzeln erfasst wurden, bietet sie trotz methodischer Inkonsistenz eine gute Basis, um zu analysieren, welche Netztypen in der Schweiz häufig vorkommen.

Bei einigen Netzen ist lediglich entweder die Leistung oder die Energiemenge angegeben, jedoch nicht beide Zahlen. Um gewisse Auswertungen dennoch durchführen zu können wurde die fehlende Zahl unter der Annahme von 1'805 Vollaststunden ergänzt. Dies entspricht dem durchschnittlichen Wert aller Netze, bei denen beide Werte angegeben wurden. Die angegebenen Werte streuen aber stark und es existieren wohl auch einige unrealistische hohe oder tiefe Angaben (siehe Abbildung 17). Die Ergänzung der Daten über diesen Mittelwert erzeugt neben der methodischen Inkonsistenz bei der Datenerhebung weitere Unsicherheiten.

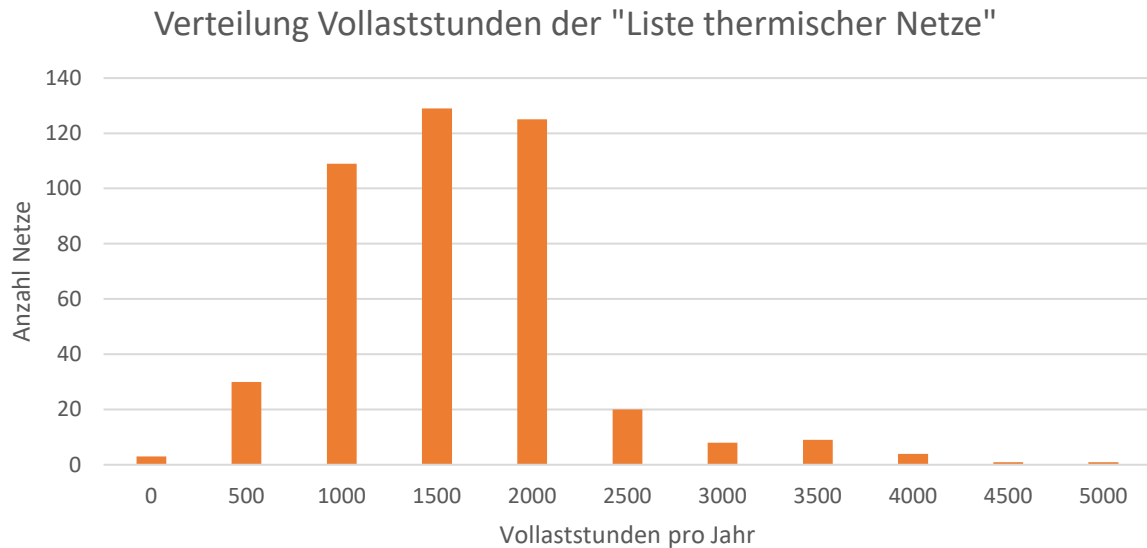


Abbildung 17: Angegebenen Volllaststunden aus den Daten der Liste thermischer Netze [17].

4.3 Typische Netze in der Schweiz

In der Liste thermischer Netze werden 19 unterschiedliche Energieträger unterschieden, wobei immer der Hauptenergieträger und dann z.T. mehrere zusätzliche Energieträger angegeben werden. In Abbildung 18 wird die Anzahl Wärmenetze mit einem jeweiligen Hauptenergieträger angegeben, wobei die Energieträger in vier Klassen eingeteilt wurden:

- **Grüntöne:** Biomasse basierte Wärmeträger
- **Blautöne:** Umweltwärme, welche eine Wärmepumpe zur Erzeugung von Nutzenergie benötigt
- **Orangetöne:** Abwärme aus unterschiedlichen Prozessen
- **Grautöne:** Fossile Energieträger

Es zeigt sich, dass ca. 2/3 aller Wärmenetze der Schweiz hauptsächlich auf Biomasse beruhen, wobei Holzschnitzel, der klar am häufigsten verwendete Energieträger ist.



Anzahl Netze aufgeteilt nach Hauptenergieträger

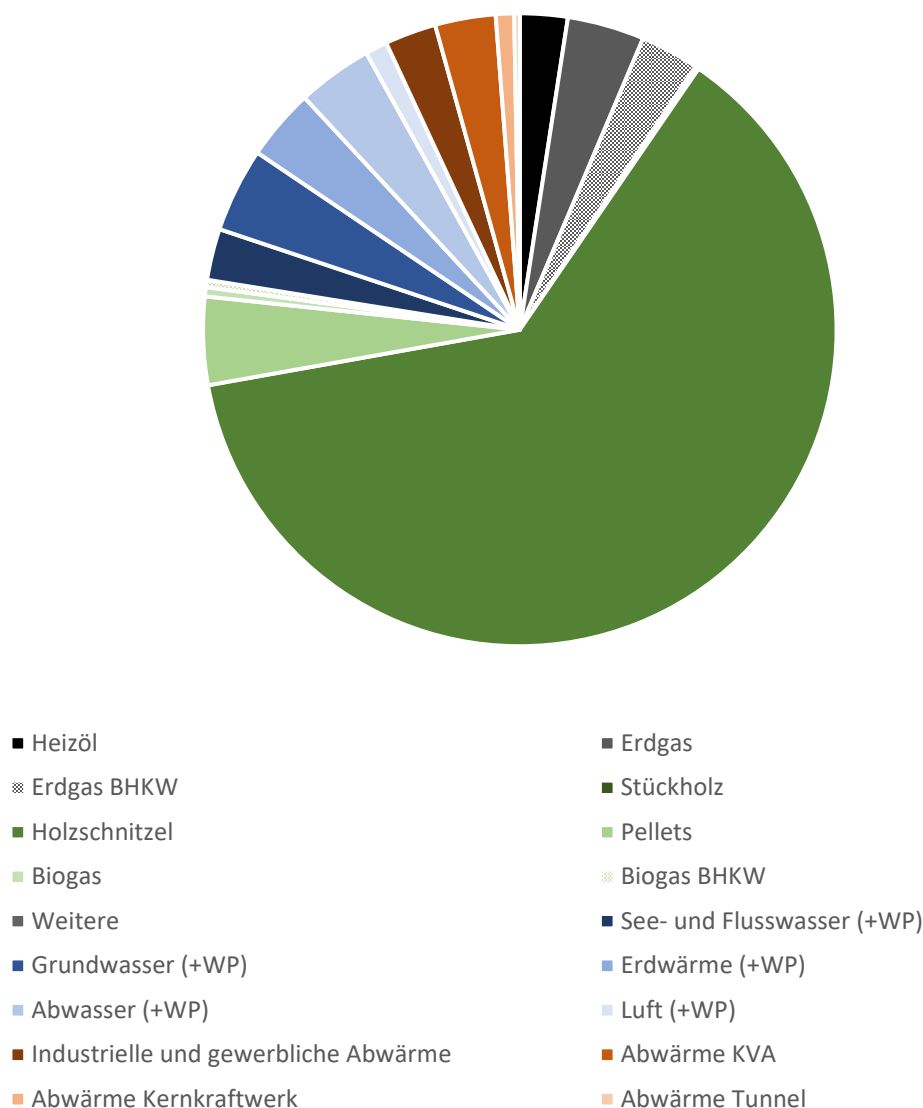


Abbildung 18: Anzahl der schweizerischen Wärmenetze mit unterschiedlichen Hauptenergieträgern.

Weil aber Netze, welche auf Biomasse basieren, typischerweise eher klein sind, ergibt die Einteilung nach Anzahl Netze einen Eindruck, welcher der Bedeutung für die Wärmeversorgung nicht gerecht wird. So erzeugen wenige grosse Netze, welche als Hauptenergieträger die Abwärme aus Kehrrichtverwertungsanlagen nutzen, fast die Hälfte der in der Schweiz durch Fernwärme erzeugten Wärmemenge. In Abbildung 19 wird daher eine Klassifizierung der Netze aus der Liste thermischer Netze nach Hauptenergieträgern gegeben, welche mit der gesamten Wärmemenge des entsprechenden Netzes gewichtet wurde. Weil dabei die Nebenenergieträger nicht berücksichtigt werden, entspricht diese Einteilung jedoch nicht genau der Quantität der Wärmeerzeugung mit unterschiedlichen Energieträgern. Auch wenn es nur wenige, eher kleinere Netze mit fossilen Hauptenergieträger gibt, weisen doch viele Netze eine fossile Spitzen- und Schwachlastdeckung auf. Dadurch ist der Anteil an fossiler Energie in den Wärmenetzen grösser als nach Abbildung 19 suggeriert wird. Die



Anteile unterschiedlicher Energieträger (für Haupt- und Nebenerzeugung) werden vom VFS für das Jahr 2021 mit: 23% fossil, 32 % Holz und 36% Abwärme angegeben [19]. Abbildung 19 gibt also nicht den Anteil des jeweiligen Energieträgers im Fernwärmemix der Schweiz wieder, sondern die Bedeutung von Netzen mit dem jeweiligen Energieträger als Hauptenergieträger in der Fernwärmelandschaft der Schweiz. Es sind also grosse Netze mit Abwärme aus KVA oder AKW als Hauptenergieträger für die Hälfte der in der Schweiz erzeugten Fernwärme verantwortlich. Diese werden aber meist mit anderen Energieträgern ergänzt.

Energiemenge aufgeteilt nach Hauptenergieträger

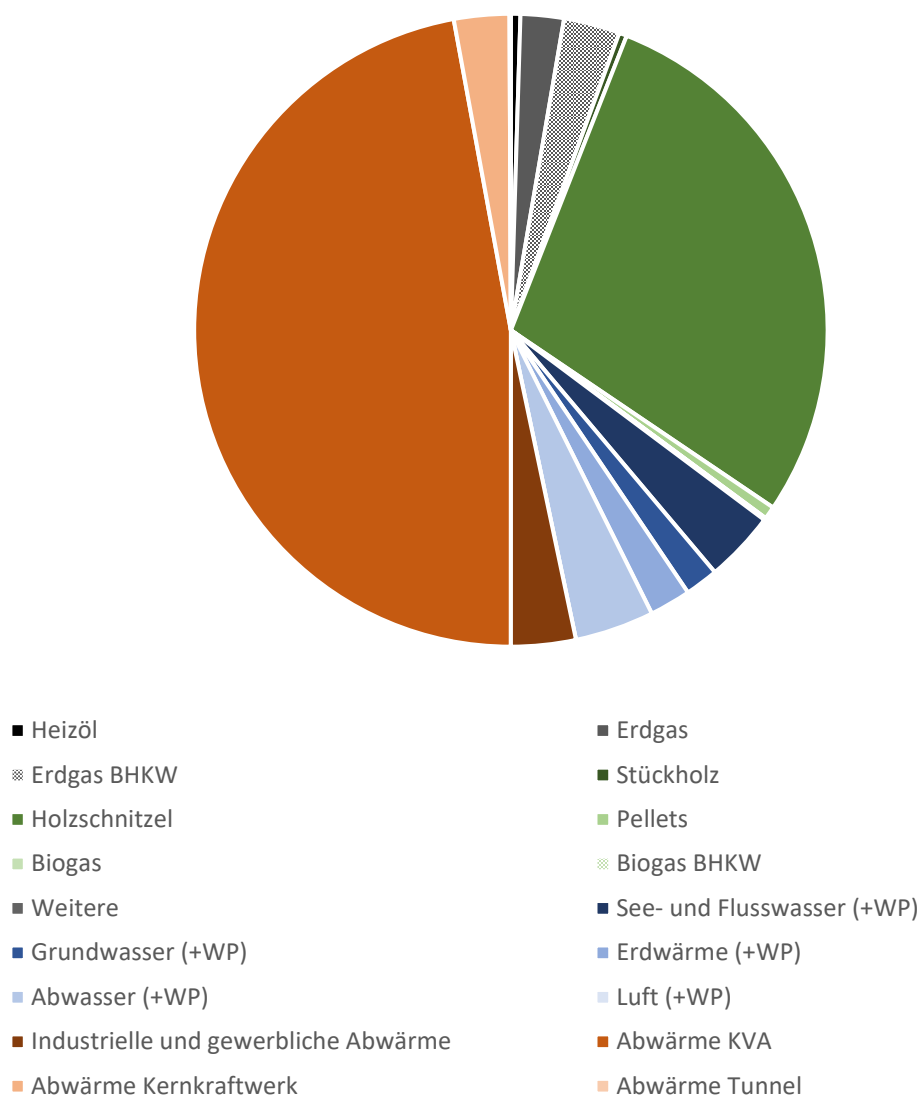


Abbildung 19: Klassifizierung der Netze aus der Liste thermischer Netze nach Hauptenergieträger, gewichtet mit der Wärmemenge. Weil dabei die Nebenenergieträger nicht berücksichtigt werden, entspricht diese Einteilung nicht der Wärmeherzeugung mit unterschiedlichen Energieträgern.



Bei der Auswertung der Liste thermischer Netze wurden die neusten Daten aus dem Jahr 2021 mit Daten des VFS aus dem Jahr 2010 verglichen. Dabei wurde festgestellt, dass in diesen 11 Jahren ca. eine Verdoppelung der Fernwärmeleistungen stattgefunden hat. Die Kategorie mit dem grössten Zuwachs (+ 1100%) waren dabei Netze, welche Umwelt- und Abwärme nutzen. Solche Netze weisen bereits heute einen relevanten Anteil auf (sowohl bezüglich Anzahl als auch bezüglich umgesetzten Energiemenge). Aufgrund der hohen Zuwachsrates ist davon auszugehen, dass diese Kategorie noch deutlich an Bedeutung gewinnen wird.

Wie bereits in der Antragsphase vorgeschlagen, haben sich also folgende drei Netztypen als wichtig herauskristallisiert, welche in den folgenden Abschnitten näher charakterisiert werden:

1. Holzschnitzel Wärmenetz: Grösste Anzahl Netze, aber eher kleine Leistung, grosser Zuwachs
2. Umweltwärme mit Wärmepumpe: grösste Zuwachsrates und daher grosse Bedeutung für die Zukunft, mittlere Grösse
3. Abwärme als KVA: grösster Energieumsatz, grosse Netze, Zusatzenergieträger relevant

Aufgrund des Rückganges seit 2010 und aufgrund des politischen Willens, auf fossile Wärmeträger zu verzichten, werden Netze mit fossilem Hauptenergieträger nicht weiter betrachtet.

4.3.1 Kleines Netz mit Biomasse

Für eine weitere Analyse wurden alle (Anzahl=719) Wärmenetze mit Biomasse als Hauptenergieträger zusammengefasst. Dies sind hauptsächlich Holzschnitzel, aber auch einige Holzpellet basierende Netze. Einige wenige Netze mit Stückholz oder Biogas als Hauptenergieträger wurden ebenfalls in diese Kategorie integriert. Die Mittel- und Medianwerte der wichtigsten Kennzahlen dieser Netze werden in Tabelle 3 zusammengefasst. Die Häufigkeiten unterschiedlicher Zweitenergieträger werden in Abbildung 20 gegeben. Auch wenn die Streuungen der Werte gross sind, kann aufgrund der Auswertungen angenommen werden, dass ein eher kleineres Netz ohne Zweitenergieträger oder ggf. mit fossilem Zweitenergieträger als typisch erachtet werden kann.

Tabelle 3: Zusammenfassung von Mittel und Medianwerten Netze mit Biomasse als Hauptenergieträger.

No=719	Leistung	Energie	Anz. Anschlüsse	Netzlänge	Erstellungsjahr
	MW	GWh		km	
Mittelwert	2.1	3.9	43	2.4	2009
Median	0.9	1.5	21	1.3	2011
Standardabweichung	4.4	8.4	108	6.6	8



Zweitenergieträger

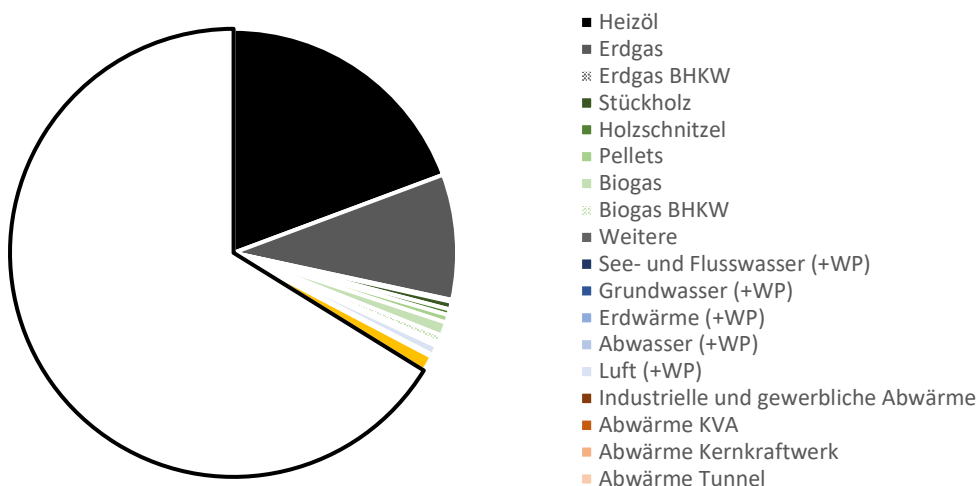


Abbildung 20: Häufigkeit von Zweitenergieträgern bei Biomasse basierten Wärmenetzen.

4.3.2 Mittleres Netz mit Umweltwärme

Die zweite Kategorie umfasst 124 Netze mit Umwelt- oder Umgebungswärme als Quelle, welche eine Wärmepumpe benötigen, um Energie auf dem Nutztemperaturniveau zu erzeugen. Diese Kategorie umfasst See- und Flusswasser, Grundwasser, Erdwärme, Abwasser und Aussenluft, wobei keine der angegebenen Quellen besonders häufig vorkommt. Die Mittel- und Medianwerte der wichtigsten Kennzahlen dieser Netze werden in Tabelle 4 zusammengefasst. Die Häufigkeiten unterschiedlicher Zweitenergieträger werden in Abbildung 21 gegeben. Auch wenn die Streuungen der Werte gross sind, kann aufgrund der Auswertungen angenommen werden, dass ein Netz mit mittlerer Grösse und ohne Zweitenergieträger oder ggf. mit fossilem Zweitenergieträger als typisch erachtet werden kann.

Tabelle 4: Zusammenfassung von Mittel- und Medianwerten Netze mit Umweltwärme als Hauptenergieträger.

No=124	Leistung	Energie	Anz. Anschlüsse	Netzlänge	Erstellungsjahr
	MW	GWh		km	
Mittelwert	3.7	7.2	32	2.6	2009
Median	1.5	2.9	15	1.2	2011
Standardabweichung	5.8	11.5	46	4.6	8



Anzahl Netze mit Umgebungswärme aufgeteilt nach
Zweitenergieträger

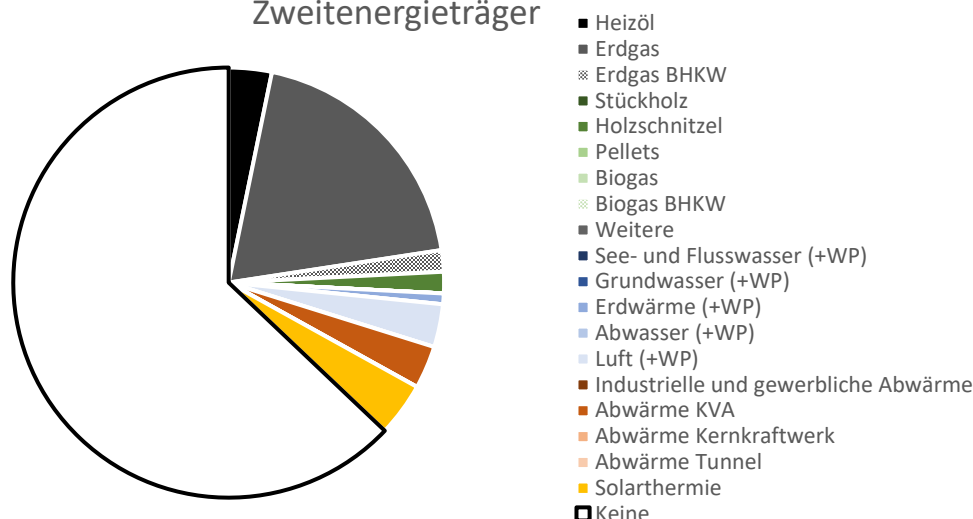


Abbildung 21: Häufigkeit von Zweitenergieträgern bei Wärmenetzen mit Umweltwärme als Hauptenergiequelle.

4.3.3 Grosses Netz mit KVA-Abwärme

Die dritte Kategorie umfasst 54 Netze mit Abwärme als Hauptenergiequelle. Diese Kategorie wird dominiert durch Abwärme aus Kehrrichtverwertungsanlagen (KVA), welche durch industrielle Abwärme und Abwärme von AKW ergänzt wird. Abwärme aus Tunnels wird ebenfalls aufgeführt spielt aber eine vernachlässigbare Rolle. Die Mittel- und Medianwerte der wichtigsten Kennzahlen dieser Netze werden in Tabelle 5 zusammengefasst. Die Häufigkeiten unterschiedlicher Zweitenergieträger werden in Abbildung 22 gegeben. Auch wenn die Streuungen der Werte gross sind, kann aufgrund der Auswertungen angenommen werden, dass ein grosses Netz und ohne Zweitenergieträger oder ggf. mit fossilem Zweitenergieträger als typisch erachtet werden kann.

Tabelle 5: Zusammenfassung von Mittel- und Medianwerten Netze mit Abwärme als Hauptenergieträger.

No=54	Leistung	Energie	Anz. Anschlüsse	Netzlänge	Erstellungsjahr
	MW	GWh		km	
Mittelwert	23.3	47.6	573	19.8	2004
Median	6.3	12.0	98	6.0	2010
Standardabweichung	63.2	129.1	1613	41.2	16



Anzahl Netze mit Abwärme aufgeteilt nach Zweitenergieträger

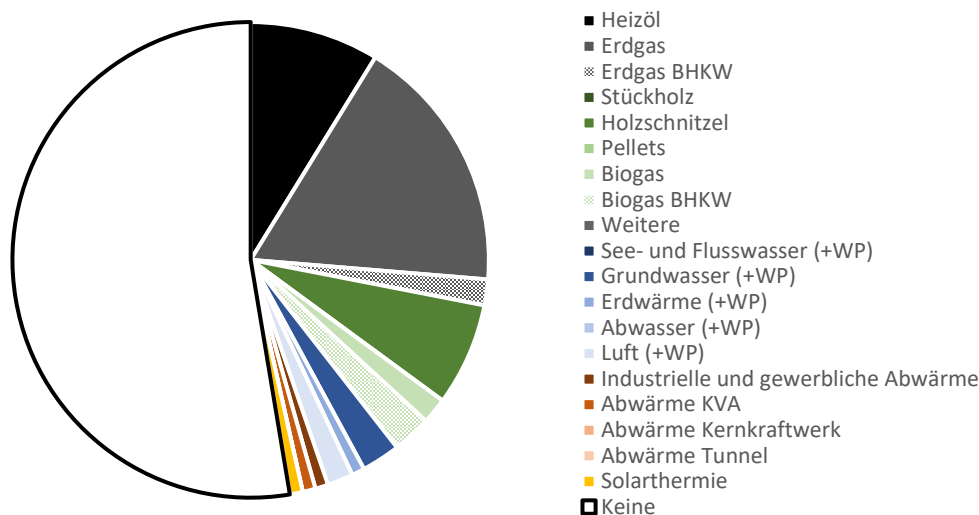


Abbildung 22: Häufigkeit von Zweitenergieträgern bei Wärmenetzen mit Abwärme als Hauptenergiequelle.

4.3.4 Kennwerte

Für das weitere Vorgehen wurden Kennwerte für diese drei Netztypen definiert. Diese Kennwerte sollen typische Grössen darstellen, so dass anhand der Resultate dieser drei generischen Netze auf eine möglichst grosse Anzahl thermischer Netze in der Schweiz übertragen werden kann. Die gewählten Kennwerte dienen als Basis für weitergehende Simulationen, sie sollen aber bei Parametervariationen auch variiert werden.

Für die Definition der Kennwerte wurden Mittel- oder Medianwerte der «Liste thermischer Netze» herbeigezogen, vorgeschlagene Werte wurden aber auch mit der Begleitgruppe diskutiert und dabei als sinnvoll erachtet. Um eine möglichst grosse Spannweite von Netzgrössen durch die generischen Netze abzubilden, wurde beim kleinen Biomasse basierten Netz die generell kleineren Medianwerte herbeigezogen. Bei der Leistung von lediglich 0.9 MW (Mittelwert 2.1 MW). Beim grössten KVA basierten Netz wurde hingegen der Mittelwert verwendet, welcher bei 23.3 MW liegt (Median 6.3 MW). In Tabelle 6 werden die definierten Kennwerte aufgelistet. Die drei Parameter Leistung, Verbrauch und Netzlänge beziehen sich dabei auf Mittel- oder Medianwerte der Liste thermischer Netze. Weitere Parameter wie die Vor- und Rücklauftemperaturen wurden aufgrund der Netztypen vorgeschlagen, mit der Begleitgruppe diskutiert und im Konsens festgelegt.



Tabelle 6: Zusammenfassung der Kennwerte für die drei generischen Netze.

	«klein»	«mittel»	«gross»
Leistung [MW]	0.9	3.7	23.3
Verbrauch [GWh]	1.5	7.2	47.6
Grundlasterzeugung (ca. 90%) MW	0.25	0.8	8
Netzlänge [km]	1.3	2.6	19.8
Netzquerschnitt	DN70	DN110	DN160
Vorlauftemperatur [°C]	80	70	90
Rücklauftemperatur [°C]	50	40	50
Netztopologie	Ein Strang	Mehrere Stränge	Maschen



4.4 Simulation

Die Modellierung der drei generischen Netze wurde mit Hilfe des open-source TRNSYS framework “pytrnsys” [20] durchgeführt. Dieses beinhaltet auch ein graphisches Interface (GUI), welches das Erstellen von hydraulischen Systemen für die Simulationsumgebung TRNSYS erleichtert. Dieses Interface wurde so erweitert, dass damit auch thermische Netze einfach implementiert werden können. Dazu wurden neue Komponenten zum automatischen Einsetzen und Verbinden von Fernwärmeleitungen erstellt. Diese Leitungen werden als «ground buried double pipes» modelliert, welche sowohl ein thermischer Austausch zwischen Vor- und Rücklauf, als auch mit dem umgebenden Erdreich aufweisen. In Abbildung 23 ist ein Screenshot des GUIs abgebildet, worin Netzwerkhydrauliken per «drag and drop» generiert werden können.

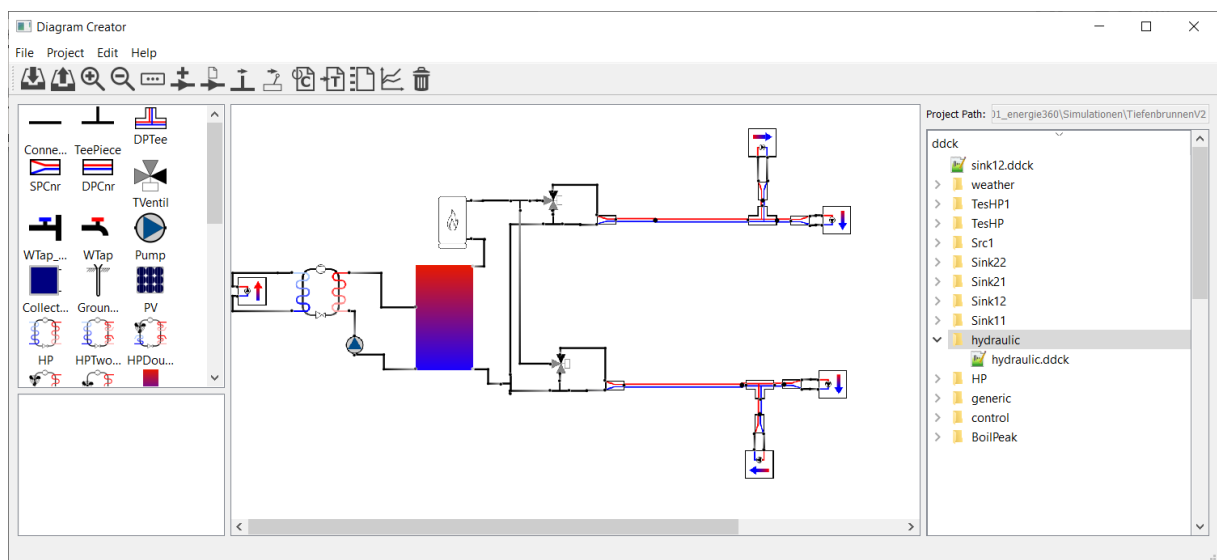


Abbildung 23: Screenshot des pytrnsys GUI's zum Aufsetzen von Netzwerkhydrauliken.

4.4.1 Basishydraulik

In den folgenden Abbildungen werden die stark vereinfachten Hydrauliken für die Simulation der drei generischen Netze dargestellt. Dabei wurde die in der Realität benötigte Hydraulik so stark wie möglich vereinfacht, um auf die Einbindung und Dimensionierung der Speicher zu fokussieren. So wird beispielsweise in der einfachsten Hydraulik (Biomassekessel mit Spitzendeckung, Abbildung 24) lediglich ein Netz mit zwei Verbrauchern abgebildet. Durch eine unterschiedliche Gewichtung dieser beiden Verbraucher können jedoch auch Einbindungen dezentraler Speicher an unterschiedlichen Standorten im Netz simuliert werden. Die Komplexität der Hydraulik nimmt mit der Grösse der generischen Netze zu. So werden beispielsweise im nächstgrösseren Netz (Umgebungswärme mit Wärmepumpe, Abbildung 25) bereits zwei Stränge modelliert. Im grössten generischen Netz (Abbildung 26) wird dann von einem maschig verbundenen Netz mit einer zusätzlichen dezentralen Einspeisung ausgegangen.

Diese vereinfachten generischen Hydrauliken dienen als Basis für Simulationen und Parametervariationen, wobei deren Komplexität mit unterschiedlichen Einbindungssituationen ergänzt werden kann.

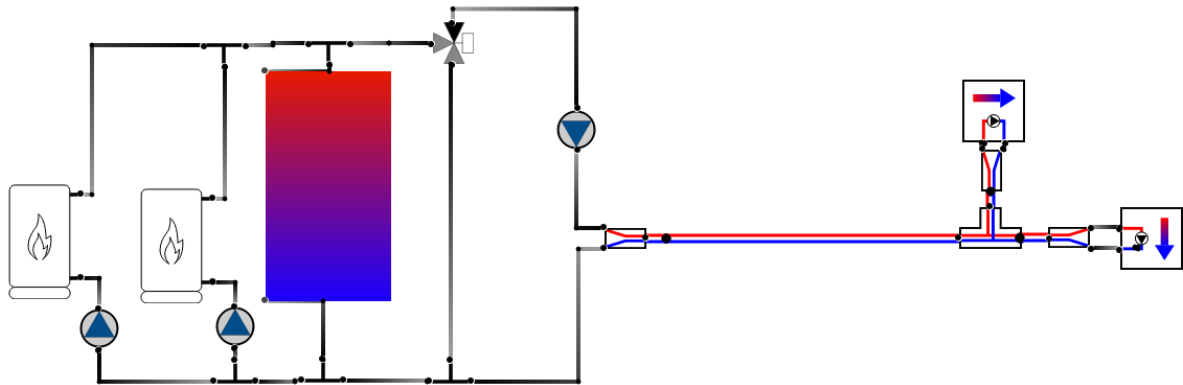


Abbildung 24: Vereinfachte generische Hydraulik für ein kleines Netz mit Biomassekessel und Spitzendeckung.

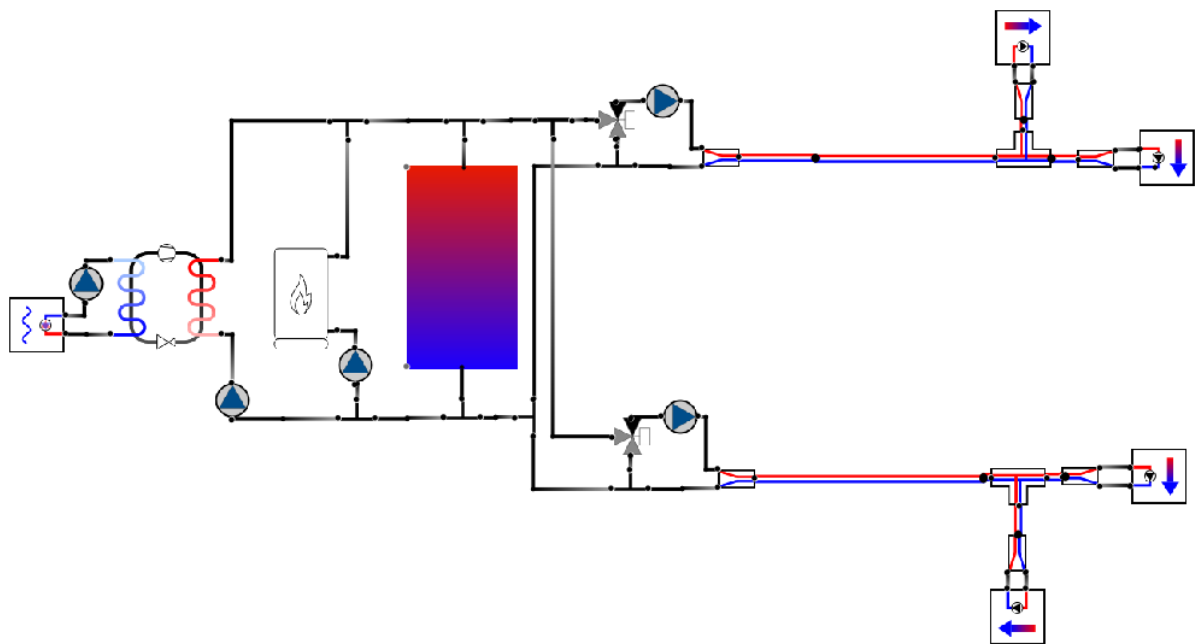


Abbildung 25: Vereinfachte generische Hydraulik für ein mittleres Netz mit Wärmepumpe, Spitzendeckung und mehreren Strängen.

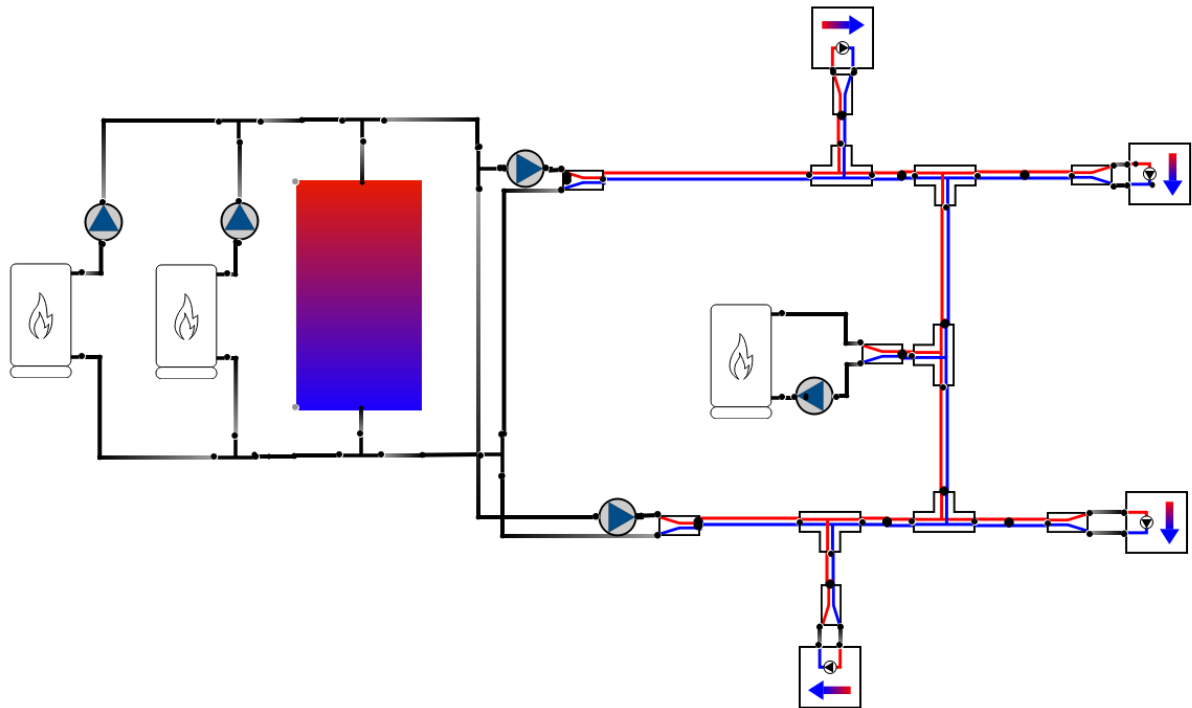


Abbildung 26: Vereinfachte generische Hydraulik für ein grosses Netz mit Abwärme, Spitzendeckung, Netz mit maschenartiger Verbindung und dezentraler Einspeisung¹.

4.4.2 Verwendete Modelle

Für die Modellierung der Netze wurden zum Teil Standardmodelle und zum Teil selber entwickelte oder abgeänderte Modelle/«Types» verwendet. Die wichtigsten Komponenten werden in den folgenden Abschnitten kurz beschrieben:

Tank-Speicher: Für die Simulation des Speichers steht das vom SPF entwickelte „Stratified Plug Flow Model“ (Type 1024) zur Verfügung [21], wobei von einer mineralischen Wärmedämmung von 30 cm ausgegangen wurde.

Erdbeckenspeicher: Das von Xie et al. [22] beschriebene und über Transsolar vertriebene PTES Modell Type 343 wurde für die Simulation von Erdbeckenspeichern verwendet. Dieses Modell wurde anhand von Messdaten des Drönninglund Erdbeckenspeichers validiert wobei die Parametrisierung des Modells [22] für die Simulationen übernommen wurden.

Hydraulik: Für die Hydraulik wurde der am SPF programmierte Hydrauliksolver (type 935) verwendet. Diese Komponente berechnet alle Massenströme im System bei gegebenen Pumpenströmen und Ventilpositionen. Die jeweiligen Massenströme in einem Kreislauf werden an die angeschlossenen Komponenten übergeben.

¹ Die vereinfacht dargestellt Einbindung des Spitzenbrenners kann vom Hydrauliksolver so nicht gelöst werden. Die Aufteilung des Volumenstroms zum oberen und unteren Strang musste für die Simulation aktiv, in Abhängigkeit des Bedarfs im jeweiligen Strang vorgenommen werden.



Biomassekessel: Biomassekessel wurden mit einem detaillierten Kesselmodell Type 869 [23] simuliert, wobei die Parametrisierung vom grössten ausgewerteten Biomassekessel übernommen und skaliert wurde.

Fossile Spitzenkessel: Für die Modellierung der fossilen Spitzenkessel wurde das einfache TRNSYS-eigene Modell Type 122 verwendet.

Wärmepumpe: Ein Kennlinienmodell „Compression Heat Pump“ (Type 977) wurde vom SPF auf Basis von Type 401 [24] weiterentwickelt [25]. Für das Projekt wurde die Wärmepumpe anhand von Messdaten einer Ammoniak-Hubkolbenwärmepumpe der FGZ in Zürich [26] parametrisiert. Weil der Fokus dieser Studie nicht auf dem Unterschied zwischen möglichen Tieftemperaturquellen lag, wurde eine generische, konstante Quelltemperatur von 10 °C angenommen.

Steuerung: Wärmeerzeuger wurden auf eine Speicher-Solltemperatur geregelt, welche in den Simulationen variiert wurde, aber immer über der Netz-Solltemperatur liegen muss. Grundlastkessel sollen die Speicher, wenn möglich, voll beladen, daher wurden Temperaturfühler im unteren Bereich für deren Regelung eingesetzt (ein: 20% und aus: 10% der Speicherhöhe). Spitzenlastkessel hingegen sollen erst bei einer fast vollständigen Entleerung des Speichers eingesetzt werden. Daher wurden sie eingeschaltet, wenn die Temperatur in der obersten Speicherschicht die Netzwerk-Solltemperatur unterschritten und wieder ausgeschaltet, wenn in dieser Schicht die Speicher-Solltemperatur (-2 K wegen möglicher Verluste) erreicht wurde. Bei einer seriellen Einbindung des Spitzenlastkessels wurde dieser moduliert, um die Netz-Solltemperatur zu erreichen.



4.5 Bedarfsmodellierung

Wie schon aus den oben dargestellten vereinfachten Hydrauliken ersichtlich ist, werden in den Simulationen nicht alle Gebäude einzeln, sondern aggregierte Lasten eingebunden. Dabei ist eine einfache Modellierung wichtig, welche aber relevante Einflussgrössen wie das Wetter oder typische Tagesschwankungen beinhaltet. Der Wärmebedarf in Wärmenetzen kann grob in vier Kategorien unterteilt werden: 1. Heizwärmebedarf, 2. Warmwasserbedarf, 3. Prozesswärmebedarf, 4. Verluste. Für die vereinfachte Modellierung von Netzen können Lasten von Gebäuden zusammengefasst und aggregiert werden. Dabei ist es aber entscheidend, dass z.B. bei der Warmwassererzeugung maximale Lasten einzelner Gebäude nicht einfach zusammengezählt werden. Bei vielen Nutzern kann davon ausgegangen werden, dass eine 100%-ige Gleichzeitigkeit der Bezüge ausgeschlossen werden kann. Auf der anderen Seite ist jedoch der Heizwärmebedarf stark an die Aussentemperatur gebunden. Dadurch korrelieren die Gesamtlasten einzelner Gebäude stark. Für die Simulation muss auch darauf geachtet werden, dass die verwendeten Lasten auf denselben Wetterdaten beruhen wie die Erträge von wetterabhängigen Energiequellen. Dies sind z.B. Solarenergie, Aussenluft, Oberflächenwasser und ARA-Abwärme. Eine vereinfachte Modellierung, welche aber dennoch konsistent ist in Bezug auf Abhängigkeiten von Wetterdaten, ist daher anzustreben. Für Heizwärmebedarf und Warmwasser werden in den folgenden Abschnitten vereinfachte Modellierungsansätze vorgestellt. Dabei werden Verluste durch die Simulation und Implementierung der Leitungsnetze mit simuliert. Lasten aus industriellen Prozessen sind sehr individuell und stehen nicht im Fokus der hier definierten generischen Netze. Vereinfachte Lastprofile von industriellen Prozessen werden in Projekt BillySolar [27] vorgeschlagen.

4.5.1 Heizwärmebedarf

In einigen Vorgängerprojekten [26], [28], [29] wurde eine lineare, aussentemperaturabhängige Modellierung des Heizwärmebedarfs gewählt. Wobei die Differenz zwischen der Aussentemperatur T_{amb} und einer Basistemperatur T_b (welche tiefer als die Raumtemperatur ist) als Grundlage für diese lineare Abhängigkeit gewählt wurde.

$$Q_{SH} = c_{SH} * MAX(0, (T_b - T_{amb}))$$

Dies entspricht dem Ansatz der «Akkumulierten Temperaturdifferenzen» (ATD), welcher für die Erneuerung der SIA 380 [30] zur Korrektur von Heizenergiedaten übernommen wurde. Untersuchungen [31] haben gezeigt, dass dieser Ansatz den Heizenergiebedarf von Gebäuden deutlich besser wiedergeben kann, als der früher verbreitete Ansatz der Heizgradtage. Ein Vergleich mit Messdaten konnte jedoch aufzeigen, dass die in der SIA 380 vorgeschlagenen Basistemperaturen von 8 °C, 10 °C und 12 °C für reale Gebäude eher tief angesetzt sind, und dass eine Modellierung mit Basistemperaturen zwischen ca. 16 °C und 20 °C eine deutlich bessere Übereinstimmung von gemessenem und modelliertem Bedarf ergibt.

Für die Beurteilung von thermischen Speichern in Wärmenetzen ist eine realistische Abbildung von Bedarfsschwankungen von essenzieller Bedeutung. Ein Heizwärmebedarfsmodell, welches die Aussentemperatur adäquat berücksichtigt, kann Bedarfsschwankungen über mehrere Tage, Wochen oder Monate wiedergeben. Tageszeitliche Schwankungen, welche hauptsächlich auf der Regelung der Heiztemperatur beruhen, können hingegen nicht korrekt



dargestellt werden. Ebenfalls nicht berücksichtigt werden variable passive Gewinne, durch Personen und Geräte sowie passivsolare Gewinne durch Fenster.

Experteninterviews und Rückmeldungen aus der Begleitgruppe haben ergeben, dass vor allem die Nachtabenkung und die nachfolgenden Morgenspitze zur Anhebung der Gebäudetemperatur für den Lastgang von thermischen Netzen eine grosse Bedeutung haben. Der tägliche Lastgang wurden anhand von Daten (2011-2021) zum Gasverbrauch der Stadt Zürich auf der niedrigsten Druckstufe analysiert. Diese werden dominiert von Wohn- und Gewerbeimmobilien mit Warmwasser- und Heizwärmebedarf. Grössere industrielle Prozesse werden über höhere Druckstufen versorgt und sind daher in den analysierten Daten nicht eingebunden. Dies zeigt sich in den Daten daran, dass der sommerliche Leistungsbedarf um ca. den Faktor 20 unter den winterlichen Bedarfsspitzen liegt (siehe auch Abbildung 28). In Abbildung 27 wird der Gasverbrauch der Stadt Zürich für den Januar 2020 abgebildet, wobei die tägliche Reduktion durch die Nachtabenkung und die morgendliche Spitze zur Erhöhung der Raumtemperatur deutlich sichtbar ist. [10]

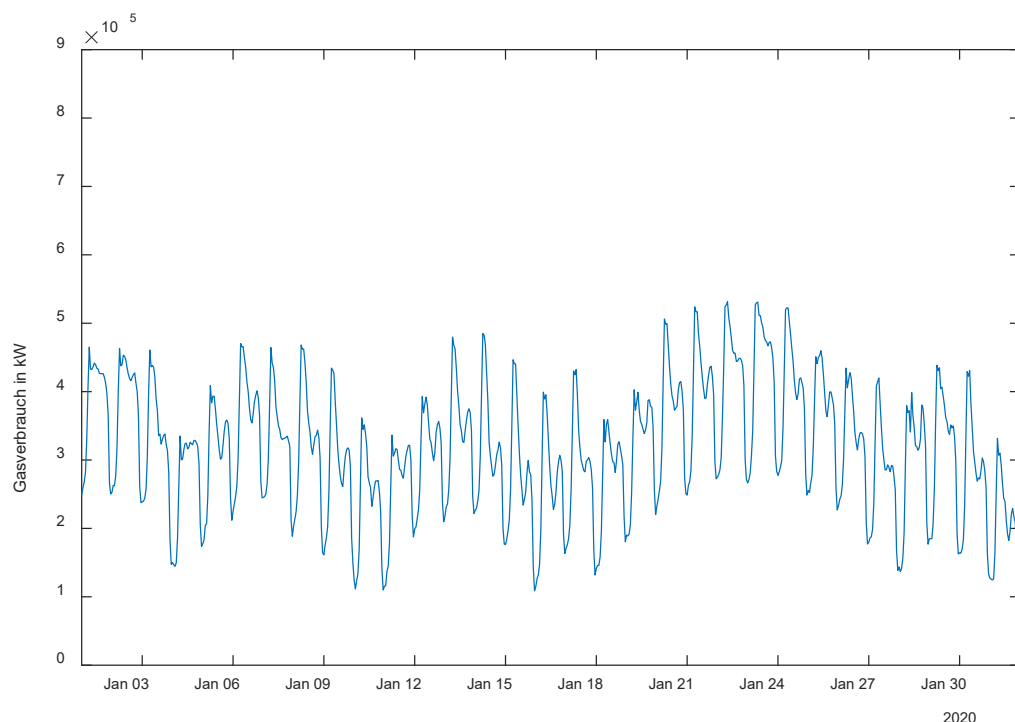


Abbildung 27: Schwankung des Gasverbrauchs der Stadt Zürich im Jan. 2020.

Um solche realen Schwankungen abzubilden, wurde von der TU Dresden ein frei zugängliches Tool, «FreePlan» [32] erstellt und publiziert. Darin wird ein Ansatz mit quadratischer Fitfunktion propagiert, wobei für jede Stunde (h) im Tag andere Koeffizienten gewählt werden können.

$$Q_{SH+DHW} = c_{1,h} + c_{2,h} * (T_b - T_{amb}) + c_{3,h} * (T_b - T_{amb})^2 + c_{4,h} * WT$$

Wobei die quadratische Funktion für Werktage (WT) mit einer zusätzlichen Konstanten ergänzt wird. Oben dargestellte Formel gilt für Stunden in der Heizsaison. Für Zeiten ausserhalb der Heizsaison wird ein zweiter, unterschiedlicher Satz an Koeffizienten verwendet. Anhand der in Matlab verfügbaren Routine «lsqcurvefit», eine nicht lineare Fitfunktion der kleinsten



Fehlerquadrate, wurden die hierzu benötigten Koeffizienten ermittelt. Diese Fitfunktion ist nur zum Teil physikalisch motiviert und es wird nicht unterschieden zwischen Warmwasser und Heizung. Es wurde aber festgestellt, dass der Fit durch den quadratischen Term und durch den Zusatz für Wochentage gegenüber einem linearen Ansatz nicht wesentlich verbessert werden konnte (siehe auch Abbildung 28 für das Jahr 2020). Mit dem einfachen linearen Fit wurde ein Bestimmtheitsmass von $R^2=82.6\%$ bezogen auf stündlichen Verbrauchswerte erreicht. Wenn die aufwändigere Methode des Tools «FreePlan» verwendet wurde, hat sich das Bestimmtheitsmass auf $R^2= 84.3\%$ erhöht.

Der lineare Ansatz lässt sich aber in ein ergänztes ATD Modell überführen, welches durch physikalische Grössen repräsentiert wird:

$$Q_{SH} = c_{SH} * f_{SH,h} * MAX(0, (T_b - T_{amb}))$$

Dabei stellt der Faktor $f_{SH,h}$ ein tagesstundenabhängiger Gewichtungsfaktor dar, mit welchem der Verlustkoeffizient c_{SH} multipliziert werden muss.

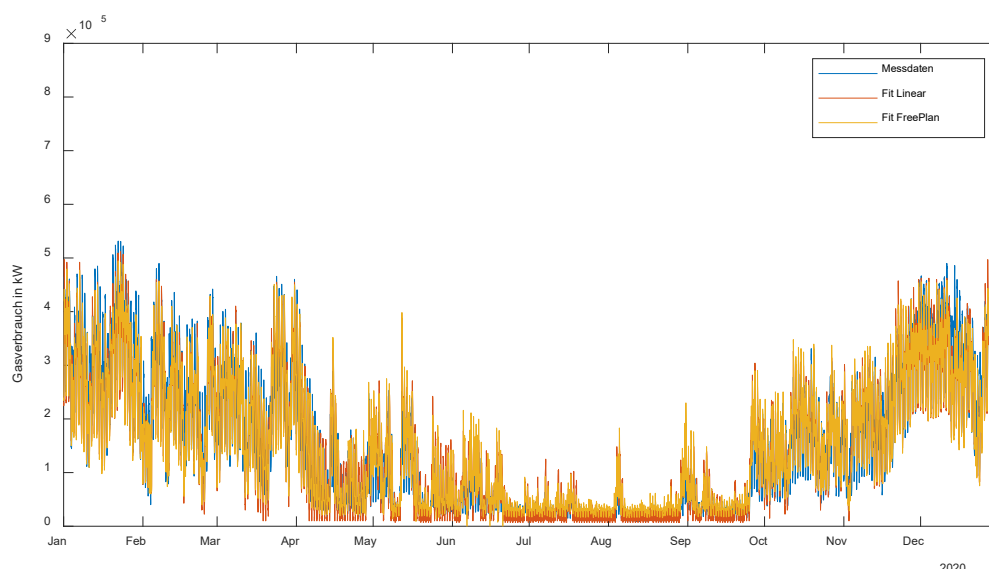


Abbildung 28: Vergleich von Verbrauchsdaten (Gasverbrauch im Niederdrucknetz der Stadt Zürich) im Vergleich zu zwei unterschiedlichen Modellierungsmethoden.

Aus dem linearen Fit der Gasdaten der Stadt Zürich wurden Gewichtungsfaktoren abgeleitet, welche in Abbildung 29 dargestellt werden. Dabei wird der Bedarf in den Nachtstunden auf ca. 60% reduziert und in den Morgenstunden auf ca. 130% gegenüber dem Tagesdurchschnitt erhöht. Somit kann die Nachtabenkung und das Auftreten typischer Morgenspitzen in einer vereinfachten Form dennoch realistisch dargestellt werden. Dieser Ansatz ermöglichte es, aus Wetterdaten einfach Lasten zu generieren. Mit der Basistemperatur und dem Verlustkoeffizienten lassen sich die Profile auch an unterschiedliche Gebäudestandards anpassen. Die Basistemperatur entspricht dabei der benötigten Heizgrenze, welche bei modernen Gebäuden deutlich tiefer liegt als bei Bestandsgebäuden mit hohem Energieverbrauch.

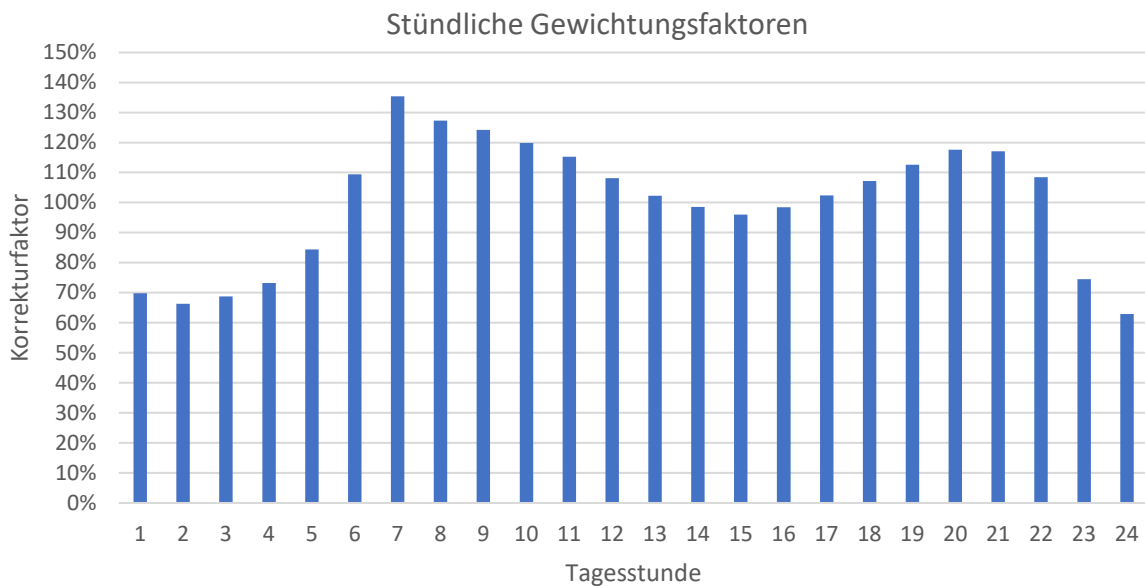


Abbildung 29: Lineare Gewichtungsfaktoren für die tageszeitliche Variation des Heizwärmebedarfs.

4.5.2 Warmwasserbedarf

Die konstanten Koeffizienten $c_{1,h}$ repräsentieren bei einem linearen Fit hauptsächlich den Bedarf für Warmwasser, welcher sich in einer ersten Näherung nicht wesentlich mit der Aussentemperatur verändert. Die tageszeitliche Variation des aussentemperatur-unabhängigen Anteils des Gasverbrauches wird in Abbildung 30 mit der Verteilung des Warmwasserverbrauches nach VDI 6002 [33] verglichen. Dabei können ähnliche Tendenzen mit Morgen- und Abendspitzen beobachtet werden. Die Gasdaten widerspiegeln dabei die Warmwassererzeugung und somit in vielen Fällen nicht direkt den Warmwasserverbrauch, sondern meist die Beladung eines Warmwasserspeichers.

Weil der Gasverbrauch auch Anteile von Kochgas und ev. auch weitere Anwendungen beinhaltet, wird die ermittelte aussentemperaturunabhängige Verteilung dennoch als nicht repräsentativ für den Warmwasserbedarf angesehen. Zusätzlich ist der Fit dieser Grösse aus Daten, welche den um den Faktor 20 höheren Heizwärmebedarf beinhalten, mit Unsicherheiten behaftet. Es wird daher vorgeschlagen, für die weiterführende Modellierung des Warmwasserbedarfs für vereinfachte Bedarfsabschätzungen die normierte Verteilung der VDI 6002 zu verwenden. Bei der Verwendung einer tageszeitlichen Verteilung wird einer erhöhten Gleichzeitigkeit während der Morgenstunden Rechnung getragen. Es wird aber keine vollständige Gleichzeitigkeit der maximalen Leistungen verlangt. Es ist aber zu beachten, dass auch bei einem Anschluss an ein Wärmenetz oft Warmwasserspeicher eingesetzt werden. In solchen Fällen kann die Verteilung des Energiebezuges für Warmwasser aus dem Netz stark durch eine bewusste Beladestrategie dieser Warmwasserspeicher beeinflusst werden.

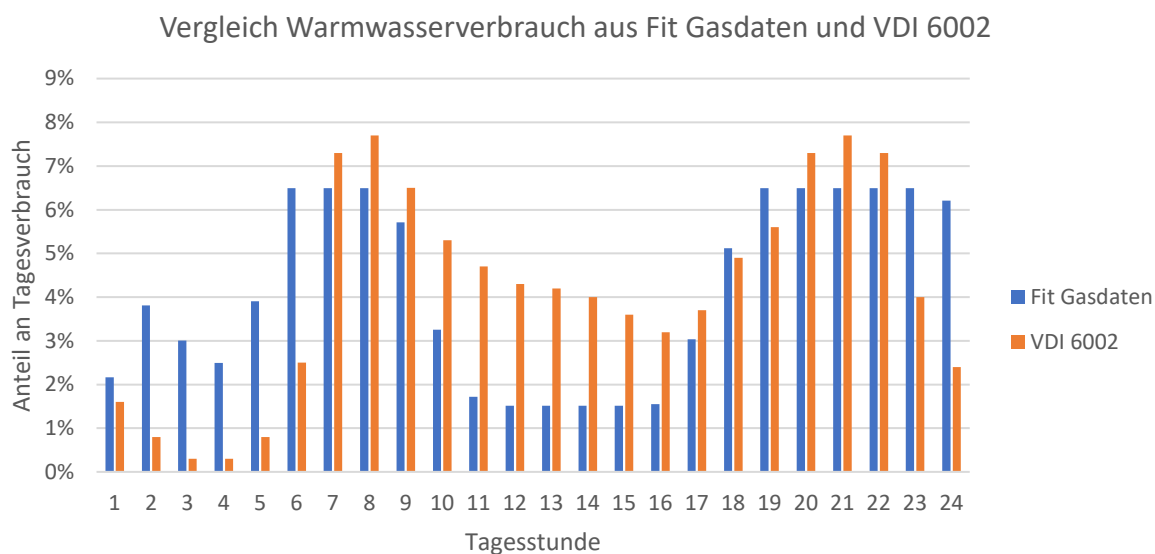


Abbildung 30: Vergleich der Verteilung des Warmwasserbedarfs nach VDI 6002 mit dem aussentemperaturunabhängigen Anteil des Gasverbrauches der Stadt Zürich.

4.5.3 Variabilität

Für die Dimensionierung von Speichern in Wärmenetzen ist der Spitzenbedarf während der kältesten Periode im Jahr entscheidend. Dabei können grosse Unterschiede zwischen warmen und kalten Jahren auftreten. Um diese Variabilität aufzuzeigen, wurden Bedarfsprofile auch für eine Periode von realen Wetterdaten von 2011 bis 2020 für den Standort «Zürich SMA» [34] verwendet (Abbildung 31). Dabei wird der Bedarf des kleinsten Netzes als Beispiel dargestellt. Für die grösseren generischen Netze skaliert sich der Bedarf entsprechend.

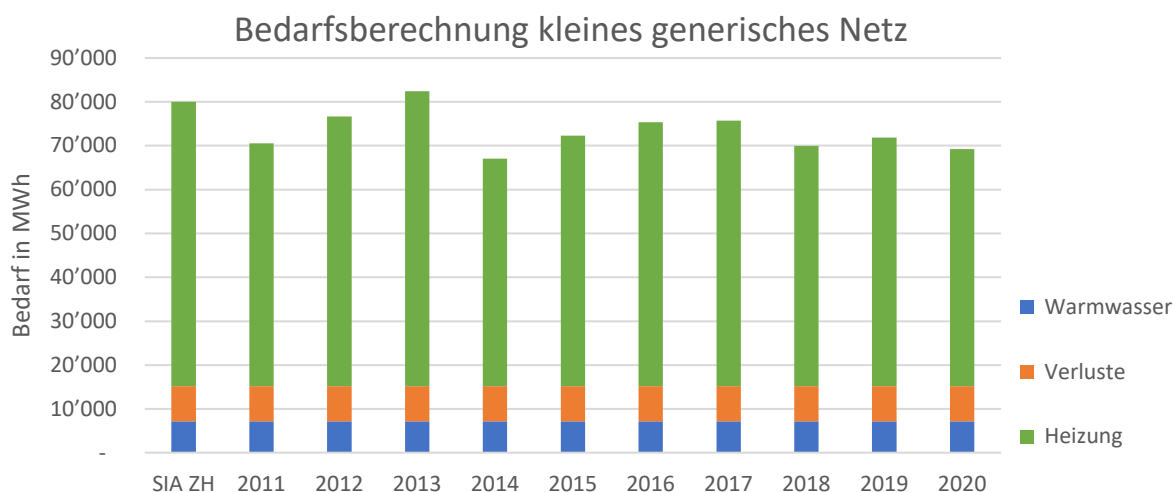


Abbildung 31: Variabilität des modellierten Verbrauches des kleinen generischen Netzes für die Jahre 2011-2020 verglichen mit typischen Wetterdaten der SIA.



4.6 Stundenwertberechnung

Basierend auf der Lastmodellierung wurde eine vereinfachte Stundenwertberechnung in Excel implementiert. Der stündliche Bedarf wurde anhand von Jahresbedarf, Aussentemperaturen und Verteilungen des Bedarfs über den Tag für jede Stunde berechnet (siehe 4.5 Bedarfsmodellierung). Des Weiteren wurde die Bedarfsdeckung durch die verschiedenen Wärmeerzeuger und den Speicher berechnet. Diese vereinfachte Stundenwertberechnung wurde mit detaillierten Simulationen in TRNSYS verglichen (siehe Abschnitt 5.3).

Die Stundenwertberechnung basiert auf folgenden Annahmen und Berechnungsmethoden:

Netzverluste: Die Netzverluste betragen über das Jahr 10% des Wärmebedarfs des gesamten Netzes. Diese Verluste werden gleichmässig über das Jahr auf alle Stunden im Jahr verteilt.

Speichermmodellierung: Der Speicherladezustand wird anhand von Entladung, Beladung und Verlusten berechnet. Dabei hat der Speicher drei Schichten, die die Kapazitäten des Speichers Repräsentieren. Die unterste Schicht hat die Rücklauftemperatur des Netzes, die mittlere Schicht die des Vorlaufes und die oberste Schicht die einer eventuellen Temperaturerhöhung über die Vorlauftemperatur hinaus. Die Leistung der Entladung oder Beladung des Speichers wurde nicht begrenzt, ausser durch den Ladestand des Speichers. Der Speicher wird eingesetzt, um die Spitzenlast zu ersetzen, und kommt damit nach den beiden Hauptwärmeerzeuger zum Einsatz und wird auch nur von diesen beladen. Damit der Speicher zu Beginn auf einem realistischen Ladestand ist, werden zwei Jahre durchgerechnet und das zweite verwendet.

Speicherverluste: Die Speicherverluste werden für einen Tank- (TTES) und einen Erdbecken-Speicher (PTES) verschieden berechnet. Für beide Speichertechnologien wird die durchschnittliche Temperatur aller drei Schichten im Speicher verwendet (es gibt also keinen Einfluss einer Speicherschichtung bei der Verlustberechnung) und es wird ein eindimensionales Temperaturknotenmodell mit einer typischen Speicheroberfläche kombiniert. Für die Berechnung der Oberfläche des TTES wird davon ausgegangen, dass er eine Zylinderform hat und mit einer gedämmten Oberfläche an der Umgebungsluft (=Aussenluft) steht. Die Verluste über den Boden werden vernachlässigt. Der PTES hat die Form eines umgekehrten quadratischen Pyramidenstumpfs. Die Decke des Speichers wird mit einer Dämmung zur Luft und die restlichen Flächen zur Erde ohne Dämmung berechnet. Dabei werden fünf, jeweils 2 Meter dicke Schichten als thermische Kapazitäten mit modelliert. Die Temperaturrandbedingung der äussersten Schicht im Erdreich folgt einer Sinuskurve abhängig von der mittleren Aussentemperatur und der Tiefe des Speichers. Die Wärmeverluste des Speichers entsprechen der Wärmeabgabe des Speichers an die innerste Schicht.

Wärmeerzeuger: Für die Berechnung der Wärmebedarfsdeckung gibt es zwei Grund-Wärmeerzeuger und einen Spitzenlast-Wärmeerzeuger. Der Wärmebedarf wird grundsätzlich über die Grundlast-Wärmeerzeuger gedeckt. Reichen diese nicht aus, wird Wärme aus dem Speicher verwendet und bei Bedarf springt dann der Spitzenlastkessel zusätzlich ein. Nur die beiden Grundlast-Wärmeerzeuger laden den Speicher, sobald sie freie Kapazitäten haben. Es wird keine Trägheit, Regelstufen oder Mindestleistung miteinbezogen.



In Abbildung 32 wird die Jahresdauerlinie des grossen generischen Netzes mit der Stundenwertberechnung in Excel als ein Beispiel dargestellt.

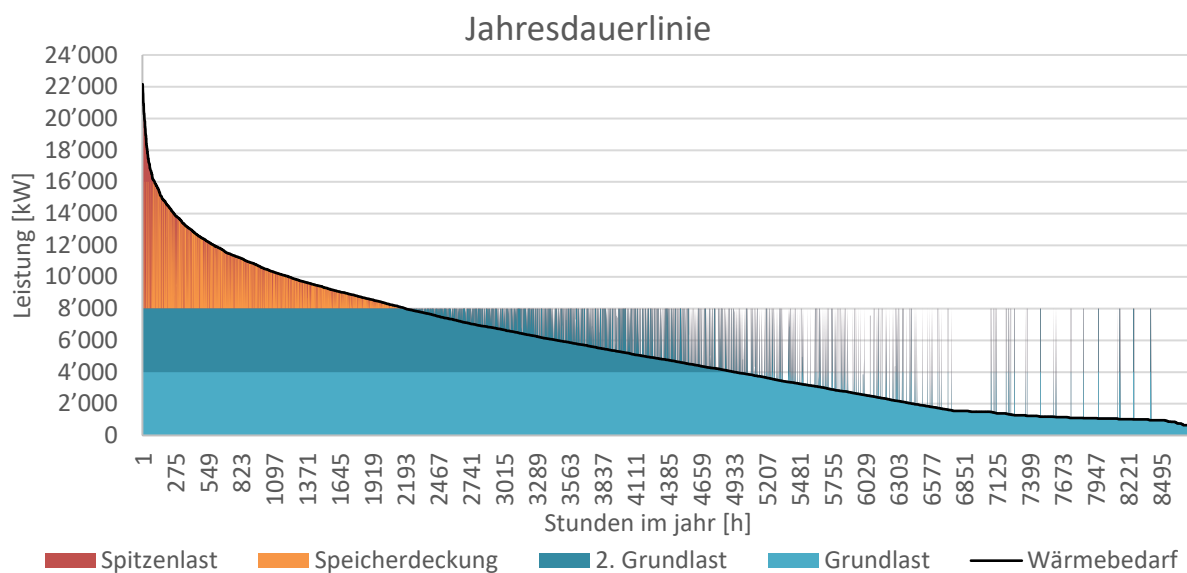


Abbildung 32: Beispielhafte Jahresdauerlinie des berechneten Bedarfs und Abdeckung durch 2 x 4 MW Grundlast-Wärmeerzeuger, einen Speicher mit 30'000 m³ Wasser-Volumen und einer Spitzenlast-Wärmeerzeugung von 12 MW im grossen Netz.



4.1 Modellierung des gesamten CH-Energiesystems

Zusätzlich zur detaillierten Modellierung von Speichern für die drei generischen Netze klein (Biomasse), mittel (Umgebungswärme) und gross (Abwärme) wurde die Rolle und der potenzielle Wert grosser Wärmespeicher im Kontext des Gesamtennergiesystems betrachtet. Dafür kam das Swiss Energyscope Modell der ETH zum Einsatz (SES-ETH).

SES-ETH ist ein lineares Optimierungsmodell für das Energiesystem. Es wurde an der ETH Zürich auf der Grundlage des ursprünglichen Modells von Stefano Moret (EPFL) entwickelt [35]. Es bestimmt die Investitions- und Betriebsstrategien, die die jährlichen Gesamtkosten des Energiesystems minimieren, unter Berücksichtigung des Endenergiebedarfs, der Effizienz und der Kosten der Umwandlungstechnologien sowie der Verfügbarkeit und der Kosten der Energieressourcen.

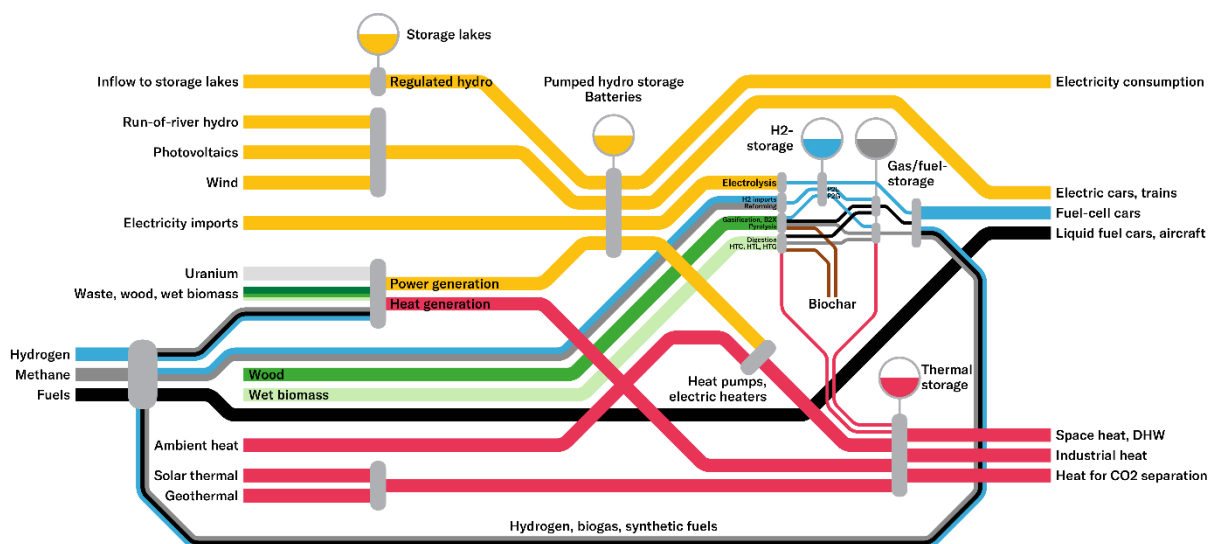


Abbildung 33: Darstellung der Energieflüsse im Energiesystem der Schweiz, modelliert mit SES-ETH.

SES-ETH stellt die Hauptenergienachfrage dar: Strom, Wärme und Mobilität (Abbildung 33). Es ist ein Snapshot-Modell, d.h. es modelliert das Energiesystem in einem Zieljahr, macht aber keine Aussagen über die Trajektorie über welche dieser zukünftige Zustand erreicht wird. Das ursprüngliche SES umfasste monatliche Zeiträume, die die saisonalen Aspekte von Erzeugung, Nachfrage und Speicherung erfassen konnten. Das Modell wurde weiterentwickelt, um eine stündliche Auflösung einzubeziehen, die es ermöglicht, die tageszeitlichen Schwankungen des Energiebedarfs und der Ressourcenverfügbarkeit darzustellen [2]. Alle Eingaben und Ergebnisse in diesem Bericht beziehen sich auf das Zieljahr 2050.

Das Modell hat keine räumliche Auflösung, es gibt nur eine Windturbine, die alle Windturbinen repräsentiert, eine Photovoltaikanlage usw. Für Elektrizität ist diese Vereinfachung durch die übliche Annahme einer Kupferplatte, d.h. eines idealen elektrischen Netzes, zu rechtfertigen. Auch für Methan, Wasserstoff, Holz und andere Energieträger ist ein Transport über grosse Entfernungen denkbar. Für andere Energieformen wie Wärme oder die Antriebskraft im Verkehr ist diese Annahme jedoch ungültig. Daher werden die jeweiligen Nachfrageströme in Archetypen aufgeteilt, die nicht miteinander verbunden sind.



Ein Beispiel ist ein Gaskessel und eine Wärmepumpe. Angenommen, eine Wohnung ist mit einem Gaskessel ausgestattet, eine andere mit einer Wärmepumpe. Es kann von Vorteil sein, die Wärmepumpe hauptsächlich im Sommer und den Gaskessel im Winter zu betreiben. Die beiden Wohnungen können jedoch keine Wärme austauschen, daher muss der gesamte Bedarf in zwei Teile aufgeteilt werden, die unabhängig voneinander von den beiden Technologien gedeckt werden müssen. Ein weiteres Beispiel ist ein Dieselfahrzeug und ein batteriebetriebenes Elektrofahrzeug. Das Modell könnte sich dafür entscheiden, das Batteriefahrzeug nur im Sommer und das Dieselfahrzeug im Winter zu betreiben, aber ein Autobesitzer hat entweder das eine oder das andere Auto. Auch hier wird der Bedarf aufgeteilt und muss getrennt befriedigt werden. Innerhalb einzelner Archetypen ist durchaus eine Mischung von Technologien möglich, z.B. ein Pelletkessel mit einer Solarthermieranlage.

Die Aufteilung der Nachfrage in Archetypen wird im Modell durch Variablen bestimmt. Diese Variablen sind frei für die Optimierung mit der zusätzlichen linearen Einschränkung, dass sie sich zu 1 summieren müssen. In Tabelle 7 sind alle derzeit definierten Archetypen aufgeführt. Weitere können leicht hinzugefügt werden.

Tabelle 7: Archetypen für EFH/MFH und Wärmenetze.

Single and multi-family houses		District heating networks	
DEC0	– Ground-source heat pump <u>with regeneration</u> – Electric heater – Solar thermal – Short-term TES	DHN1	– Low temperature cooling & heating grid – Water-source heat pump – Electric heater – Solar thermal – Short-term TES
DEC1	– Ground-source heat pump – Electric heater – Solar thermal – Short-term TES	DHN2	– Mid-sized gas CHP plant – Auxiliary gas boiler – Solar thermal – Short-term TES – Seasonal TES (optional)
DEC2	– Air-source heat pump – Electric heater – Solar thermal – Short-term TES	DHN3	– Wood CHP plant – Solar thermal – Short-term TES – Seasonal TES (optional)
DEC3	– Water-source heat pump – Electric heater – Short-term TES – Long-term ice storage	DHN4	– Small rural biogas plant – Solar thermal – Short-term TES – Seasonal TES (optional)
DEC4	– Gas boiler – Solar thermal – Short-term TES	DHN5	– High temperature grid – Water-source heat pump – Electric heater – Solar thermal – Short-term TES – Seasonal TES (optional)
DEC5	– Oil boiler – Solar thermal – Short-term TES	DHN6	– Deep geothermal source – Solar thermal – Short-term TES – Seasonal TES (optional)
DEC6	– Wood boiler – Solar thermal – Short-term TES	DHN7	– Small gas CHP plant – Solar thermal – Short-term TES – Seasonal TES (optional)



	DHN8	- Pyrolysis plant - Solar thermal - Short-term TES - Seasonal TES (optional)
	DHN9	- Waste-to-energy plant - Wood CHP plant - Gas CHP plant - Auxiliary gas boiler - Short-term TES - Seasonal TES (optional)

Tabelle 7 zeigt die Archetypen für EFH/MFH sowie für Wärmenetze. Dabei entspricht DHN3 dem Fall «Biomasse» (kleines Netz), DHN5 «Umgebungswärme» (mittleres Netz) und DHN9 «Abwärme KVA» (grosses Netz). Bei DHN5 wird ein Netz modelliert, das von einer Wärmepumpe gespeist wird, die Wärme aus einem See entnimmt. Die Wärme wird bei einer Vorlauftemperatur von 70 °C verteilt. Als Alternative beschreibt DHN1 ein Anergienetz, das Niedertemperaturwärme verteilt, die in den einzelnen Gebäuden mittels verteilter Wärmepumpen auf Nutztemperaturniveau angehoben wird. Die Vorlauftemperatur liegt dabei je nach Wärmeabgabesystem deutlich niedriger, was zu einer höheren Arbeitszahl führt. In den Ergebnissen werden daher zwei Varianten betrachtet, «Umweltwärme (heiss)» und «Umweltwärme (kalt)», wobei ersteres der Option entspricht, die zuvor detailliert betrachtet wurde.

Für den vorliegenden Bericht wurde eine Vielzahl von Szenarien berechnet, die der Definition aus SWEET-CROSS² folgen. Dabei wurde auch der Flugverkehr explizit berücksichtigt, insbesondere die obligatorische Beimischquote für nachhaltige Flugtreibstoffe (Sustainable Aviation Fuels – SAF), die im Zieljahr 2050 70% erreicht. Wie in Abbildung 34 dargestellt, hat die Dimension «Climate policy» die zwei Ausprägungen «Domestic» und «Abroad». Dabei erfordert «Domestic», dass das Netto-Null Ziel durch Massnahmen in der Schweiz erreicht werden muss, während «Abroad» die Option enthält, dass 6 MtCO₂/a durch Massnahmen im Ausland kompensiert werden können.

Die Integration mit den internationalen Energiemärkten wird durch «Together» und «Alone» definiert, wobei ersteres den Import von Strom, Biogas, Wasserstoff usw. erlaubt, welcher bei «Alone» stark eingeschränkt ist. Die letzte Dimension betrifft die Einstellung gegenüber neuen Technologien. Im vorliegenden Fall beeinflusst das vor allem die Verfügbarkeit von saisonalen Wärmespeichern (S-TES). Wie Tabelle 8 zeigt, sind diese bei «Innovative» für die Archetypen DHN1, DHN3 und DHN9 verfügbar, bei «Conservative» dagegen nicht. Zudem wurde definiert, dass Anergienetze vom Type DHN1 nur in «Innovative» verfügbar sind. Die kompletten Definitionen der Szenarien sind ausführlich im Deliverable-Bericht D1.4.2 von SWEET-DeCarbCH dokumentiert³.

² <https://sweet-cross.ch/>

³ <https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=48859>

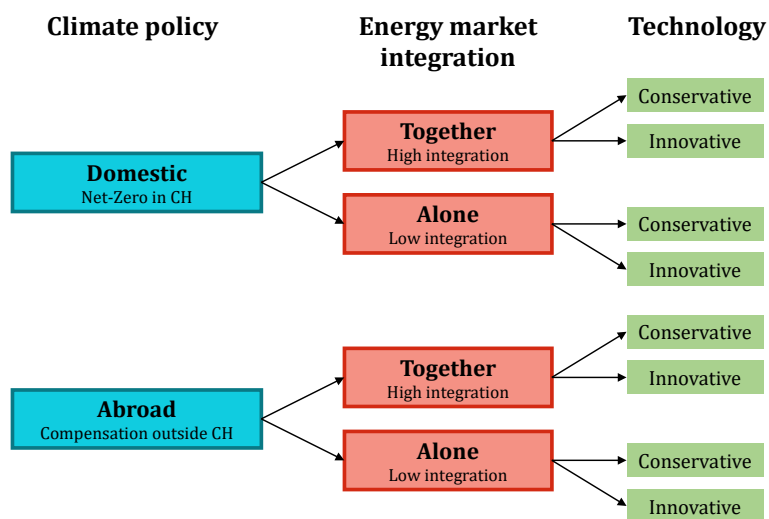


Abbildung 34: SWEET-CROSS Szenarien.

Tabelle 8: Definition von Konservativen und Innovativen Szenarien für die relevanten Archetypen.

	Conservative	Innovative
DHN1: Anergienetz mit verteilten Wärmepumpen	Nicht verfügbar	Verfügbar
DHN5: Wärmenetz mit zentraler Wärmepumpe	Ohne S-TES	Mit S-TES
DHN3: Wärmenetz mit Holzheizkraftwerk	Ohne S-TES	Mit S-TES
DHN9: Wärmenetz mit KVA	Ohne S-TES	Mit S-TES

Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Kapitel 5.8 dargestellt.



5 Resultate

5.1 Reduktion fossiler Spitzen

Wie in den drei Beispielnetzen definiert, werden sehr viele Wärmenetze in der Schweiz mit fossilen Spitzenkesseln ausgestattet. Diese bieten eine günstige Möglichkeit, um Leistungsspitzen abzudecken, ohne dabei einen grossen Anteil der gesamten Energiebereitstellung zu übernehmen. Speicher können ebenfalls hohe Leistungsspitzen übernehmen und eignen sich daher gut, um fossile Spitzendeckung zu reduzieren.

In Abbildung 35 werden die Simulationsergebnisse der drei Beispielnetze verglichen, wobei der Anteil der fossilen Spitzendeckung als Funktion der Speichergrosse in logarithmischer Darstellung aufgezeigt wird. Für diesen Vergleich wurden Leistungen des Grundlast-Wärmeerzeugers gewählt, welche zu einer Abdeckung von ca. 90 % des gesamten Wärmebedarfs führen. Dazu sind 250, 1'200 und 8'000 kW Leistung für das kleine, mittlere und grosse Beispielnetz nötig. Als Vereinfachung wurde für diese Simulationen immer ein Tankspeicher (TTES) mit 30 cm Wärmedämmung verwendet. Ein solcher Speicher ist für die grössten Varianten ($>50'000 \text{ m}^3$) nicht realisierbar. Ein Vergleich mit Erdbeckenspeichern und deren höheren Verlusten wird in Kapitel 5.3 durchgeführt. Der Anteil fossiler Spitzendeckung sinkt mit der Speichergrosse, wobei 10'000, 50'000 und 200'000 m^3 Speichervolumen für das kleine, mittlere und grosse Netz zum vollständigen Ersatz des Spitzenlastkessels nötig sind.

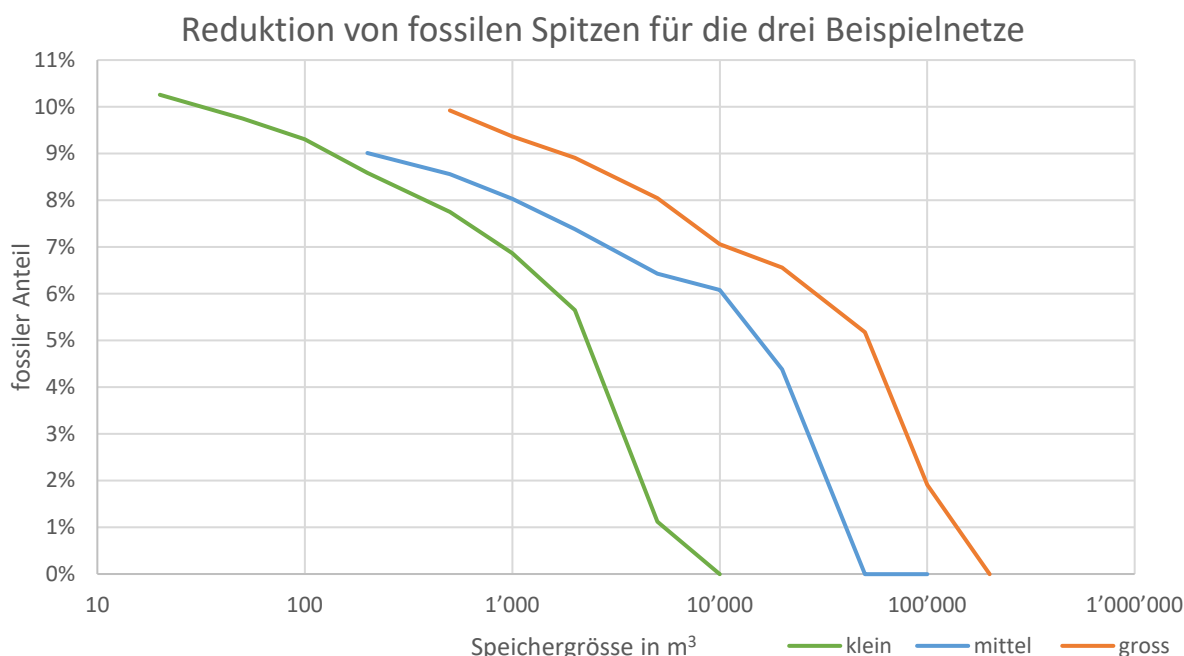


Abbildung 35: Reduktion des Anteils der fossilen Spitzendeckung für die drei Beispielnetze mit verschiedenen Speichergrossen bei typischen Bedingungen.



Unterschiedliche Speichergrössen können unterschiedliche Perioden abdecken und weisen daher auch unterschiedliche Zyklenzahlen auf. Für das grosse Beispielnetz wird in Abbildung 36, Abbildung 37 und Abbildung 38 das Temperaturverhalten bei unterschiedlichen Speichergrössen gezeigt. Bei eher kleinen Speichern von 1'000 m³ Volumen schwanken die Temperaturen in allen Bereichen des Speichers über kurze Zeit stark. Dabei erreicht der Speicher eine Zykluszahl von 53 Vollzyklen. Der mittlere Speicher von 10'000 m³ Volumen ist im Winter bereits mehrheitlich leer und die Be- und Entladung findet während dieser Zeit hauptsächlich in den obersten Schichten statt. In den Übergangszeiten findet aber immer noch mehrmals eine fast vollständige Be- und Entladung des Speichers statt. Gesamthaft wird trotzdem eine Zykluszahl von 7.8 erreicht. Der grösste Speicher von 100'000 m³ weist einen saisonalen Charakter auf, mit Entleerung im Winter und Beladung im Frühling. Kurzzeitige Effekte können aber nicht vernachlässigt werden und führen zu einer Zykluszahl von 1.6 also deutlich über eins.

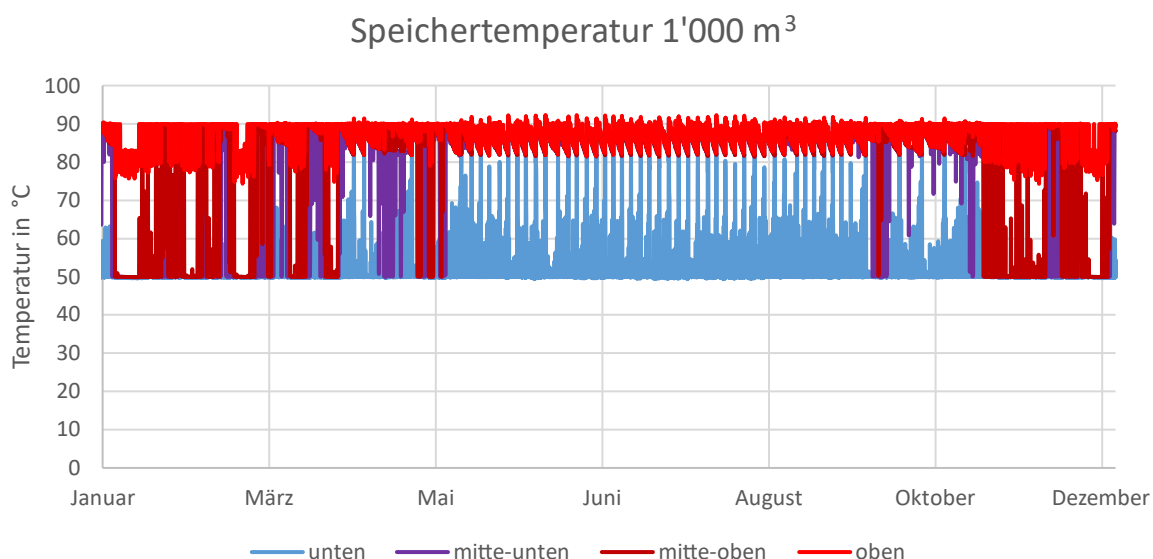


Abbildung 36: Variation der Speichertemperaturen bei einem 1'000 m³ Speicher für das grosse Beispielnetz.

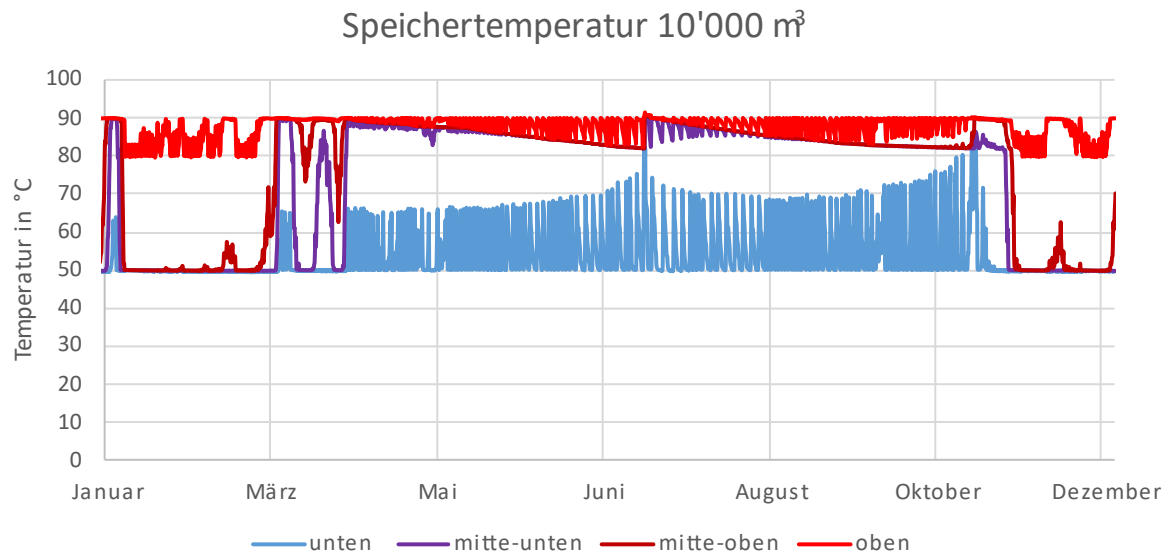


Abbildung 37: Variation der Speichertemperaturen bei einem 10'000 m³ Speicher für das grosse Beispielnetz.

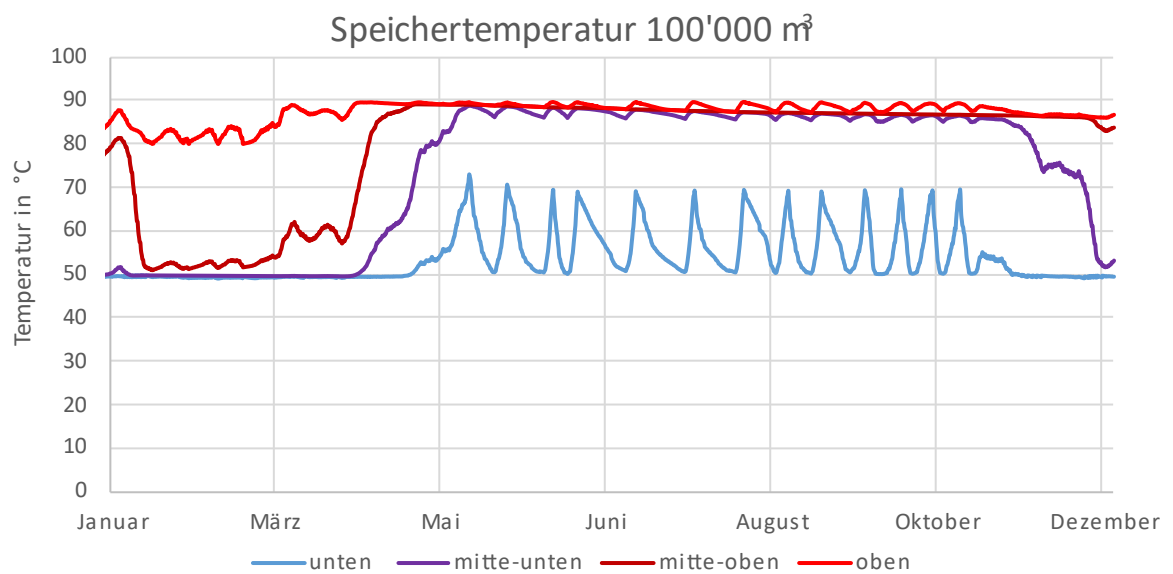


Abbildung 38: Variation der Speichertemperaturen bei einem 100'000 m³ Speicher für das grosse Beispielnetz.



5.2 Einfluss der Hauptwärmeerzeuger

Die Leistung der Hauptwärmeerzeuger beeinflusst den fossilen Anteil verständlicherweise stark. Je kleiner die Leistung der Hauptwärmeerzeuger, desto grösser ist der Anteil, der über fossile Spitzenlastkessel geliefert wird. In Abbildung 39 werden die fossilen Anteile bei entsprechender Speichergrosse für die drei Beispielnetze mit verschiedenen Leistungen der Hauptwärmeerzeuger dargestellt. Wird die Leistung der Hauptwärmeerzeuger kleiner, steigt der fossile Anteil überproportional. Beim kleinen Netz variieren die Leistungen der Hauptwärmeerzeuger von 200 bis 300 kW und die entsprechenden fossilen Anteile reichen mit kleinen Speichern von 4 bis über 20%. Diese Spitzenlast-Anteile können mit Speichervolumen von 1'000 bis 10'000 m³ ersetzt werden. Beim mittleren Netz sind die fossilen Anteile mit einer Variation der Hauptwärmeerzeuger von 800 bis 1'600 kW noch weiter auseinander. Das grosse Netz hat fossile Anteile von ca. 1 bis 23 % mit verschiedenen Hauptwärmeerzeugerleistungen von 6 bis 12 MW. Je nach Leistung des Hauptwärmeerzeugers kann die fossile Spitze mit einem Speicher ab 10'000 m³ Volumen ersetzt werden. Bei einer Leistung des Hauptwärmeerzeugers von 6 MW kann diese auch mit 500'000 m³ Volumen nicht ersetzt werden.

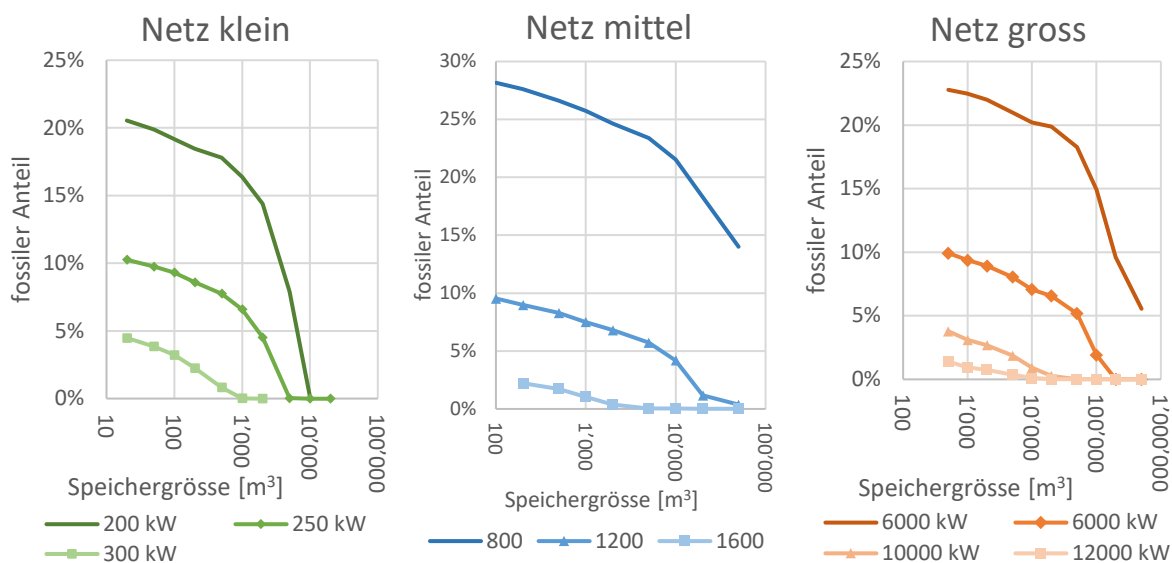


Abbildung 39: Der fossile Anteil der drei generischen Netze mit verschiedenen grossen Leistungen der Hauptwärmeerzeuger.



5.2.1 Vergleich von realen und typischen Wetterdaten

In Abbildung 40 wird der Einfluss der Speichergrösse auf den Anteil der fossilen Spitzendeckung für das grosse generische Netz dargestellt. Weil dabei sowohl kleine Stundenspeicher als auch grosse Saisonspeicher betrachtet werden, wurde eine Periode von 2010 bis 2020 durchgehend modelliert und dann die Jahre ab 2011 ausgewertet. Der Anteil fossiler Spitzen unterscheidet sich dabei stark zwischen den analysierten Jahren. So sind im kalten Jahr 2013 etwa um den Faktor zehn Mal grössere Speicher als in milden Jahren nötig um vollständig auf eine fossile Spitzendeckung verzichten zu können.

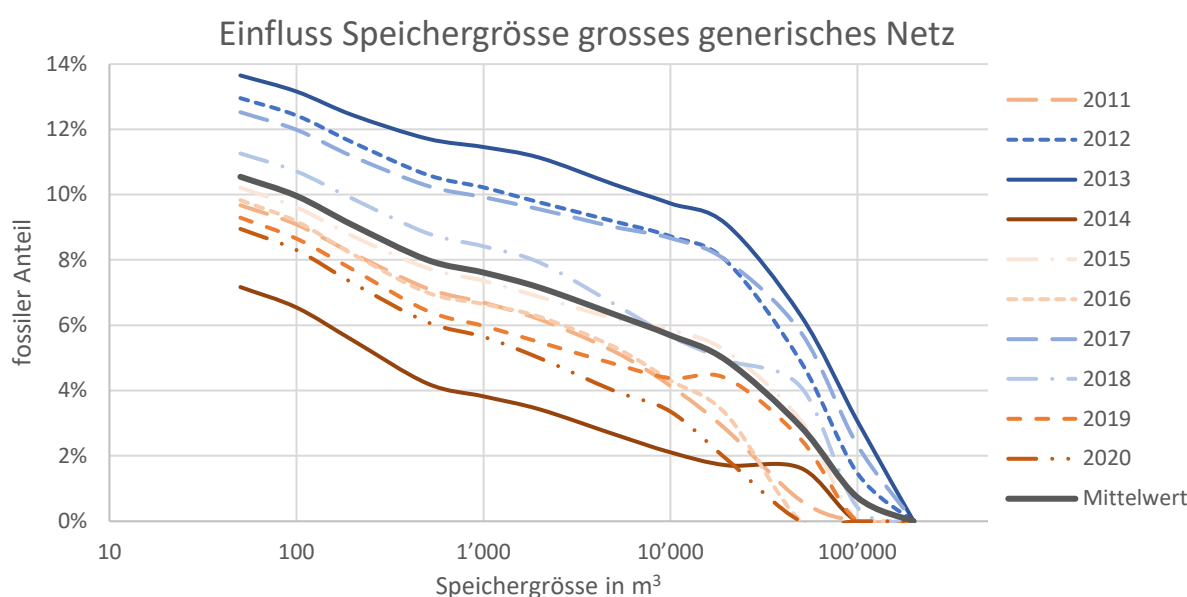


Abbildung 40: Einfluss der Speichergrösse auf die fossile Spitzendeckung beim grossen generischen Netz mit einer Leistung des Hauptwärmeerzeugers von 8 MW, x-Achse logarithmisch.

Wie am vorherigen Beispiel gut zu erkennen ist, kann der Anteil der fossilen Spitzendeckung in verschiedenen Jahren sehr variieren. Für die Stundenwertberechnung in Excel, sowie die Simulationen in TRNSYS wurden die Wetterdaten eines normalen Jahres nach SIA2028 am Standort Zürich verwendet. Diese werden im folgenden Abschnitt mit den realen Wetterdaten verglichen.

In Abbildung 41 wird der Einfluss der Speichergrösse auf die fossile Spitzendeckung beim grossen generischen Netz mit einer Leistung des Hauptwärmeerzeugers von 8 MW dargestellt. In grau ist der Mittelwert (2011-2020) und das wärmste und das kälteste reale Jahr. In Farbe sind die Referenzjahre nach SIA2028 mit warm, normal und kalt am Standort Zürich abgebildet. Der Mittelwert der realen Jahre und das normale Jahr nach SIA stimmen gut überein, wobei der Mittelwert konstant etwas unter demjenigen des normalen SIA-Jahres liegt. Die beiden Extremjahre nach SIA2028 zeigen deutlichere Abweichungen von den realen Messdaten von 2011-2020, mit einem höheren resp. tieferen Bedarf an fossiler Spitzendeckung.

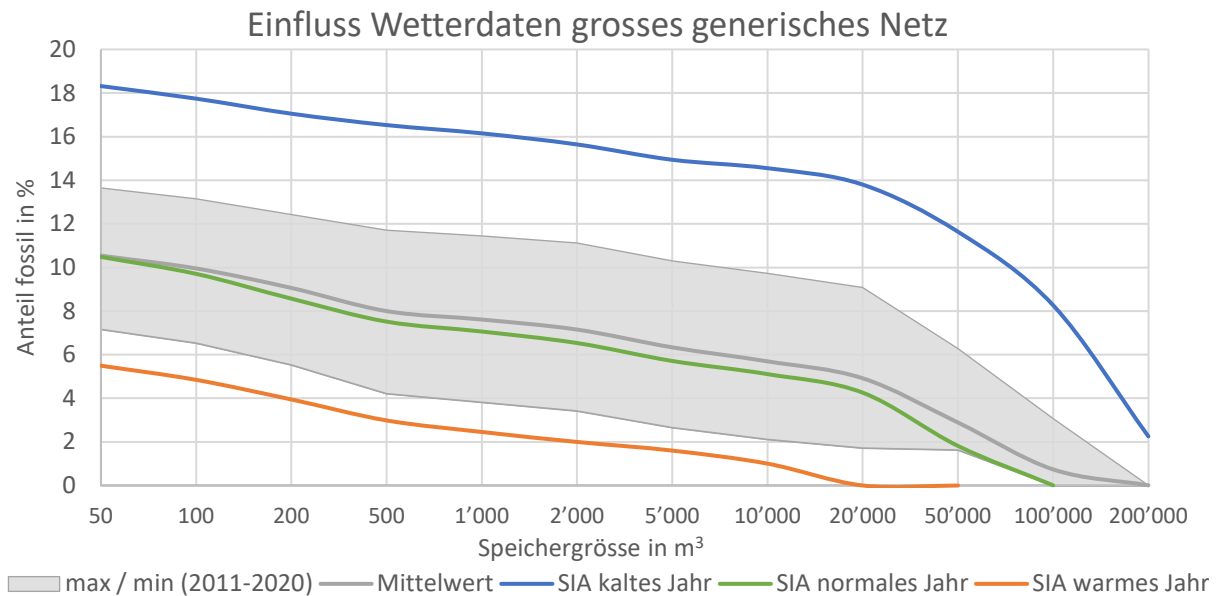


Abbildung 41: Einfluss der Speichergrösse auf die fossile Spitzendeckung beim grössten generischen Netz mit einer Leistung des Haupt-Wärmerzeugers von 8 MW und rein fossiler Spitzendeckung mit verschiedenen Wetterdaten nach SIA und realen Daten.

Der Vergleich von unterschiedlichen realen Wetterdaten mit den normierten Werten der SIA2028 zeigen, dass der Einfluss des Wetters auf den Anteil der fossilen Spitze sehr gross ist. Berechnungen mit dem SIA-Normjahr stimmen gut mit den Mittelwerten der realen Wetterdaten überein und stellen daher eine gute Grundlage für weiterführende wirtschaftliche Analysen dar. Für alle folgenden Auswertungen sowie Wärmebedarfe wurden die Wetterdaten von SIA2028 für ein normales Jahr verwendet.



5.3 Vergleich Simulationstools und Einfluss verschiedener Grössen

Die drei generischen Netze wurden im TRNSYS simuliert, sowie mit Stundenwertberechnung in Excel berechnet. Beim kleinen Netz wurde dabei die Leistung des Hauptwärmeerzeugers von 200 kW bis 500 kW und die maximalen Speichertemperaturen von 82 °C bis 95 °C variiert. Die Ergebnisse des fossilen Anteils bei verschiedenen Speichergrössen werden in Abbildung 42 und Abbildung 43 dargestellt. Die Excel-Berechnung und TRNSYS-Simulation stimmen dabei sehr gut überein und zeigen keine grossen Unterschiede bei verschiedenen maximalen Speichertemperaturen. Ab 1'000 m³ Speichervolumen kann die fossile Spitze durch den Speicher ersetzt werden.

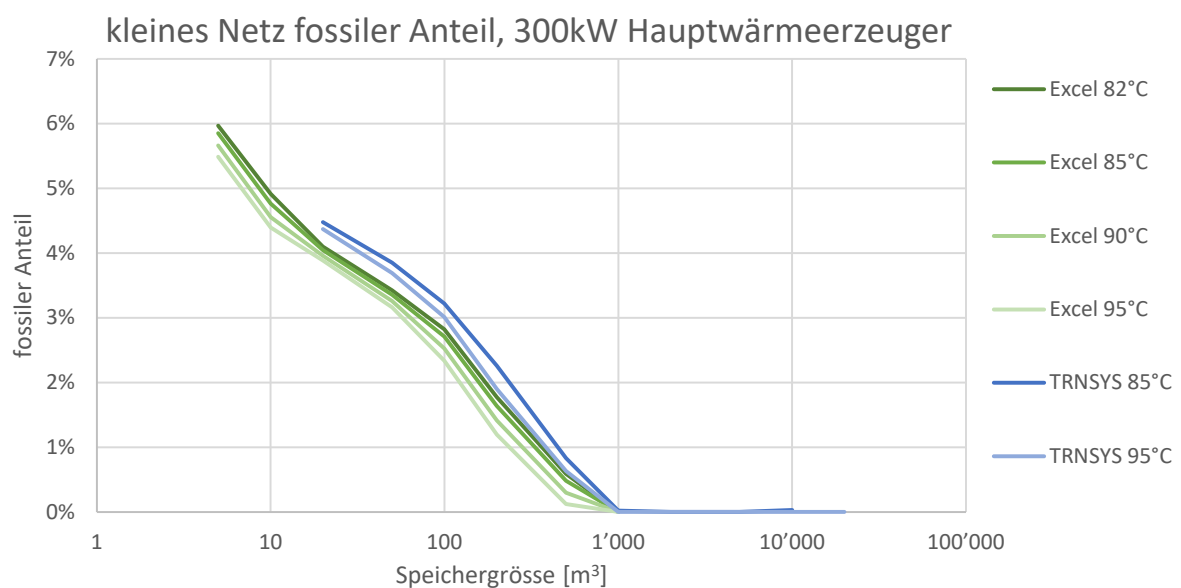


Abbildung 42: Kleines Netz mit 300 kW Leistung des Haupt-Wärmeerzeugers in TRNSYS simuliert, sowie mit Excel berechnet, mit verschiedenen maximalen Speichertemperaturen.

Die Abhängigkeit von der Leistung des Hauptwärmeerzeugers ist für eine maximale Speichertemperatur von 85°C in Abbildung 43 dargestellt. Hier sind die Unterschiede zwischen den Resultaten aus TRNSYS und Excel etwas grösser. Die TRNSYS Simulation ergibt für 200 kW einen etwas höheren fossilen Anteil, die Ergebnisse für 300 kW stimmen besser überein. Bei einer Speichergrösse von 20 m³ liegt der fossile Anteil bei einer Leistung des Hauptwärmeerzeugers von 200 kW bei der Excelberechnung bei beinahe 20%, bei 300 kW nur noch bei etwas über 4% und mit 400 kW nur bei 1%.

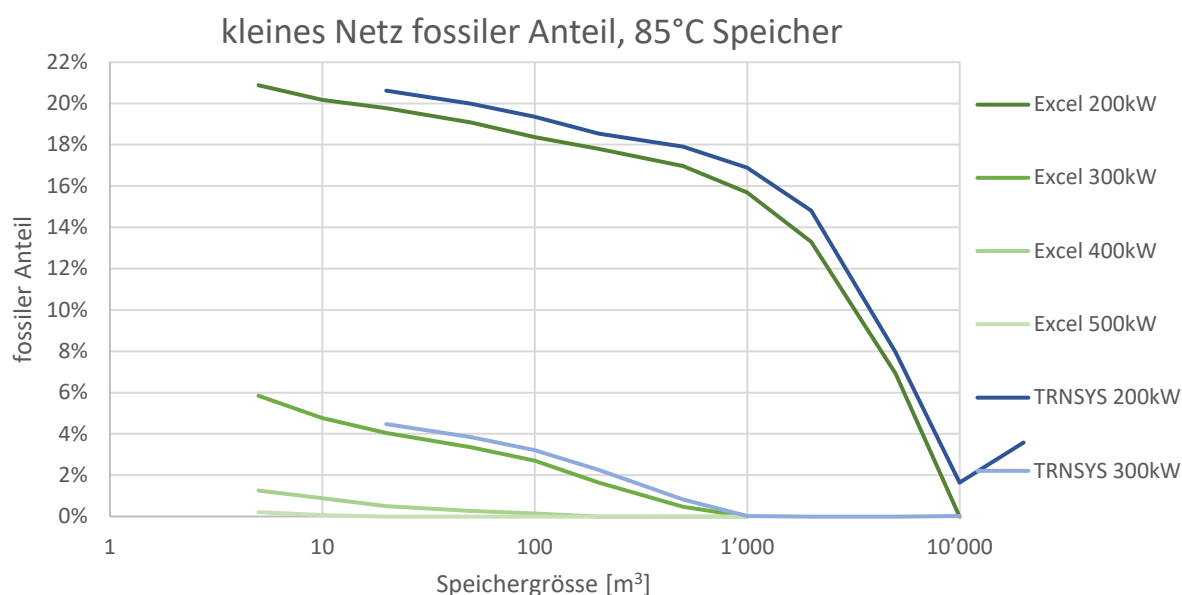


Abbildung 43: Kleines Netz mit 85°C Speichertemperatur in TRNSYS simuliert, sowie mit Excel berechnet, mit verschiedenen Leistungen des Hauptwärmeerzeugers.

In der Abbildung 44 wird der Einfluss verschiedener Speichertypen und Beladetemperaturen auf den Spitzenanteil des mittleren Netzes gezeigt. Auch hier ist der Unterschied zwischen der detaillierten TRNSYS Simulation mit der einfachen Stundenwertberechnung bis zu einer Speichergrösse von ca. 10'000 m³ (TTES) klein. Bei grösseren Speichern werden Effekte wie die Schichtung oder genauere Wärmeverluste bedeutend. Daher werden auch mit PTES, welche gegen das Erdreich nicht wärmegeklämt sind höhere fossile Anteile benötigt, als mit TTES.

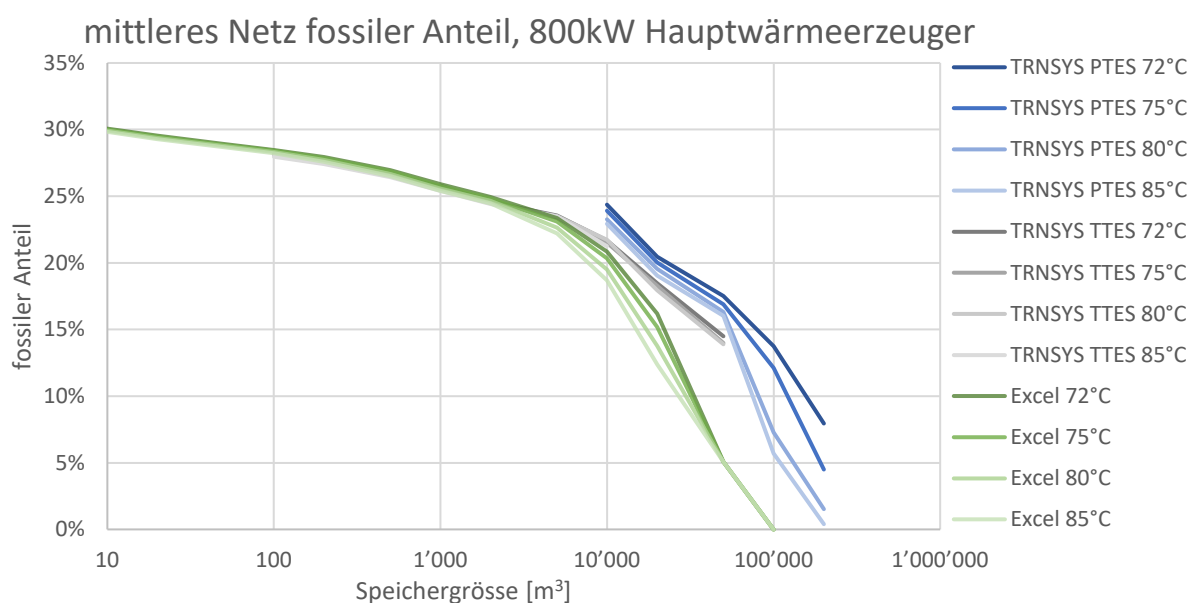


Abbildung 44: Mittleres Netz mit 800 kW Leistung des Hauptwärmeerzeugers in TRNSYS simuliert, sowie mit Excel berechnet, mit verschiedenen maximalen Speichertemperaturen.



In Abbildung 45 sind die fossilen Anteile bei verschiedenen Leistungen des Hauptwärmeerzeugers dargestellt. Die Unterschiede zwischen dem PTES im TRNSYS sind bei grösseren Speichern stark ausgeprägt. Auch hier zeigt sich, dass eine vereinfachte Stundenwertberechnung für kleine Speicher und bei kleinen fossilen Deckungsgraden realistische Resultate ergibt. Wenn grosse, saisonale Speicher benötigt werden (insbesondere PTES) zeigen die detaillierten Simulationen deutlich höhere fossile Spitzenanteile.

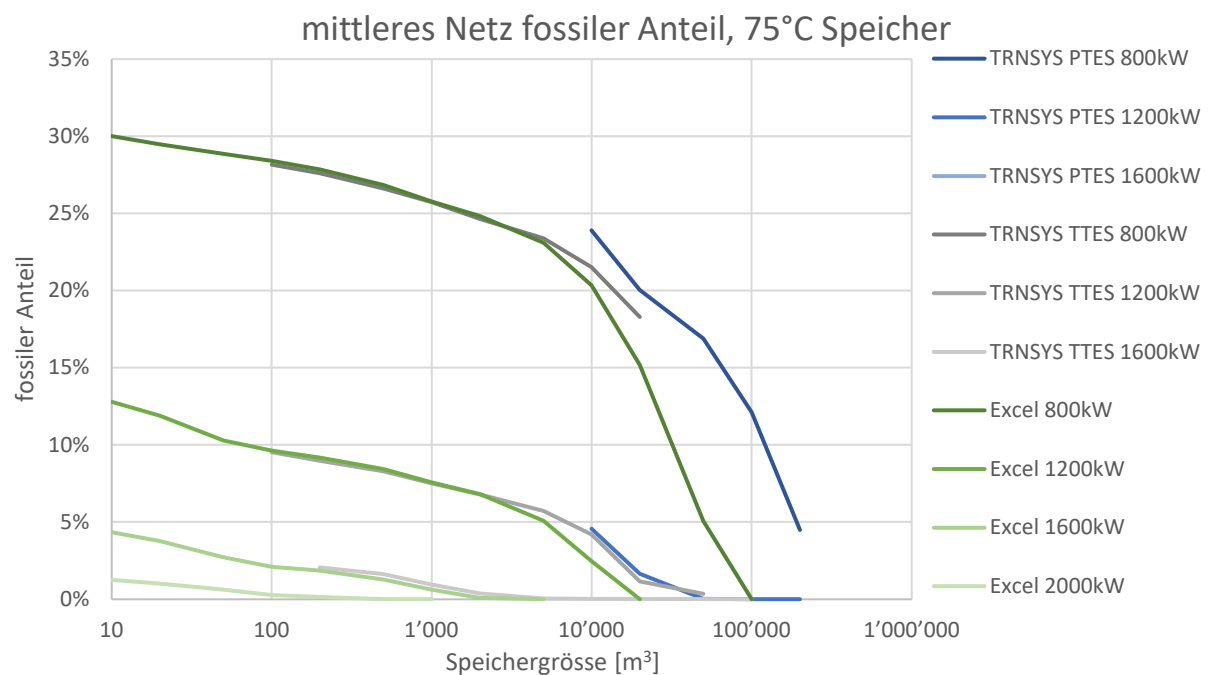


Abbildung 45: Mittleres Netz mit 75°C maximaler Speichertemperatur in TRNSYS simuliert, sowie mit Excel berechnet für verschiedene Grössen von Hauptwärmeerzeuger.

In Abbildung 46 werden die fossilen Anteile im grossen Netz bei verschiedenen Speichergössen, für eine Variation der Grösse der Hauptwärmeerzeuger dargestellt. Die Unterschiede zwischen PTES und TTES sind hier im Überlappungsbereich der Technologien (ca. 10'000-50'000 m³ Speichervolumen) weniger stark ausgeprägt. Beim grossen Beispielnetz stellen diese Speichergössen noch keine saisonalen Speicher dar, wodurch Verluste weniger stark ins Gewicht fallen.

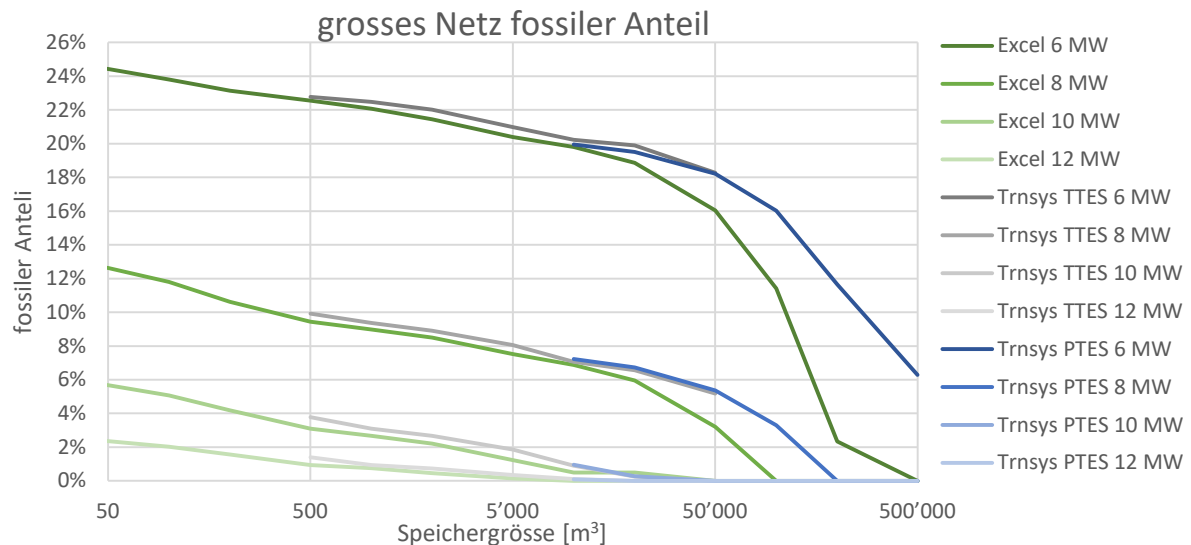


Abbildung 46: Grosses Netz in TRNSYS simuliert, sowie mit Excel berechnet, für verschiedene Leistungen des Hauptwärmeerzeugers.

Die Variation der maximalen Speichertemperatur und der Grösse der Hauptwärmeerzeuger in diesen Beispielen haben ergeben, dass die maximale Speichertemperatur nur einen geringen Einfluss auf den fossilen Anteil hat. Die Leistung der Hauptwärmeerzeuger hingegen hat einen erheblichen Einfluss und verändert den fossilen Anteil in den Beispielen je nach Netzgrösse, Speichergrösse und Leistungsgrösse bis um den Faktor 30. Die TRNSYS-Simulationen und die Stundenwertberechnung in Excel ergeben bei kleinen Speichergrössen mit hohen Zykluszahlen sehr ähnliche Resultate. Bei grösseren, saisonalen Speichern führt die detaillierte Simulation in TRNSYS zu höheren Spitzenanteilen. Dies ist auf die genauere Modellierung der Speicherschichtung, der Verluste und der Steuerung und hydraulischen Einbindung der Kessel zurückzuführen. Eine detaillierte Modellierung von PTES führt ebenfalls zu erhöhten Verlusten, so dass eine Stundenwertberechnung deutlich zu optimistisch ist. Bei den weiterführenden Betrachtungen wurden daher grundsätzlich die Resultate der detaillierten TRNSYS Simulation verwendet. Aus konvergenzgründen können sehr kleine Speicher mit grossen Beladungsleistungen schlecht in TRNSYS simuliert werden. Dank der guten Übereinstimmung von Stundenwertberechnung und detaillierter Simulation bei kleinen Speichergrössen können für sehr kleine Speicher Resultate aus der Stundenwertberechnung für die weiteren Analysen übernommen werden.



5.3.1 Speicherverluste

Die Verluste von Erdbeckenspeicher (PTES) und Stahltanks (TTES) sind im Rahmen der TRNSYS-Simulationen sowie der Stundenwertberechnung mit Excel ebenfalls errechnet worden (siehe Abbildung 47). Beim kleinen und mittleren Netz können die Verluste eines grossen 200'000 m³ PTES in die Grössenordnung des gesamten Verbrauchs des Netzes ansteigen. Deshalb ist dieser Speichertypus für diese Netze nicht unbedingt sinnvoll. Beim grossen Netz sind die Verluste vergleichsmässig kleiner. Die Verluste eines PTES, in TRNSYS simuliert, betragen mit 6 MW Hauptwärmeerzeuger beim grössten Speicher 14'000 MWh bei einem Wärmebedarf von ca. 47'000 MWh. Im einfachen Stundenwert-Modell in Excel werden die Verluste unterschätzt und sind weniger als halb so gross mit bis zu 7'000 MWh. Die Verluste von TTES sind ähnlich und deutlich weniger hoch. Auch wenn diese über einen grossen Bereich simuliert wurden, stellen die Werte von TTES für Speichergrossen über 50'000 m³ keine reale Option dar, da grössere TTES wohl nicht umgesetzt werden können.

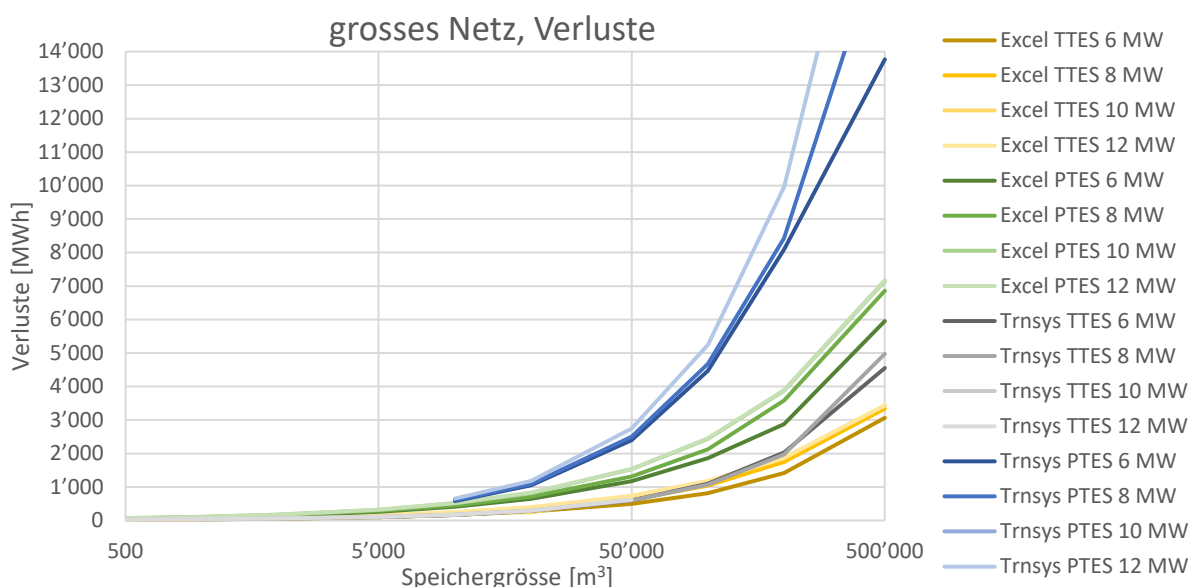


Abbildung 47: Verluste im grossen Netz in TRNSYS simuliert und mit Excel berechnet mit PTES und TTES für verschiedene Leistungen des Hauptwärmeerzeugers.

Die spezifischen Speicherverluste von verschiedenen Tools, berechnet oder simuliert, sind in Abbildung 48 für PTES und in Abbildung 49 für TTES dargestellt. Dabei sind die drei verschiedenen generischen Netze sowie unterschiedliche Berechnungsmethoden in verschiedenen Farben und die verschiedenen Einstellungen der Grösse des Hauptwärmeerzeugers jeweils in Abstufungen der Farbe abgebildet. Obwohl die Verluste bei grösseren Speichern grösser werden, werden die spezifischen Verluste pro m³ kleiner mit zunehmender Speichergrosse, da das Oberflächen/Volumen-Verhältnis kleiner ist. Dieser Trend geht bei kleinen, nicht abgebildeten Speichern weiter. Die Verluste von PTES sind rund doppelt so hoch wie die für TTES.

Die spezifischen Speicherverluste im Jahr von PTES sind über die verschiedenen Netze und Simulationen grösstenteils in derselben Grössenordnung. Die Speicherverluste des mittleren generischen Netzes sind etwas geringer, die maximale Speichertemperatur ist dort tiefer mit 75 bis 85 °C. Bei den anderen Netzen geht diese bis 95°C. Die Resultate der TRNSYS-



Simulation des grossen Netzes mit 90°C maximalen Speichertemperatur ist vor allem für grössere Speicher viel höher, bis über doppelt so hoch.

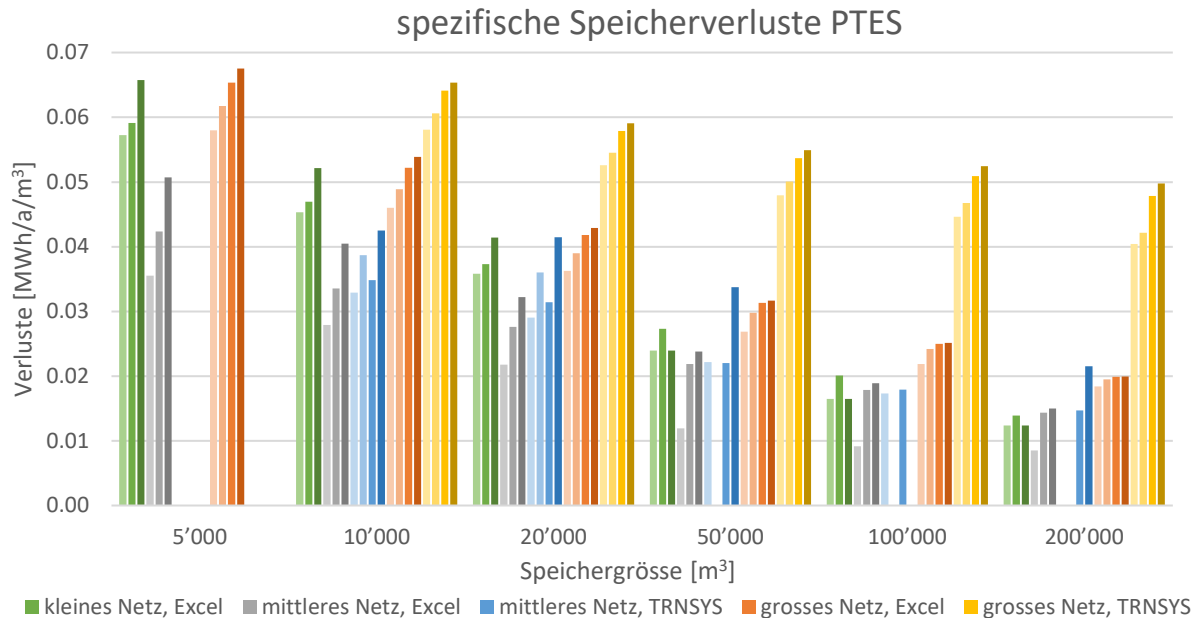


Abbildung 48: Speicherverluste pro m³ eines PTES in den drei generischen Netzen von verschiedenen Tools und mit verschiedenen Einstellungen der Leistung der Hauptwärmeerzeuger berechnet. Dunklere oder hellere Schattierungen einer Farbe stellen unterschiedliche simulierte Speicherladetemperaturen dar.

Die Speicherverluste des TTES variieren teilweise stärker je nach verwendeter Berechnungsmethode. Im TRNSYS resultieren deutlich geringere Verluste und das mittlere Netz weist dank niedrigerer Temperaturen generell weniger Verluste auf. Insgesamt werden die Speicherverluste massgeblich durch die Netzgrössen und deren Temperaturniveaus sowie das verwendete Berechnungstool beeinflusst – stärker als durch die Höhe der Hauptwärmeerzeuger oder die maximale Speichertemperatur. Eine Ausnahme bildet das mittlere Netz in Excel, wo innerhalb dieser Kategorie grössere Unterschiede auftreten mit verschiedenen Grössen der Hauptwärmeerzeuger.

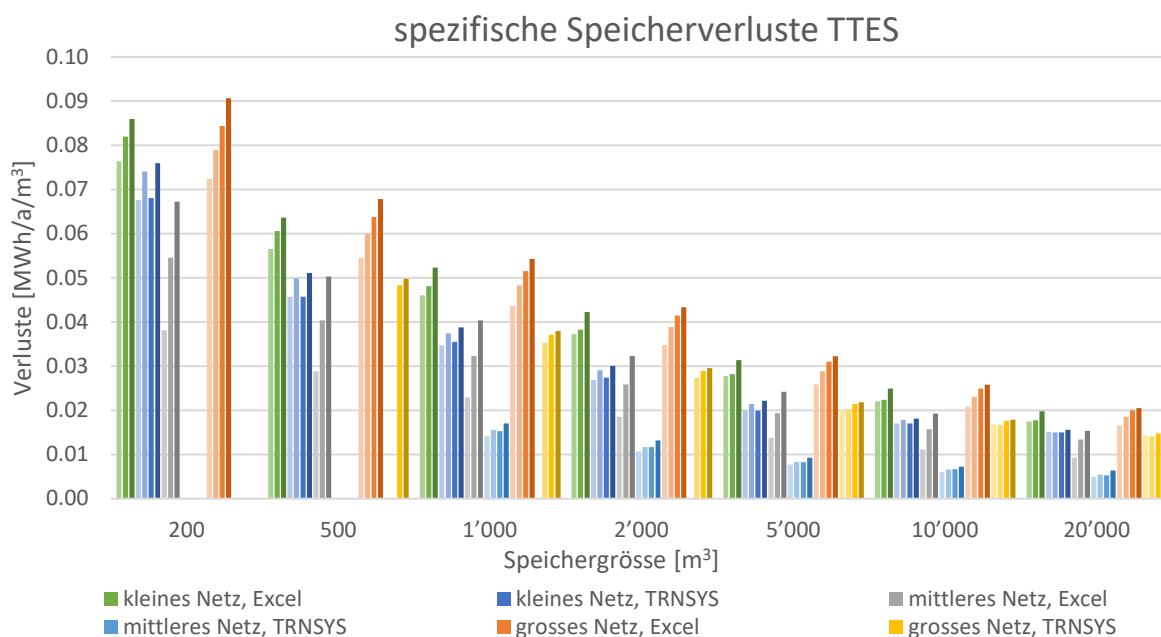


Abbildung 49: Speicherverluste pro m³ von einem TTES in den drei generischen Netzen von verschiedenen Tools und mit verschiedenen Einstellungen der Grössen der Hauptwärmeerzeuger berechnet.

5.3.2 Einfluss auf Wärmepumpen

Für das mittlere Netz, welches mit Wärmepumpen und Umgebungswärme geheizt wird, werden in Abbildung 50 die Jahresarbeitszahl (JAZ) der Wärmepumpe bei verschiedenen Leistungen des Grundlastkessels und verschiedenen maximalen Speichertemperaturen dargestellt. Dabei wurde in diesem Beispiel ein 20'000 m³ grosser Speicher simuliert und es wird zwischen PTES und TTES unterschieden. Je höher die maximale Speichertemperatur, desto geringer fällt auch die JAZ aus, weil die Wärmepumpe grundsätzlich bei höheren Vorlauftemperaturen betrieben werden muss. Die JAZ der Wärmepumpen sind in Kombination mit PTES etwas geringer als mit TTES. PTES weisen bei den hier verglichenen Grössen höhere Verluste und aufgrund der flacheren Geometrie eine schlechtere Temperaturschichtung als TTES auf. Ebenfalls wurden bei kleinen Wärmepumpenleistungen höhere JAZ ermittelt. Wenn die geringen Wärmepumpenleistungen im Winter nicht zur Bedarfsdeckung ausreichen, sind die Speicher öfter leer und die Wärmepumpen können auf einem tieferen Temperaturniveau betrieben werden.

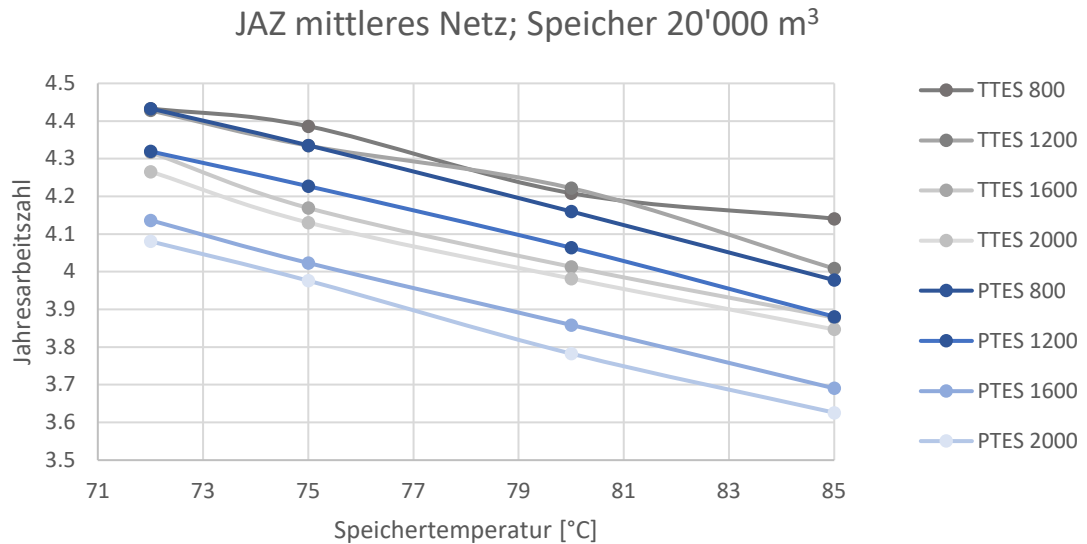


Abbildung 50: JAZ der Wärmepumpe im mittleren Netz bei verschiedenen maximalen Speichertemperaturen mit einem 20'000 m³ Speicher in TRNSYS simuliert mit PTES und TTES. Die Zahlen beziehen sich auf die Nennleistung der Wärmepumpe in kW.

Die JAZ der Wärmepumpe mit TTES und BTES, verschiedenen Leistungen der Grundlastwärmepumpe und verschiedenen Speichergrössen ist in Abbildung 51 dargestellt. Bis zu einer Speichergrösse von 20'000 m³ ist die JAZ jeweils einigermaßen konstant. Bei grösseren Speichern wird die JAZ etwas höher.

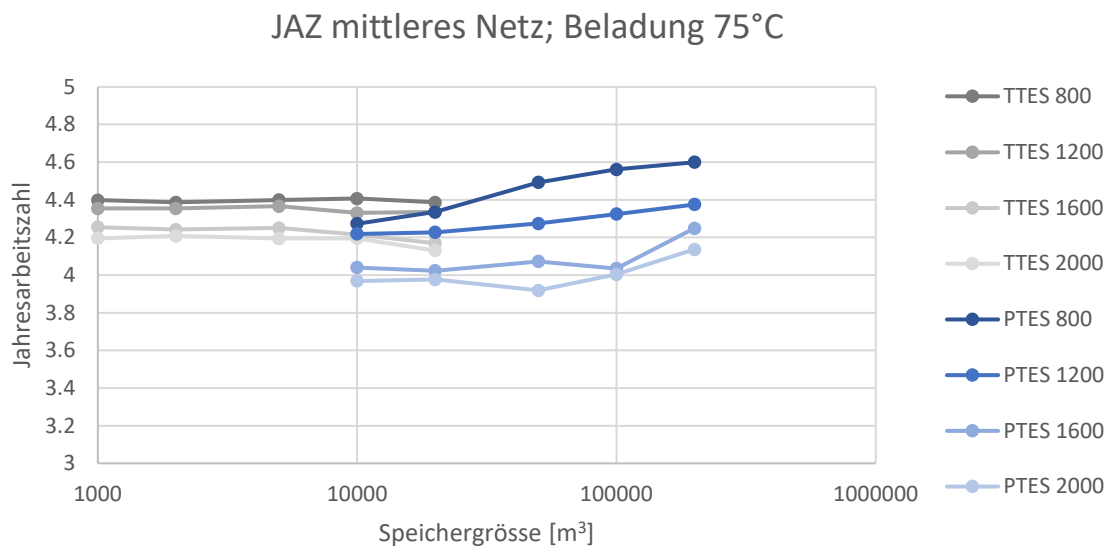


Abbildung 51: JAZ der Wärmepumpe im mittleren Netz bei verschiedenen Speichergrössen mit einer maximalen Speichertemperatur von 75°C in TRNSYS simuliert mit PTES und TTES. Die Zahlen beziehen sich auf die Nennleistung der Wärmepumpe in kW.



5.4 Einbindung

5.4.1 Einbindung Spitzenkessel

Die Einbindung des Spitzenkessels parallel zum Grundlastkessel führt bei gewissen Bedingungen (sehr grosse Speicher und kleine Temperaturdifferenz zwischen Netzvorlauf und Speicherbeladung) zu einem erhöhten Spitzenbedarf. Daher wurden zusätzliche Varianten mit einer seriellen Einbindung des Spitzenlastkessels nach dem Speicher simuliert. Die unterschiedliche Einbindung wird in

Abbildung 52 gezeigt.

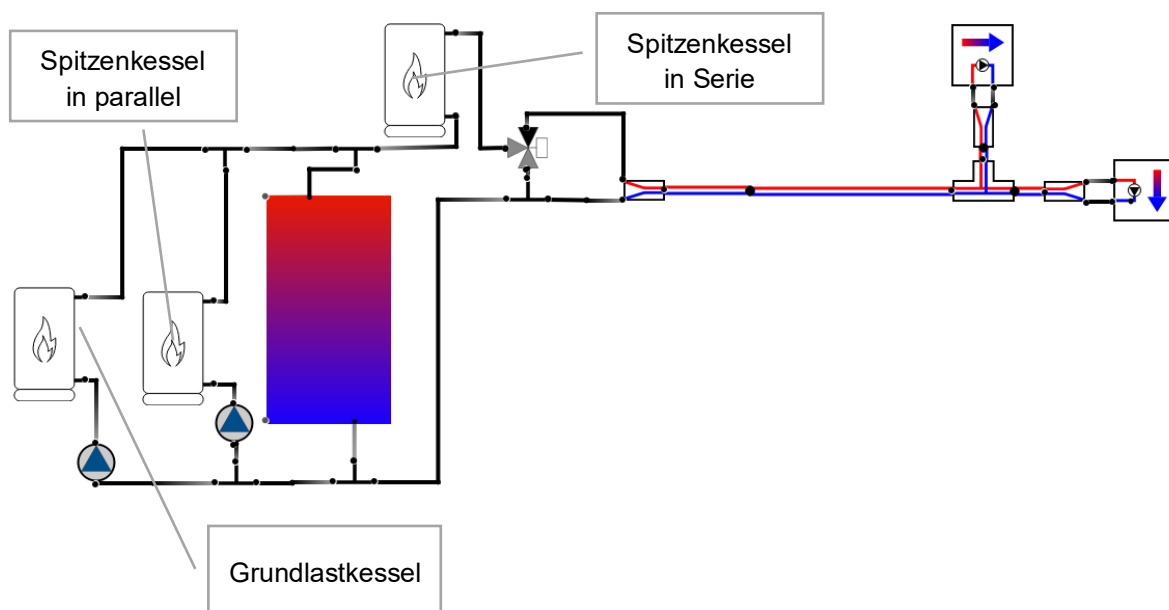


Abbildung 52: Platzierung des Spitzenkessels in Serie oder parallel zum Grundlastkessel anhand des kleinen Beispielnetzes.

Anhand des kleinen Beispielnetzes wird der Effekt der unterschiedlichen Einbindung in Abbildung 53 dargestellt. Bei kleinen Speichern, welche häufig be- und entladen werden, ist der Unterschied sowohl zwischen unterschiedlichen Einbindungen, aber auch für unterschiedliche Temperaturdifferenzen zwischen Netzvorlauf und Speicherbeladung gering. Ein kleiner Speicher wird häufig be- und entladen, so dass wenig Zeit zwischen diesen beiden Vorgängen liegt. Somit kühlt der Speicherinhalt nur wenig aus, und es steht ein Grossteil des Speichervolumens auf nahezu der Beladetemperatur zur Verfügung. Ein grosser Speicher mit saisonalem Charakter wird im Sommer be- und hauptsächlich im Winter entladen. Die lange Zeit zwischen Be- und Entladung kann dazu führen, dass ein Grossteil des Speichervolumens auf eine Temperatur knapp unter die nötige Vorlauftemperatur sinkt. Mit einer seriellen Einbindung kann der Speicher dennoch weiter entladen werden und es ist nur wenig Spitzenleistung nötig, um die Speichertemperatur auf die Netzvorlauftemperatur anzuheben.



Bei einer parallelen Einbindung kann es zu Situationen kommen, bei denen das gesamte mittlere Speichervolumen nicht mehr bewirtschaftet werden kann. Bei einer Temperaturdifferenz von lediglich 5 K zwischen Be- und Entladetemperatur und bei Speichern ab ca. 1'000 m³ Volumen zeigt sich ein deutlicher Unterschied zwischen paralleler und serieller Einbindung. Der Effekt zeigt sich am deutlichsten beim gezeigten kleinen Beispielnetz, da bei den grösseren Netzen erst deutlich grössere Speicher mit einem besseren Oberflächen/Volumen-Verhältnis und somit geringeren spezifischen Verlusten einen saisonalen Charakter aufweisen. Diese grösseren Speicher kühlen langsamer aus und liefern daher länger auf oder über der Netzvorlauftemperatur.

Einfluss Einbindung Spitzenkessel

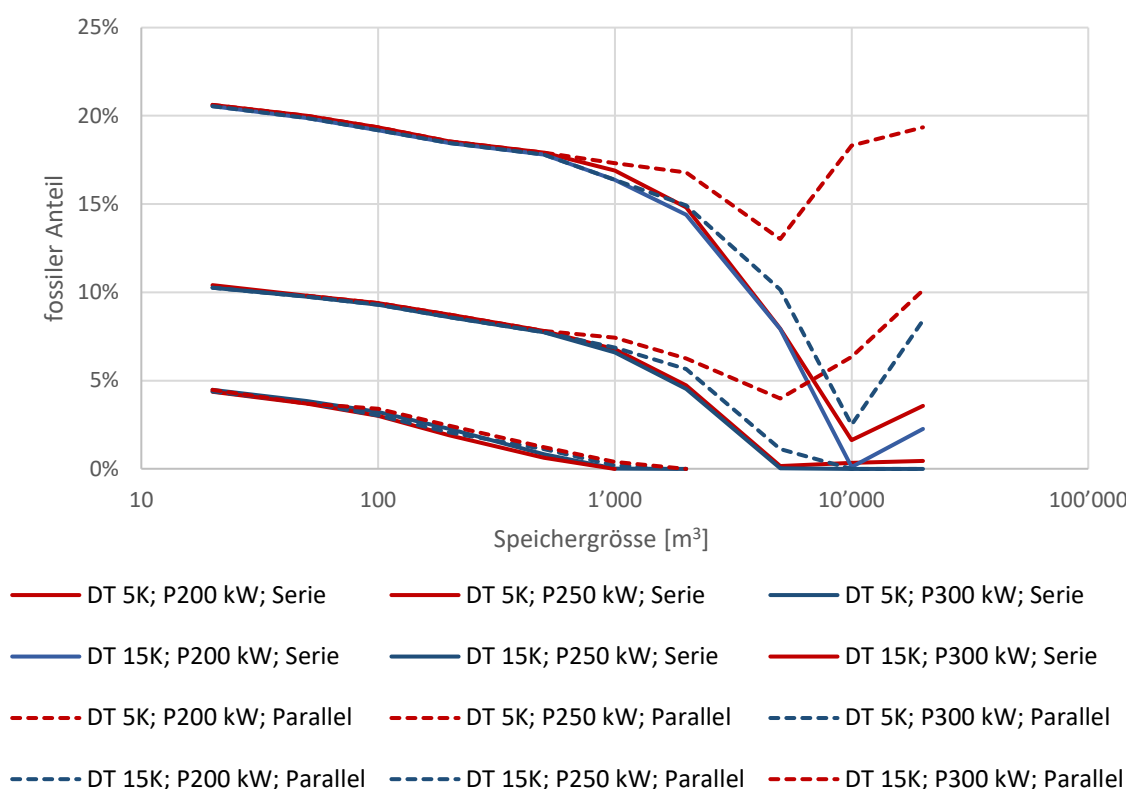


Abbildung 53: Einfluss der parallelen und seriellen Einbindung des fossilen Spitzenkessels auf den fossilen Anteil an der Gesamtwärme in Verbindung mit grossen Speichervolumen, anhand des kleinen Beispielnetzes bei unterschiedlichen Temperaturdifferenzen zwischen Speicherbeladung und Netzvorlauf (DT) und unterschiedlichen Leistungen des Grundlastkessels (P).

In Fällen, bei denen die parallele Einbindung das volle Potenzial des Speichers nicht auszunützen vermag, wurde die serielle Einbindung für weitere Vergleiche und die Wirtschaftlichkeitsanalyse verwendet. Dies nicht nur beim kleinen, sondern auch beim mittleren Beispielnetz.

5.4.2 Zentrale und dezentrale Einbindung

Im grossen generischen Netz in der Basishydraulik ein dezentraler Spitzenkessel vorgesehen. Diese dezentrale Platzierung des Spitzenkessels kann die Verbindungsleitung von der



Zentrale zu den Abnehmern entlasten. Gerade KVA's werden oft in grösserer Entfernung zu den grossen Wärmeabnehmern gebaut, daher ist es bei solchen Netzen üblich, dass ein Bedarfszentrum durch eine längere Erschliessungsleitung angebunden wird. Bei einer dezentralen Platzierung von Spitzenlastkessel und ggf. auch Speicher, können solche Erschliessungsleitungen kleiner dimensioniert und somit Kosten eingespart werden.

Am Beispiel des grössten generischen Netzes wurden unterschiedliche zentrale und dezentrale Einbindungsvarianten von Speicher und Spitzenkessel analysiert. Auch bei der Integration eines dezentralen Speichers wurde ein zentraler Speicher von 200 m³ belassen um die Integration der Grundlasterzeugung ohne stark erhöhtes Takten zu gewährleisten. In Abbildung 54 wird die Reduktion der fossilen Spitze durch die Einbindung von Speichern für vier unterschiedliche Einbindungsvarianten gezeigt. Dabei wurde einmal die auch vorher verwendete Variante mit Speicher und Spitzenkessel in der Zentrale als Vergleich und zusätzlich eine Variante mit zentralem Spitzenkessel und dezentralem Speicher, einmal mit sowohl Spitzenkessel als auch Speicher dezentral und einmal mit zentralem Speicher, aber dezentralem Spitzenkessel im Netz platziert. Dabei erreicht die Variante mit dezentralem Speicher und Spitzenkessel gar eine leicht stärkere Reduktion der fossilen Spitze als die zentrale Variante. Es ist aber zu bedenken, dass diese Variante sowohl vom dezentralen Speicher in unterschiedlichen Grössen als auch vom zentralen Speicher (200 m³) profitiert. Wenn der Speicher zentral platziert wird, ist der Bedarf an fossiler Spitze unabhängig von der Position des Spitzenkessels sehr ähnlich. Wenn nur der Speicher, aber nicht der Spitzenkessel dezentral platziert wird, wird mehr fossile Spitzenenergie benötigt. Dazu gibt es zwei Hauptgründe:

1. Der Speicher kann nicht direkt, sondern nur indirekt, über das Netz durch den Grundlast-Wärmeerzeuger (z.B. KVA) beladen werden. Verluste und Verzögerungen führen dabei zu einer tieferen Speichermaximaltemperatur.
2. Wenn die Speichertemperatur unter die benötigte Vorlauftemperatur fällt, kann der Speicher nicht mehr genutzt werden, auch wenn noch Energie knapp unter der minimalen Netzvorlauftemperatur vorhanden wäre.

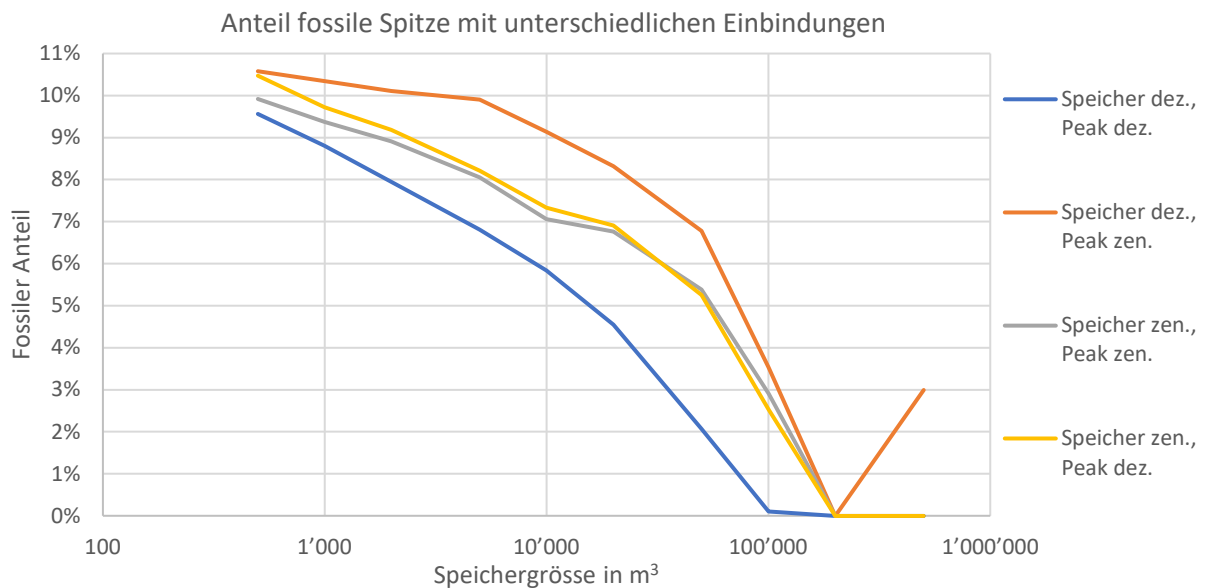


Abbildung 54: Reduktion der fossilen Spitzen durch Speicher bei unterschiedlichen Einbindungsvarianten. Beispiel: grosses Netz, Leistung Grundlast-Wärmeerzeuger 8 MW.

Ohne dezentralen Spitzenkessel kann die Temperatur oft nicht mehr angehoben und die Energie nicht genutzt werden. Dieser Effekt hängt stark von der erlaubten Temperaturdifferenz zwischen Be- und Entladung ab. In Abbildung 55 wird dies für eine Temperaturdifferenz von 5, 10 und 15 K gezeigt. Mit der kleinsten analysierten Temperaturdifferenz von 5 K kann die fossile Spitze mit der Integration von sehr grossen Speichern nicht mehr deutlich reduziert werden. Dabei führen Wärmeverluste von Speicher und Netz dazu, dass der Speicher im Winter über eine längere Zeit zwar beladen wird, aber die minimale Vorlauftemperatur nicht erreicht und daher nicht mehr zur Entlastung der Spitze eingesetzt werden kann. Wird die Temperaturdifferenz auf 15 K erhöht, dann kann auch ein dezentraler Speicher ohne dezentralen Spitzenkessel ähnlich viel entlasten, wie bei den anderen Integrationsvarianten. Dabei muss aber beachtet werden, dass die Netzvorlauftemperatur in der Umgebung des dezentralen Speichers um diese Temperaturdifferenz schwankt, wenn zwischen Be- und Entladung umgeschaltet wird.

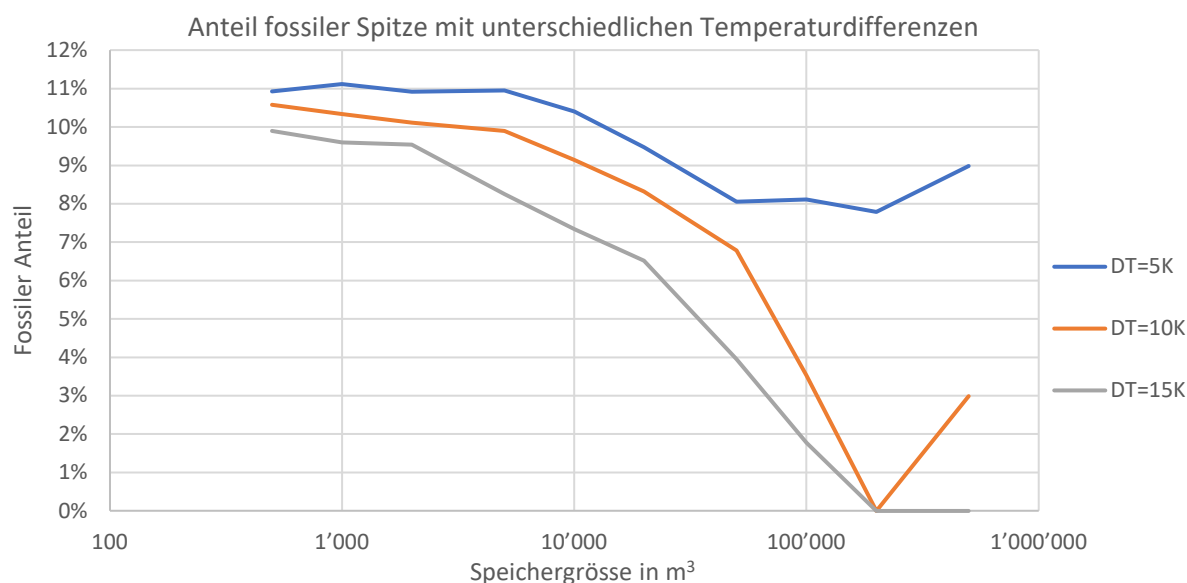


Abbildung 55: Reduktion der fossilen Spitzen durch einen dezentralen Speicher bei zentralem Spitzenkessel für unterschiedliche Temperaturdifferenzen zwischen Be- und Entladung im grossen Netz.

5.4.3 Entlastung Übertragungsleitungen

Eine dezentrale Platzierung eines Speichers zur Spitzendeckung hat den wichtigen Nutzen, dass die Leistungen in den Übertragungsleitungen verringert werden können. In Abbildung 56 werden die maximalen Leistungen, welche durch die Erschliessungsleitungen übertragen werden, für unterschiedliche Platzierungen von Spitzenkessel und Speicher in Abhängigkeit der Speichergrösse gezeigt. Bei einer dezentralen Platzierung von Speicher und Spitzenkessel kann die Erschliessungsleitung stark entlastet werden. Wie stark, hängt vom Verhältnis zwischen Grundlasterzeugung und Spitzendeckung ab. Im angegebenen Beispiel (grosses Netz, 8MW Leistung Grundlasterzeugung) deckt diese knapp 1/2 der absoluten Bedarfsspitze und dennoch fast 90% des Energiebedarfs. Diese Aufteilung kann für viele Beispiele als typisch betrachtet werden. Die Grafik zeigt aber, dass nur bei einer dezentralen Platzierung von Speicher und Spitzenkessel eine zuverlässige Reduktion der Übertragungsleistung erbracht werden kann. Nur bei ganz grossen Speichern, welche die Spitze vollständig ersetzen können, wird die Übertragungsleistung auch bei einem zentralen Spitzenkessel stark reduziert. Wenn der Speicher nicht zu einer vollständigen Deckung der Spitze ausreicht, ist er meist genau dann leer, wenn die grösste Spitzenleistung anfällt. Somit muss diese dann auch mit voller Leistung durch Spitzenkessel getragen werden. Das Realisieren von Be- und Entladestrategien, bei denen diese Situation nicht eintreten kann, ist schwierig, da die Leistungsspitze nicht zuverlässig vorausgesagt werden kann. Dazu müsste ein Teil des Speichervolumens für die Leistungsspitze vorgehalten und in Kombination mit einer prädiktiven Regelung eingesetzt werden. Auf das Potenzial von fortschrittlichen Prädiktiven Regelungen kann in diesem Projekt nicht eingegangen werden.

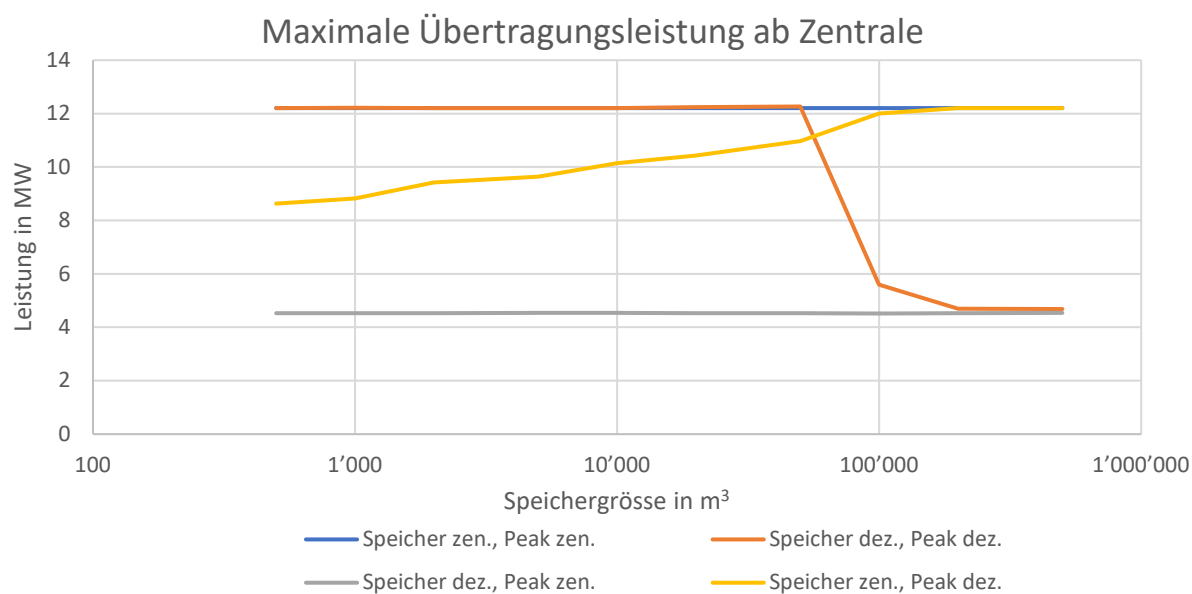


Abbildung 56: Maximale Leistung über die Erschliessungsleitungen bei unterschiedlichen Kombinationen zentraler und dezentraler Einbindungen von Speicher und Spitzenleistungskessel (Peak) bei unterschiedlichen Speichergrößen.



5.5 Sektorkopplung

Thermische Speicher bieten dank ihrer Kapazität die Möglichkeit, Wärmebedarf und Erzeugung zeitlich zu entkoppeln. Damit bieten sie eine Flexibilität, um auf schwankende Strompreise zu reagieren und Kosten zu optimieren. Bei den untersuchten Bebielnetzen kann vor allem beim mittleren Netz mit einer Wärmepumpe als Quelle von dieser Flexibilität profitiert werden. Ebenfalls wird in diesem Kapitel der Fall diskutiert, bei dem eine Auskoppelung von Wärme zu einer verminderten Effizienz einer Dampfturbine (typisch bei einer KWK in KVA's) führt. Des Weiteren wird der Fall eines Hochtemperaturspeichers in der mittleren Stufe eines GuD-Kraftwerkes als Exkurs und ohne detaillierte Simulationen besprochen.

5.5.1 Regelung Wärmepumpe

Bei Netzen mit Wärmepumpen als Hauptwärmeerzeuger kann der Speicher dazu genutzt werden, um mehr Flexibilität bei der Steuerung der Wärmepumpe zu erhalten. Das Ziel ist dabei, die Wärmepumpe während Zeiten von geringen Strompreisen länger laufen zu lassen und sie dafür bei sehr hohen Strompreisen auszuschalten. Da verschiedene Stromversorger unterschiedliche Tarifmodelle anbieten, ist es nicht möglich, allgemeingültige Annahmen bezüglich der Tarife und deren zeitlichen Variabilität zu treffen. Um das Potenzial von angepassten Regelstrategien abzuschätzen, bieten sich aber die Börsenstrompreise an, welche für alle Stromversorger einheitlich sind. Diese werden auf energycharts.ch publiziert und sind somit öffentlich verfügbar. Je nach Einkaufs- und Preispolitik des Stromversorgers werden Schwankungen im Börsenpreis für Abnehmer in einfachere Modelle übergeführt. Auch ist es gut denkbar, dass grosse Verbraucher wie Fernwärmezentralen mit Wärmepumpen in Zukunft mit Tarifen konfrontiert sein werden, welche sich zumindest partiell an den variablen Börsenstrompreisen orientieren. Die Schwankungen der Börsenpreise können daher als Maximum eines flexiblen Strom-Energiepreises angeschaut werden. Die Energiepreise stellen jedoch nur einen Teil der Stromkosten dar. Zusätzlich werden Grundtarife, Netznutzungstarife, Abgaben und für grössere Konsumenten meist auch Leistungstarife erhoben. In Abbildung 57 werden die Börsenpreise (day ahead) für die Jahre 2017-2023 angegeben. Dabei zeigt sich eine relativ konstante Entwicklung bis 2021 mit Preisen um 40 CHF/MWh. Ende 2021 mit der Revision vieler französischer AKW und dann 2022 mit dem Beginn des Krieges in der Ukraine kam es zu starken Erhöhungen und Schwankungen der Preise. Ab 2023 haben sich die Preise wieder etwas stabilisiert, wobei deutlich stärkere Schwankungen und auch häufiger leicht negative Preise auftraten. Aufgrund dieser stark wechselnden Bedingungen ist es schwierig zu beurteilen, ob und welches der vergangenen Jahre repräsentativ für die zukünftige Strompreisentwicklung sein wird. Da sich die Strompreise zwischen den Jahren sehr stark ändern, ist es unmöglich allgemeingültige Ein- oder Ausschaltgrenzen zu definieren, welche über mehrere Jahre funktionieren. Aus diesem Grund wurden die gleitenden Mittelwerte über unterschiedlich lange Vorperioden ausgerechnet (siehe Abbildung 57) um die Wärmepumpe anhand dieser Mittelwerte zu steuern.

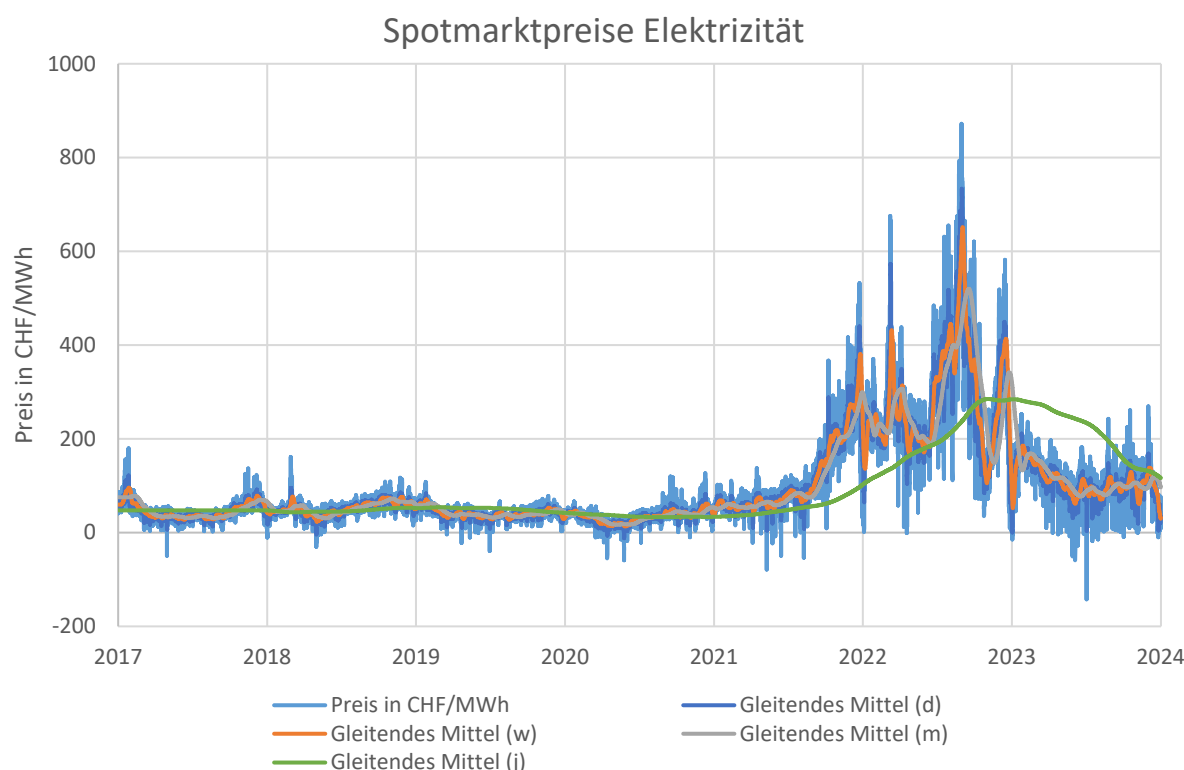


Abbildung 57: Strom Börsenpreise (CH, day ahead) nach energycharts.ch und Mittelung über unterschiedliche Perioden. d: Tag, w: Woche, m: Monat, j: Jahr.

Ein bestimmtes Speichervolumen kann nicht gleichzeitig zur Reduktion der fossilen Spitzen und zur Nutzung von flexiblen Strompreisen eingesetzt werden. Wenn die Wärmepumpe bei hohen Strompreisen ausgeschaltet wird, ist der Speicher häufiger leer und kann dann auch nicht zur Reduktion von Spitzen eingesetzt werden. Um dies zu untersuchen wurde ein Ausschaltkriterium für die Wärmepumpe festgelegt, wenn der aktuelle Börsenpreis den Mittelwert um mehr als einen variablen Faktor (F_{reg}) übersteigt:

$$WP_{aus}: Preis_{akt} > F_{reg} * Preis_{Mittel}$$

Bei einem kleineren aktuellen Preis oder wenn der Speicher ganz entleert wurde, wird die Wärmepumpe wieder eingeschaltet.

5.5.2 Einfluss Regelparameter

In Abbildung 58 wird am mittleren Beispielnetz mit einem 2'000 m³ Speicher aufgezeigt, wie sich eine Variation des Regelungsfaktors F_{reg} auf den Anteil der fossilen Spitze und auf die Strom-Energiekosten (unter Annahme von Börsenpreisen) auswirkt. Dabei werden nur die Energiekosten untersucht. Netznutzung, Gebühren usw. werden nicht betrachtet. Eine ähnliche Analyse wird zum Vergleich in Abbildung 65 mit einer klassischen Hoch-Niedertarifstruktur und Stromvollkosten durchgeführt. Es wurde das Monatsmittel als Regelgrenze verwendet (Einfluss unterschiedlicher Mittelungen in Abbildung 59). Der Steuerungsfaktor wurde dabei zwischen 0.6 (häufig «aus») und 1.4 (meist «ein») variiert. Ebenfalls dargestellt ist die Referenz ohne angepasste Regelung, bei der eine maximale



Reduktion der fossilen Spitze angestrebt wird. Weil die Jahre vor 2020 sehr ähnlich wie 2020 ausfallen, werden diese nicht dargestellt.

Der Anteil der fossilen Spitze erhöht sich leicht, wenn nach dem Strompreis geregelt wird, wobei dieser Effekt für die dargestellten Jahre unterschiedlich ausfällt. Auf der anderen Seite können die Strom-Energiekosten um 5-12% (je nach Jahr und Regelung) gesenkt werden. Es zeigt sich auch, dass der Regelungsfaktor einen kleinen Einfluss hat, wobei die besten Resultate bei einem Faktor von 1.0-1.2 erzielt werden. Zu kleine und zu grosse Faktoren führen tendenziell zu leicht höheren Stromkosten. Mit den Börsenstrompreisen von 2022 könnten im gezeigten Beispiel durch eine angepasste Regelung über 50'000 CHF/a an Stromkosten eingespart werden.

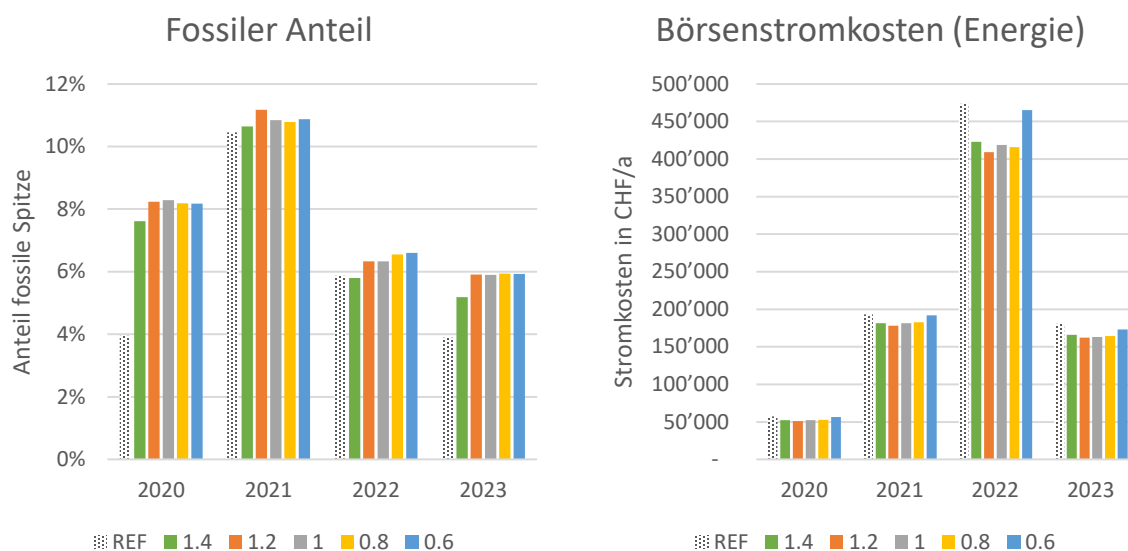


Abbildung 58: Einfluss unterschiedlicher Regelfaktoren auf den Anteil der fossilen Spitze und die Stromkosten bei Strompreisen, welche sich am Börsenstrompreis orientieren, am Beispiel «mittleres Netz» mit einer Speichergrosse von 2'000 m³.

In Abbildung 59 wird der Einfluss unterschiedlicher Perioden für die Mittelung des Strompreises auf den Anteil der fossilen Spitze und die Börsenstromkosten für den Betrieb der Wärmepumpe untersucht. Dazu wurde wiederum das mittlere Beispielnetz mit einem 2'000 m³ Speicher und einem Regelungsfaktor von 1 verwendet. Der Einfluss der Mittelungsperiode auf die fossile Spitze ist gering und mit einer entgegengesetzten Tendenz für die Jahre 2020 und 2021. Die mittleren Perioden (Woche und Monat) weisen leicht geringere Stromkosten auf als bei einer Mittelung auf Tages- oder Jahresbasis, aus diesem Grund wurden für die weiteren Analysen Monatswerte verwendet.

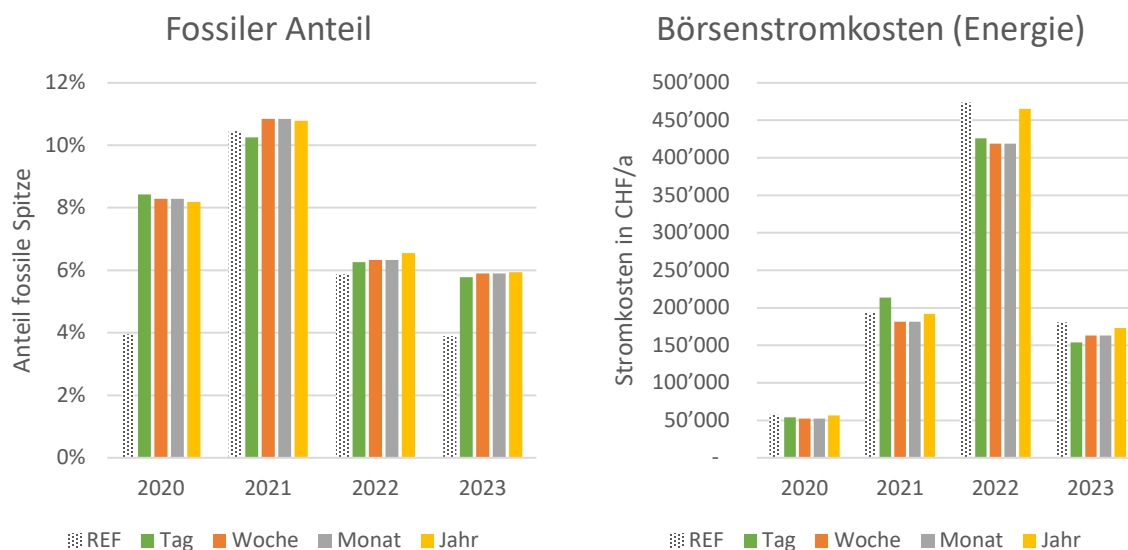


Abbildung 59: Einfluss unterschiedlicher Mittelungen auf den Anteil der fossilen Spitze und die Stromkosten bei Strompreisen, welche sich an den Börsenstrompreisen orientieren, am Beispiel «mittleres Netz» mit einer Speichergösse von 2'000 m³.

5.5.3 Einfluss Speichergösse

Der Einfluss der Speichergösse auf die Einsparungen bei den Stromkosten ist gering und es können keine eindeutigen Tendenzen ausgemacht werden. Dies wird in Abbildung 60 gezeigt, in der die Werte für einen 200, 2'000 und 20'000 m³ Speicher angegeben werden. Wie bereits mehrfach beschrieben, können grosse Speicher auch bei einer Strompreis-basierten Regelung den fossilen Anteil verringern. Bezüglich Stromkosten ist der Effekt in den unterschiedlichen Jahren gegenläufig. So führt ein grosser Speicher von 20'000 m³ zu grösseren Einsparungen im Vergleich zu einem kleineren Speicher im Jahr 2021, jedoch ist es umgekehrt im Jahr 2022. Um von Strompreisschwankungen zu profitieren, reichen also bereits relativ kleine Speicher und ein grösserer Speicher führt nicht eindeutig zu höheren Einsparungen. Auch wenn eine grössere oder kleinere Wärmepumpe eingesetzt wird, ändert sich dies nicht grundlegend, obwohl dabei deutlich mehr oder fast gar keine fossile Spitzenenergie mehr gebraucht wird (siehe Abbildung 61 und Abbildung 62).

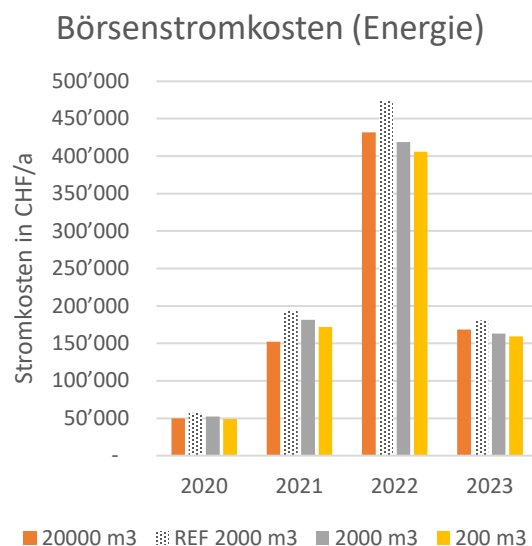
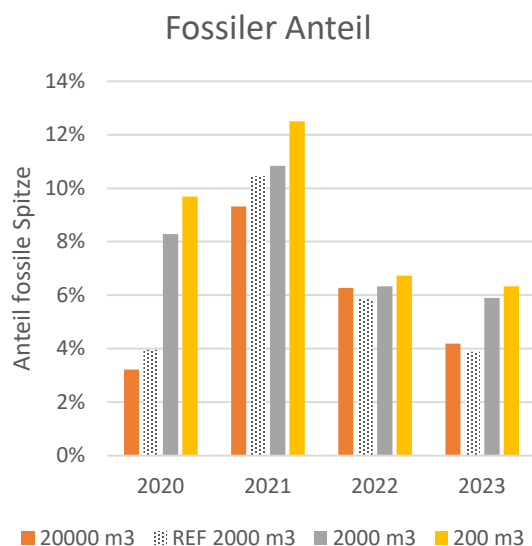


Abbildung 60: Einfluss unterschiedlicher Speichergrossen auf den Anteil der fossilen Spitze und die Stromkosten bei Strompreisen, welche sich an den Börsenstrompreisen orientieren, am Beispiel «mittleres Netz» mit einer Wärmepumpenleistung von 800 kW.

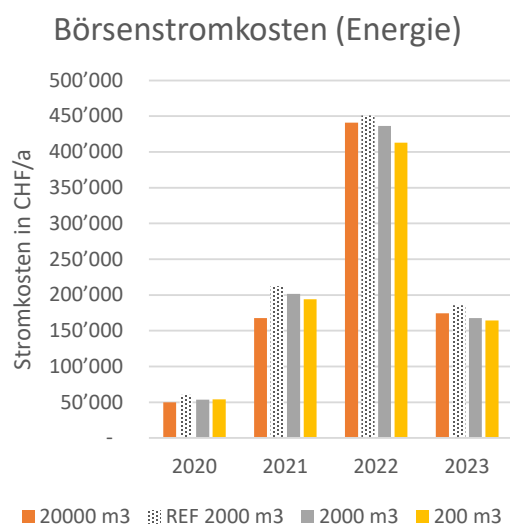
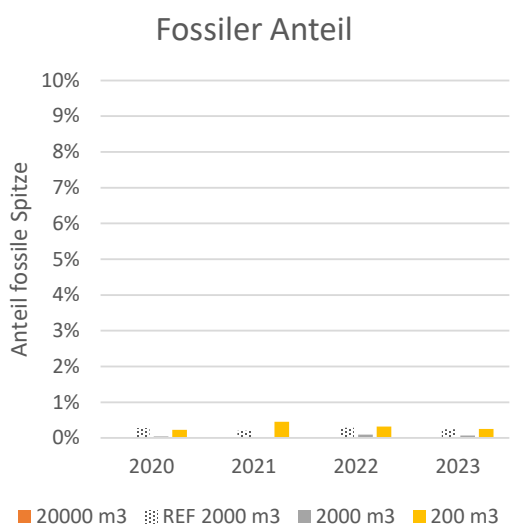




Abbildung 61: Einfluss unterschiedlicher Speichergrossen auf den Anteil der fossilen Spitze und die Stromkosten bei Strompreisen, welche sich an den Börsenstrompreisen orientieren, am Beispiel «mittleres Netz» mit einer Wärmepumpenleistung von 1'200 kW.

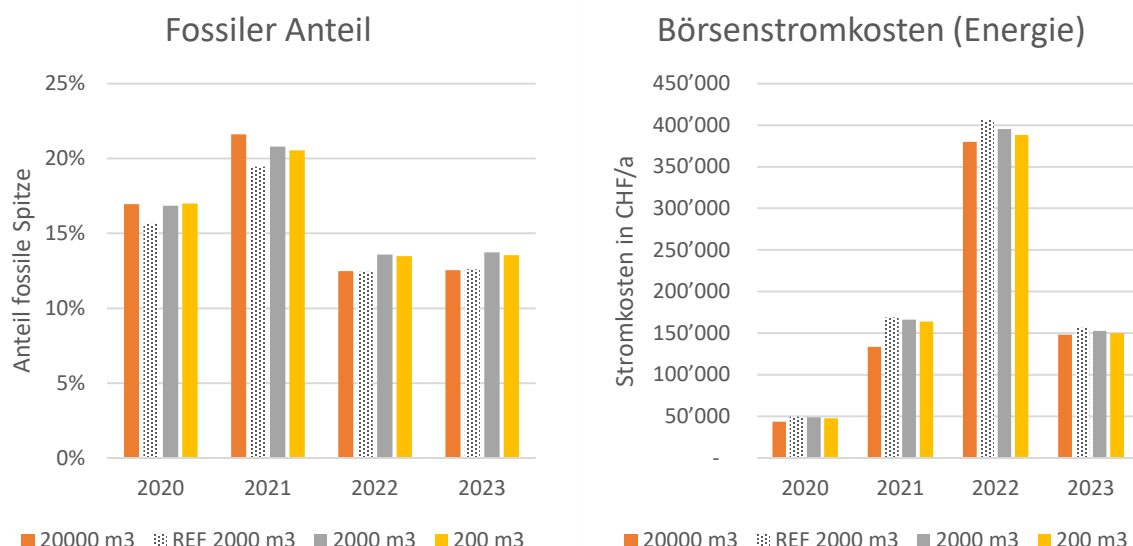


Abbildung 62: Einfluss unterschiedlicher Speichergrossen auf den Anteil der fossilen Spitze und die Stromkosten bei Strompreisen, welche sich an den Börsenstrompreisen orientieren, am Beispiel «mittleres Netz» mit einer Wärmepumpenleistung von 600 kW.

Bei einer knapp dimensionierten Wärmepumpe, welche im Winter auf einen zusätzlichen Spitzenkessel angewiesen ist, können finanzielle Einsparungen vor allem im Sommer realisiert werden. Dies wird in Abbildung 63 gezeigt, in der die monatlichen Börsenstromkosten für die beiden extremen Jahre 2020 und 2022 für die Referenz und die angepasste Regelung angegeben werden. In diesem Fall ist der Speicher im Winter oft leer, wodurch die Wärmepumpe unabhängig von Strompreis eingeschaltet werden muss.

Wenn eine grössere Wärmepumpe eingesetzt wird, verteilen sich die Einsparungen auf das ganze Jahr. Dies wird in Abbildung 64 anhand desselben Beispiels, aber mit einer 1'200 kW Wärmepumpe, gezeigt. Mit dieser Wärmepumpe wird nur noch eine Spitzendeckung im Subprozent-Bereich benötigt (Siehe auch Abbildung 61). Mit der grösseren Wärmepumpe werden allerdings auch bei Referenzregelung (optimiert zur Spitzendeckung) etwas geringere Stromkosten verursacht, welche dadurch mit Hilfe der kostenoptimierten Regelung nicht mehr deutlich verringert werden können.

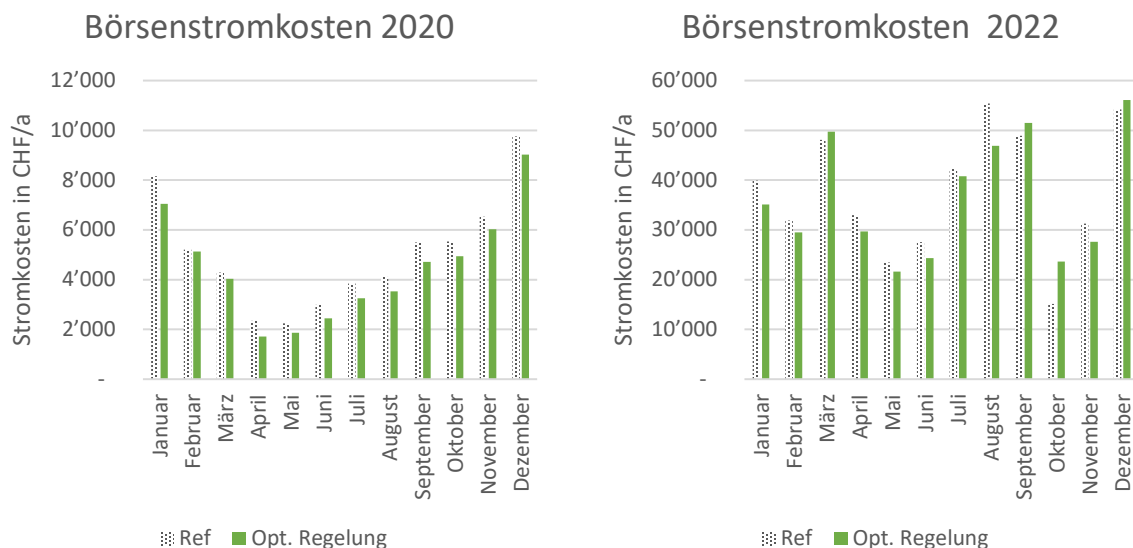


Abbildung 63: Monatliche Stromkosten für die Jahre 2020 und 2022 für das mittlere Beispielnetz, Speichergrosse 2'000 m³, Regelungsfaktor 1, Wärmepumpenleistung 800 kW, bei Strompreisen welche sich an den Börsenstrompreisen orientieren.

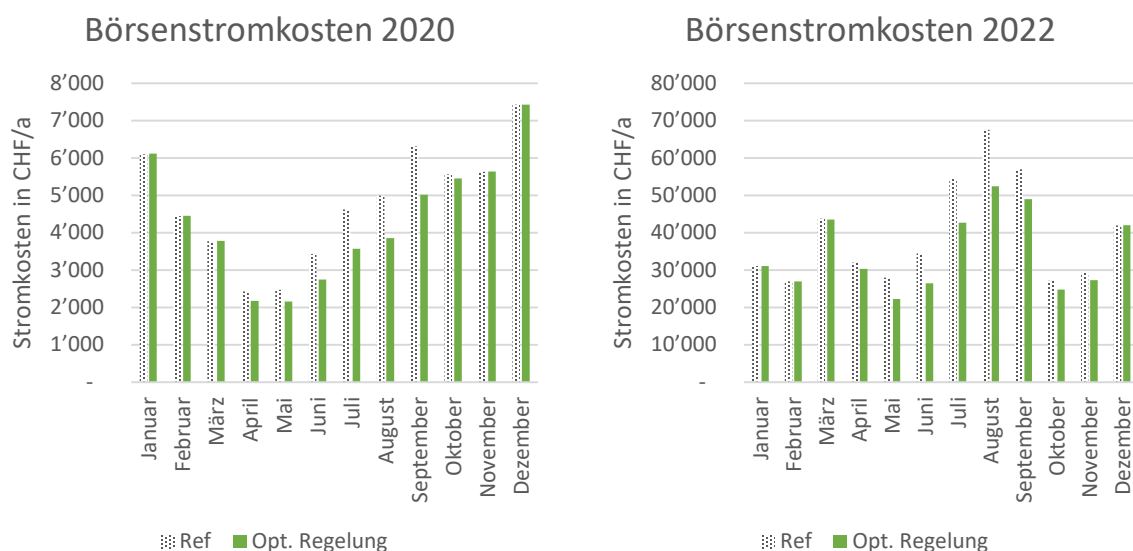


Abbildung 64: Monatliche Stromkosten für die Jahre 2020 und 2022 für das mittlere Beispielnetz, Speichergrosse 2'000 m³, Regelungsfaktor 1, Wärmepumpenleistung 1200 kW, bei Strompreisen welche sich an den Börsenstrompreisen orientieren.

In Abbildung 65 wurde dieselbe Analyse mit einem einfachen Hoch- und Niedertarifsysteem durchgeführt. Dafür wurden die Tarife der EWZ für Verbraucher über 60'000 kWh des Jahres 2024 verwendet (HT: 256.2 CHF/MWh, NT: 173.5 CHF/MWh). Diese Preise beinhalten sowohl die Energie als auch die Netznutzung und Gebühren und liegen daher deutlich über den Börsenpreisen. Dazu kommt ein Leistungstarif von 13 CHF/kW. Für die Simulationen wurde der Hochtarif von 7-21 Uhr (auch am Wochenende) verwendet. Unter Verwendung dieses Hoch-/Niedertarif-Modells können für das mittlere Beispielnetz (Speichergrosse 2'000 m³,



Regelungsfaktor 1, Wärmepumpenleistung 800 kW) Stromkosten von 12'000-16'000 CHF/a eingespart werden. Dafür wird mehr fossile Spitzenenergie benötigt (im Durchschnitt 54 MWh).

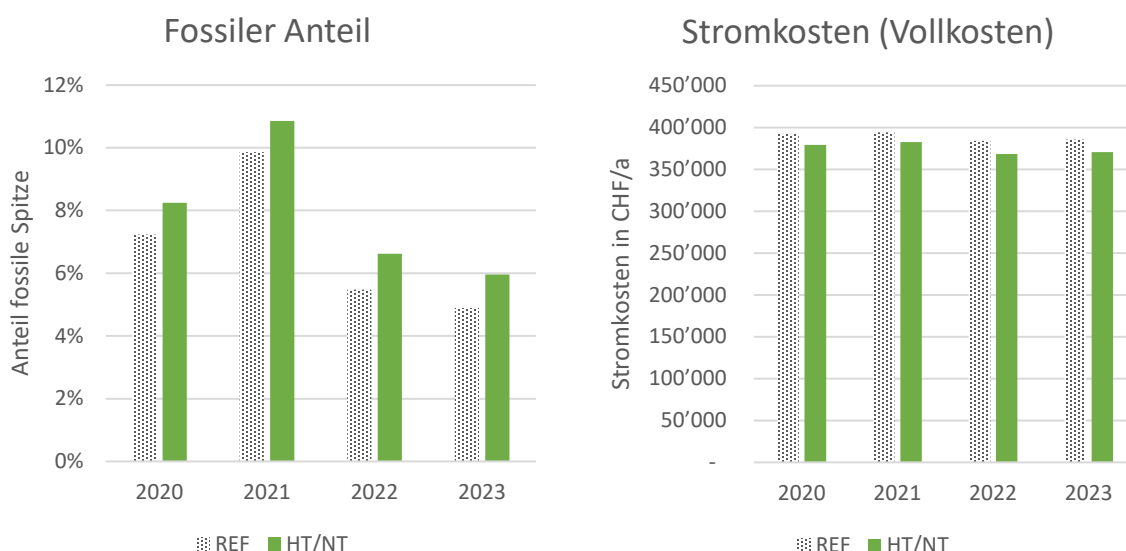


Abbildung 65: Einfluss einer Wärmepumpenregelung nach Hoch- und Niedertarifen auf den Anteil der fossilen Spitze und die Stromkosten. Mittleres Beispielnetz, Speichergösse 2'000 m³, Wärmepumpenleistung 800 kW.

5.5.4 Kraftwärmekopplung

Die Auskoppelung von Wärme auf einem nutzbaren Temperaturniveau führt bei Dampfturbinen zu einer verminderten Stromproduktion. Wie stark die Produktion vermindert wird, hängt von der Art der Auskoppelung und dem benötigten Temperaturniveau ab. Zhang et al. [36] modellierten unterschiedliche Auskoppelungsprozesse, wobei sie für typische Bedingungen ähnliche, quasi-lineare Zusammenhänge zwischen der ausgekoppelten Wärmemenge und der Verminderung des elektrischen Ertrages aufzeigen. Aus diesen Berechnungen wird eine Verminderung der Stromproduktion um 28% der ausgekoppelten Wärmeleistung abgeleitet, welche als Grundlage für die weitere Analysen verwendet wird.

Für die Analyse des Einflusses der Wärmeauskoppelung wurden die oben erläuterten Methoden und Parameter auf das grosse Beispielnetz übertragen. Die Regelung findet aber entgegengesetzt zur Steuerung der Wärmepumpe statt: Bei sehr hohen Strompreisen wird die Wärmeauskopplung, wenn möglich gestoppt und das Netz wird aus dem Speicher betrieben. Bei tiefen Strompreisen findet hingegen wieder eine Wärmeauskoppelung statt um den Speicher zu beladen. In Abbildung 66 wird gezeigt, wie sich diese Regelung auf die fossile Spitze und den verlorenen Stromertrag auswirkt, wenn sich der Strompreis am Börsenpreis orientiert. Zur Vergleichbarkeit mit den oben gezeigten Resultaten werden verlorene Stromerträge als negative Stromkosten dargestellt. Die Analyse bezieht sich auf das grosse Beispielnetz mit einer Leistung der Grundlasterzeugung von 8'000 kW, einem Speicher von 2'000 m³ und einem Regelungsfaktor von 1. Ähnlich wie bei der Wärmepumpe, führt die Regelung nach Börsenstrompreisen zu einem etwas höheren Bedarf an fossiler Spitzenleistung. Auf der anderen Seite können die finanziellen Verluste verringert werden, welche durch die geringere Stromproduktion aufgrund der Wärmeauskoppelung entstehen. Wenn mit Börsenstrompreisen gerechnet wird, kann eine angepasste Regelung die



finanziellen Ausfälle um ca. 5% verringern. Die Resultate fallen also ähnlich hoch aus wie bei der angepassten Regelung einer Wärmepumpe als Quelle. Aus diesem Grund wird hier auf eine Sensitivitätsanalyse verzichtet.

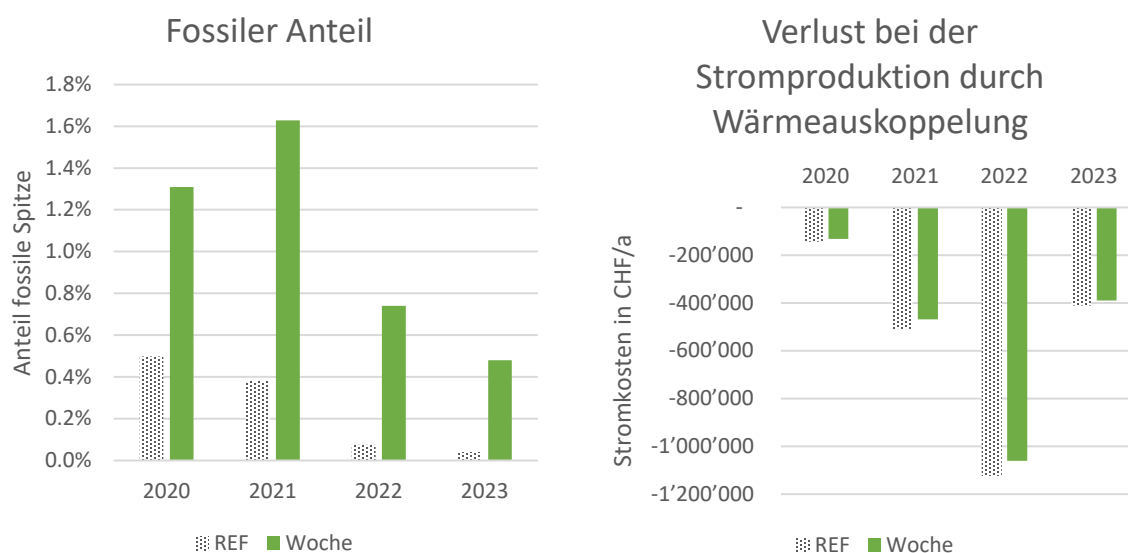


Abbildung 66: Einfluss einer Regelung der Wärmeauskoppelung bei einer Dampfturbine auf den Anteil der fossilen Spitze und den entgangenen Stromerträgen durch die Wärmeauskoppelung, wenn sich die Stromerträge an den Börsenpreisen orientieren. Grosses Beispielnetz, Speichergrosse 2'000 m³, Leistung der Grundlastzeugung 8'000 kW.

5.5.5 Hochtemperaturspeicher als Quelle für eine Dampfturbine

Eine weitere Option zur Koppelung von Wärmespeicher mit KWK-Anlagen ist die Einbindung eines Hochtemperaturspeichers auf der Quellseite einer Dampfturbine. Der Speicher könnte dabei entweder mittels Widerstandheizung durch erneuerbare Elektrizität oder durch einen vorgeschalteten Gasprozess beladen werden. Diese Einbindung wurde in einer Fallstudie analysiert. Dabei hat eine Grobanalyse gezeigt, dass diese Option bei den schweizerischen Rahmenbedingungen wirtschaftlich nicht attraktiv ist. Aufgrund der schlechten Wirtschaftlichkeit und der schlechten Übertragbarkeit auf die hier gewählten Beispielnetze wird auf eine detaillierte Beschreibung verzichtet. Mehr Details zur Studie werden generisch im 7Annex A gegeben.



5.6 Kostenanalyse

Das Potential von Wärmespeichern in Fernwärmenetzen hängt nicht nur von der Reduktion der fossilen Spitze oder des optimalen Betriebs der Wärmeerzeuger, sondern auch massgeblich von der Wirtschaftlichkeit ab. Im Folgenden Abschnitt wird eine Kostenanalyse von verschiedenen Speichergrössen in den drei generischen Netzen durchgeführt, und die finanziell optimale Speichergrösse bei verschiedenen Grund- und Spitzenenergiekosten berechnet.

5.6.1 Annahmen

Für den Kostenvergleich wurden folgende Annahmen getroffen.

Einsparung von teurer Spitzenenergie: In den meisten Fällen kann ein Teil der fossilen Spitze durch Energie von erneuerbaren Grundlasterzeugern ersetzt werden. In vielen analysierten Fällen kann jedoch nicht komplett auf die Spitzenkessel verzichtet werden, weil sie für die verbleibende Spitze und ggf. auch als Redundanz gebraucht werden. Einsparungen ergeben sich in diesen Fällen aus den Preisdifferenzen der Energieträger. Vor den Verwerfungen des Krieges in der Ukraine konnte für Holzschnitzel ein Preis von knapp unter 50 CHF/MWh und für fossile Energieträger von knapp unter 100 CHF/MWh angenommen [29] werden. Mit dem Ukrainekrieg sind die Preise für fossile Energieträger stark gestiegen. So lagen die Konsumentenpreise Ende 2023 laut Bundesamt für Statistik für die grössten angegebenen Verbraucher bei 158 CHF/MWh für Gas und bei 123 CHF/MWh für Heizöl [37]. Einige Städte haben den vollständigen Ausstieg aus fossilen Wärmeträgern beschlossen, wodurch auch Spitzen zukünftig mit erneuerbaren Energieträgern gedeckt werden müssen. Die Preisentwicklung von erneuerbaren Brennstoffen ist schwer vorauszusagen. Für Brennstoffe aus Power-to-X Technologien sind Preise von bis über 300 CHF/MWh zu erwarten [2], [38] und es besteht die Möglichkeit, dass sich die Preise von herkömmlichen erneuerbaren Brennstoffen wie Holz und Biogas bei einem knappen Angebot ebenfalls stark erhöhen werden. Wenn von einem vollständigen Ersatz der Spitzendeckung ausgegangen wird, so können nicht nur die Energie, sondern die vollständigen Gestehungskosten der Spitzendeckung, also auch die Einsparung der CAPEX, angerechnet werden. Je nach Situation wird Energie saisonal gespeichert, so kann beispielsweise die Speicherbeladung mit sehr günstiger «Sommerenergie» gemacht werden. Diese weist z.B. bei der KVA, wenn überschüssige Abwärme vorhanden ist, sehr geringe Kosten auf. Aus diesem Grund wurden Kostenvariationen ab 20 CHF/MWh als Gestehungskosten für Sommerenergie durchgeführt [1].

CO₂ Abgaben: Beim Ersatz fossiler Spitzendeckung wird CO₂ eingespart. Dieses kann aufgrund der nationalen CO₂ Abgabe mit 120 CHF/t [39] gegengerechnet werden. Aufgrund der untergeordneten Relevanz und der klaren Vorgaben wurde hier auf eine Variation verzichtet. Es ist aber möglich, dass die CO₂ Abgaben weiter steigen werden.

Kapitalkosten: Investitionskosten von Speichern wurden aufgrund typischer spezifischer Werte abgeschätzt. Dabei wurden reale Kosten internationaler Projekte, welche von Solites gesammelt wurden, auf die Schweiz umgerechnet und ein typischer Kostenverlauf abgeschätzt. Diese typischen spezifischen Kosten und die daraus ermittelten Totalkosten für unterschiedliche Speichergrössen sind in Abbildung 67 gegeben. Anhand von Zinssatz und Lebensdauer lassen sich anhand der Annuitätenmethode Kapitalkosten berechnen. Auch



dabei wurden unterschiedliche Annahmen betrachtet, welche von 1% Zins und 20 Jahre Lebensdauer bis 6% Zins und 40 Jahren Lebensdauer reichen.

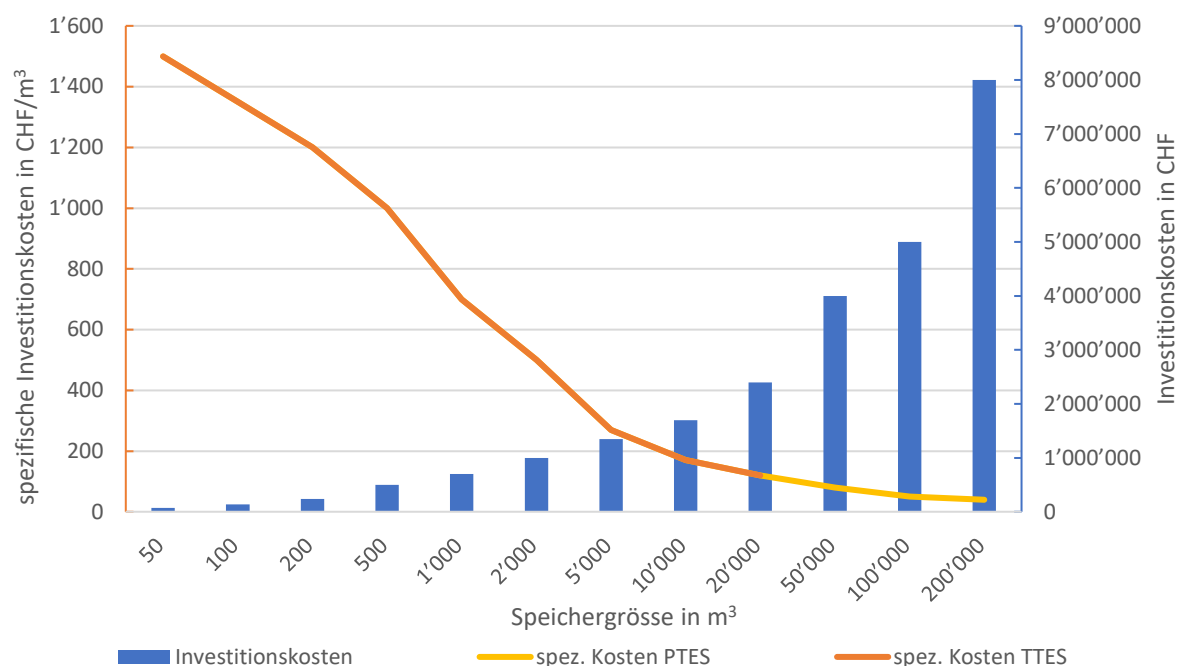


Abbildung 67: Absolute und spezifische Speicherkosten für unterschiedliche Speichergrossen.

Unterhaltskosten: Die Unterhaltskosten der Speicher sind schwierig abzuschätzen und wohl auch von der eingesetzten Speichertechnologie abhängig. Für die hier durchgeführten Berechnungen wurde von 1% der Investitionskosten pro Jahr ausgegangen [40].

Speicherverluste: Die Wärmeverluste werden anhand von den in Abschnitt 4.4 beschriebenen Simulationen und Berechnungen abgeschätzt. Dabei wird zwischen TTES und PTES unterschieden. Die Kosten der Speicherverluste werden mit den Kosten der Grundlastherzeugung berechnet, da angenommen wird, dass diese den Speicher befüllt und die Verluste ausgleicht.



5.6.2 Kostenaufteilung verschiedener Speichergrossen

Aufgrund der durchschnittlichen Einsparungen an fossiler Spitzendeckung durch Speicher und der in Kapitel 5.6.1 erläuterten Annahmen bezüglich Kosten, kann ein Kostenvergleich durchgeführt werden. Da die Kosten für Grund- und Spitzenlastdeckung je nach Situation stark variieren können, wurden diese über einen grossen Bereich variiert, um die Sensitivität aufzuzeigen (siehe auch Abbildung 73). Aufgrund der grossen betrachteten Bandbreite wurden Wärmegestehungskosten von Grund- und Spitzenenergie nicht weiter aufgeschlüsselt.

In Abbildung 68 bis Abbildung 70 ist eine Aufteilung der jährlichen Energiekosten für unterschiedliche Speichergrossen und für die drei generischen Netze dargestellt. Dabei wurden eher konservative Annahmen mit 50 CHF/MWh für Wärmeerzeugung Grundlast und 100 CHF/MWh für fossile Spitzendeckung, ein Zinssatz von 2.5% und eine Lebensdauer von 30 Jahren angenommen. Weil die Grundlast-Erzeugung ein Grossteil der Energie und somit auch einen beträchtlichen Teil der Kosten ausmacht, wurden die y-Achsen bei den Abbildungen unten im Bereich der Grundlastkosten abgeschnitten, so dass sie nicht bei Null beginnen. Bei den verwendeten Annahmen ergibt sich für das kleine Netz ein Kostenoptimum bei 10-20 m³ Speichergrosse, beim mittleren Netz liegt dieses bei ca. 50-100 m³. Beim grossen Netz hingegen können mit einem Speicher mit 10'000 m³ Volumen die tiefsten Kosten erzielt werden. Bei einem Saisonspeicher werden die Kapitalkosten sowie die teils sehr hohen Verluste im Speicher entscheidend.

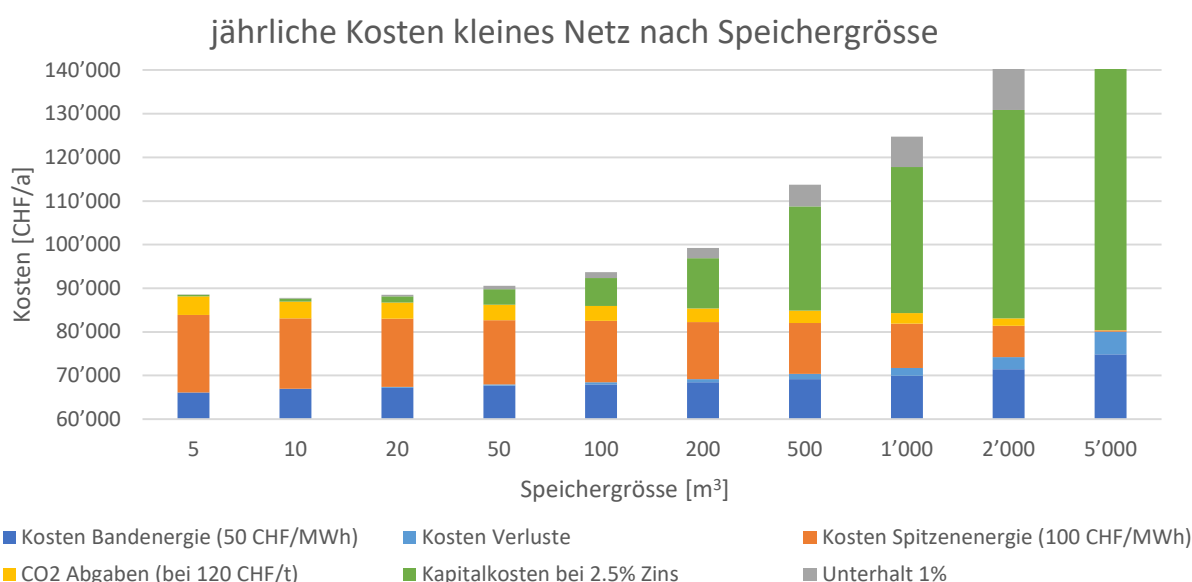


Abbildung 68: Aufteilung der Kosten für variable Speichergrossen von TTES für das kleine generische Netz.

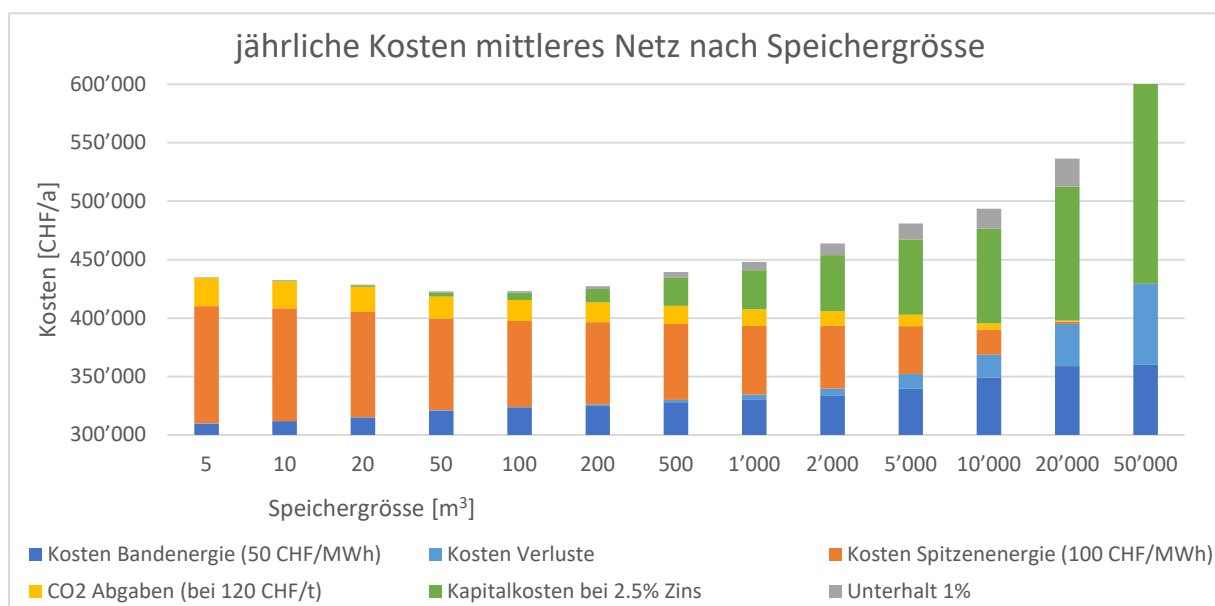


Abbildung 69: Aufteilung der Kosten für variable Speichergrössen von PTES für das mittlere generische Netz.

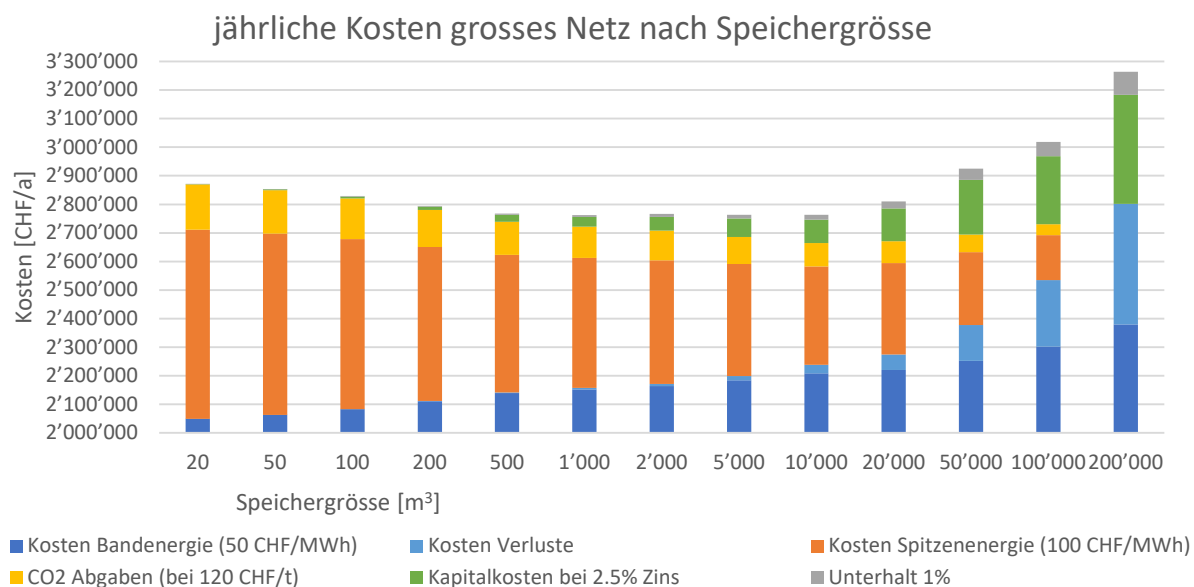


Abbildung 70: Aufteilung der Kosten für variable Speichergrössen von PTES für das grosse generische Netz.

Weil davon auszugehen ist, dass ein grosser Saisonspeicher bei der Kombination mit einer KVA hauptsächlich durch sehr günstige sommerliche Überschussenergie beladen werden kann, ist in diesem Falle von einer hohen Preisdifferenz zwischen Beladung mit Grundlast-Wärmeerzeugung und Entladung für Spitzenenergie auszugehen. Wenn die im internationalen Kontext ermittelten Kosten für Grossspeicher auch in der Schweiz erreicht werden können, lässt sich die Integration eines grossen Saisonspeichers in ein KVA-Wärmenetz wirtschaftlich darstellen. In Abbildung 71 wird das grosse Netz auch noch mit niedrigerer Grundlast-Wärmeerzeugerleistung und höherer Spitzenlastdeckung dargestellt. Das Kosten-Minimum liegt dann bei einem saisonalen Speicher von 100'000 m³.

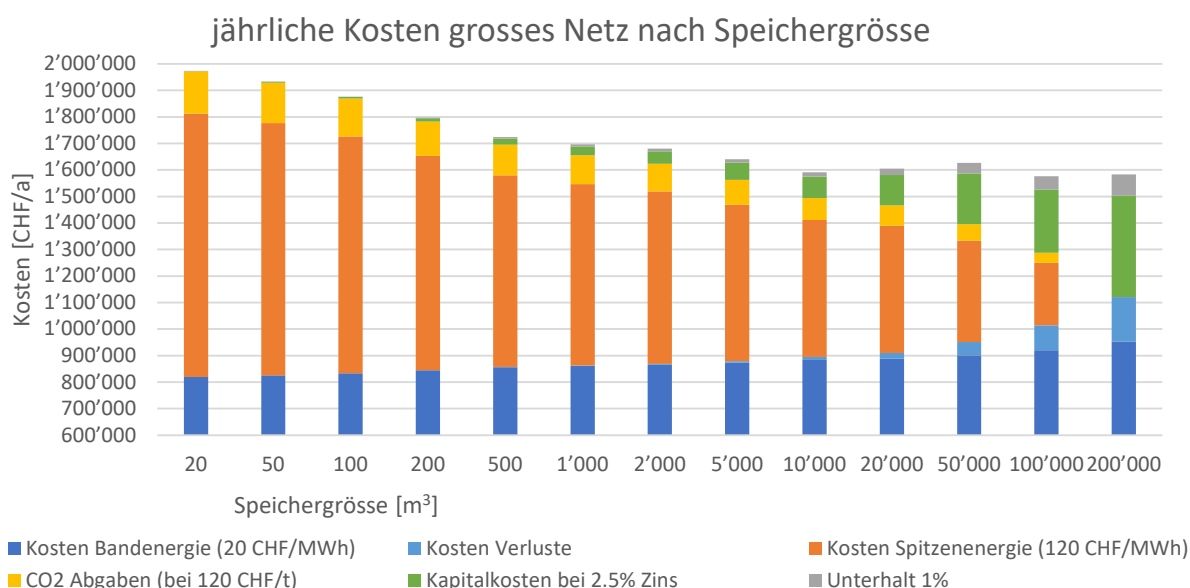


Abbildung 71: Aufteilung Unterschiedlicher Kosten für variable Speichergrössen von PTES für das grosse generische Netz mit höherer Differenz von Grund- und Spitzenenergie.

Bei kleinen Speichern dominieren die Energiekosten (Grund- und Spitzendeckung) und bei grossen Speichern die Verluste, sowie die Kapitalkosten. Die eher konservativen Kostenannahmen führen zum Ergebnis, dass bei allen drei Netzen saisonale Speicher nicht am kostengünstigsten sind. Ist die Differenz der Kosten von Grund- und Spitzenenergie jedoch grösser, werden die Varianten mit saisonalen Speichern kostengünstiger. Um den Einfluss der Kosten von Grund- und Spitzenenergie genauer zu analysieren, werden diese im Abschnitt 5.6.4 variiert.

5.6.3 Variation Finanzparameter

Weil die Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsberechnung wie im Abschnitt 5.6.1 erläutert mit grossen Unsicherheiten behaftet sind, wurden die Annahmen für Zinssatz und Lebensdauer der Speicher variiert. In Abbildung 72 wird die Annuitätenrechnung mit diesen Variationen für das grosse generische Netz abgebildet. Die Variation für die anderen Netze führt zu ähnlichen Ergebnissen. Dabei verschiebt sich das Kostenoptimum nicht wesentlich, nur bei 1% und 2% Zinssatz und 40 Jahre Lebensdauer befindet es sich bei Speichern mit 10'000 m³ und nicht wie bei den anderen Annahmen mit 500 bis 1'000 m³ Speichern. Bei Varianten mit grösseren Speichern werden die Abweichungen der Gesamtkosten im Jahr mit verschiedenen Zinssätzen und Lebensdauer relevanter. Mit einer Speichergrösse von 200'000 m³ sind die Jahreskosten der Variation «6% Zins, LD: 20a» um 16% höher als die Variation «1% Zins, LD: 40a».

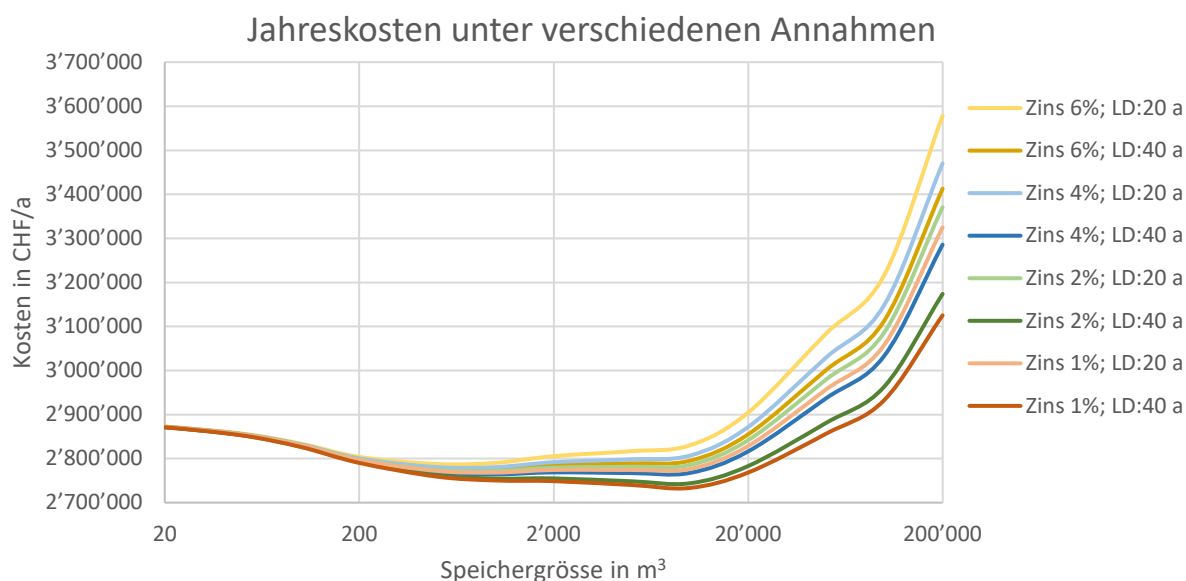


Abbildung 72: Totale Energiekosten für unterschiedliche Annahmen für das grosse generische Netz mit verschiedenen Speichergrössen. LD: Lebensdauer des Speichers.

Für alle folgenden Analysen wurde ein Zins von 2.5 % und eine Lebensdauer von 30 Jahren verwendet.

5.6.4 Variation der Kosten von Grund- und Spitzenenergie

Mit denselben Kostenannahmen aus Abschnitt 5.6.1 und mit einer Lebensdauer von 30 Jahren und einem Zinssatz von 2.5% wurden die kostengünstigsten Speicher bei verschiedenen Kosten von Grund- und Spitzenenergie berechnet. Dabei wurden Speicherverluste und fossile Anteil bei der Lastendeckung aus den TRNSYS-Simulationen verwendet. In Abbildung 73 werden die jährlichen Kosten der Variationen mit verschiedenen Speichergrössen im grossen Netz gezeigt. Dabei sind die variierten Bandenergiekosten durch unterschiedliche Farben und die Spitzenenergiekosten durch Farbtöne dargestellt. Die Minima der Kurven liegen bei unterschiedlichen Speichergrössen. In Tabelle 9 werden nur noch die Speichergrössen mit minimalen Gesamtkosten für eine grosse Variabilität von Grund- und Spitzenenergiekosten zusammengefasst. Bei grossen Differenzen zwischen den Kosten von Grund- und Spitzenenergie liegen die Kosten-Minima eher bei Varianten mit grösseren Speichern. Die Unterschiede der Kosten sind allerdings oft nicht sehr gross und unter Berücksichtigung der Unsicherheiten der Berechnungen sind daher die Minima nicht immer eindeutig. Dies gilt sowohl für die Speichergrösse als auch für die Variante PTES oder TTES, bei welcher die minimalen Kosten erzielt werden. So bleiben beispielsweise die Gesamtkosten für einen sehr grossen Bereich von Speichergrössen fast konstant, wenn mit Kosten von 20 CHF/MWh für die Grundenergie und von 100 CHF/MWh für die Spitze (hellblau) gerechnet wird, siehe Abbildung 73.

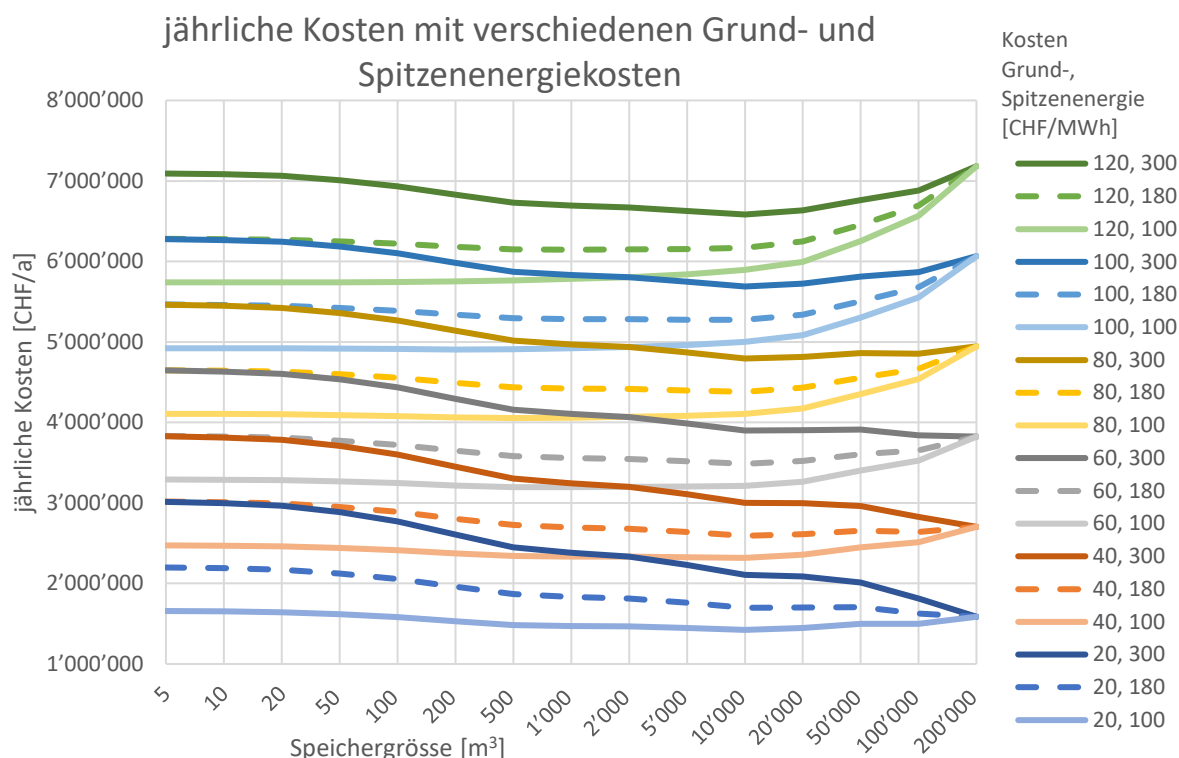


Abbildung 73: Jährliche Kosten mit verschiedenen Speichergrössen und unterschiedlichen Annahmen der Kosten für Grund- und Spitzenenergie.

Die Speichergrössen der jeweils kostengünstigsten Variante von allen drei generischen Netzen werden in Tabelle 9 dargestellt. Dabei wurde die jeweils günstigere Speichertechnologie gewählt. Je grösser die Differenz der Kosten zwischen Grund- und Spitzenenergie, desto grösser ist der Speicher der optimalen Variante. Beim kleinen Netz sind die Unterschiede der optimalen Speichergrösse mit 5 bis 20 m³ nicht sehr gross, trotz sehr verschiedenen Kosten. Beim mittlere Netz werden ab Spitzenenergie von ≥ 220 CHF/MWh grösserer Speicher von 20'000 m³ wirtschaftlich attraktiv. Darunter liegen die optimalen Speichergrössen zwischen 5 und 1'000 m³. Beim grössten Netz führt ein mittlerer Speicher schon bei eine Kostendifferenz zwischen Grund und Spitzenenergie von 60 bis 120 CHF/MWh zur kostengünstigsten Variante. Die optimale Speichergrösse liegt dabei bei 10'000 bis 20'000 m³. Ein saisonaler PTES lohnt sich auch beim grössten Netz nur, wenn sehr günstige Grundenergie für weniger als 60 CHF/MWh zur Verfügung steht und die Spitzenenergie 160 CHF/MWh (und je nach Grundenergie auch deutlich mehr) kostet.



Tabelle 9: Speichergrossen und Speicherarten, welche in der jeweiligen Konstellation von Kosten für Grund- und Spitzenenergie zur kostengünstigsten Variante führen. Resultate des grossen Netzes für eine Grundlast-Erzeugerleistung von 8 MW.

Kleines Netz						
Speicher- grösse (m ³)	Kosten Spitzenenergie (CHF/MWh)					
	100	140	180	220	260	300
Kosten Grundenergie (CHF/MWh)	20	10 TTES	10 TTES	20 TTES	20 TTES	20 TTES
	40	10 TTES	10 TTES	10 TTES	20 TTES	20 TTES
	60	10 TTES	10 TTES	10 TTES	20 TTES	20 TTES
	80	10 TTES	10 TTES	10 TTES	20 TTES	20 TTES
	100	5 TTES	10 TTES	10 TTES	10 TTES	20 TTES
	120	5 TTES	10 TTES	10 TTES	10 TTES	10 TTES
Mittleres Netz						
Speicher- grösse (m ³)	Kosten Spitzenenergie (CHF/MWh)					
	100	140	180	220	260	300
Kosten Grundenergie (CHF/MWh)	20	100 TTES	100 TTES	200 TTES	20'000 PTES	20'000 PTES
	40	100 TTES	100 TTES	100 TTES	20'000 PTES	20'000 PTES
	60	50 TTES	100 TTES	100 TTES	200 TTES	20'000 PTES
	80	50 TTES	100 TTES	100 TTES	200 TTES	1'000 TTES
	100	50 TTES	50 TTES	100 TTES	200 TTES	200 TTES
	120	5 TTES	50 TTES	100 TTES	100 TTES	200 TTES
Grosses Netz						
Speicher- grösse (m ³)	Kosten Spitzenenergie (CHF/MWh)					
	100	140	180	220	260	300
Kosten Grundenergie (CHF/MWh)	20	10'000 TTES	10'000 TTES	200'000 PTES	200'000 PTES	200'000 PTES
	40	10'000 TTES	10'000 TTES	10'000 TTES	20'000 PTES	200'000 PTES
	60	10'000 TTES	10'000 TTES	10'000 TTES	20'000 TTES	200'000 PTES
	80	500 TTES	10'000 TTES	10'000 TTES	10'000 TTES	20'000 TTES
	100	200 TTES	1'000 TTES	10'000 TTES	10'000 TTES	20'000 TTES
	120	5 TTES	500 TTES	10'000 TTES	10'000 TTES	10'000 TTES

Wie in Abschnitt 5.2 zu sehen ist, haben die Wärmeerzeuger, insbesondere die Leistung des Grundlast-Wärmeerzeugers einen grossen Einfluss auf die fossile Spitze. Daher wurde die Leistung des Grundlast-Wärmeerzeugers des vorherigen Beispiels des grossen Netzes von 8 MW auf 6 MW reduziert. Dabei lohnen sich grosse saisonale Wärmespeicher bereits bei etwas tieferen Kosten für die Spitzenenergie.



Tabelle 10: Speichergrössen und Speicherarten, welche in der jeweiligen Konstellation von Kosten für Grund- und Spitzenenergie zur kostengünstigsten Variante führen. Resultate des grossen Netzes für eine Grundlast-Erzeugerleistung von 6 MW.

Grosses Netz							
Speicher- grösse (m³)		Kosten Spitzenenergie (CHF/MWh)					
		100	140	180	220	260	300
Kosten Grundenergie (CHF/MWh)	20	10'000 TTES	200'000 PTES	200'000 PTES	200'000 PTES	200'000 PTES	200'000 PTES
	40	10'000 TTES	10'000 TTES	10'000 TTES	200'000 PTES	200'000 PTES	200'000 PTES
	60	5'000 TTES	10'000 TTES	10'000 TTES	10'000 TTES	200'000 PTES	200'000 PTES
	80	200 TTES	10'000 TTES	10'000 TTES	10'000 TTES	10'000 TTES	10'000 TTES
	100	200 TTES	500 TTES	10'000 TTES	10'000 TTES	10'000 TTES	10'000 TTES
	120	5 TTES	200 TTES	10'000 TTES	10'000 TTES	10'000 TTES	10'000 TTES

Durch die verschiedenen Variationen in 5.6.2 ist zu sehen, dass viele Grössen einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit eines Fernwärmenetzes und die finanziell optimalen Speichergrössen haben können. Dies fängt bereits an bei den Netzgrössen, die hier mit den drei generischen Netzen abgebildet wurden. Weiter haben die Investitionskosten und die dazugehörigen Parameter der Lebensdauer und der Zinsen einen Einfluss. Der Anteil der Spitzenlastdeckung hat insofern einen Einfluss, da dieser bei grossen Spitzenlastkosten durch einen Speicher ersetzt und somit Kosten gespart werden können. Die Speicherverluste spielen bei grösseren Speichern ab ca. 50'000 m³ und vor allem bei PTES eine wichtige Rolle. Einen wesentlichen Einfluss haben auch die Kosten von Grund- und Spitzenenergie. Bei einer geringen Differenz zwischen den Kosten für die Grund- und Spitzenenergie lohnen sich nur kleine Speicher, bei einer grossen Kostendifferenz und bei grossen Wärmenetzen können saisonale Wärmespeicher wirtschaftlich attraktiv werden.



5.7 Umweltauswirkungen

Die bisherigen Überlegungen zielten darauf ab, Treibhausgasemissionen zu senken durch den Ersatz der fossilen Spitzendeckung. Es wurde analysiert, was für einen Effekt verschiedene Speichergrossen in den drei generischen Netzen haben. Eine andere Möglichkeit wäre es auch, die fossile Spitze zu ersetzen durch erneuerbare Brennstoffe aus Power-to-X Technologien (PtX). In diesem Abschnitt werden die Treibhausgaspotenziale der Speicher, insbesondere des Speicherbaus, analysiert und mit alternativen Wärmequellen für die Spitzendeckung verglichen.

5.7.1 Grosse Wärmespeicher

In Europa gibt es bereits einige grosse Wärmespeicher, und Solites hat einige davon mittels Life Cycle Assessment auf ihre Treibhausgaspotenziale analysiert [15]. Andere Studien zur LCA grosser Wärmespeicher sind den Autoren nicht bekannt. Auf Abbildung 74 und Abbildung 75 sind die Treibhauspotenziale von verschiedenen realen Projekten mit verschiedenen Speichertypen und Speichergrossen dargestellt. Bei den spezifischen Treibhausgaspotenzialen der Abbildung 74 sind die Speicher pro m³-Wasseräquivalente abgebildet. Die Behälterspeicher sind dabei teilweise aus Beton und Stahl und haben nach den Erdbeckenspeicher mit Kies die höchsten Treibhausgaspotenziale. Stahl hat bei den Behälter Speicher in diesen Beispielen jeweils die höchsten Treibhausgaspotenziale, gefolgt von der Dämmung und teilweise dem Beton. Die Erdbecken mit und ohne Kies unterscheiden sich stark. Dies liegt daran, dass der Kies massenmässig und auch in Bezug auf die Treibhausgaspotenziale den grössten Teil ausmachen. Nur die Dämmung hat teilweise Treibhausgaspotenziale in derselben Grössenordnung. Für PTES mit reiner Wasserfüllung wurden Werte anhand der Speicher mit Kies abgeschätzt, wobei durch das Weglassen von Kies nicht nur das Treibhausgaspotenzial verringert, sondern auch die spezifische Wärmekapazität erhöht wird. Erdsonden haben sehr geringe Treibhausgaspotenziale und der grösste Teil stammt aus der Hinterfüllung gefolgt von Zement. Die Aquifer Speicher haben vergleichsweise sehr geringe Treibhausgaspotenziale, diese kommen vor allem von den Rohren aus Stahl und PVC. Bei allen Speichertypen haben die Materialien die mit Abstand höchsten Treibhausgaspotenziale. Der Bau der Speicher hat einen vernachlässigbaren Einfluss, selbst bei den Erdbecken und Erdsonden-Speicher.

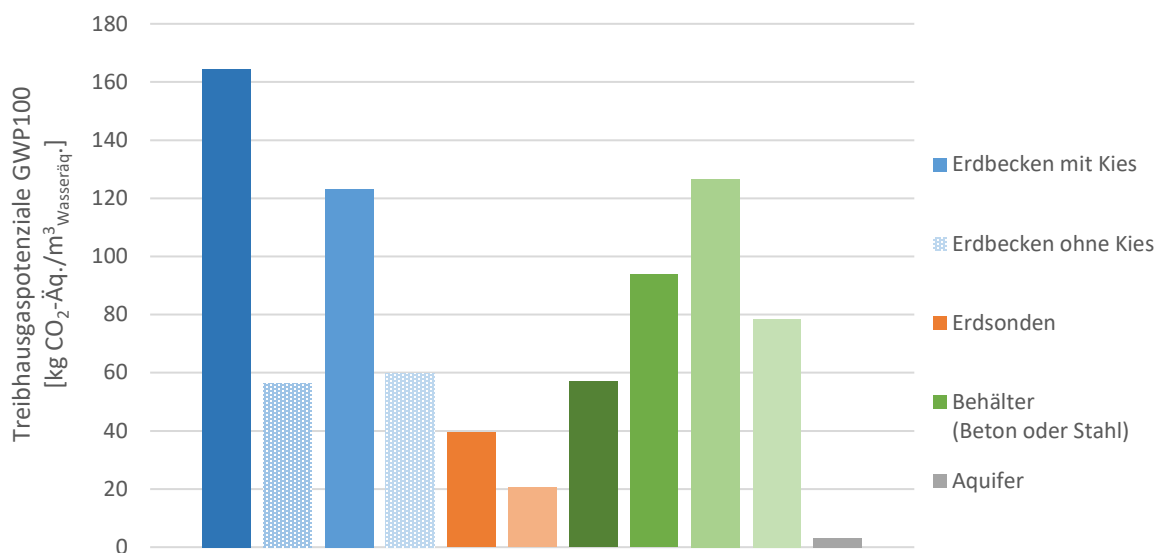


Abbildung 74: Spezifische Treibhausgaspotenziale GWP100 verschiedener grosser Wärmespeichertypen aus realen Projekten. [15]

Die absoluten Treibhausgaspotenziale der Speicher nach Speichergösse und Speichertyp sind in Abbildung 75 dargestellt. Die Behälterspeicher sind in Bezug auf die Speicherkapazität die grösseren Speicher in diesen Beispielen und haben nach den Erdbeckenspeicher mit Kies die höchsten Treibhausgaspotenziale. Die Werte der analysierten realen Projekte streuen sehr stark und es sind auch keine Speicher mit noch grösseren Speicherkapazitäten über 12'000 m³ analysiert. Dennoch wurden aus diesen Daten mittlere spezifische Treibhausgaspotenziale ermittelt um die Treibhausgaspotenziale der drei generischen Netze abzuschätzen. Die Resultate sind aber aus diesen Gründen mit einer hohen Unsicherheit behaftet.

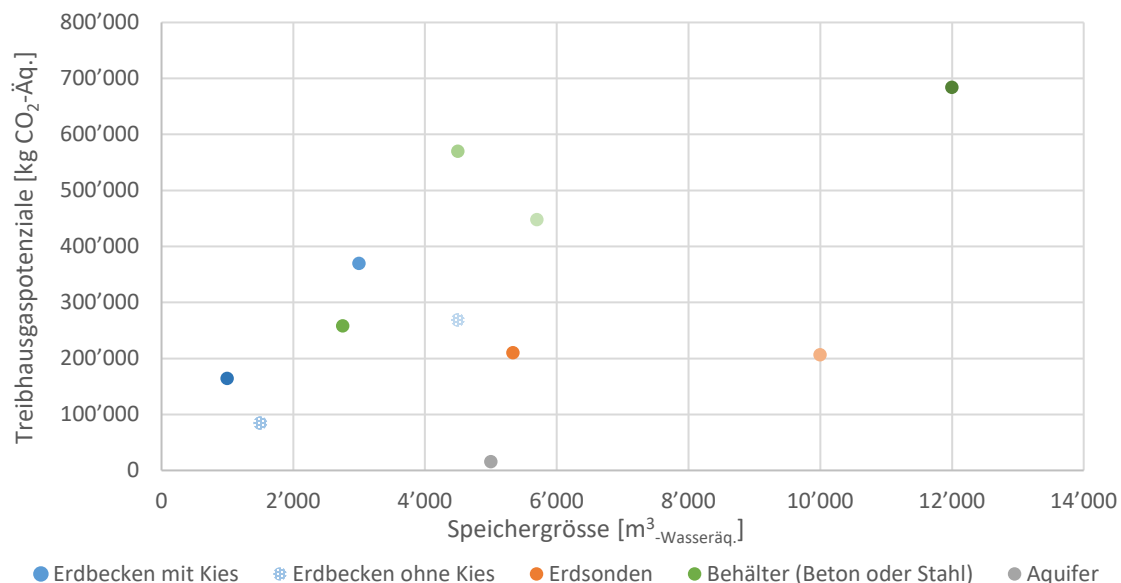


Abbildung 75: Treibhausgaspotenziale vom Bau verschiedener grosser Wärmespeichertypen aus realen Projekten nach Speichergrösse. [15]

5.7.2 Power-to-X

Eine alternative Möglichkeit um Lastspitzen mit erneuerbaren Energien zu decken sind Energieträger, welche aus erneuerbarem Strom durch Power-to-X gewonnen werden. Die Bestimmung der Treibhausgaspotenziale von verschiedenen Power-to-X (PtX) Technologien ist jedoch herausfordernd. Es spielen sowohl das Produkt als auch viele Faktoren der Herstellungskette eine Rolle. Einer der wichtigsten Parameter in Bezug auf die Treibhausgaspotenziale ist der Strom, welcher für die Herstellung in verschiedenen Schritten verwendet wird. Insbesondere, welche erneuerbare Technik für die Stromproduktion verwendet wird und wie konstant die erneuerbare Stromquelle zur Verfügung steht. [41]

In Abbildung 76 werden verschiedene PtX-Technologien und deren Treibhausgaspotenziale dargestellt, bezogen auf die aktuelle Herstellung und Abschätzungen für die zukünftigen Entwicklung [41]. Dabei ist in Blau die Bandbreite der verschiedenen analysierten Wege der Herstellung und in Schwarz der Durchschnitt abgebildet. Zudem ist ein Vergleich zu fossilen Brennstoffen in Orange dabei. Die PtX-Produkte sind Power-to-Liquid (PtL), Methanol (MeOH) und Power-to-Gas (PtG). Die Bandbreite der verschiedenen PtX-Produkte beinhaltet verschiedene Elektrizitätsproduktion wie Windkraft und Solarstrom, verschiedene Quellen von CO₂, verschiedene Herstellungsmethoden von Wasserstoff sowie verschiedene Syntheseverfahren der Produkte. Die dargestellten Treibhausgaspotenziale beinhalten ebenfalls den Gebrauch der PtX Produkte. All diese verschiedenen Variationen führen zu einer teilweise grossen Bandbreite von maximalen und minimalen Treibhausgaspotenziale.

Im Jahr 2015 liegen die Durchschnitte der Treibhausgaspotenziale von PtX Technologien nur wenig bis gar nicht, im Fall von Erdgas, unter den fossilen Treibhausgaspotenzialen. Es wird allerdings erwartet, dass sich die Treibhausgaspotenziale der PtX Technologien in Zukunft stark verringern. Bis ins Jahr 2030 wird hier eine Halbierung der Treibhausgaspotenziale berechnet.

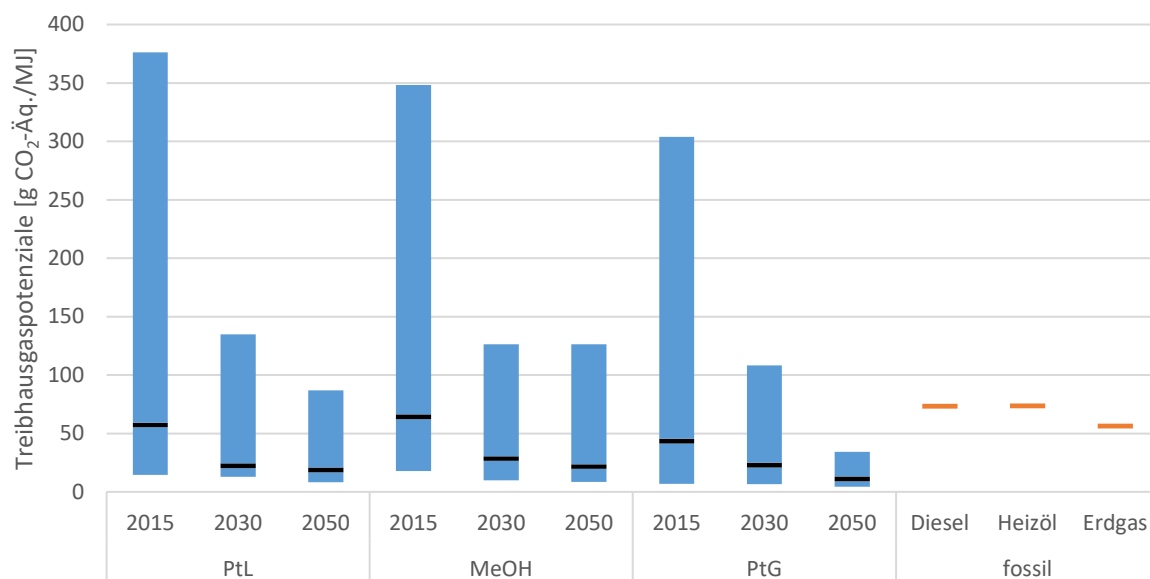


Abbildung 76: Treibhausgaspotenziale verschiedener PtX Technologien 2015 bis 2050 hergestellt, verglichen mit Diesel, Heizöl und Erdgas.

Die durchschnittlichen Treibhausgaspotenziale der PtX Technologien sind für beinahe jede Technologie im Durchschnitt kleiner als die fossilen Gegenstücke. Das Treibhausgaspotenzial ist aber nicht der einzige Indikator in einer vollständigen LCA. Beim Ressourcenbedarf und Energiebedarf gehen die Ergebnisse in die andere Richtung. In Abbildung 77 sind diese weiteren Indikatoren der PtX-Technologien dargestellt. In Dunkelblau der kumulierte Energiebedarf und in Hellblau der kumulierte Ressourcenbedarf. Dabei ist in Blau die Bandbreite, in Schwarz der Durchschnitt und in Orange der Vergleich zu den fossilen Gegenstücken abgebildet. Es ist zu sehen, dass die PtX-Technologien mehr Energie und auch mehr Ressourcen benötigen als ihre fossilen Gegenstücke, oft sogar über doppelt so viel.

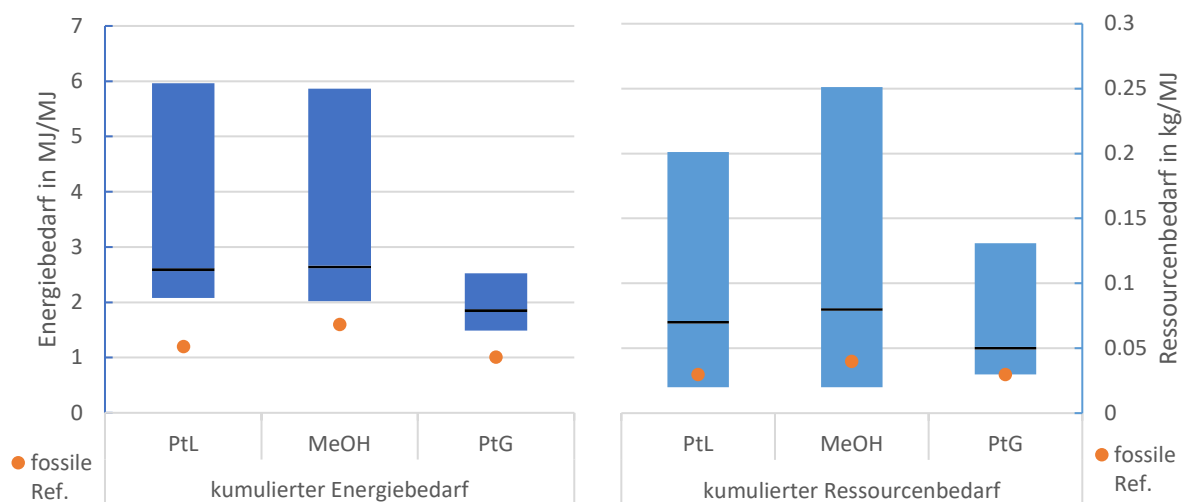


Abbildung 77: Kumulierter Energiebedarf und kumulierter Ressourcenbedarf verschiedener PtX Technologien, sowie die fossile Referenz dazu.



5.7.3 Treibhausgaspotenziale der drei Netze

Mit den Daten der Treibhausgaspotenziale der Speicher aus Abschnitt 5.7.1 (Erdbeckenspeicher, und Behälterspeicher) und der verschiedenen Energiequellen wurden die Treibhausgaspotenziale der drei generischen Netze mit verschiedenen Speichergrossen analysiert. In Abbildung 78 bis Abbildung 80 werden die Ergebnisse dargestellt. Dabei wurde jeweils für die Treibhausgaspotenziale der Speicher eine Trendlinie von den Erdbecken- und Behälter-Speicher im Kapitel 5.7.1 gebildet, diese ist abgeschätzt und deshalb gerade bei viel grösseren Speichern (über 20'000 m³) mit grossen Unsicherheiten belastet. Für die Treibhausgaspotenziale der Grundlast-Deckung werden die Daten der fossilen Anteile, Verluste, JAZ der Wärmepumpe und Speicherentladung aus dem Kapitel 5.3 verwendet. Die Grundlast wird im kleinen Netz mit Biomasse aus der Schweiz gedeckt. Im mittleren Netz wird die Grundlast mit einer Wärmepumpe (JAZ entsprechend den TRNSYS Simulationen und Strom CH-Verbrauchermix) gedeckt. Im grossen Netz wird die Grundlast mittels KVA-Fernwärme gedeckt. Die CO₂ Daten Für die Energieträger der drei Netze, sowie für die fossile Energie stammen aus den Ökobilanzdaten im Baubereich von KBOB und BAFU [42], [43].

Die Treibhausgaspotenziale beim kleinsten Netz sind bis zu einer Speichergrosse von 5'000 m³ dominiert von der Grundlast-Deckung und der fossilen Spitzenlast. Mit dieser Speichergrosse wird keine fossile Spitzenlastdeckung mehr benötigt und deshalb wird dort ein Minimum des Treibhausgaspotenzials erreicht. Grössere Speicher führen zu höheren Treibhausgaspotenzialen, da sie nicht weiter in der Lage sind fossile Spitzen zu ersetzen.

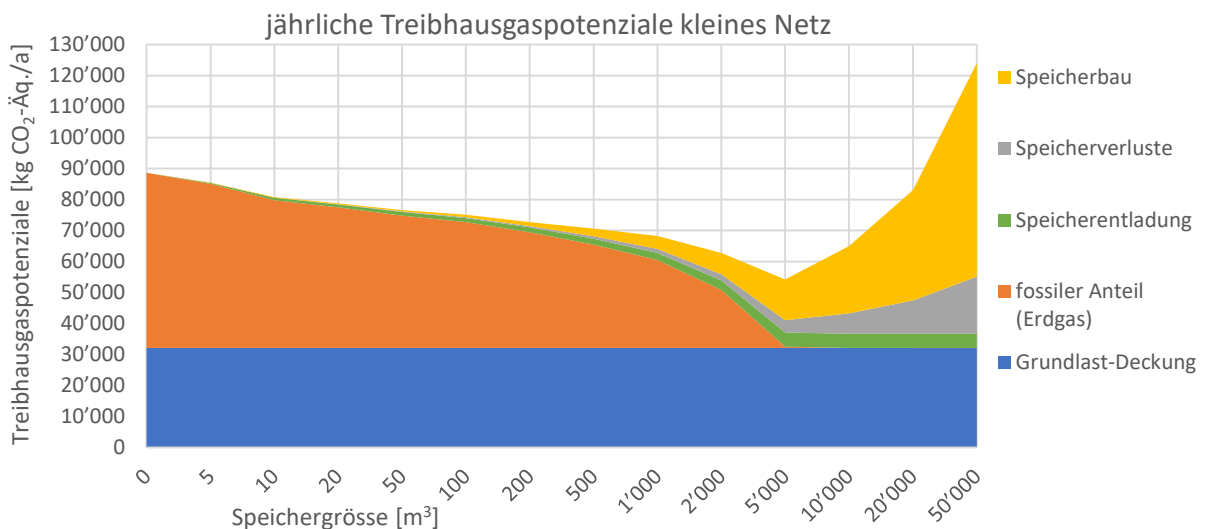


Abbildung 78: Jährliche Treibhausgaspotenziale vom kleinen Netz in Abhängigkeit der Speichergrosse, aufgeteilt nach Emissionsquellen.

Die Resultate des mittleren Netzes zeigen ein ähnliches Bild wie jene des kleinen Netzes. Hier sind allerdings die minimalen Treibhausgaspotenziale bei einem Speicher von 20'000 m³. Die Spitzenlast ist dort noch nicht vollständig ersetzt und die Treibhausgaspotenziale des Speicherbaus werden dann bereits höher und bei noch grösseren Speichern entscheidend.

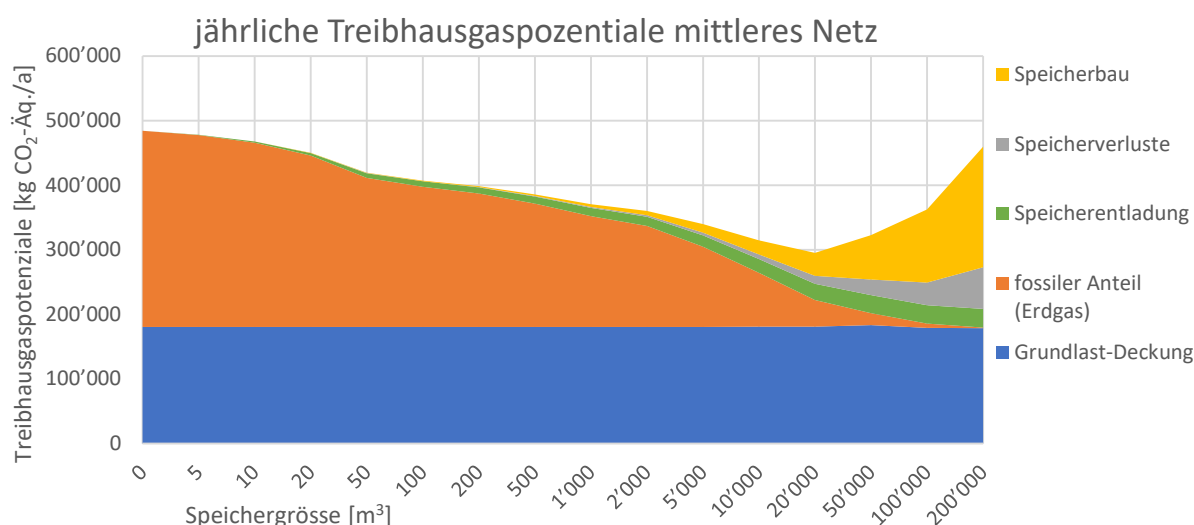


Abbildung 79: Jährliche Treibhausgaspotenziale des mittleren Netzes in Abhängigkeit der Speichergösse, aufgeteilt nach Emissionsquellen.

Beim grössten Netz wird CO₂-arme KVA-Abwärme für die Grundlast-Deckung verwendet. Da der Wärmebedarf im Netz sehr gross ist, hat der fossile Anteil einen erheblichen Einfluss. Ohne Speicher macht dieser Anteil bis zu 93% des Treibhausgaspotenzial aus. Hier ist im Gegensatz zu den kleineren Netzen der Trend, je grösser der Speicher, desto kleiner die Treibhausgaspotenziale. Über 80% der Treibhausgaspotenziale ohne Speicher können mit einem 200'000 m³ Speicher verhindert werden.

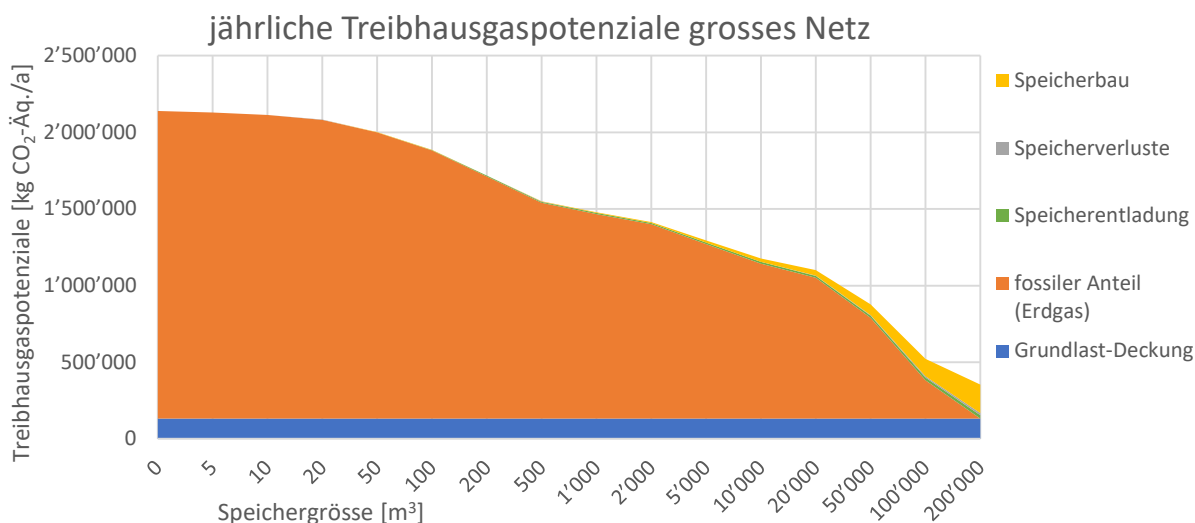


Abbildung 80: Jährliche Treibhausgaspotenziale des grossen Netzes in Abhängigkeit der Speichergösse, nach Emissionsquellen aufgeteilt.

In jedem der drei Netze sind die Treibhausgaspotenziale ohne Speicher hoch. Beim kleinen und mittleren Netz werden sie nur mit sehr grossen Speichern noch grösser. Beim grössten Netz ist die Variante ohne Speicher die mit den meisten Treibhausgaspotenziale und ein Speicher lohnt sich für die Reduktion von Treibhausgaspotenzialen in jeden Fall. Mit Heizöl, anstatt Erdgas wären die Treibhausgaspotenziale der Spitzenlast noch höher.

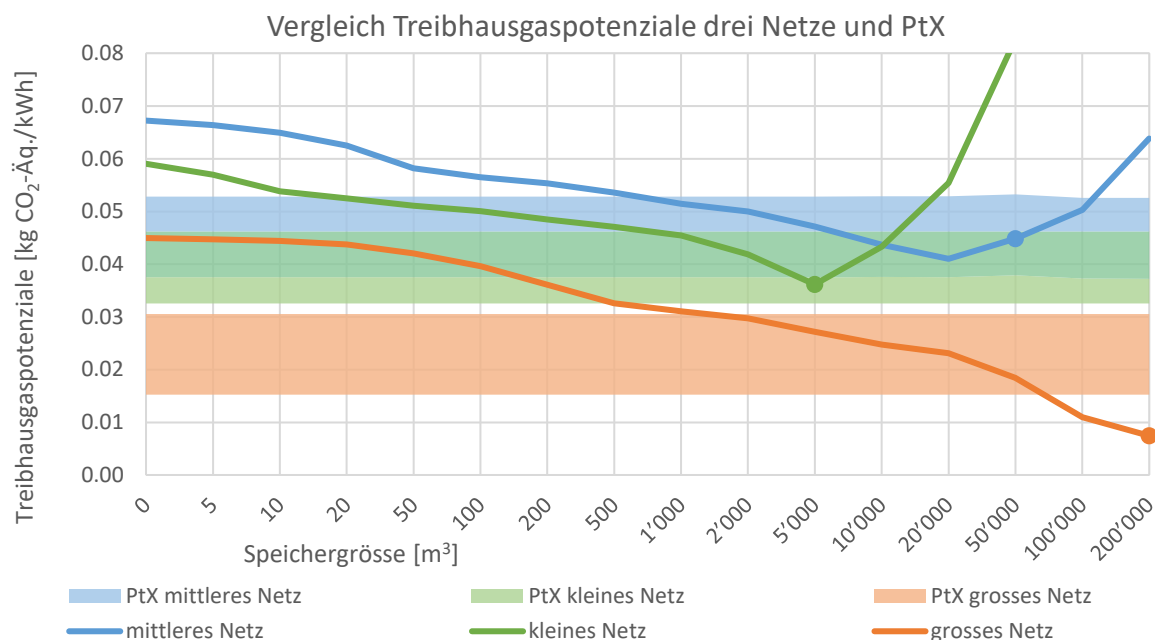


Abbildung 81 werden die gesamten spezifischen Treibhausgaspotenziale der drei Netze nochmals abgebildet. Die Punkte sind dabei die Speichergösse, ab der die Spitzenlast-Deckung ersetzt wird. Ohne Speicher ist das Treibhauspotenzial bei allen drei Netzen zwischen 0.045 und 0.066 kgCO₂-Äq./kWh, dabei ist vor allem der Unterschied der Treibhausgaspotenziale der Grundlast-Deckung zu sehen. Das mittlere Netz mit Wärmepumpe weist auf Grund der verwendeten elektrischen Energie trotz einer JAZ der Wärmepumpe von etwa 4 die grössten Treibhauspotenziale auf. KVA-Abwärme hat das geringste Treibhauspotenzial und würde damit gerechnet, dass die Abwärme aus der KVA ansonsten nicht genutzt würde, wären die Treibhausgaspotenziale sogar bei Null, da keine zusätzlichen Emissionen anfallen. Links von den Punkten auf den Linien der drei Netze gibt es noch Treibhausgaspotenziale aus dem fossilen Anteil. Nach dem Ersetzen dieses Anteils durch den Speicher wird kein grösserer Speicher mehr benötigt und die Weiterführung der Linien stellt daher keinen realistischen Anwendungsfall mehr dar. Die Bandbreite der Treibhausgaspotenziale von Spitzenlast-Deckung durch PtX sind in der Abbildung dargestellt, dabei wird kein Speicher benötigt. Für die PtX-Treibhausgaspotenziale wurden die Werte von Abbildung 76



verwendet. Dort gibt es allerdings sehr grosse Bandbreiten. Die untere Grenze der Fläche in

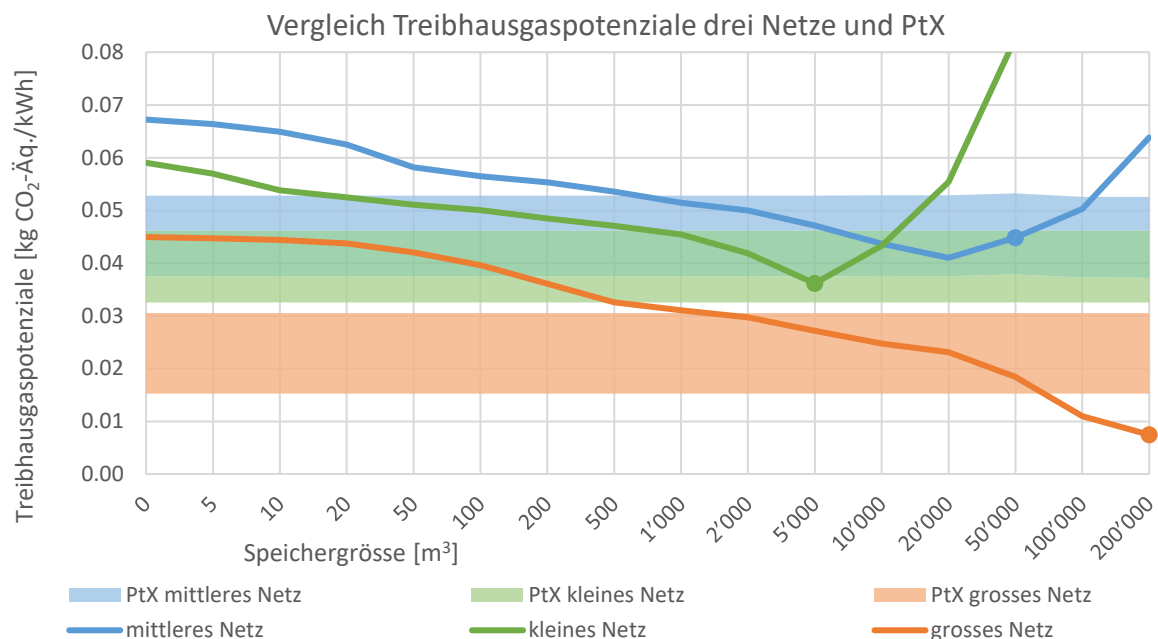


Abbildung 81 ist jeweils der Durchschnitt in 2030 und die obere Grenze entspricht den durchschnittlichen Werten von 2015.

Beim kleinen Netz sind die minimalen Treibhausgaspotenziale bei einer Speichergrösse von 5'000 m³ und die Treibhausgaspotenziale liegen zwischen jenen von PtX im Jahr 2030 und 2015. Dasselbe beim mittleren Netz bei einer Speichergrösse von 20'000 bis 50'000 m³. Beim grossen Netz ist die Situation anders. Dort ist ein Speicher mit 200'000 m³ die CO₂-ärmste Variante und PtX hat nur bei Speichergrössen unter 50'000 m³ je nach Wert erst bei kleinen Speichern von 1'000 m³ weniger Treibhausgaspotenziale. Ohne Speicher haben alle drei Netze allerdings weniger Treibhausgaspotenziale mit PtX anstatt einer fossilen Spitzenlast-Deckung.

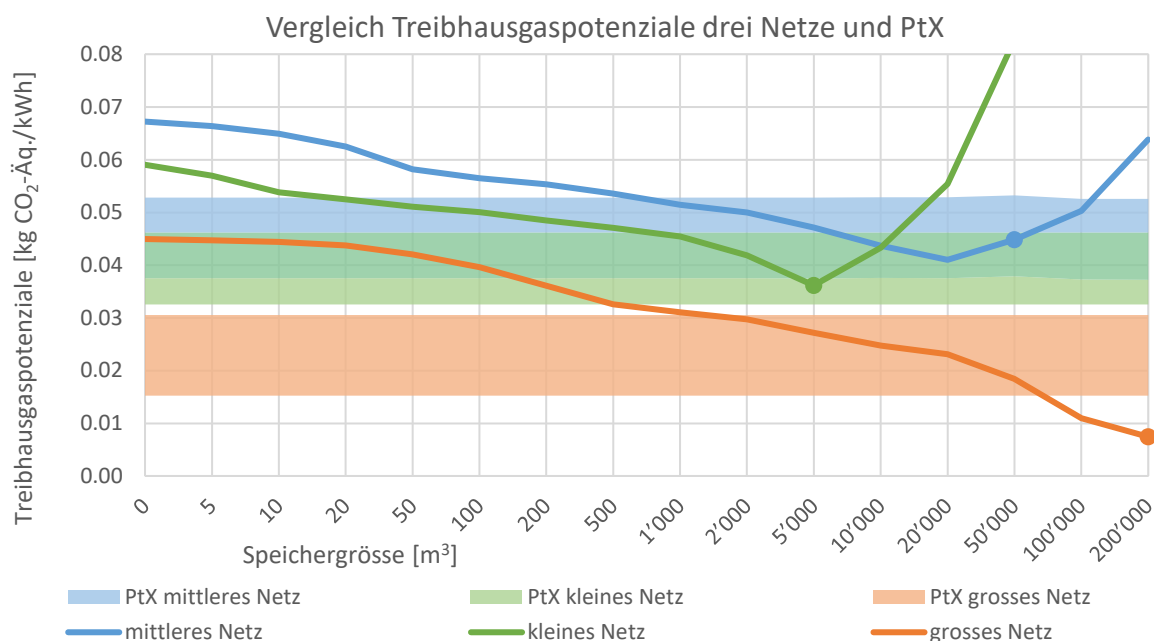


Abbildung 81: Die gesamten Treibhausgaspotenziale pro kWh der drei generischen Netze mit Speicher und mit PtX Technologien ohne Speicher.

In Abbildung 82 werden die spezifischen Treibhausgaspotenziale der Speicherwärme der drei Netze, sowie von den PtX Technologien und fossilen Energieträger ohne Speicher dargestellt. Die Treibhausgaspotenziale der Speicherwärme setzen sich aus den Speicherverlusten, der Beladung des Speichers und des Speicherbaus zusammen. In diesem Vergleich der drei Netze unterscheiden sich diese hauptsächlich durch die Speicherbeladung, also wie viele Emissionen die Energie der Grundlast-Deckung verursacht und auch wie viel Energie in den Speicher geladen wird. Bei beiden Faktoren hat das grosse Netz deutlich die kleinsten Treibhausgaspotenziale, weil die KVA-Abwärme nach KBOB sehr CO₂-arm ist und auch bei grossen Speichern durch den hohen Wärmebedarf mehr Energie (von der Grundlast-Wärmeerzeugung) eingespeichert wird. Beim mittleren und kleinen Netz wird ab einer gewissen Speichergrösse nicht mehr zusätzliche Energie eingespeichert (die Punkte in der Abbildung). Dadurch steigen dann die Treibhausgaspotenziale mit grösseren Speichern sehr stark.

Wird mit durchschnittlichen Treibhausgaspotenziale der PtX Technologien des Jahres 2030 gerechnet, so liegen diese bei 0.08 bis etwas über 0.1 kgCO₂-Äq./kWh. Für das Jahr 2015 sind diese mit 0.156 bis 0.23 kgCO₂-Äq./kWh etwas höher. Die Treibhausgaspotenziale der Speicherwärme des grossen Netzes liegen bei jeder Speichergrösse klar unter diesen Werten mit maximal 0.033 kgCO₂-Äq./kWh. Die Treibhausgaspotenziale der Speicherwärme des mittleren Netzes liegen bis zu einer Speichergrösse von 20'000 m³ unter den PtX-Technologien und die des kleinen Netzes bis etwa 1'000 m³. Bei grösseren Speichern liegen die Treibhausgaspotenziale der Speicherwärmen dieser zwei Netze über denjenigen der PtX-Technologien 2030 und unter denen von 2015.

Die Treibhausgaspotenziale der fossilen Energieträger liegen bei 0.2 und 0.26 kgCO₂-Äq./kWh für Erdgas und Heizöl und wenn diese im Rahmen von Fernwärme genutzt werden sogar bei



0.3 bis 0.4 kgCO₂-Äq./kWh. Diese sind also nochmals rund doppelt bis viermal so hoch wie diejenigen der PtX Technologien im Jahr 2030. Biogas verursacht im Vergleich 0.124 kgCO₂-Äq./kWh und liegt damit unter den Emissionen fossiler Energien und zwischen den Werten von PtX der Jahre 2015 und 2030.

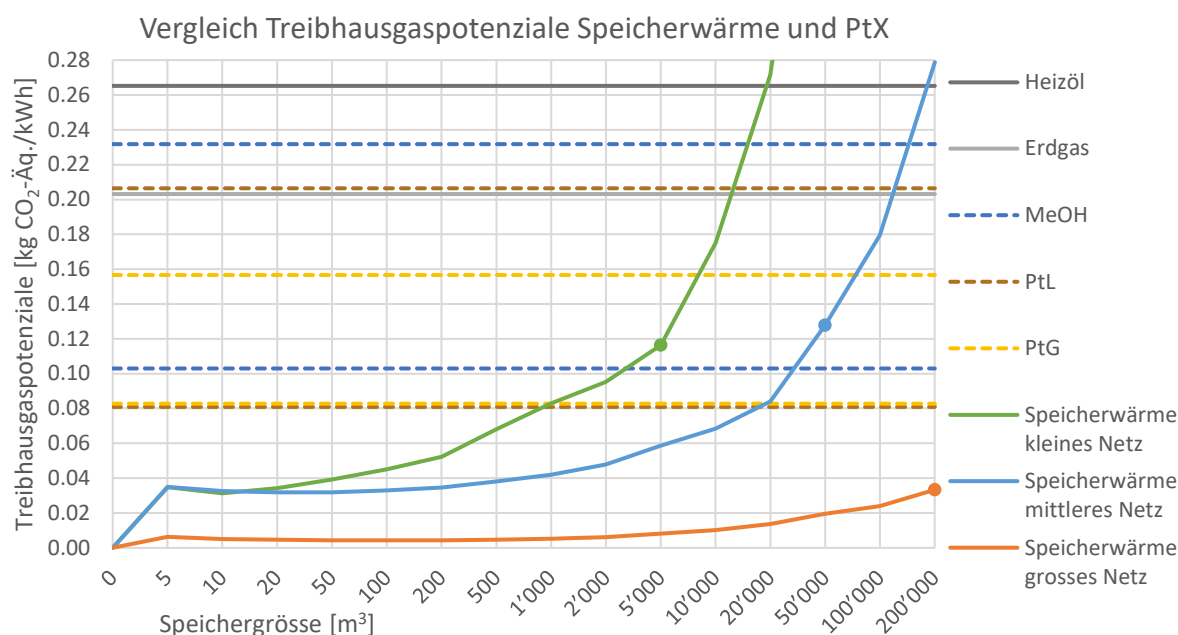


Abbildung 82: Treibhausgaspotenziale pro kWh der Speicherenergie der drei generischen Netze nach Speichergrösse und der PtX Technologien, sowie fossile Energieträger.

Die minimalen Treibhausgaspotenziale der drei Netze mit Speicher liegen beim grossen Netz bei 200'000 m³ Speichervolumen, beim mittleren Netz bei 20'000 m³ und beim kleinen Netz bei 5'000 m³. Diese entsprechen beim kleinen und grossen Netz der Speichergrösse, welche die Spitzenlast-Deckung ersetzt, beim mittleren Netz ist sie nur wenig tiefer. Ohne einen Speicher eignen sich in Zukunft PtX Technologien, um die fossile Spitzenlast zu ersetzen, da sie weniger Treibhausgaspotenziale als diese aufweisen. Die Grundlast-Deckung mit PtX zur Wärmeerzeugung zu ersetzen, würde jedoch zu mehr Treibhausgaspotenzialen führen, da PtX mehr Emissionen verursacht als alle drei Energien für die Hauptwärmeerzeugung. Zusätzlich schneiden sie auch bei den Parametern Primärenergie, Ressourcenverbrauch und finanzielle Aufwände weniger gut ab. Netze mit maximalen Speichergrössen sind derzeit die CO₂-ärmeren Varianten. Die PtX Technologien haben jedoch das Potential in Zukunft noch weniger Emissionen zu erzeugen, wenn der Strommix erneuerbarer wird und an anderen Orten bei der Produktion Treibhausgaspotenziale vermieden werden können. Laut den Auswertungen in Abschnitt 5.6 sind Speicher aber bei hohen Spitzenenergiekosten, was den Kosten von PtX entspricht, vor allem für mittlere und grosse Netze die wirtschaftlichere Variante.



5.8 Ergebnisse der Simulation des gesamtschweizerischen Energiesystems

Der vorliegende Abschnitt beschreibt die Ergebnisse der Simulation des Gesamtenergiesystems (siehe Abschnitt 4.1). Abbildung 83 zeigt diese für die Grundszenarien, die in Abbildung 34 und Tabelle 8 definiert wurden. Jede Teilabbildung enthält dabei eine Variation des CO₂-Ziels von +24 Mt/a bis auf 0 Mt/a. Dabei entspricht +6 Mt/a dem «Abroad» Szenario, +0 Mt/a dem «Domestic» Szenario. Innerhalb eines gegebenen CO₂-Ziels findet eine Monte-Carlo Variation von Parametern wie der Bevölkerungszahl, dem Klima oder den Investitionskosten für Technologien statt. Die Ergebnisse sind daher mittels Boxplots dargestellt, wobei die weisse Markierung der Median ist.

Die erste Spalte zeigt die kostenoptimalen Speichervolumina, die zweite Spalte den jährlichen Durchsatz – also die jährlich ausgespeicherte Energie. Die dritte Spalte zeigt wiederum den gesamten Bedarf für Heizungswärme und Warmwasser. Die Zeilen 1-4 stellen die Ergebnisse für den Fall «Biomasse» – DHN3, «Umweltwärme (heiss)» – DHN1, «Umweltwärme (kalt)» – DHN5 und «Abwärme KVA» – DHN9 dar.

Die Ergebnisse können wie folgt zusammengefasst werden:

- Die Option «Biomasse» ist in keinem Fall Teil der optimalen Lösung. Der Grund hierfür ist die Tatsache, dass Holz sinnvollerweise für Hochtemperatur-Anwendungen in der Industrie genutzt wird. Es kann daher auch keine Aussage gemacht werden, unter welchen Bedingungen ein Wärmespeicher in Kombination mit Biomasse sinnvoll ist.
- Die Kombination von «Umweltwärme» und Wärmepumpe ist in jedem Fall vorhanden. Wenn die Niedertemperaturvariante «Umweltwärme (kalt)» – also ein Anergienetz – im innovativen Szenario verfügbar ist, ist dies die bevorzugte Lösung. In diesem Fall ist jedoch kein saisonaler Wärmespeicher nötig und sinnvoll.
- Wenn die Option eines Anergienetzes in den konservativen Szenarien nicht verfügbar ist, ist die nächstbeste Lösung eine Wärmepumpe, die direkt Nutztemperatur in ein heisses Netz speist, also die Variante «Umweltwärme (heiss)». Da in den konservativen Szenarien allerdings keine saisonalen Wärmespeicher verfügbar sind, muss diese Lösung ohne einen solchen auskommen.
- Im Falle von «Abwärme KVA» kommt in den innovativen Szenarien immer ein saisonaler Wärmespeicher zum Einsatz. Seine Rolle ist dabei eine verbesserte Nutzung der Abwärme im Sommer für den Winter. Das Volumen des Speichers beträgt ca. 1 TWh. Der jährliche Durchsatz ist ähnlich gross. Dies zeigt, dass der Speicher tatsächlich einmal pro Jahr gefüllt und entleert wird. Die gesamte abgegebene Wärmemenge beträgt ca. 8 TWh, es durchlaufen also 10-15% der Wärme den Wärmespeicher.



Zusätzlich wurde eine Variante dieser Szenarien berechnet. In diesen ist der saisonale Wärmespeicher in den konservativen Szenarien verfügbar aber nicht in den innovativem. Dies ergibt folgende weitere Erkenntnisse:

- Die Variante «Biomasse» ist noch immer nicht Teil der optimalen Lösung.
- Die Variante «Umweltwärme (kalt)» mit Anergienetzen ist noch immer bevorzugt, wenn sie in den innovativen Szenarien verfügbar ist.
- Der Fall einer Wärmepumpe, die Wärme auf Nutztemperaturniveau liefert «Umweltwärme (heiss)», ist wieder in den konservativen Szenarien vorhanden, allerdings kommt jetzt ein saisonaler Wärmespeicher zum Einsatz. Das Volumen beträgt dabei ca. 2 TWh, der Durchsatz ist ähnlich bei 2 TWh/a und die jährlich abgegebene Wärmemenge beträgt ca. 8 TWh. Insgesamt durchlaufen also ca. 25% der Wärme den saisonalen Wärmespeicher.
- Im Falle der KVA ändert sich das Bild nur wenig. Wenn ein Wärmespeicher verfügbar ist, kommt er zum Einsatz, um Wärme vom Sommer in den Winter zu verschieben.

Abbildung 83 und Abbildung 84 zeigen Speichergrössen und jährliche Energieflüsse. Wie der saisonale Wärmespeicher betrieben wird, lässt sich jedoch besser an den tatsächlichen Zeitverläufen ablesen. Dafür wurde jeweils ein Szenario nahe dem Median ausgewählt, und zwar für die «Together/Domestic» Varianten, also für eine gute Integration mit dem Ausland und ein CO₂-Ziel von 0 Mt/a. Die folgenden Erkenntnisse können hervorgehoben werden:

- Wie zuvor erläutert steht in den Conservative-Szenarien die Option «Umweltwärme (kalt)» nicht zur Verfügung. Stattdessen kommt die Option «Umweltwärme (heiss)» zum Einsatz. Ohne einen saisonalen Wärmespeicher muss die Wärmepumpe auf den maximalen Bedarf ausgelegt werden. Steht ein Wärmespeicher zur Verfügung, läuft die Wärmepumpe bei konstanter Last, der Spitzenbedarf wird im Winter dann aus dem Speicher bedient.
- In den Innovative-Szenarien wird dagegen die Option «Umweltwärme (kalt)» genutzt, also ein Anergienetz, dass z.B. aus Seewasser gespiesen wird. In diesem Fall wird die Wärme durch verteilte Wärmepumpen auf Nutzniveau gebracht, ein grosser Wärmespeicher ist da nicht sinnvoll.
- Für den Fall «Abwärme KVA» kommt ein Wärmespeicher zum Einsatz, sobald er verfügbar ist.

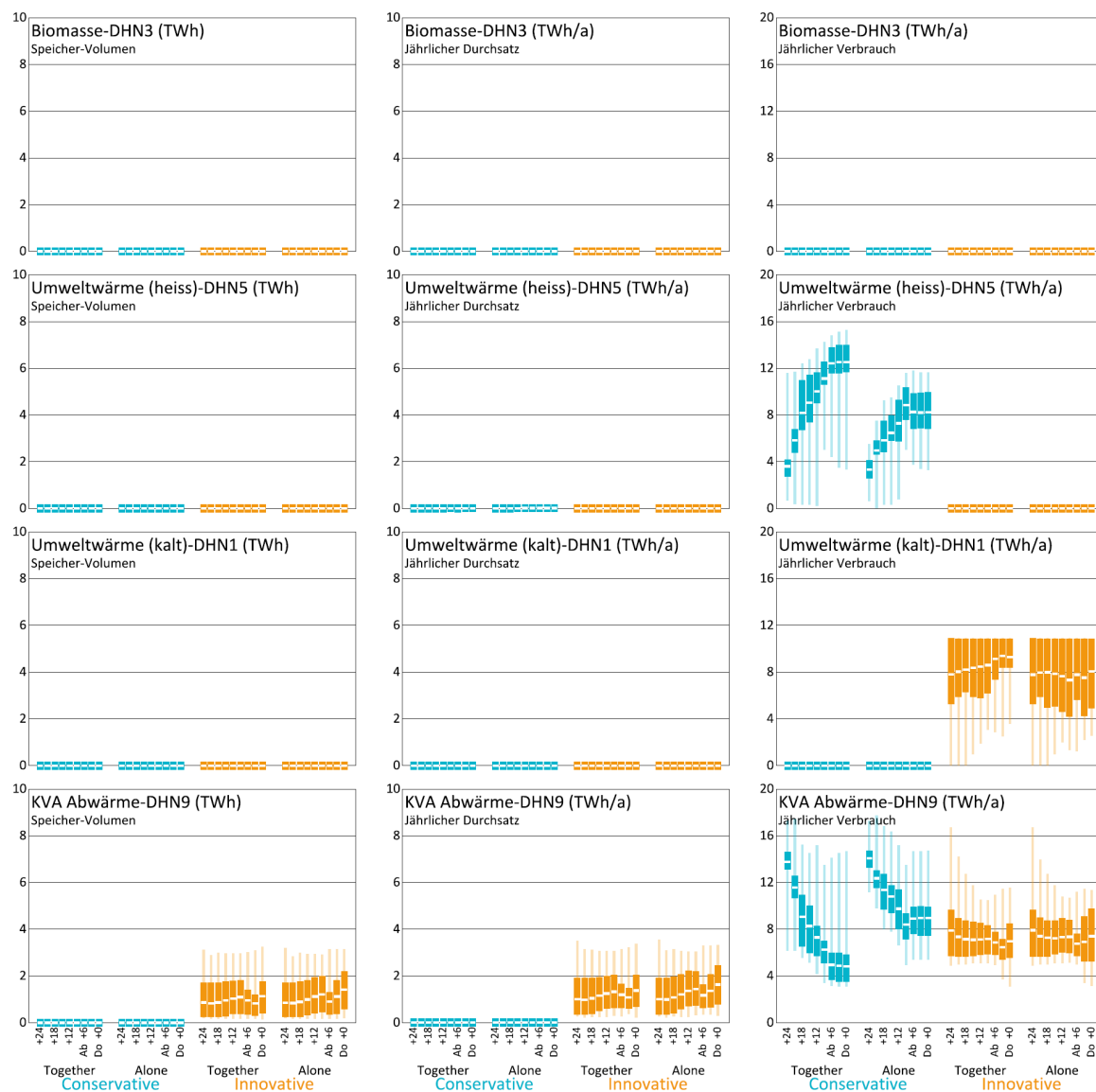


Abbildung 83: Ergebnisse der Energiesystemmodellierung für die Grundszenarien, Einheit und Bedeutung der y-Achse in der jeweiligen Überschrift, die Werte auf der x-Achse entsprechen den Klimazielen, die erreicht werden sollen, mit +24 bis +0 Mt CO₂-äq pro Jahr, Ab = Abroad, Do = Domestic.



Abbildung 84: Ergebnisse der Energiesystemmodellierung für Varianten der Grundszenarien, Einheit und Bedeutung der y-Achse in der jeweiligen Überschrift, die Werte auf der x-Achse entsprechen den Klimazielen, die erreicht werden sollen, mit +24 bis +0 Mt CO₂-äq pro Jahr, Ab = Abroad, Do = Domestic.

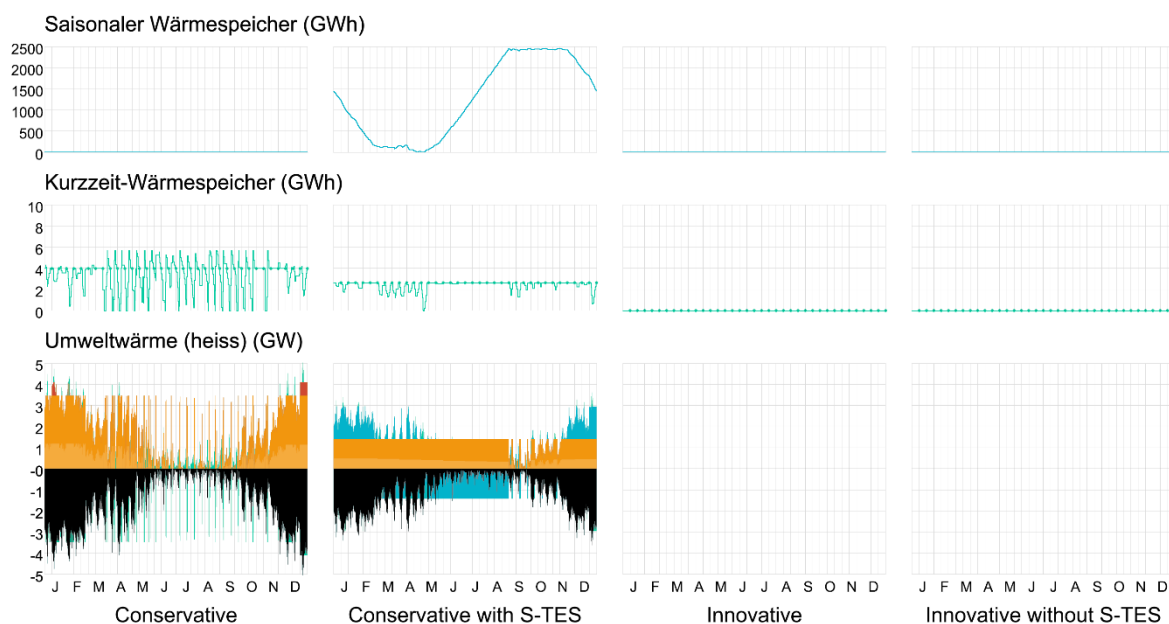


Abbildung 85: Stündlicher Verlauf von Speicherstand und Energiebilanz für die Option «Umweltwärme (heiss)»; **Wärmelieferung** der Wärmepumpe, **Wärmeverbrauch**, **Beladung/Entladung** des Wärmespeichers; zusätzlich ist der **Stromverbrauch** der Wärmepumpe gezeigt.

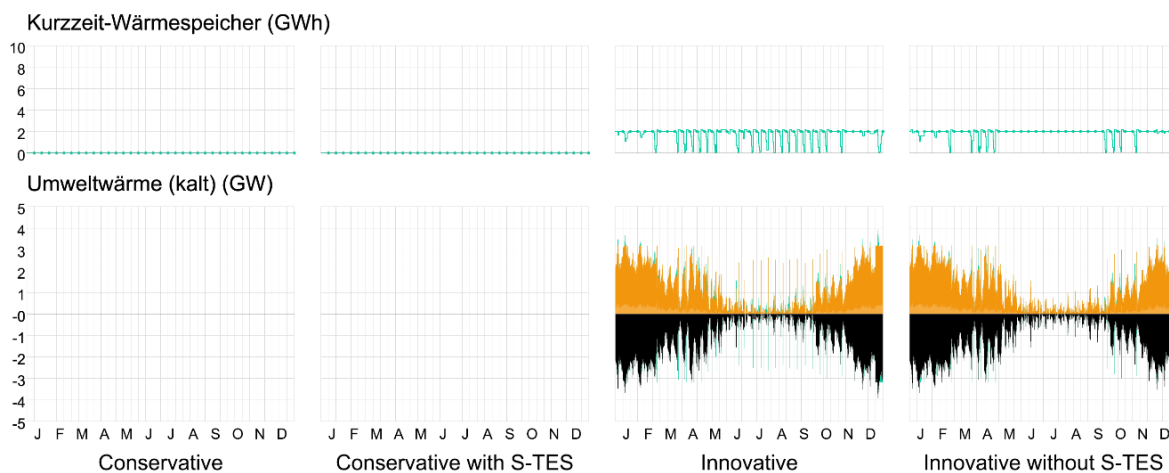


Abbildung 86: Stündlicher Verlauf von Speicherstand und Energiebilanz für die Option «Umweltwärme (kalt)»; **Wärmelieferung** der Wärmepumpe, **Wärmeverbrauch**, **Beladung/Entladung** des Wärmespeichers; zusätzlich ist der **Stromverbrauch** der Wärmepumpe gezeigt.

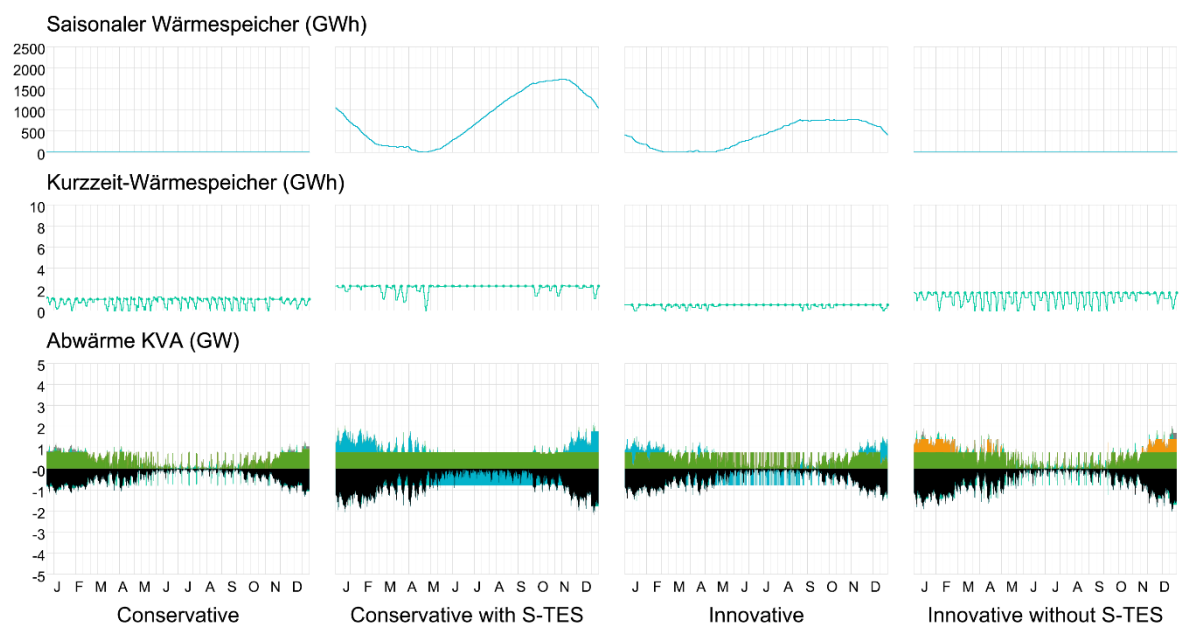


Abbildung 87: Stündlicher Verlauf von Speicherstand und Energiebilanz an einer KVA. **Wärmelieferung** der KVA, **Wärmeverbrauch**, **Beladung/Entladung** des Wärmespeichers.



6 Diskussion und Schlussfolgerungen

6.1 Stand der Technik und Situation in der Schweiz

Es gibt unterschiedliche Technologien für grosse Wärmespeicher in Fernwärmenetzen, die von einfachen Stahlspeichern zur Spitzendeckung bis zu erdreichbasierten saisonalen Speichern reichen. Die wichtigsten Technologien, für welche es bereits Erfahrungen mit einer Vielzahl von umgesetzten Beispielen gibt, sind: druckbeaufschlagte und drucklose Stahlspeicher, Betontanks, Erdbeckenspeicher, Aquifer-Speicher und Erdsondenfelder. In der Schweiz gibt es einige realisierte Projekte mit grossen Speichern in Fernwärmenetzen, wobei dies meist druckbeaufschlagte oder drucklose Stahlspeicher sind.

Informationen aus Literaturrecherche, Erfahrungen des Projektpartners Solites und Informationen aus Gesprächen mit Schweizer Akteuren, welche Erfahrung in der Erstellung von grossen Wärmespeichern haben, wurden in jeweils zweiseitigen Factsheets zu jeder Technologie zusammengefasst (siehe Annex B). Dabei wurde versucht, die wichtigen Informationen übersichtlich und verständlich darzustellen und die Informationen so gut wie möglich auf die Schweiz angepasst zu präsentieren. Um dies zu erreichen, wurden einige Angaben auch im Ermessen der Autoren gemacht. So kann beispielsweise die Speicherdauer von Tagen, Wochen oder Monaten nicht klar definiert werden und im Prinzip kann jede Speichertechnologie sowohl als Tages- als auch als Monatsspeicher eingesetzt werden. Daher ist beispielsweise die angegebene Speicherdauer eine Einschätzung der Autoren, welche in der Diskussion zwischen Experten von Solites und dem SPF festgelegt wurde. Diese Angaben haben daher keine absolute Gültigkeit und können hinterfragt werden.

Eine weitere Unsicherheit besteht bei der Angabe von Kosten. Es wurden Kosten aus internationalen Projekten gesammelt, welche aber zum Teil auch schon vor längerer Zeit realisiert wurden. Weil meist keine Details zu Kosten in der Schweiz verfügbar sind, ist es schwierig abzuschätzen, inwiefern diese auf die Schweiz und auf die Gegenwart übertragen werden können. Zum einen ist vor allem bei arbeitsintensiven Vorgängen von einem höheren Preisniveau in der Schweiz als in den meisten anderen europäischen Ländern auszugehen.

Zu einigen Schweizer Projekten mit Stahlspeichern konnten Kosten ermittelt werden. Diese sind tendenziell höher als die aus anderen europäischen Projekten. Durch die wenigen Beispiele und die starke Streuung kann jedoch keine eindeutige Schweizer Kostenfunktion ermittelt werden. Zum anderen sind die Kosten generell mit den Inflationsschüben in den Jahren 2022–2024 angestiegen. Daher sind historische Kostendaten aus realen Projekten eher tief und es muss tendenziell mit höheren Kosten gerechnet werden.

6.2 Speicher zur Deckung von Leistungsspitzen

Die grossen Speicher, die bereits in schweizerischen Fernwärmenetzen eingesetzt werden, wurden hauptsächlich zur Ausgleichung kurzfristiger Lastschwankungen und zur Deckung von Lastspitzen errichtet. In vielen bestehenden und neuen Wärmenetzen werden aus Kostengründen fossile Kessel zur Spitzendeckung verwendet. Besonders bei neuen Wärmenetzen, die mit Wärmepumpen betrieben werden, sind die Investitionskosten für die Deckung der Spitzenleistung hoch.



Viele Gemeinden haben sich ehrgeizige Klimaziele gesetzt, um bis 2040 oder 2050 Netto-Null Emissionen zu erreichen, was den Ausschluss fossiler Energieträger für die Wärmeversorgung bedeutet. Gespräche mit Industriepartnern und Netzbetreibern im Rahmen dieses Projekts haben gezeigt, dass die Deckung der Leistungsspitzen mit erneuerbaren Energien eine grosse Herausforderung für zukünftige Wärmenetze darstellt. Daher lag ein wichtiger Fokus dieses Projekts auf der Nutzung grosser Wärmespeicher zur Deckung von Leistungsspitzen, und es konnte gezeigt werden, dass grosse Wärmespeicher diese Aufgabe übernehmen können.

Die Wirtschaftlichkeit hängt von verschiedenen Faktoren ab. Zum einen gibt es erhebliche Skaleneffekte, wenn von herkömmlichen Stahltanks auf Grossspeichertechnologien wie Erdbeckenspeicher umgestellt wird, wodurch sich die spezifischen Kosten (pro m³ Wasseräquivalent) um mehr als das Zwanzigfache verringern. Andererseits sind auch die Anzahl der Zyklen entscheidend, wodurch kleinere Speicher mit vielen Be- und Entladezyklen wirtschaftlich attraktiver werden. Ebenso ist entscheidend, mit welchen Energieträgern bzw. welchen spezifischen Kosten der Speicher beladen wird und welche Energiekosten für die Spitzenleistung gegengerechnet werden.

Die Beladungskosten hängen stark von der verfügbaren Energiequelle und der Betrachtungsweise ab. So liegen die Gestehungskosten für Energie aus Holz bei etwa 11-14 Rp./kWh. Für die Beladung eines Speichers muss jedoch nicht in zusätzliche Kapazität investiert werden und ein bestehender Kessel kann einfach länger betrieben werden, wodurch lediglich mit den Brennstoffkosten von aktuell etwa 5-6 Rp./kWh gerechnet werden kann. Es wird jedoch generell mit einer Verknappung des verfügbaren Brennholzes gerechnet, was zu einem starken Preisanstieg führen könnte. Ähnlich unsicher sind die Stromkosten für den Betrieb von Wärmepumpen, wobei im Sommer teilweise mit Überschüssen und dadurch niedrigen Preisen zu rechnen ist. Bei Abwärme-Quellen wie z.B. Kehrrichtverwertungsanlagen (KVA) gibt es im Sommer noch überschüssige Energie, die momentan rückgekühlt werden muss und somit keine oder nur sehr geringe Kosten verursacht. Auf der anderen Seite haben die Preise für fossile Energieträger in den letzten Jahren ebenfalls stark variiert. Die letzten Jahre haben gezeigt, wie unsicher die Preise für fossile Brennstoffe sind, wodurch Langzeitprognosen schwierig sind. Noch schwieriger ist es, Prognosen für die Kosten von erneuerbaren Energieträgern aus Power-to-X zu machen. Aus diesen Gründen wurden sowohl die Kosten für die Grundlast Wärmeerzeugung (und somit für die Speicherbeladung) als auch die Kosten für die Spitzenlast in einem grossen Bereich variiert, um für die drei Beispielnetze jeweils die optimale Speichergrösse aufzuzeigen.

Bei kleineren Netzen greifen die Skaleneffekte noch nicht richtig, die Wirtschaftlichkeit wird daher durch den Effekt der Speicherzyklen dominiert und eher kleinere Speicher mit vielen Zyklen stellen ein wirtschaftliches Optimum dar. Bei mittleren Netzen ist dies weniger klar, und es gibt Rahmenbedingungen, bei denen stark unterschiedliche Speichergrössen zu ähnlichen Gesamtkosten führen. Lösungen mit grossen Speichern weisen jedoch einen geringeren Bedarf an (meist fossiler) Spitzenenergie auf und bieten mehr Möglichkeiten, um auf Bedarfs- oder auch Preis- bzw. Produktionsschwankungen zu reagieren.

Bei sehr grossen Netzen gibt es vermehrt Rahmenbedingungen, bei denen sich sehr grosse, saisonale Speicher wirtschaftlich lohnen. Wenn Speicher zur Deckung von Leistungsspitzen eingesetzt werden, kann die dezentrale Platzierung weitere Vorteile mit sich bringen. So können beispielsweise Verbindungsleitungen entlastet und ggf. kleiner dimensioniert werden. Gerade bei bestehenden Netzen kann dies ein entscheidender Vorteil sein, wenn Netze weiter



ausgebaut werden sollen, aber die bestehenden Verbindungsleitungen schon an die Kapazitätsgrenze stossen. Simulationen haben gezeigt, dass eine sichere Verringerung der benötigten Leistungen hauptsächlich dann erreicht werden kann, wenn nicht nur der Speicher, sondern auch ein zusätzlicher Spitzenkessel dezentral platziert wird. Bei einem Speicher ohne Spitzendeckung besteht die Gefahr, dass er in besonders kalten Perioden vollständig entleert wird und dann nicht mehr zur Entlastung der Leitung beitragen kann. Ebenfalls ist eine deutliche Temperaturdifferenz zwischen Beladetemperatur und benötigter Vorlauftemperatur nötig, damit ein dezentraler Speicher ohne Spitzenkessel eingebunden werden kann.

6.3 Saisonale Wärmespeicher

Es gibt keine klare Grenze zwischen einem Kurzzeitspeicher zur Spitzendeckung und einem saisonalen Wärmespeicher. Auch Speicher mit einem saisonalen Charakter werden zum Ausgleich von Kurzzeitschwankungen eingesetzt. Selbst wenn ein Speicher hauptsächlich saisonal, d.h. im Sommer, beladen wird, ist ein Entladen während der Lastspitzen im Winter energetisch und wirtschaftlich am sinnvollsten. In den untersuchten Beispielen, wie auch in fast allen Wärmenetzen der Schweiz, steht eine erneuerbare Grundlast-Wärmeerzeugung zur Verfügung, welche auch im Winter Energie produzieren kann. Um diese möglichst gut auszunutzen, sollte sie auch im Winter oder der Übergangszeit zur Beladung des Speichers verwendet werden, sobald ihre Leistung den Bedarf übersteigt.

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse der Beispielnetze hat gezeigt, dass eine saisonale Speicherung nur bei grossen Netzen und mit geringen Kosten für die Beladung finanziell attraktiv ist. Saisonale Speicher werden auch nur dann finanziell attraktiv, wenn mit hohen Kosten für die Spitzendeckung gerechnet wird. Bei den hier betrachteten Beispielen wird eine saisonale Speicherung frühestens bei Spitzenlastkosten von mehr als 18 Rp./kWh zur attraktivsten Lösung. Auch wenn die Preise für fossile Energieträger stark schwanken, so lagen sie im langjährigen Mittel doch deutlich unter dieser Marke.

Anders sieht es aus, wenn man davon ausgeht, dass keine fossilen Brennstoffe mehr eingesetzt werden dürfen und nur noch erneuerbare Brennstoffe zur Verfügung stehen. Brennholz kostet zwar deutlich weniger, die Investition in Holzkessel ist aber gross und lohnt sich für Spitzenkessel mit wenigen Vollaststunden nicht. Synthetische Brennstoffe sind noch deutlich teurer und der Preis für Biogas liegt etwa in dieser Grössenordnung. Wenn für die Zukunft von einer dekarbonisierten Energieversorgung ausgegangen wird, ist mit einer Verknappung der erneuerbaren Brennstoffe zu rechnen.

6.4 Treibhausgaspotenziale

Es gibt wenige Analysen zu den Treibhausgaspotenzialen von thermischen Grossspeichern. Publierte Daten schwanken stark und sind sehr projektspezifisch. Dennoch wurden aus den verfügbaren Daten typische Werte für graue Treibhausgaspotenziale abgeleitet. Aufgrund fehlender Daten für Erdbeckenspeicher wurden Daten eines Kies-Wasser-Speichers verwendet und um den Einfluss der Kiesfüllung korrigiert.

Aufgrund unterschiedlicher Verluste hängt eine Betrachtung der Treibhausgaspotenziale vor allem auch von den Emissionen der unterschiedlichen Wärmequellen ab. Dabei zeigt sich, dass der Einsatz eines Speichers fast immer zu niedrigeren Treibhausgaspotenzialen führt,



wenn er fossile Spitzen ersetzen kann. Bei den untersuchten Netzen führten also immer die Varianten mit entsprechend grossen Speichern zu den niedrigsten Treibhausgaspotenzialen, was zu einem nahezu vollständigen Ersatz der fossilen Spitzen führte. Die Emissionen für die Spitzendeckung (Speicher und fossil) liegen dabei im Bereich der Unsicherheit der Treibhausgaspotenziale von synthetischen Brennstoffen, dabei sind aber meist die Treibhausgaspotenziale des verbleibenden fossilen Spitzenanteils dominant.

Bei kleineren Speichern mit hohen Zykluszahlen liegen die grauen Treibhausgaspotenziale bei sehr tiefen Werten in der Grössenordnung von 0,001-0,002 kgCO₂-Äq./kWh. Je grösser der Speicher und je kleiner die Zykluszahl, desto relevanter werden die grauen Treibhausgaspotenziale aus dem Speicherbau. Erst bei Speichern mit saisonalem Charakter werden die grauen Treibhausgaspotenziale des Speichers relevant. Wenn ein deutlich grösserer Speicher benötigt wird, um einen sehr geringen verbleibenden Anteil an fossiler Spitzendeckung noch vollständig zu ersetzen, können die zusätzlichen grauen Treibhausgaspotenziale gar die Emissionen der fossilen Spitze übertreffen. Der vollständige Verzicht auf eine fossile Spitze kann dabei zu höheren Treibhausgaspotenzialen führen, wenn dieser mit viel Infrastruktur (in diesem Falle Speichern) „erkauft“ werden muss. Allerdings müssten die grauen Emissionen vom Spitzenlastkessel beispielsweise ebenfalls berücksichtigt werden. Unter diesem Gesichtspunkt ist die Forderung vieler Gemeinden nach einer vollständig fossilfreien Versorgung zu relativieren. Je nach Rahmenbedingungen kann eine fossile Spitzendeckung für einen minimalen Anteil der Spitze weniger Treibhausgaspotenziale verursachen als infrastrukturintensive Alternativen. Eine entsprechende Analyse für unterschiedliche Technologien wäre hier sinnvoll.

Anders sieht es bei sehr grossen Netzen aus, bei denen eine saisonale Speicherung nur mit sehr grossen Speichern durchgeführt werden kann, und aufgrund des Skalierungseffektes tiefere spezifische (pro m³) Treibhausgaspotenziale erwartet werden. Bei sehr grossen Netzen (und somit auch Speichern) führt ein vollständiger Ersatz der fossilen Spitze zu den geringsten Treibhausgaspotenzialen.

6.5 Grosse thermische Speicher im Kontext des Energiesystems Schweiz

Eine Integration der hier analysierten Netztypen in das gesamte Modell der zukünftigen schweizerischen Energieversorgung kann deren Relevanz für die Zukunft aufzeigen. Lösungen, welche bei einer Gesamtsystemoptimierung gewählt werden, können als sinnvolle und zukunftssträchtige Lösungen angesehen werden.

Kleinere Biomasse-Wärmenetze werden unabhängig von der Speichergrösse vom Optimierungs-Algorithmus nicht für die zukünftige Wärmeversorgung gewählt, weil die Biomasse für andere (Hochtemperatur-) Anwendungen eingesetzt wird. Die aktuell häufigsten Wärmenetze der Schweiz werden also voraussichtlich an Bedeutung verlieren. Weil diese Netze vom Optimierer schon gar nicht ausgewählt werden, kann die Modellierung auch keine Aussage über die Sinnhaftigkeit von Wärmespeichern in Kombination mit Holz-Wärmenetzen machen. Wie die individuelle Analyse des Beispielnetzes zeigt, ist hier die Integration eines Kurzzeitspeichers wirtschaftlich und die Integration von einem grösseren Speicher kann die Emissionen weiter reduzieren. Aufgrund der Gesamtanalyse kann man aber erwarten, dass zumindest bei einigen Holz-Wärmenetzen ein Wechsel des Energieträgers stattfinden wird. Bei der Auswahl und Dimensionierung eines Wärmespeichers sollte diese Option



mitberücksichtigt werden. Wenn Holz in einem entsprechenden Netz als Hauptwärmequelle (zum Beispiel von einer Wärmepumpe) abgelöst wird, kann in vielen Fällen der bestehende Holzkessel zur Abdeckung von Leistungsspitzen weiter eingesetzt werden. Ein vorhandener Holzkessel stellt somit eine günstige Option zur erneuerbaren Deckung von Lastspitzen dar, wodurch die Integration von grossen Speichern wirtschaftlich weniger attraktiv werden könnte. Diese Option wurde hier aber nicht genauer analysiert.

Auch das mittlere, Wärmepumpen-basierte Netz wird vom Optimierer nicht gewählt, wenn stattdessen Anergienetze als Option zur Verfügung stehen. In Kombination mit warmen Netzen wurden grosse Wärmespeicher zur Optimierung des Gesamtsystems gewählt, in Kombination mit Anergienetzen nicht. In der Begleitgruppe wurde am Projektanfang darüber diskutiert, ob ein warmes oder ein Anergienetz als Beispielnetz ausgewählt werden soll. Der Entscheid ist aus zwei Gründen auf ein warmes Netz gefallen:

1. Es ist nachvollziehbar, dass aufgrund der mathematischen Optimierung Anergienetze gegenüber warmen Netzen bevorzugt werden, weil sie aufgrund des kleineren Temperaturhubs grundsätzlich effizienter betrieben werden können als warme Wärmepumpennetze. Ob sich Anergienetze grossflächig durchsetzen werden, ist noch unsicher. In vielen Fällen fällt der Entscheid gegen ein Anergienetz nicht aufgrund der Effizienz, sondern aufgrund der organisatorischen Schwierigkeiten bei der Erstellung und Steuerung vieler dezentraler Wärmepumpen. Die Begleitgruppe hat das praktische Potenzial von Anergienetzen aufgrund von eher nicht technischen Hindernissen als geringer eingestuft als durch die mathematische Optimierung ermittelt.
2. Das Potenzial für die Integration von thermischen Speichern wurde in Anergienetzen als klein angesehen. Dies wird auch durch die Optimierung des Gesamtsystems bestätigt, bei der zwar Anergienetze gewählt, diese aber nicht mit grossen Speichern ergänzt werden.

In der Beispielanalyse waren bei vielen Rahmenbedingungen kleinere Speicher wirtschaftlicher als grosse Saisonspeicher. Die Unterschiede waren aber in vielen Varianten über einen grossen Bereich von Speichergrössen ähnlich. In der Optimierung des Gesamtsystems wurden für warme, mit Wärmepumpen betriebene Netze, dennoch bei vielen Rahmenbedingungen Lösungen mit saisonalen Speichern gewählt. In Energyscope wird die gesamte zukünftige Energieversorgung modelliert, wobei in den meisten Zukunftsszenarien im Sommer sehr viel PV-Strom zur Verfügung steht. Ein Betrieb der Wärmepumpen im Sommer, zum Beladen von Saisonspeichern ist in einem Energiesystem mit sehr viel PV-Kapazität also vorteilhaft.

Ähnlich wie bei der individuellen Analyse der Beispielnetze, werden bei der Analyse des Gesamtsystems saisonale Wärmespeicher in der Kombination mit KVA-Wärmenetzen unabhängig der Vorgaben ausgewählt. Es zeigt sich also, dass diese Lösungen für die zukünftige Energieversorgung sinnvoll und gegenüber anderen Optionen kostengünstiger sind. Beim Ausbau der KVA-Fernwärmenetze sollten also unbedingt grosse (saisonale) Wärmespeicher mit einbezogen werden.

Entsprechend passen die Resultate aus den Beispielanalysen gut zu den Resultaten des Modells der gesamten Energieversorgung der Schweiz.



7 Literaturverzeichnis

- [1] T. Nussbaumer, S. Thalmann, A. Jenni, und J. Ködel, «Planungshandbuch Fernwärme». EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie, 2017. [Online]. Verfügbar unter: http://www.verenum.ch/Dokumente/PLH-FW_V1.0.pdf
- [2] BFE, «Energieperspektiven 2050+», Dez. 2021. Zugriffen: 20. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>
- [3] K.-H. Schädle, Schmidt, T., und Berberich, M., Arndt, D., & Klingler, P., «Programm „thermische Netze“, Arbeitspaket „Einsatz von thermischen (saisonalen) Speichern in thermischen Netzen“». EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie, 2018.
- [4] M. Haller und F. Ruesch, «Fokusstudie <Saisonale Wärmespeicher – Stand der Technik und Ausblick>», Auftraggeber: Forum Energiespeicher Schweiz, Schweiz, Feb. 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://speicher.aeesuisse.ch/de/fokusstudien>
- [5] Agro Energie Schwyz, «Wärmespeicher». Zugriffen: 21. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.agroenergie-schwyz.ch/energiezentrum/waermespeicher/>
- [6] AGRO Energiezentrum Rigi und T. Frei, «Wärmespeicher». Zugriffen: 21. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.agroenergie-rigi.ch/waermespeicher/>
- [7] Wirtschaftsförderung Luzern, «Neuer Wärmespeicher der Renergia optimiert Energieversorgung». Zugriffen: 21. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.luzern-business.ch/de/news/neuer-waermespeicher-der-renergia-optimiert-energieversorgung-7441>
- [8] R. Kummer, «Medienmitteilung — Inbetriebnahme Heisswasserspeicher». 24. November 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.renergia.ch/media/documents/Medienmitteilungen/2022-11-24_MM_Inbetriebnahme-Heisswasserspeicher.pdf
- [9] ewb, «Geospeicher». Zugriffen: 21. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ewb.ch/ueber-uns/unternehmen/kraftwerke/geospeicher.php>
- [10] K. Olas, «Waermedepot im Erdreich - empa». Zugriffen: 21. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.empa.ch/de/web/s604/eq73-waermedepot>
- [11] PlanEnergi, «D2.3 - Large Storage Systems for DHC Networks», März 2019.
- [12] F. Mauthner, «Technology and demonstrators», Gleisdorf, Technical report subtask C-Part C1, Juni 2016. [Online]. Verfügbar unter: https://task52.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/IEA-SHC-Task52-STC1-Classification-and-Benchmarking_v02.pdf
- [13] A. R. Espagnet, «Techno-Economic Assessment of Thermal Energy Storage integration into Low Temperature District Heating Networks», KTH School of Industrial Engineering and Management, Stockholm, Master of Science Thesis, 2016. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:956741/FULLTEXT01.pdf>
- [14] PlanEnergi, Solites, SOLID, AGFW, und CityPlan spol, «Solar district heating guidelines», SDH, Aug. 2012. [Online]. Verfügbar unter: https://www.solarthermalworld.org/sites/default/files/story/2015-04-03/sdh-wp3-d31-d32_august2012_0.pdf
- [15] D. Mangold, O. Miedaner, E. Primoudi, T. Schmidt, Unterbergen Markus, und B. Zeh, «Technisch-Wirtschaftliche Analyse und Weiterentwicklung der solaren Langzeit-Wärmespeicherung». Zugriffen: 20. Dezember 2017. [Online]. Verfügbar unter: http://www.solites.de/download/literatur/Solites_Technisch-wirtschaftliche%20Analyse%20und%20Weiterentwicklung%20der%20solaren%20Langzeit-W%20C3%A4rmespeicherung_Forschungsbericht_FKZ%200329607N_2012.pdf
- [16] «Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2018», Bundesamt für Energie BFE, Bern, Juli 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/gesamtenergiestatistik.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmVvYWQvOTc3NA==.html>
- [17] D. Hamgartner und A. Hurni, «Liste <Thermische Netze> Auswertungsbericht 2021», energieschweiz, Bern, Endbericht, 2022.



- [18] «Statistik Verband Fernwärme Schweiz 2017», Verband Fernwärme Schweiz VFS, Endbericht, 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.fernwaerme-schweiz.ch/fernwaerme-deutsch/Verband/VFS-Jahresstatistiken/Jahresstatistik_Statistique_annuelle2017.pdf
- [19] VFS, «Verband Fernwärme Schweiz - Jahresbericht 2019». April 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.fernwaerme-schweiz.ch/fernwaerme-deutsch-wAssets/docs/Verband/Jahresbericht-Dokumente-d/020_VFS_Jahresbericht_2019_d.pdf
- [20] S. I. for S. SPF-OST, *SPF-OST/pytrnsys_gui*. (16. Juni 2021). Python. Zugriffen: 16. Juni 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://github.com/SPF-OST/pytrnsys_gui
- [21] M. Haller und D. Carbonell, «TRNSYS Type 1924 - Stratified Plug Flow Solar Combi-Store Model». 12. September 2013.
- [22] Z. Xie u. a., «Numerical investigations of long-term thermal performance of a large water pit heat storage», *Solar Energy*, Bd. 224, S. 808–822, Aug. 2021, doi: 10.1016/j.solener.2021.06.027.
- [23] M. Y. Haller u. a., «A unified model for the simulation of oil, gas and biomass space heating boilers for energy estimating purposes. Part I: Model development», *Journal of Building Performance Simulation*, Bd. 4, Nr. 1, S. 1–18, 2011.
- [24] M. Wetter und Th. Afjei, «TRNSYS TYPE 401 - Kompressionswärmepumpe inklusiv Frost- und Taktverluste - Modellbeschreibung und Implementation in TRNSYS», Zentralschweizerisches Technikum Luzern, 1996.
- [25] M. Haller, «TRNSYS - Type 976 – Compression Heat Pump - Version 1.04. Internes Dokument». SPF Institut für Solartechnik, HSR Hochschule für Technik Rapperswil, 2010.
- [26] F. Ruesch, M. Rommel, und M. Haller, «TARO-Thermische Arealvernetzung, Energetische Optimierung anhand von dynamischen Systemsimulationen», Bundesamt für Energie BFE, Bern, BfE Endbericht, 2016.
- [27] M. H. Rittmann-Frank u. a., «BillySolar - Konzernrelevante Verringerung von CO₂-Emissionen durch die Integration von skalierbaren und kostengünstigen Solarwärme Einheiten», SPF Institut für Solartechnik, Bern, Switzerland, Schlussbericht, 2021. doi: 10.5281/zenodo.6472404.
- [28] I. Mojic, F. Ruesch, und M. Haller, «SWSG - Machbarkeit solarunterstützter Wärmenetze im Kanton St.Gallen», SPF Institut für Solartechnik, Rapperswil, CH, BFE Schlussbericht, März 2017. [Online]. Verfügbar unter: www.spf.ch/swsg
- [29] F. Ruesch und M. Haller, «BioSolFer – Integration von Solarwärme in Biomasse Fernwärmenetze», SPF Institut für Solartechnik, Rapperswil, Schlussbericht, Sep. 2020.
- [30] «SIA380:2015: Grundlagen für energetische Berechnungen von Gebäuden», Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein, 2015.
- [31] I. Mojic und M. Haller, «KlimaGapLite – Literaturrecherche zu den bestehenden Methoden zur Witterungsreinigung im Gebäudebereich», SPF Institut für Solartechnik, Rapperswil, Schlussbericht, März 2019. [Online]. Verfügbar unter: P:\SPF-Berichte\BFE-Schlussberichte\2019\2019_BFE_Schlussbericht_KlimaGapLite_public.pdf
- [32] P. Stange und A. Matthees, «FreePlan Version 1.1 - Dokumentation», Professur für Gebäudeenergietechnik und Wärmeversorgung, Dresden, Germany, 2020. Zugriffen: 22. Juni 2012. [Online]. Verfügbar unter: <https://cloudstore.zih.tu-dresden.de/index.php/s/EKEKsMoAABwA4cX>
- [33] VDI - Verein Deutscher Ingenieure, «VDI 6002 - Solare Trinkwassererwärmung Allgemeine Grundlagen, Systemtechnik und Anwendung im Wohnungsbau». Berlin: Beuth Verlag GmbH, 2004.
- [34] MeteoSchweiz, «IDAWEB», Bundesamt für Meteorologie und Klimatologie MeteoSchweiz. [Online]. Verfügbar unter: <https://gate.meteoswiss.ch/idaweb/login.do>
- [35] S. Moret, «Strategic energy planning under uncertainty», PhD thesis, 2017. [Online]. Verfügbar unter: <http://infoscience.epfl.ch/record/231814>
- [36] H. Zhang u. a., «Thermodynamic performance study on gas-steam cogeneration systems with different configurations based on condensed waste heat utilization», *Energy*, Bd. 250, S. 123836, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.123836>.
- [37] «Durchschnittspreise Energie - Datentabelle». Bundesamt für Statistik, November 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bfs.admin.ch/bfsstatic/dam/assets/13407088/master>



- [38] Thomas Marti, u. a., «Energieversorgung der Schweiz bis 2050», Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, Dez. 2022.
- [39] «CO₂-Emissionen aus Brennstoffen 2020 wenig gesunken: Abgabe steigt per 2022 automatisch». Zugriffen: 28. November 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-84335.html>
- [40] Amt für Hochbauten der Stadt Zürich, «Variantenvergleich energiesysteme», Juni 2012.
- [41] «Life Cycle Assessment Power-to-X», Planet A GmbH, Dez. 2021.
- [42] B. für U. B. | O. fédéral de l'environnement O. | U. federale dell'ambiente UFAM, «CO₂-Statistik: Emissionen aus Brenn- und Treibstoffen». Zugriffen: 18. Oktober 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/thema-klima/klima--daten--indikatoren--und-karten/daten--treibhausgasemissionen-der-schweiz/co2-statistik--emissionen-aus-brenn--und-treibstoffen.html>
- [43] Koordinationskonferenz der Bau- und Liegenschaftsorgane der öffentlichen Bauherren KBOB, Hrsg., «Ökobilanzdaten im Baubereich 2009/1:2022». 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.kbob.admin.ch/de/oekobilanzdaten-im-baubereich>
- [44] «Integration of Energy Storage Solutions in Thermal Power Generation», Gas and Steam Turbine Manufacturers. Zugriffen: 23. Februar 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.euturbines.eu/wp-content/uploads/2021/01/SpotlightOn_IntegrationofEnergyStorage.pdf
- [45] S. S. M. Shamsi, S. Barberis, S. Maccarini, und A. Traverso, «Large scale energy storage systems based on carbon dioxide thermal cycles: A critical review», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 192, S. 114245, 2024, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.114245>.
- [46] Y. Tian und C. Y. Zhao, «A review of solar collectors and thermal energy storage in solar thermal applications», *Applied Energy*, Bd. 104, S. 538–553, 2013, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.11.051>.
- [47] solarthermalworld, «Worldwide overview of high-temperature energy storage system providers», solarthermalworld.org, Apr. 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://solarthermalworld.org/news/worldwide-overview-of-high-temperature-energy-storage-system-providers/>
- [48] Siemens Gamesa, «World first: Siemens Gamesa begins operation of its innovative electrothermal energy storage system», Juni 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.siemensgamesa.com/newsroom/2019/06/190612-siemens-gamesa-inauguration-energy-system-thermal>
- [49] T. Bauer, C. Odenthal, und A. Bonk, «Molten Salt Storage for Power Generation», *Chemie Ingenieur Technik*, Bd. 93, Nr. 4, S. 534–546, 2021, doi: <https://doi.org/10.1002/cite.202000137>.
- [50] C. Odenthal, F. Klasing, P. Knödler, S. Zunft, und T. Bauer, «Experimental and numerical investigation of a 4 MWh high temperature molten salt thermocline storage system with filler», *AIP Conference Proceedings*, Bd. 2303, Nr. 1, S. 190025, Dez. 2020, doi: 10.1063/5.0028494.
- [51] L. Dimitrina, «Gespräch SPF mit Kraftblock», 11. April 2022.
- [52] IRENA, «Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series - Concentrating Solar Power», IRENA, 2012.
- [53] S. Trevisan, Y. Jemmal, R. Guedez, und B. Laumert, «Packed bed thermal energy storage: A novel design methodology including quasi-dynamic boundary conditions and techno-economic optimization», *Journal of Energy Storage*, Bd. 36, S. 102441, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102441>.



Annex A Hochtemperaturspeicher für Dampfturbine

A.1 Einleitung

In einer Fallstudie wurde untersucht, ob sich die Integration eines Hochtemperaturspeichers in ein bestehendes Gas-und-Dampf-Kraftwerk (GUD) mit den schweizerischen Rahmenbedingungen lohnen kann. Weil dieser Prozess nicht zu den hier untersuchten Beispielnetzen passt und weil die Grobabschätzung keine vielversprechenden Resultate hervorbrachte, wird dieser Fall in diesem Anhang behandelt. Zur Anonymisierung wurden die Parameter der untersuchten Fallstudie, wenn möglich mit Literaturwerten oder gerundeten Werten in einer ähnlichen Größenordnung ersetzt.

A.2 Übersicht und Stand der Technik

Die Europäische Vereinigung der Gas- und Dampfturbinenhersteller gibt eine Übersicht über mögliche Integrationsmöglichkeiten von erneuerbaren Energiequellen und Speichern in Gas- und Dampfprozessen [44]. Hier wird die Situation untersucht, bei der ein Hochtemperaturspeicher zwischen einer Gas- und einer Dampfturbine eingebunden wird. Dieser kann zum einen durch die Gasturbine selbst oder zusätzlich mittels Widerstandsheizung mit erneuerbarer Elektrizität beladen werden, wenn die Preise dafür sehr tief sind. Bei hohen Strompreisen und ggf. auch bei einem hohen thermischen Bedarf durch das Wärmenetz, kann die Dampfturbine mit der gespeicherten Energie betrieben werden.

Shamsi et al. [45] vergleichen die unterschiedlichen Temperaturbereiche von Speicher-materialklassen mit typischen Temperaturbereichen thermodynamischer Prozesse. Im Bereich GuD-Prozesse kommen im unteren Bereich geschmolzenen Salze und Metalle und im oberen Bereich vor allem auch Feststoffe in Frage.

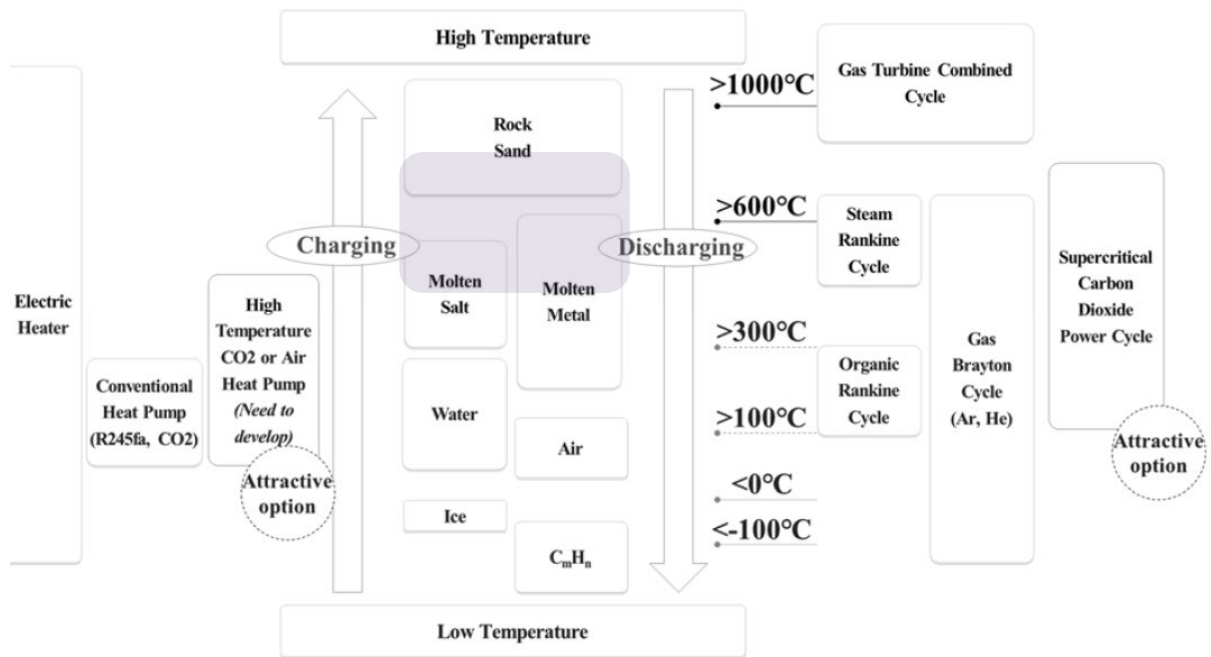


Abbildung 88: Übersicht über die Temperaturen unterschiedlicher Speichermaterialien und thermodynamischer Prozesse nach Shamsi et al. (2023).

Die Technologie für Hochtemperaturwärmespeicher hat sich vor allem in Kombination mit thermischen Solarkraftwerken entwickelt und es wurden weltweit schon zahlreiche Hochtemperaturspeicher gebaut. Thian und Zhao [46] geben einen guten Überblick über Projekte weltweit. Danach haben sich weitere potenzielle Anwendungsgebiete, wie industrielle Hochtemperaturanwendungen oder die Kombination mit thermodynamischen Prozessen zur Speicherung von überschüssiger Elektrizität entwickelt, welche manchmal auch «Carnot batteries» genannt werden. Ein Überblick über 31 Firmen (meist Start-ups), welche Hochtemperaturspeicher in irgend einer Form für unterschiedliche Anwendungen anbieten, wurde von solarthermalworld.org [47] gemacht. Die meisten verfügbaren Speicher basieren dabei auf Feststoffen wie Keramik, Gestein oder Metallen. Ebenfalls sind einige Lösungen mit geschmolzenen Salzen, Thermoölen oder auch Wasser verfügbar, wobei diese generell bei tieferen Temperaturen eingesetzt werden.

Einige Firmen betreiben auch bereits erste Pilotanlagen, bei denen Hochtemperaturspeicher in GuD-Anlagen integriert werden. Die Anlage von Siemens Gamesa entspricht dabei am ehesten der hier analysierten Anwendung. In Hamburg hat Siemens Gamesa eine Testanlage mit Dampfturbine und Hochtemperaturspeicher auf Basis von Festgestein [48] errichtet und über mehrere Jahre getestet.



A.3 Betrachtungsbeispiel

Die hier beschriebenen Analysen werden auf der Basis einer Dampfturbine mit 5 MW elektrischer Leistung durchgeführt. Dampfturbinen dieser Grösse können mit Gasturbinen von ca. 12 MW oder auch in grösseren Verbrennungsanlagen wie KVA's eingesetzt werden. Für die Beladung des Speichers wurden unterschiedliche Möglichkeiten angeschaut. Zum einen die Beladung mit günstiger elektrischer Energie und zum anderen die Beladung mit der Gasturbine. Dazu wurde der Prozess unter folgenden Annahmen stark vereinfacht betrachtet. Die Parameter wurden aus unterschiedlichen Quellen übernommen oder aus persönlichen Gesprächen mit dem Hersteller Kraftblock aus Deutschland ermittelt und werden folgendermassen zusammengefasst.

Effizienz Dampfprozess:	20% [49]
Rücklauftemperatur Verdampfer:	290°C [50]
Maximale Speichertemperatur	
Variante Flüssigsalz:	560°C [50]
Variante Feststoff:	750°C [Annahme für bestehende Anlage]
Speicherdichte	
Variante Flüssigsalz:	0.79 kWh/(m ³ K) [46]
Variante Feststoff:	0.67 kWh/(m ³ K) [51]
U-Wert Wärmedämmung:	0.1 W/(mK) ⁴ [Annahme]
Umgebungstemperatur	
Sommer:	20°C [Annahme]
Winter:	5°C [Annahme]
Speicherdauer:	3 h [Annahme]
Zyklenzahl:	365 /a [Annahme]
Modulation Dampfturbine:	2.5 MW ⁵ [Annahme]

Aus diesen Angaben lässt sich ein Speicherbedarf von 37.5 MWh ermitteln, was zu einer Speichergrösse vom 296 m³ (Flüssigsalz) und 155 m³ (Feststoff) führt. Es ist schwierig realistische Kosten dafür abzuschätzen, da es wenige publizierte Zahlen gibt und die Kosten auch stark von der Einbringung abhängen und Hersteller daher vorsichtig mit der Bekanntgabe von Zahlen sind. Dennoch können aus einigen Publikationen Kosten abgeleitet werden. So werden z.B. von der IRENA [52] 38.4 Mio. Euro für einen 7.5 h Flüssigsalzspeicher bei 50 MW veranschlagt. Für Feststoffspeicher gibt es Angaben von NREL von 2-4 M\$/MWh für Sandspeicher bei einer nutzbaren Temperaturdifferenz von 900 K. Trevisan et al. [53] geben

⁴ Entspricht etwa dem Wert von 30 cm Mineraleldämmung.

⁵ Annahme: Im Winter Modulation zwischen 50% und 100 % der Nennleistung, im Sommer einschalten auf 50% für 3h.



Investitionskosten von 8.4 M\$ bei einer Speicherkapazität von 3.9 MWh an, was mehr als der hundertfachen Grösse des hier betrachteten Speichers entspricht. Diese Werte wurden mit den entsprechenden Temperaturdifferenzen skaliert und mit Planungskosten von 17% (nach IRENA) ergänzt. Weil die hier betrachteten Speicher tendenziell kleiner sind als bei den verfügbaren Referenzkosten, wurden die Werte am oberen Spektrum verwendet. Für die weitere Betrachtung wurden folgende spezifischen Investitionskosten angenommen:

Flüssigsalz: 0.023 CHF/Wh

Feststoff: 0.008 CHF/Wh

In den Quellen wird nicht klar aufgeschlüsselt, wieviel der Integrationskosten in den Kostenangaben enthalten sind. Es ist anzunehmen, dass die realen Kosten aufgrund von Teuerung, Integration und ggf. fehlenden Skaleneffekten noch höher ausfallen könnten als hier angenommen. Weil aber schon mit diesen eher optimistischen Preisannahmen kein wirtschaftlicher Betrieb erreicht werden konnte (siehe Resultate in A.4), wurde auf eine genauere Analyse oder Variation mit höheren Kosten verzichtet.

Die Betrachtung wurde zur Vereinfachung in einen Winter und einen Sommerbetrieb unterteilt. In beiden Fällen wird von einer Modulation der Dampfturbine um 50% ihrer Nennleistung von 4 MW ausgegangen. Im Winter wird zwischen 50% und 100% Leistung moduliert, im Sommer zwischen 0% (ausgeschaltet) und einem Betrieb bei 50% Leistung. Im Winter wird die Wärme mit 80 CHF/MWh gegengerechnet, im Sommer wird von einem Wärmeüberschuss im Wärmenetz ausgegangen, so dass die Wärme keinen monetären Wert hat.

Da die Preise für Elektrizität sehr volatil sind und auch von der Einbindung abhängen, wurde auf die Betrachtung eines spezifischen Falles verzichtet. Vielmehr wurde der Tagesminimaltarif variiert und danach festgelegt, welcher Maximaltarif nötig wäre, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen.

Dies wurde für zwei Betriebsarten gerechnet:

1. Beladung mit überschüssiger Elektrizität. Dabei wird Energie aus dem Netz ins System gebracht, welche in Strom und Wärme mit dem entsprechenden Wert umgewandelt wird. Wenn die Kosten für elektrische Energie unter dem Wert der Wärme liegen, kann sich dies auch für geringe Preisschwankungen rechnen. Allerdings müssen in diesem Fall ein Grossteil des Netznutzungsentgelts und verschiedene Abgaben bezahlt werden.
2. Das Netzentgelt kann umgangen werden, wenn die Beladung aus dem Kraftwerk selbst erfolgt. Dies kann direkt mit dem Heissgas der Gasturbine erfolgen. Der Umweg über elektrische Energie wäre dabei wenig sinnvoll. Während tiefer Strompreise könnte die Dampfturbine gedrosselt und dafür der Speicher beladen werden. Wobei der Ertrag bei niedrigem Tarif wegfällt und die Turbine dafür bei einem höheren Tarif betrieben werden kann. Auf die verkaufbare Wärme hat dieser Modus wenig Einfluss, da lediglich eine Zeitverschiebung (und gewisse Speicherverluste), nicht aber eine Umwandlung von Strom in Wärme stattfindet.



A.4 Resultate

In Abbildung 89 werden die für einen wirtschaftlichen Betrieb nötigen Tageshöchstpreise in Abhängigkeit der Tagestiefstpreise für den Fall eines Salzspeichers und in Abbildung 90 für den Feststoffspeicher dargestellt. Dabei wird zwischen einer Beladung mit Strom aus dem Netz (wofür das Netznutzungsentgelt und unterschiedliche Abgaben anfallen) und einer Beladung mit Wärme aus der Gasturbine (ohne Netzentgelt aber dafür auch ohne zusätzliche Wärmeproduktion) unterschieden. Die Kosten des Feststoffspeichers liegen etwas unter den Kosten des Salzspeichers, beide Varianten weisen aber eine sehr ähnliche Charakteristik auf.

Bei sehr tiefen Tagestiefstpreisen bräuchte es auch keine hohen Tageshöchstpreise, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu erreichen. Weil Netznutzungsgebühren und Abgaben Kosten in der Grössenordnung von 0.1 CHF/kWh betragen, verunmöglichen diese einen wirtschaftlichen Betrieb eines Hochtemperaturspeichers. Das Bundesgesetz für eine sichere Stromversorgung vom 21.2.2024 führt neue Regeln zum Netzentgelt für Speicher ein. Speicher mit Umwandlung sind nicht vom Netzentgelt befreit, können aber von einer Rückerstattung des Netzentgelts profitieren, wenn die gespeicherte elektrische Energie wieder eingespeist wird. Wegen der geringen Effizienz der Gasturbine in der Grössenordnung von 20% fallen jedoch immer noch ca. 80% der Netznutzungsgebühren an. Wenn diese bezahlt werden müssen, wären tägliche Tiefstpreise um 0 CHF/kWh und Höchstpreise über 0.4 CHF/kWh nötig, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Ein wirtschaftlicher Betrieb einer solchen Anlage ist nur möglich, wenn die Speicherladung von Netzgebühren und weiteren Abgaben befreit würde. Allerdings ist anzumerken, dass hier von einem Gegenwert der Wärme von 0.08 CHF/kWh ausgegangen wird, d.h. bei Strompreisen unter diesem Wert wäre eine direkte Umwandlung von Strom in Wärme unabhängig von den Tageshöchstpreisen wirtschaftlich. Dies zeigt sich auch in Abbildung 89, in der unter ca. 0.03 CHF/kWh ein wirtschaftlicher Betrieb auch bei negativen Höchstpreisen (also in jedem Fall) möglich ist.

Bei der kraftwerksinternen Beladung fallen zwar keine Abgaben an, es wird aber auch keine zusätzliche Wärme generiert, welche valorisiert werden kann. Dadurch liegt diese Kurve höher resp. es werden höhere Maximalpreise für einen wirtschaftlichen Betrieb benötigt. Auch in diesem Fall stellen sehr tiefe Elektrizitätskosten trotz Wegfallen der Abgaben und Entgelte keinen realistischen Fall dar. Bei tiefen Strompreisen lohnt es sich nicht, das Kraftwerk zu betreiben, wodurch auch keine lokale Wärmeenergie (ohne Netznutzungsentgelt) zur Beladung des Speichers zur Verfügung steht. Es ist also davon auszugehen, dass die Gasturbine erst bei Strompreisen deutlich über 0.1 CHF/kWh betrieben wird. Bei Tagesminimalpreisen von 0.1 CHF/kWh müssten die Tageshöchstpreise regelmässig über 0.6 CHF/kWh ansteigen, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen.

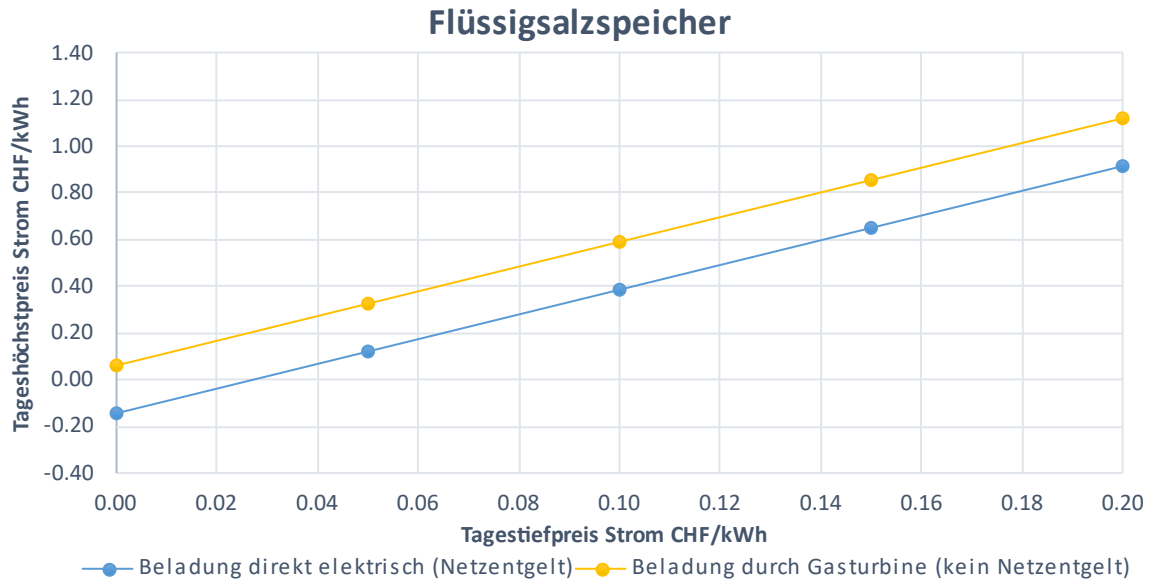


Abbildung 89: Benötigte Tageshöchstpreise für einen wirtschaftlichen Betrieb in Abhängigkeit der Tagestiefpreise bei einem Flüssigsalzspeicher.

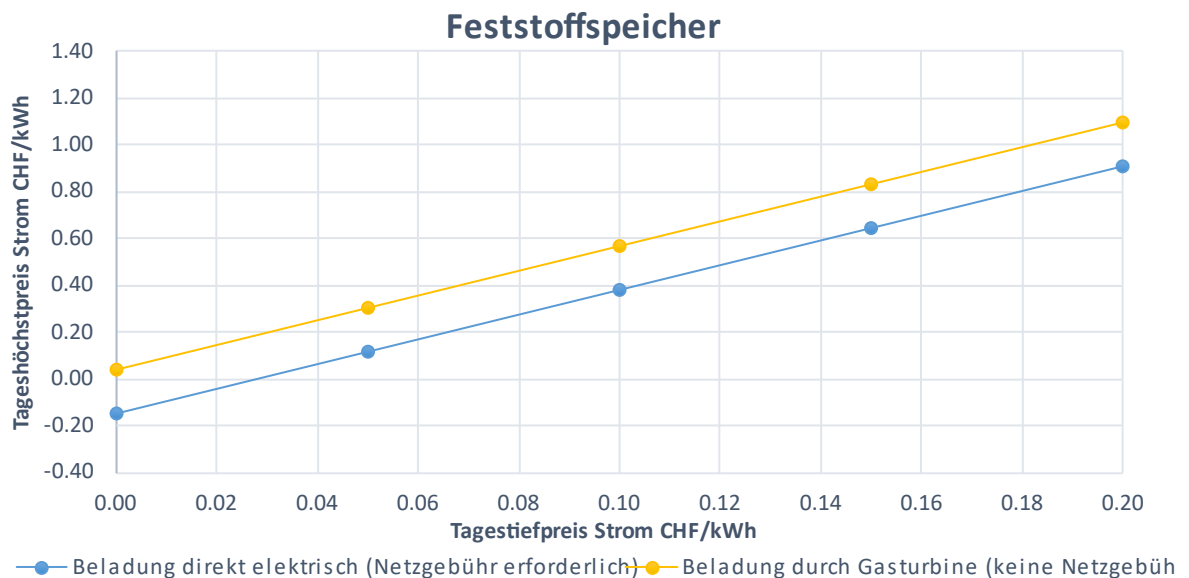


Abbildung 90: Benötigte Tageshöchstpreise für einen wirtschaftlichen Betrieb in Abhängigkeit der Tagestiefpreise bei einem Feststoffspeicher.

A.5 Schlussfolgerungen

Die Grobanalyse zeigt, dass eine Integration von Hochtemperaturspeicher vor einer bestehenden Dampfturbine wirtschaftlich bei heutigen Strompreisschwankungen und Regeln bezüglich Netznutzungsgebühren nicht attraktiv ist. Dies wurde auch nach drei Jahren Testbetrieb der Anlage von Siemens Gamesa in Hamburg festgestellt, und der Betrieb der



Anlage wurde eingestellt. Dies trotz bestehender Anlage, bei der die Investitionen bereits getätigt waren.

Mit heutigen Preisen um 100 CHF/MWh (0.10 CHF/kWh Börsenpreis & Netzgebühr & Abgaben) müssten regelmässig Tageshöchstpreise über 400 CHF/MWh (0.4 CHF/kWh) für einen wirtschaftlichen Betrieb auftreten. Weil sich die Kosten für fossile Brennstoffe ebenfalls in der Grössenordnung deutlich über 100 CHF/MWh bewegen, ist nicht davon auszugehen, dass unter diesem Strompreis eine kraftwerksinterne Beladung, bei der keine Abgaben bezahlt werden müssen, möglich ist. Wenn die Brennstoffkosten über den Stromkosten liegen, ist ein flexibler, nicht Wärme geführter Betrieb des Kraftwerks nicht attraktiv. Weil für einen wirtschaftlichen Betrieb hohe Zykluszeiten benötigt werden, scheint auch der Regelenergiemarkt nur bedingt für den Betrieb eines solchen Speichers geeignet.

Wenn in Zukunft regelmässig negative Börsenpreise auftreten und zusätzlich aufgrund neuer Rahmenbedingungen Netzentgelt und Abgaben wegfallen, könnte dies eventuell einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglichen. Das Zusammentreffen all dieser Annahmen erscheint jedoch auch für die Zukunft nicht sehr realistisch.



Annex B Speicher Factsheets

Stahl - Druckbehälter

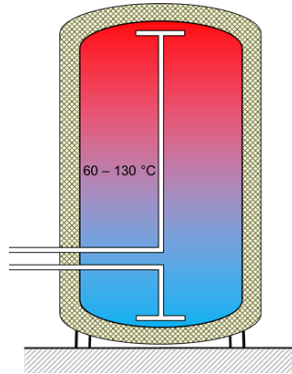
Faktenblatt 2: Wärmespeicher in thermischen Netzen

Dauer der Speicherung

Tage

Wochen

Monate



Schematische Darstellung eines Drucktanks

Technologie

Stahl-Druckbehälter werden aufgrund des Überdrucks nicht als Flachbodentanks ausgeführt und können dafür mit deutlich höheren Temperaturen im Vergleich zu drucklosen Behältern betrieben werden. Der systemseitige Vorteil von druckbeaufschlagten Speichern ist in der Regel die mögliche direkte Einbindung in das Wärmenetz ohne Systemtrennung. Somit wird der Wärmeträger Wasser auch zugleich als Speichermedium eingesetzt. Bei der direkten Be- und Entladung des Speichers muss auf eine Strömungsberuhigung geachtet werden, um eine Temperaturschichtung im Speicher zu gewährleisten. Während bei drucklosen Flachbodentanks die temperaturbedingten Volumenänderungen im Speicher durch eine Änderung des Wasserspiegels ausgeglichen werden, wird bei Druckbehältern eine externe Druckhaltung benötigt.

Kleinere Druckbehälter bis ca. 200 m³ werden sehr häufig als Pufferspeicher eingesetzt, weil sie einfach vorgefertigt und transportiert werden können und vergleichsweise kostengünstig hohe Speichertemperaturen ermöglichen. Solche Heisswasser-Speicher können für Temperaturen bis ca. 180 °C (20 bar) ausgelegt werden. Grössere Behälter von mehreren 1'000 m³ sind hingegen auf ca. 160 °C limitiert, da ansonsten dicke Wandstärken zu stark erhöhten Investitionskosten führen. Für grosse Speichervolumina werden daher auch häufig mehrere werksgefertigte Behälter installiert und hydraulisch verbunden. Bei Mehrspeicheranlagen ist die Einbindehydraulik und die Be- und Entladelogik jedoch komplexer und somit aufwendiger und teurer im Betrieb als bei Einspeicheranlagen.

Die Baukosten von bedruckten Speichern hängen stark vom geforderten Druckniveau, aber auch von vielen anderen Faktoren, ab. Je nach Situation kann dabei eine Einspeicher- oder eine Mehrspeicheranlage günstiger ausfallen.

Generell fallen Druckspeicher unter die gängigen Druck-Prüfnormen (siehe auch 'weiterführende Informationen'). Diese führen zu erhöhten Wartungsaufwänden, da z.B. in regelmässigen Zeitabständen (meist alle vier bis sechs Jahre) wiederkehrende Begutachtungen, sowie alle zehn Jahre wiederkehrende Druckprüfungen erforderlich sind.

Auch mit einer Variante des drucklosen Flachbodentanks, dem sogenannten "Zwei-Zonen-Speicher" können erhöhte Drücke und somit Temperaturen bis ca. 120 °C erreicht werden. Diese Speicher Variante wird im Faktenblatt 1 genauer beschrieben.



Bau des Wärmespeichers Dolder der IWB, 9 x 140 m³
(Foto: Christian Flierl)



Wärmespeicher Dolder der IWB im Endzustand
(Foto: Christian Flierl)

Speichervolumen	100 - 10'000 m ³
Investitionskosten ^a	500 - 2'000 CHF/m ³
Temperaturbereich	60 - 180 °C
Druckbereich	0.5 - 20 bar (Ü)
Speicherdichte ^b	60 - 180 kWh/m ³
Lebensdauer	25 - 50 Jahre
Platzbedarf (Standfläche)	0.4 - 0.7 m ² /m ³

^a ohne Planungs- und Genehmigungskosten
^b abhängig von nutzbarer Temperaturdifferenz

Materialien

Behälter	Stahl	10 - 35 mm
Dämmung	Mineralwolle	30 - 50 cm
Ummantelung	Alu-Wellblech	0.8 - 1.2 mm
Fundament	Stahlbeton, sehr individuell, teilweise mit Pfahlgründung	

Vorteile

- Stand der Technik
- Mehrere Anbieter
- Hohe Speichertemperaturen möglich
- Hohe Speicherkapazität
- Hohe Speichereffizienz
- Hohe Be- und Entladeleistungen möglich
- Wenig Standfläche benötigt
- Einfache Systemeinbindung

Nachteile

- Grösse der Einzelspeicher auf wenige 10'000 m³ begrenzt
- Hohe Investitionskosten im Vergleich zu drucklosen Stahltanks
- Platzbedarf auf Gelände
- Sichtbare Installation
- Städtebauliche Integrationsmöglichkeit



Fertigungsverfahren

Stahl-Druckbehälter zur Wärmespeicherung werden in der Regel verschweisst, um die notwendige Festigkeit und dauerhafte Dichtigkeit zu gewährleisten. Die Behälter werden dabei entweder traditionell aus einzelnen Platten gefertigt oder mittels Schweissroboter im Spiralmontageverfahren und mit hydraulischer Hebevorrichtung hergestellt. Die Dicke der Behälterwandung richtet sich in erster Linie nach dem vorgesehenen Druckniveau im Speicher unter zusätzlicher Berücksichtigung des statischen Wasserdrucks. Boden und Deckel werden bei Drucktanks in gewölbter Form hergestellt, um eine bessere Druckverteilung zu erreichen, siehe Fotos links.

5'000 m³ Wärmespeicher der Renergia in Bau

Situation in der Schweiz

Speicher in der Ausführung als druckbehaftete Stahltanks sind in der Schweiz weit verbreitet und besonders in grossen Wärmenetzen im Einsatz. Verschiedene nationale und europäische Hersteller können entsprechende Anlagen liefern.

Beispiele ausgeführter Projekte (Betreiber, Land, Volumen, Jahr, Ort):

[Renergia Zentralschweiz AG](#), CH, 1 x 5'000 m³, 2022, Perlen LU

KVA Buchs, CH, 12 x 200 m³, Buchs SG

KVA Linth, CH, 1 x 500 m³, 2021, Linth GL

[IWB, Dolder Speicher](#), CH, 9 x 140 m³, 2020, Basel BS

EWZ Zürich, CH, 3 x 175 m³ Speicher, EV Altstetten-Höngg ZH

Relevante Quellen / weiterführende Informationen

- SVTI [Merkblatt Inverkehrbringen Druckgeräte und Baugruppen](#)
- SR 832.312.12 Verordnung über die Sicherheit und den Gesundheitsschutz der Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer bei der Verwendung von Druckgeräten (DGVV)
- SR 930.114, Verordnung über die Sicherheit von Druckgeräten (Druckgeräteverordnung, DGV)
- EU-Richtlinien über Druckgeräte (2014/68/EU)

Kontakt

Florian Ruesch
OST – Ostschweizer Fachhochschule,
Campus Rapperswil-Jona
Oberseestrasse 10, 8640 Rapperswil
+41 058 257 48 31, florian.ruesch@ost.ch

Druckloser Stahltank

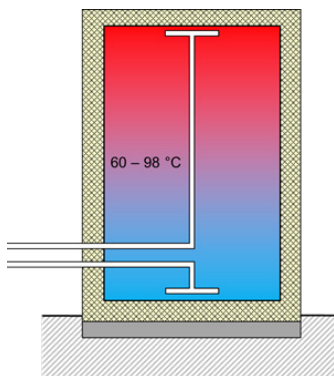
Faktenblatt 1: Wärmespeicher in thermischen Netzen

Dauer der Speicherung

Tage

Wochen

Monate



Schematische Darstellung eines Flachbodentanks



28'000 m³ Speicher der Agro Energie Schwyz AG im Bau



28'000 m³ Speicher der Agro Energie Schwyz AG nach Fertigstellung

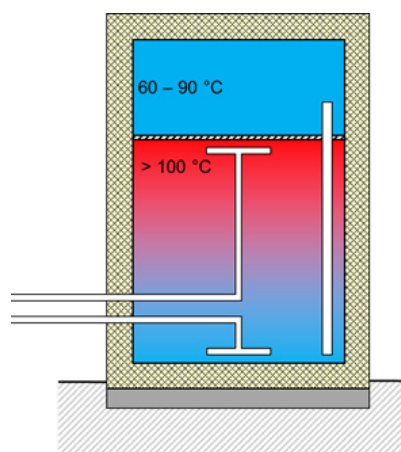
Technologie

Der oberirdisch angeordnete und drucklose bzw. atmosphärische Stahltank ist die heutzutage am häufigsten anzutreffende Bauart von Grosswärmespeichern (> ca. 500 m³) in der Fernwärme. Er wird auch als Flachbodentank bezeichnet und mit Wasser als Speichermedium und einer thermischen Schichtung (siehe auch Faktenblatt 7) im Speichervolumen betrieben.

Die Be- und Entladung des Speichers erfolgt über Diffusoren und einen direkten Austausch des Speichermediums Wasser. Dadurch sind grosse Be- und Entlade-Fluidströme und -leistungen möglich. Die Diffusoren reduzieren die Einströmeffekte und ermöglichen den Erhalt der thermischen Schichtung im Speicher. Für die Einbindung von drucklosen Speichern in ein Wärmenetz wird oft eine Systemtrennung mit externem Wärmeübertrager benötigt. Es gibt verschiedene Möglichkeiten der Systemeinbindung, welche im Faktenblatt 7 genauer beschrieben sind.

Grosse Speicher mit mehr als ca. 400 m³ werden vor Ort errichtet, da sie nach Fertigstellung nicht mehr transportabel sind. Sie werden entweder mit dem traditionellen Hubverfahren, dem kontinuierlichen Spiralmontage- oder Wickelfalzverfahren hergestellt. Je nach Grösse des Speichers und der Untergrundbedingungen sind mehr oder weniger aufwändige Fundamentierungen notwendig. Aufgrund ihrer Grösse werden drucklose Speicher meist im Freien aufgestellt und mit einer Wärmedämmung sowie einer Witterschutzhülle versehen. Dabei stellen sie grosse, auffällige Bauwerke dar, deren Bewilligungsfähigkeit je nach Bauzone eingeschränkt ist, respektive die Schaffung einer Sondernutzungszone erfordert.

Herkömmliche drucklose Stahltanks können im oberen Speicherbereich mit Maximaltemperaturen bis < 100 °C betrieben werden. Höhere Temperaturen sind dennoch auch bei Flachbodentanks mit so genannten Zwei-Zonen-Speichern möglich, siehe Bild unten. Dabei wird das Gesamtvolumen des Speichers durch eine Zwischendecke in zwei Teilvolumina getrennt. Das obere Teilvolumen dient dabei als Auflast, um im unteren Volumen einen höheren Druck zu erzeugen und somit Temperaturen > 100 °C zu ermöglichen.



Schema eines Zwei-Zonen-Speichers

Speichervolumen	200 - 50'000 m ³
Investitionskosten ^a	220 - 400 CHF/m ³
Temperaturbereich	10 - 98 °C
Speicherdichte ^b	40 - 80 kWh/m ³
Lebensdauer	25 - 50 Jahre
Platzbedarf (Standfläche)	0.02 - 0.04 m ² /m ³

^a ohne Planungs- und Genehmigungskosten

^b abhängig von nutzbarer Temperaturdifferenz

Materialien

Behälter	z.B. Stahl	6 - 35 mm ^c
Dämmung	Mineralwolle	30 - 50 cm
Ummantelung	Alu-Wellblech	0.8 - 1.2 mm
Fundament	Stahlbeton, sehr individuell teilweise mit Pfahlgründung	

^c bei grossen Speichern variable Wandstärke über Behälterhöhe

Vorteile

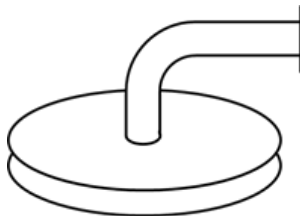
- Stand der Technik
- Mehrere Anbieter
- Hohe Speicherkapazität
- Hohe Speichereffizienz
- Hohe Be- und Entladeleistungen möglich
- Wenig Standfläche benötigt
- Einbindung in Anlagenexpansion und –druckhaltung möglich
- Hoher Freiheitsgrad im Speicherdesign

Nachteile

- Eher hohe Investitionskosten
- Platzbedarf auf Gelände
- Sichtbare Installation
- Begrenzte städtebauliche Integrationsmöglichkeit
- Begrenzte Maximaltemperatur in der Regel < 100 °C

Be- / Entladeeinrichtungen und Druckhaltung

Zur Reduzierung von Einstromeffekten bei der Beladung werden Diffusoren eingesetzt. Deren Auslegung (Durchmesser, Plattenabstand etc.) muss an die im Speicherbetrieb vorgesehenen Be- und Entladeleistungen angepasst werden. Dies ist wichtig für Aufbau und Erhalt der thermischen Schichtung im Speicher.



Schemazeichnung eines Diffusors

Anlagenexpansion und Anlagendruckhaltung

Ein druckloser Speicher kann auch zur Druckhaltung im Versorgungssystem genutzt werden, wenn der Wasserspiegel des Speichers über dem hydrostatischen Druck des Wärmenetzes liegt, siehe auch Faktenblatt 7. Das Expansionsvolumen, auch des Wärmenetzes, kann dann über eine Wasserstandsänderung des Speichers aufgenommen werden. Zur Vermeidung unzulässiger Über- oder Unterdruck-Zustände werden im Deckel installierte Wasserschleusen oder Kombinationen aus Vakuumbrecher und Überdruckventil verwendet.

Zur Verhinderung von Sauerstoffeintrag wird in den Freiraum über dem Wasserspiegel Dampf eingeleitet und ein Dampfpolster mit konstantem Druck erzeugt.

Situation in der Schweiz / in Europa realisierte Projekte

Speicher in der Ausführung als drucklose Stahltanks sind in der Schweiz weit verbreitet und besonders in grossen Wärmenetzen im Einsatz. Verschiedene nationale und europäische Hersteller können entsprechende Anlagen liefern.

Beispiele ausgeführter Projekte (Betreiber, Land, Volumen, Jahr, Ort):

[Agro Energie Schwyz AG](#), CH, 28'000 m³, 2020, Ibach SZ

[AGRO Energiezentrum Rigi AG](#), CH, 18'000 m³, 2020, Küssnacht SZ

[Energie Auszerschwyz AG](#), CH, 1'450 m³, 2021, Galgenen SZ

[GKM Mannheim AG](#), DE, 45'000 m³, 2014, Mannheim

[Stadtwerke Kiel AG](#), DE, 40'000 m³ zwei Zonen, 2016, Kiel

Relevante Quellen / weiterführende Informationen

- AEE Intec. [AEE Magazin 02-2021](#): Grosswärmespeicher. nachhaltige Technologien, 2021
- Agro Energie Schwyz AG: [Factsheet Fernwärmespeicher](#), 2021
- Haller M., Ruesch F.: Saisonale Wärmespeicher – Stand der Technik und Ausblick, Fokusstudie im Auftrag des Forums Energiespeicher Schweiz, Institut für Solartechnik SPF, OST-Ostschweizer Fachhochschule Campus Rapperswil, 2019
- Hangartner, D. Ködel, J. Liste <thermische Netze>: Auswertungsbericht 2020. Bern. EnergieSchweiz, 2020
- Hangartner, D., Ködel, J., Mennel, S., Sulzer, M.: Grundlagen und Erläuterungen zu Thermischen Netzen: Bericht. Luzern. HSLU, 2018
- Hemmerlein, F.: Energy Tower Schwyz. HSLU. 8th Swiss Symposium Thermal Energy Storage, Online-Event, 2021
- Oberholzer, S.: Energiespeichertechnologien: Kurzübersicht 2021. Bern. BFE, 2021
- AGFW-BEE: Flexibilitätsreserven auf dem Wärmemarkt, 2013

Kontakt

Florian Ruesch
OST – Ostschweizer Fachhochschule,
Campus Rapperswil-Jona
Oberseestrasse 10, 8640 Rapperswil
+41 058 257 48 31, florian.ruesch@ost.ch

Erdvergrabener Betontank

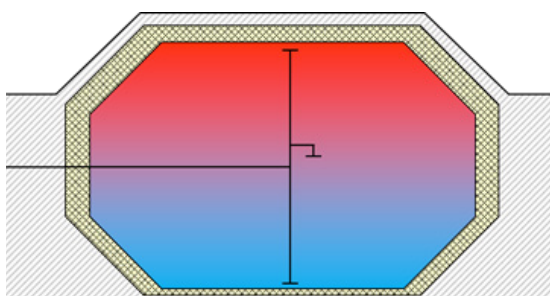
Faktenblatt 3: Wärmespeicher in thermischen Netzen

Dauer der Speicherung

Tage

Wochen

Monate



Schematische Darstellung eines erdvergrabenen Betontanks

Technologie

Erdvergrabene und mit Wasser befüllte Stahlbeton-Tanks bieten eine kostengünstigere Alternative zu klassischen oberirdischen Stahlbehältern. Zur Integration eines Speichers in den Untergrund kann entweder vorab eine Baugrube erstellt werden oder, wie im links unten dargestellten Beispiel, der fertiggestellte Tank im Nachhinein durch Anschütten von aussen eingegraben werden. Geeignete geologische Formationen für erdvergrabene Betontanks sind gutstehende Böden, möglichst ohne oberflächennahes Grundwasser.

Der Boden des Speicherbehälters wird meist vor Ort aus Stahlbeton gefertigt. Wände und Dach bestehen entweder aus vorgefertigten Stahlbetonelementen oder werden ebenfalls vor Ort aus Stahlbeton gefertigt. Im Inneren sind die Speicher mit einer Auskleidung aus Edelstahlblech versehen, um die Dichtigkeit gegenüber Wasser und Wasserdampf zu gewährleisten. Die Wärmedämmung wird auf der Aussenseite der Stahlbetontanks an Boden, Wänden und Deckel angebracht (siehe auch Abschnitt 'Wandaufbau' auf Seite 2). Aufgrund der speziellen Einbausituation im Untergrund werden als Dämmmaterialien z.B. Schaumglasschotter für den Boden und Blähglasgranulat in einer Membranfolienschalung für Wände und Dach verwendet. Typische Dämmstärken für die Wärmedämmung liegen zwischen 30 cm am Boden und 70 cm auf dem Dach. Wichtig ist, den Dämmstoff während der Bau- und der Betriebszeit vor Durchfeuchtung von innen und von aussen zu schützen, da er sonst einen Grossteil seiner Dämmwirkung verliert.

Betontanks sind in der Regel offen gegenüber dem Atmosphärendruck. Die Speichertemperaturen sind in diesem Fall auf unter 100 °C begrenzt. Bei unter Innendruck stehenden Tanks sind jedoch auch höhere Temperaturen möglich.

Bei entsprechender Stabilität der Betondecke können diese Speicher nach Fertigstellung begrünt und begangen werden und eröffnen somit gute städtebauliche Integrationsmöglichkeiten.



6'000 m³ Speicher der Stadtwerke München GmbH in München-Ackermannbogen im Bau



6'000 m³ Speicher München-Ackermannbogen nach Fertigstellung

Volumen	400 - 20'000 m ³
Investitionskosten ^a	100 - 250 CHF/m ³
Temperaturbereich	10 - 95 °C
Speicherdichte ^b	40 - 80 kWh/m ³
Lebensdauer	25 - 50 Jahre
Platzbedarf (Standfläche)	0.08 - 0.12 m ² /m ³

^a ohne Planungs- und Genehmigungskosten

^b abhängig von nutzbarer Temperaturdifferenz

Materialien

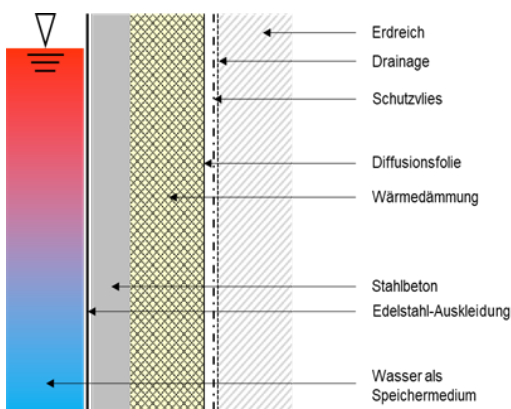
Behälter	Stahlbeton	80 - 300 mm
	meist vorgespannt	
Auskleidung	Edelstahlfolie	2 - 3 mm
Dämmung	Schaumglasschotter	30 - 70 cm
	Blähglasgranulat	
Ummantelung	Diffusionsfolie	1 - 2 mm
	Drainageschicht	
Bodenplatte	Stahlbeton	200 - 300 mm

Vorteile

- Investitionskosten niedriger als bei Stahltanks
- Hohe Speicherkapazität
- Hohe Speichereffizienz
- Hohe Be- und Entladeleistungen möglich
- (Land-) Oberfläche ist begeh- und nutzbar
- Unsichtbare Installation
- In Erdbebenzonen ggf. statisch vorteilhafter als oberirdische Tanks

Nachteile

- Kein Stand der Technik
- Wenige Anbieter
- Feuchteschutz der Wärmedämmung komplex
- Wartung und Instandhaltung schwieriger als bei oberirdischen Speichern



Wandaufbau eines erdvergrabenen Betontanks

Wandaufbau

Die Einbausituation im Untergrund erfordert einen speziellen Wandaufbau, der, neben der statischen Funktion, auch den Schutz der Wärmedämmung vor Durchfeuchtung gewährleistet. Das Eindringen von Feuchtigkeit von aussen aus dem umgebenden Erdreich ist ebenso zu verhindern wie Leckagen und Diffusionsvorgänge von innen nach aussen. Der links dargestellte Wandaufbau trägt diesen Anforderungen Rechnung.

Statik

Die Temperaturwechsel im Behälter führen zu komplexen Anforderungen an die Behälterstatik für die keine Standard-Auslegungsverfahren existieren. Die Anforderungen an das Planungsbüro, eine kosteneffiziente Konstruktion zu entwickeln, sind daher hoch.

Situation in der Schweiz / in Europa realisierte Projekte

Speicher in der Ausführung als erdvergrabene Betonbehälter wurden in der Schweiz bisher (Stand 2022) nicht gebaut.

Mehrere Projekte wurden jedoch in Deutschland realisiert (Betreiber, Land, Volumen, Jahr, Ort):

[Stadtwerke München](#), DE, 6'000 m³, 2007, München-Ackermannbogen

[Stadtwerke Friedrichshafen](#), DE, 12'000 m³, 1996, Friedrichshafen

[HanseWerk Natur GmbH](#), DE, 4'150 m³, 2010, Hamburg-Bramfeld

[Avacon Natur GmbH](#), DE, 2'750 m³, 2000, Hannover-Kronsberg

[Stadtwerke Crailsheim](#), DE, 100 und 480 m³ Speicher unter Innendruck, 2007, Crailsheim

Relevante Quellen / weiterführende Informationen

- Haller M., Ruesch F.: Saisonale Wärmespeicher – Stand der Technik und Ausblick, Fokusstudie im Auftrag des Forums Energiespeicher Schweiz, Institut für Solartechnik SPF, OST-Ostschweizer Fachhochschule Campus Rapperswil, 2019
- [IEA Technology Roadmap](#) - Energy Storage, March 2014
- [IEA Technology Roadmap](#) - Energy Efficient Buildings - Heating and Cooling Equipment, June 2011
- TU Berlin, HAWK, Uni Leipzig: EnEff-Wärme: Einsatz von Wärmespeichern und Power-to-Heat-Anlagen in der Fernwärmeerzeugung, 2017
- www.saisonalspeicher.de

Kontakt

Florian Ruesch
OST – Ostschweizer Fachhochschule,
Campus Rapperswil-Jona
Oberseestrasse 10, 8640 Rapperswil
+41 058 257 48 31, florian.ruesch@ost.ch

Erdbecken - Wärmespeicher

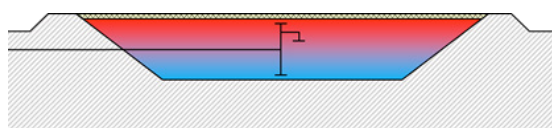
Faktenblatt 4: Wärmespeicher in thermischen Netzen

Dauer der Speicherung

Tage

Wochen

Monate



Schematische Darstellung eines Erdbecken - Wärmespeichers



Bau des Erdbecken - Wärmespeichers in Dronninglund (DK, 60'000 m³)



Der Erdbecken - Wärmespeicher in Dronninglund im Endzustand (Stand 2020)

Technologie

Bei einem Erdbecken-Wärmespeicher wird eine mit einer Kunststoffdichtungsbahn ausgekleidete Grube befüllt und mit einer wärmege-dämmten Abdeckung geschlossen. Bei sehr grossen Speichern kann aufgrund des günstigeren Oberflächen-zu-Volumen Verhältnisses häufig auf eine Wärmedämmung von Boden und Seitenwänden verzichtet werden. Kleinere Erdbeckenspeicher werden zum Teil auch gegen das Erdreich gedämmt. Dies sollte im Einzelfall betrachtet und wirtschaftlich bewertet werden.

Als Speichermedium kann bei Erdbecken-Wärmespeichern entweder Wasser oder ein Kies-Wasser-Gemisch verwendet werden. Wasser als Speichermedium ermöglicht eine hohe Wärmekapazität, ein gutes thermisches Schichtungsverhalten und hohe Be- und Entladeleistungen. Die Abdeckung schwimmt in der Regel auf der Wasseroberfläche und kann nur zu Wartungszwecken betreten werden. Bei der Verwendung von Kies-Wasser-Gemischen sind sowohl die spezifische Wärmekapazität als auch die erreichbaren Temperaturspreizungen im Speicher geringer als bei reinem Wasser. Dafür kann der Deckel auf dem festen Kies aufliegen und stärker belastet werden. Die Oberfläche des Speichers kann so während des Speicherbetriebs genutzt werden, z.B. als Grünanlage oder Parkfläche.

Die Temperaturen im Speicher werden in der Regel durch die technische Nutzungsdauer des Auskleidungsmaterials auf maximal 80 - 95 °C begrenzt. Bei höheren Temperaturen würde die Kunststoffauskleidung zu rasch altern.

Baukosten von Erdbecken-Wärmespeichern werden minimiert, wenn der Erdaushub für den Bau eines Dammes um das Erdbecken herum verwendet werden kann, da auf diese Weise kein Erdreich an- oder abtransportiert werden muss und das Volumen des Speichers zusätzlich vergrössert wird. Diese Speicherbauart wird bislang in der Schweiz nicht verwendet. In den vergangenen Jahren wurden jedoch einige grosse Erdbecken-Wärmespeicher (bis 200'000 m³ Wasservolumen) zur saisonalen Speicherung von solarthermischer Wärme in Dänemark realisiert. Grosse Erdbeckenspeicher werden sowohl direkt als auch mit Hilfe von Wärmepumpen auf tiefe Temperaturen von bis zu 10 - 15 °C entladen, wodurch die nutzbare Speicherkapazität deutlich erhöht werden kann.

Bei wassergefüllten Speichern erfolgt die Be- und Entladung durch Diffusoren. Bei Kies-Wasser gefüllten Speichern durch Kunststoff-Rohrleitungen als Wärmeübertrager oder durch Brunnenschächte.

Speichervolumen	5'000 - 500'000 m ³
Investitionskosten ^a	30 - 200 CHF/m ³
Temperaturbereich	10 - 95 °C
Speicherdichte ^b	40 - 80 kWh/m ³
Lebensdauer	20 - 30 Jahre
Platzbedarf (Standfläche)	0.10 - 0.15 m ² /m ³

^a ohne Planungs- und Genehmigungskosten

^b abhängig von nutzbarer Temperaturdifferenz

Materialien

Auskleidung	HDPE, PP	2 - 3 mm
Dämmung-	Schaumglasschotter	20 - 60 cm
Abdeckung	Blähglasgranulat	
	PEX-Schaum	
Be- /	Stahl / Edelstahl	
Entladeeinrichtung		

Vorteile

- Grosse Speichervolumen möglich

- Einfache Bauweise

- Niedrige Investitionskosten möglich

Bei Wasser als Speichermedium:

- Hohe Be- und Entladeleistungen möglich

- Als Kurz- und Langzeit-Wärmespeicher verwendbar

- Gute thermische Schichtung

- Hohe Speicherkapazität

Bei Kies-Wasser:

- Oberfläche nutzbar (bei Wasser als Speichermedium nur zu Wartungszwecke begehbar)

Nachteile

- Kein Stand der Technik

- Hoher (Land-) Flächenbedarf

- Maximaltemperatur 80 - 95 °C

- Technische Nutzungsdauer von Kunststoffdichtungsbahnen ist stark abhängig vom Jahresgang der Temperaturen

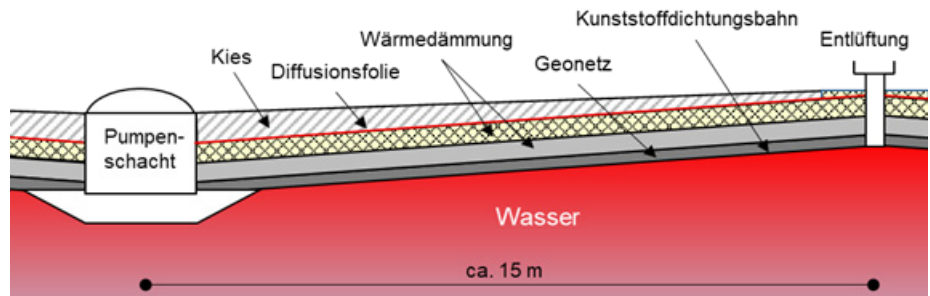
- Wartung und Instandhaltung schwierig

- Höhere Investitionskosten an Standorten mit hohem Grundwasserstand (erfordert Wärmedämmung auch seitlich und unten)

Wandaufbauten

Für die Auskleidung von Erdbecken-Wärmespeichern werden überwiegend Kunststoffdichtungsbahnen auf Basis von Polyethylen mit hoher Dichte (HDPE) oder Polypropylen (PP) verwendet. Diese werden auf dem Erdreich auf einer Schutzlage in breiten Bahnen ausgelegt und wasserdicht verschweisst. Da Kunststoffdichtungsbahnen nicht Wasserdampfdiffusionsdicht sind, findet trotz der Wasserdichtigkeit während des Speicherbetriebs ein Feuchtetransport über den Wandaufbau durch Diffusionsvorgänge statt. Dies beeinträchtigt insbesondere die Wirksamkeit von Dämmschichten stark und muss daher konstruktiv berücksichtigt werden.

Ausschnitt eines möglichen Speicherdeckelaufbaus, der auch den Anforderungen, wie Ableitung von Niederschlagswasser von oben sowie Luftansammlungen von unten, Rechnung trägt.
(Patent Aalborg CSP)



Relevante Quellen / weiterführende Informationen

- Haller M., Ruesch F.: Saisonale Wärmespeicher – Stand der Technik und Ausblick, Fokusstudie im Auftrag des Forums Energiespeicher Schweiz, Institut für Solartechnik SPF, Hochschule für Technik HSR, Rapperswil, 2019
- Van Helden W., et.al.: Saisonale Speicher zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien für Distrikte, Endbericht des FFG-Vorhabens gigaTES (Proj.-Nr. 860949), AEE INTEC, Gleisdorf, AT, 2021
- Pauschinger T., Schmidt T., Sørensen P.A., Snijders A., Djebbar R., Boulter R., Thornton J.: Design Aspects for Large-Scale Aquifer and Pit Thermal Energy Storage for District Heating and Cooling, [IEA DHC Annex XII Report](#), 2020
- Sveinbjörnsson D., From, N., Sørensen P.A., Schmidt T., Klöck, M., Pauschinger T.: Pit Thermal Energy Storage for Smart District Heating and Cooling - Technical Report, [IEA DHC Annex XII Report](#), 2020
- Sørensen P.A.: Best Practice for implementation and operation of large scale Borehole and Pit Heat Thermal Storages - Based on Danish experiences, Bericht des EUDP Vorhabens "Follow up on large scale heat storages in Denmark", PlanEnergi, DK, 2019
- VDI-Richtlinie 4640 Blatt 3, Thermische Nutzung des Untergrundes - Unterirdische Thermische Energiespeicher, in Überarbeitung, Verein Deutscher Ingenieure, Düsseldorf, DE

Kontakt

Florian Ruesch
OST – Ostschweizer Fachhochschule,
Campus Rapperswil-Jona
Oberseestrasse 10, 8640 Rapperswil
+41 058 257 48 31, florian.ruesch@ost.ch

Erdsonden - Wärmespeicher

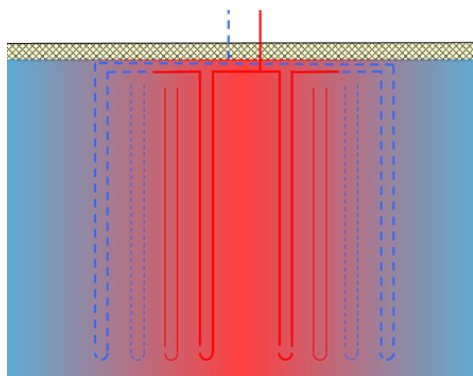
Faktenblatt 5: Wärmespeicher in thermischen Netzen

Dauer der Speicherung

Tage

Wochen

Monate



Schematischer Vertikalschnitt durch einen Erdsonden-Wärmespeicher

Technologie

In einem Hochtemperatur-Erdsonden-Wärmespeicher^a wird der am Standort vorliegende Untergrund als Speicher verwendet. Dabei eignen sich grundsätzlich alle Gebiete in denen auch Erdwärmesonden gebohrt werden können. Wenn Erdsonden-Wärmespeicher auf ein hohes Temperaturniveau erwärmt werden sollen, muss allerdings fließendes Grundwasser ausgeschlossen werden. Dies sowohl aus bewilligungstechnischen Gründen als auch um Wärmeverluste zu verhindern.

Die Be- und Entladung des Speichers mit Wärme erfolgt über vertikale Erdwärmesonden (EWS), die bis zu einer Tiefe von typischerweise 30 bis 100 m unter die Erdoberfläche gebohrt werden. Erdwärmesonden können als Einzel- oder Doppel-U-Rohre oder als konzentrische Rohre, meist aus Kunststoff, ausgeführt werden. Wenn wärmebeständige Materialien, wie beispielsweise PEX, eingesetzt werden, können die Speicher mit hohen Temperaturen von bis zu 95 °C beladen werden. Der Raum zwischen den EWS-Rohren und der Bohrlochwand wird hinterfüllt, um die Bohrung wieder hydraulisch abzudichten und um den thermischen Bohrlochwiderstand zu verringern.

Bei einer Speicheranwendung variieren die Abstände zwischen den Bohrlochern häufig zwischen 2 und 5 m, je nach Grösse, Tiefe und Temperaturen des Speichers.

Erdsonden-Wärmespeicher haben im Vergleich zu wassergefüllten Speichern keine vertikale Temperaturschichtung, sondern einen konzentrischen Temperaturverlauf vom Speicherzentrum zu dessen Rändern. Grund dafür ist der im Erdreich nahezu ausschliesslich durch Wärmeleitung stattfindenden Wärmetransport. An den Rändern sinken dabei die Temperaturen aufgrund der Wärmeverluste an die Umgebung ab. Der konzentrische Temperaturverlauf wird durch den hydraulischen Anschluss der Vorlaufleitungen im Zentrum des Speichers und der Rücklaufleitungen an den Rändern unterstützt. Eine gewisse Anzahl von Erdwärmesonden wird dabei hydraulisch in Reihe geschaltet, um eine hohe Auskühlung, respektive Erwärmung des Wärmeträgerfluides zu erreichen. Beim Beladen verläuft die Strömungsrichtung von der Speichermitte zu den Rändern hin, bei der Entladung kehrt sich die Strömungsrichtung um.

An der Oberseite des Speichers verringert eine Wärmedämmschicht die Wärmeverluste an die Umgebung. Die Seitenwände und der Boden bleiben aus Kostengründen ungedämmt. Um dennoch eine hohe Speicher-Effizienz zu erreichen, sind bei hohen Temperaturdifferenzen zum Erdreich grosse Speichervolumen und kompakte Speicher-Geometrien mit möglichst kleinen Oberflächen/Volumen-Verhältnissen notwendig.

^a In diesem Faktenblatt werden Speicher mit einer Speichertemperatur > 50 °C behandelt.



Erdsonden - Wärmespeicher bei der EMPA (CH) im Bau.
Bild: Implenia.



EMPA Erdsonden - Wärmespeicher nach Fertigstellung

Aquifer - Wärmespeicher

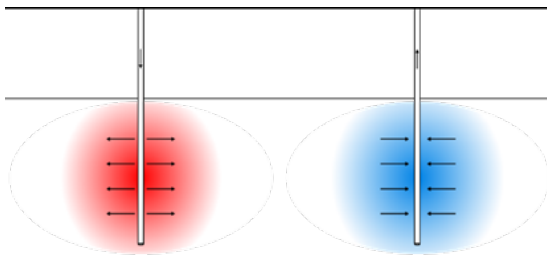
Faktenblatt 6: Wärmespeicher in thermischen Netzen

Dauer der Speicherung

Tage

Wochen

Monate



Schematischer Vertikalschnitt durch einen Aquifer-Wärmespeicher

Technologie

Aquifere sind unterirdisch weit verteilte Grundwasserleiter mit hoher hydraulischer Leitfähigkeit. Wenn über und unter ihnen wasserundurchlässige Schichten liegen und kein oder nur ein geringer natürlicher Grundwasserfluss vorhanden ist, können sie zur Speicherung von Wärmeenergie genutzt werden. Dazu werden zwei Brunnen (oder Brunnengruppen) in den Grundwasserleiter hergestellt, die der Entnahme und Einspeisung von Grundwasser dienen. Während der Ladezeiten wird kaltes Grundwasser aus dem kalten Brunnen entnommen, durch die Wärmequelle (z.B. Solar- oder Abwärme) erwärmt und in den warmen Brunnen injiziert. In Entladeperioden ist die Fliessrichtung umgekehrt: warmes Wasser wird aus dem warmen Brunnen entnommen, durch die Wärmesenke abgekühlt und in den kalten Brunnen eingeleitet. Wegen der unterschiedlichen Fliessrichtungen sind beide Brunnen mit Pumpen, Förder- und Injektionsleitungen ausgestattet.

Da das Speichervolumen eines Aquifer-Wärmespeichers nicht zur Umgebung hin wärmedämmend werden kann, ist die Wärmespeicherung bei hohen Temperaturen (oberhalb ca. 50 °C) in der Regel nur bei grossen Speichervolumen mit günstigen Oberflächen-Volumen-Verhältnissen oder, aufgrund der höheren Umgebungstemperaturen, bei Speicherung in grösseren Tiefen effizient. Für Niedertemperatur- oder Kühlanwendungen sind jedoch auch kleinere Speicher realisierbar.

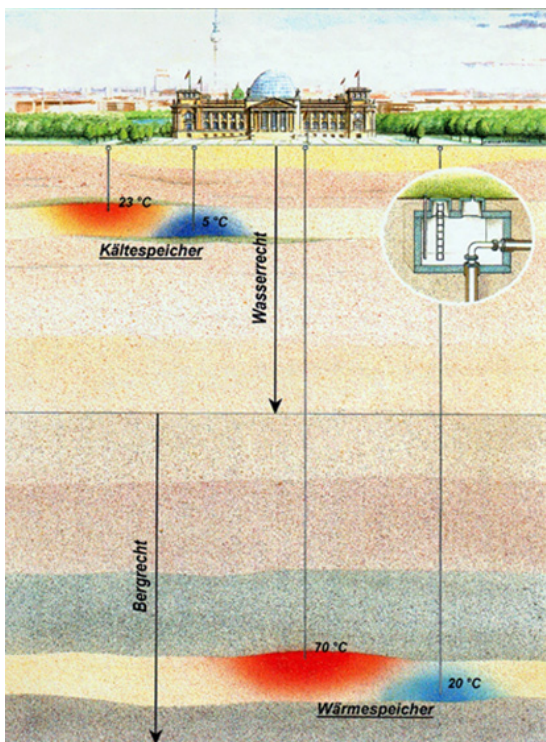
Aquifer-Wärmespeicher stellen hohe Anforderungen an die Bodenbeschaffenheit und erfordern umfangreiche Voruntersuchungen. Eine geeignete Hydrogeologie ist eine Grundvoraussetzung. Die Bodenparameter haben einen starken Einfluss auf die Realisierbarkeit, das Design und den Betrieb eines Aquifer-Wärmespeichers (z.B. Anzahl und Lage der Brunnen, Produktionsraten, thermische Verluste etc.). Die hydraulische Leitfähigkeit (k_f) der Grundwasserleiterschicht ist ein zentraler Parameter. Für einen ausreichenden Wasseraustausch zwischen Grundwasserleiter und Förder- bzw. Injektionsbrunnen sind Werte von $k_f > 10^{-5}$ m/s erforderlich. Ein weiterer wichtiger Parameter ist die chemische Beschaffenheit des förderfähigen Grundwassers. Durch Temperatur und Druckänderungen können gelöste Stoffe ausfallen und Brunnenfilter, Leitungen und Armaturen mit der Zeit verstopfen.

Vorteile

- Niedrige spezifische Investitionskosten
- Grosse Wärmekapazitäten einfach erschliessbar
- Oberfläche nahezu uneingeschränkt nutzbar
- Mittlere Be-, Entladeleistung möglich
- Hohe Umgebungstemperaturen bei tiefen Aquifern führen zu niedrigen Wärmeverlusten

Nachteile

- Nur an Standorten mit geeigneter Hydrogeologie möglich
- Aufwändige hydrogeologische Voruntersuchungen notwendig
- Erschliessungsrisiko vorhanden
- Erst bei grossen Speichern hohe Speichereffizienzen erreichbar
- Kontinuierliche Betriebsüberwachung erforderlich (Wasserchemismus etc.)
- Keine Wärmedämmung möglich



Speicheranlage am Berliner Reichstag (Grafik: GTN Geothermie Neubrandenburg GmbH)

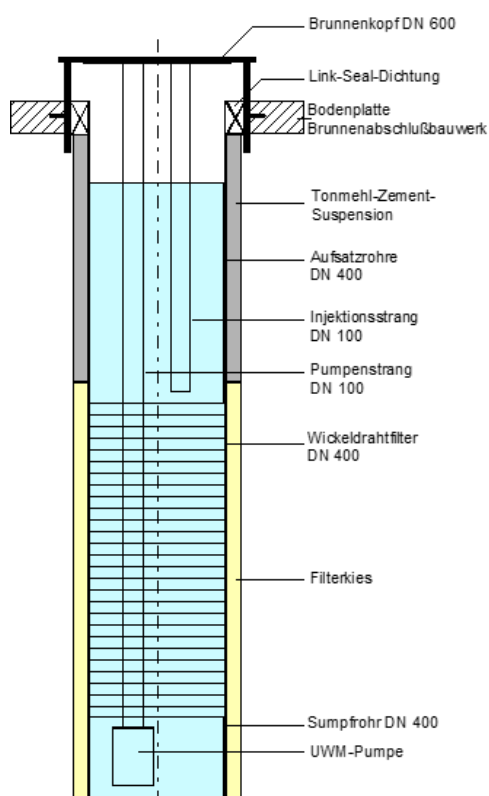
Erdreichvolumen	40'000 - 500'000 m ³
Investitionskosten ^a	10 - 30 CHF/m ³ WÄ
Temperaturbereich	10 - 80 °C
Speicherdichte ^b	20 - 40 kWh/m ³
Lebensdauer	20 - 30 Jahre
Platzbedarf (Standfläche)	vernachlässigbar

^a ohne Planungs- und Genehmigungskosten, umgerechnet auf Wasseräquivalent (siehe sheet 8)

^b abhängig von nutzbarer Temperaturdifferenz

Materialien

Brunnenbauwerk	Stahlbeton	Ø
Standrohr	Stahl	500 - 600 mm
Bohrungsverrohrung	Stahl oder GFK ^c	250 - 400 mm
Filterstrecke	Edelstahl	80 - 100 mm
^c Glasfaserverstärkter Kunststoff		



Beispielhafter Aufbau eines Brunnens (Grafik: GTN Geothermie Neubrandenburg GmbH)

Grundwassermechanismus

Vor allem bei der Hochtemperatur-Wärmespeicherung (über 40 - 50 °C) ist eine detaillierte Kenntnis der Mineralogie, Geochemie und Mikrobiologie im Untergrund notwendig, um Schäden am System durch Ausfällungen von Stoffen in Anlagenteilen wie Wärmeübertragern, Rohren, Armaturen und Brunnenfiltern zu vermeiden. Diese möglichen Probleme werden hauptsächlich durch Fe/Mn- und Karbonat Ablagerungen verursacht, die sich jedoch bei Kenntnis des örtlichen Wasserchemismus durch geeignete Wasserbehandlungsmethoden verhindern lassen.

Ein bekanntes Problem von Aquifer-Wärmespeichern ist das Auftreten von Brunnenverstopfungen. Dies wird hauptsächlich durch das Eindringen von Sauerstoff in den Flüssigkeitskreislauf verursacht, was ebenfalls zu Fe/Mn-Ablagerungen führen kann. Um dies zu verhindern, ist eine ordnungsgemäße Brunnenkonstruktion erforderlich und ein hermetisch dichtes Rohrsystem unter Überdruck (um den Eintritt von Sauerstoff zu verhindern) unerlässlich. Durch diese Massnahmen werden auch Gasverstopfungen verhindert.

Die im Aquifer-Kreislauf verwendeten Werkstoffe müssen dem hohen Korrosionsrisiko durch das Grundwasser Rechnung tragen. Zusätze zum Schutz vor Korrosion können wegen des offenen Systems in der Regel nicht verwendet werden, da sonst Fremdstoffe in den Untergrund eingetragen würden. Geeignete korrosionsbeständige Materialien sind z.B. Titanwärmetauscher und Kunststoffrohre.

Im Bild links ist der Aufbau eines Aquifer-Wärmespeicher-Brunnens mit Förder- und Injektionsstrang dargestellt.

Situation in der Schweiz / in Europa realisierte Projekte

Ein Aquifer-Wärmespeicher auf höherer Temperatur befindet sich Stand 2022 in der Schweiz in der Realisierung.

Beispiele ausgeführter Projekte (Ort, Land, Belade-Wärmemenge pro Jahr, Jahr):

[Bern-Forsthaus](#) ewb, CH, 21'300 MWh/Jahr, Stand 2022: in Bau

[Berlin Reichstag](#), DE, 3'000 MWh/Jahr, 1999

[Neubrandenburg](#), DE, 12'000 MWh/Jahr, 2004

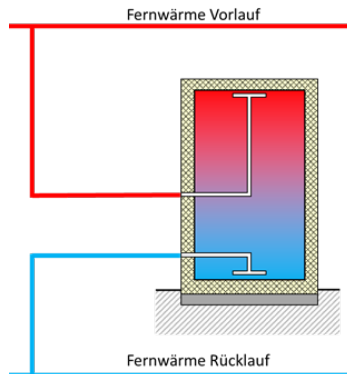
[Middenmeer](#), NL, 28'000 MWh/Jahr, 2021

Relevante Quellen / weiterführende Informationen

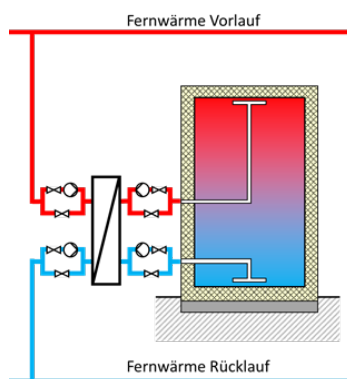
- Djebbar R., Boulter R., Snijders, A., Thornton J., McClung, L.: Aquifer Thermal Energy Storage for Smart District Heating and Cooling - Technical Report, [IEA DHC Annex XII Report](#), 2020
- Haller M., Ruesch F.: Saisonale Wärmespeicher – Stand der Technik und Ausblick, Fokusstudie im Auftrag des Forums Energiespeicher Schweiz, Institut für Solartechnik SPF, OST-Ostschweizer Fachhochschule Campus Rapperswil, 2019
- Pauschinger T., Schmidt T., Sørensen P.A., Snijders A., Djebbar R., Boulter R., Thornton J.: Design Aspects for Large-Scale Aquifer and Pit Thermal Energy Storage for District Heating and Cooling, [IEA DHC Annex XII Report](#), 2020
- [Saisonalspeicher.de](#) - Das Wissensportal für die saisonale Wärmespeicherung, 2022, Solites, Stuttgart, DE
- Schädle K.-H., Schmidt T., Berberich M., Einsatz von thermischen (saisonalen) Speichern in thermischen Netzen, Schlussbericht im Programm 'Thermische Netze', 2018, Energie Schweiz, Bundesamt für Energie, Bern
- VDI-Richtlinie 4640 Blatt 3, Thermische Nutzung des Untergrundes - Unterirdische Thermische Energiespeicher, in Überarbeitung, Verein Deutscher Ingenieure, Düsseldorf, DE

Kontakt

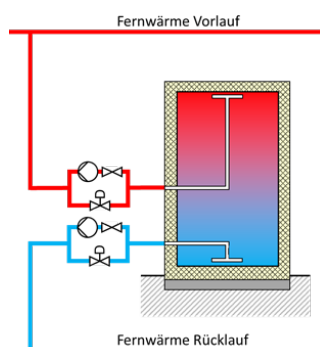
Florian Ruesch
OST – Ostschweizer Fachhochschule,
Campus Rapperswil-Jona
Oberseestrasse 10, 8640 Rapperswil
+41 058 257 48 31, florian.ruesch@ost.ch



Schema direkte Einbindung



Schema Einbindung über Wärmeübertrager



Schema indirekte Einbindung über Pumpen und Ventile

Ein Wärmespeicher ist eine passive Komponente, die Wärme nicht selbst erzeugt, sondern diese nur bereitstellen kann, wenn ihr Ladezustand dies zulässt bzw. wenn zuvor genügend Wärme eingespeichert wurde. Massgeblich für eine hohe Speichereffizienz bzw. für einen hohen Nutzen des Speichers im angeschlossene Versorgungssystem, ist sowohl die hydraulische als auch die regelungstechnische Systemintegration. Selbst der beste Speicher hat nur einen geringen Wert für das Versorgungssystem, wenn sein Potenzial nicht ausgenutzt wird. Folgende Aspekte sind in diesem Zusammenhang von Belang:

- **Druckniveau und Systemtrennung**
Je nach Druckniveaus im Speicher und im angeschlossenen Versorgungssystem stehen grundsätzlich drei hydraulische Einbindevarianten zur Verfügung (links dargestellt).

Bedruckte Speicher werden in der Regel so konstruiert, dass sie auf dem Druckniveau des angeschlossenen Systems betrieben und somit direkt eingebunden werden können (Schema direkte Einbindung). Ein sehr grosser «druckloser Speicher» kann im untersten Volumen allein durch die Höhe der Wassersäule einen hydrostatischen Druck von mehreren bar erreichen. Ist dieser Druck hoch genug, kann der Speicher auch zur Druckhaltung für das Wärmenetz und zur Aufnahme des Expansionsvolumens genutzt werden. Die Be- und Entladung kann erfolgen, indem wie bei einer hydraulischen Weiche automatisch auftretende Differenzvolumenströme in den Speicher ein- oder ausgeleitet werden. Alternativ kann die Be- und Entladung aktiv über zusätzliche Pumpen und Ventile erfolgen.

Liegt der hydrostatische Druck des Speichers unterhalb des Ruhedrucks des Wärmenetzes, muss bei drucklosen Speichern in der Regel eine Systemtrennung erfolgen, um den Speicher hydraulisch vom höheren Systemdruck im Wärmenetz zu trennen. Dies kann durch einen Wärmeübertrager erfolgen, was insbesondere bei hohen Be- oder Entladeleistungen aufwändig und teuer werden kann. Im Normalfall sorgt bei grossen Speichern ein aufeinander abgestimmtes System aus Pumpen, Druckregel- und Absperrventilen für eine kontinuierliche Trennung der Druckniveaus während des Betriebs und im Stillstand (Schema indirekte Einbindung über Pumpen und Ventile).

- **Temperaturen und Anzahl Be- / Entladeebenen**
Wenn auf der Quell- und/oder der Entnahmeseite des Speichers variable oder unterschiedliche Temperaturniveaus bereitgestellt oder gefordert werden, z.B. durch mehrere Wärmeerzeuger, kann eine Unterteilung des Speichervolumens in unterschiedliche Temperaturbereiche sinnvoll sein. Dies kann durch zusätzliche Be- und Entladeebenen mit entsprechenden Speichereinbauten und Anbindeleitungen erfolgen. Wenn ein Speicher deutlich über die Nutztemperatur beladen wird, können Beimischungen für die Entladung auf bestimmte Zieltemperaturen vorgesehen werden.

Wärmekapazität

$$Q_{TES} = V_{TES} \cdot \rho \cdot c_p \cdot (T_{TES,max} - T_{TES,min})$$

Speichereffizienz

$$\eta_{TES} = \frac{Q_{aus} + dQ}{Q_{ein}}$$

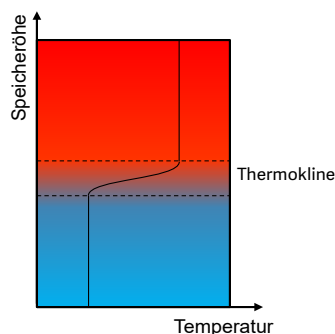
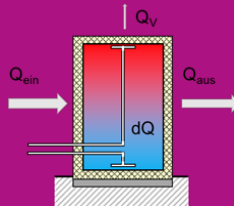
Speicher-Zykluszahl

$$N_{Zyk} = \frac{Q_{aus}}{Q_{TES}}$$

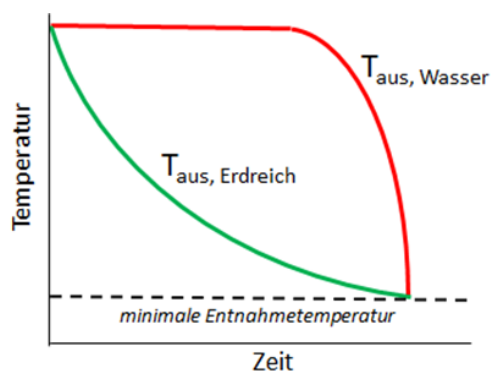
Wärmebilanz

$$Q_{aus} - Q_{ein} = -Q_V + dQ$$

V_{TES}	Volumen des Speichers
ρ	Dichte Medium (Wasser: 998 kg/m ³)
c_p	Wärmekapazität (Wasser: 4.19 kJ/[kgK])
$T_{TES,max/min}$	maximale/minimale Temperatur im Speicher
$Q_{ein/aus}$	ein-/ausgespeicherte Wärme
dQ	Änderung des Energieinhalts im Speicher



Temperatur im Schichtspeicher mit Thermokline



Exemplarischer Verlauf der Entnahmetemperaturen bei den Speichermedien Wasser und Erdreich

Betriebsstrategie

Eine etablierte Anwendung für Wärmespeicher ist, z.B. die vollständige Speicherbeladung während der Nacht zur Deckung morgendlicher Lastspitzen. Ausserdem können die Laufzeiten der Wärmeerzeuger optimiert und somit Taktzyklen verringert werden. Jedoch ist die Entscheidung, ob aktuell vorhandener Wärmebedarf direkt von einem bestimmten Erzeuger oder besser aus dem Speicher gedeckt werden sollte, häufig nicht trivial. Vor allem dann, wenn mehrere Energieerzeuger im System vorhanden sind. Ev. darf der Anteil fossiler Energieträger eine bestimmte Zielmarke nicht überschreiten. Ebenfalls sollten effiziente System-Betriebsstrategien bzw. Einsatzplanungen von Energieerzeugern in grösseren Wärmenetzen betriebswirtschaftliche Belange wie die kostengünstige Wärme- oder gekoppelte Wärme- und Stromerzeugung in besonders attraktiven Zeiträumen berücksichtigen. In all diesen Szenarien bietet ein Speicher die Flexibilität, um die Erzeugung vom Bedarf zeitlich zu entkoppeln. Welche Betriebsstrategie für das Gesamtsystem langfristig die technisch und wirtschaftlich effizienteste Lösung ist, lässt sich jedoch oft nur durch aufwändige Szenarien-Betrachtungen oder Systemsimulationen beantworten.

Thermische Schichtung bei Wasserspeichern

Für eine effiziente Systemintegration von Wärmespeichern ist eine gute thermische Schichtung von grosser Bedeutung. Sie wird bei Wasserspeichern durch die Dichteunterschiede von Wasser bei unterschiedlichen Temperaturen ermöglicht. In der Praxis verbleibt heisses Wasser mit einer geringeren Dichte im oberen Teil des Speichers. Bei entsprechendem Schichtungsvermögen vermischt es sich nicht oder nur geringfügig mit dem kälteren Wasser im unteren Teil des Speichers, welches eine höhere Dichte aufweist. Weil heisses Wasser bei der Beladung in den oberen Bereich des Speichers, kalter Rücklauf aus der Verteilung aber in den unteren Teil des Speichers eingeleitet wird, bildet sich im Betrieb eine sogenannte Trennschicht (Thermokline, siehe Grafik links). Diese verschiebt sich während den Be- und Entladebetriebsphasen im Speicher nach unten, bzw. oben. Die thermische Schichtung kann insbesondere durch fehlende Beruhigung von Eintrittsströmungen negativ beeinflusst werden, weil zu hohe Eintrittsgeschwindigkeiten zu Verwirbelungen innerhalb des Speichers führen. Dies ist unbedingt zu vermeiden, da es sowohl die nutzbare Speicherkapazität als auch die Effizienz angeschlossener Erzeuger, insbesondere von Wärmepumpen oder Solarkollektoren, deutlich reduziert.

Temperaturverhalten bei der Wärmeentnahme

Je nach Speichermedium treten unterschiedliche Verläufe der Entnahmetemperaturen bei der Speicherentladung auf (Grafik links).

- Bei Wasser als Speichermedium und guter thermischer Schichtung sinken die Temperaturen während der Entladung über lange Zeiten nicht oder nur geringfügig (rote Linie in der Grafik). Erst wenn der Speicher nahezu entladen ist, fallen die Temperaturen ab.
- Bei Erdreich oder Kies-Wasser-Gemischen als Speichermedium fallen die Entnahmetemperaturen durch den zusätzlichen Wärmeübergang vom Feststoffanteil an das Wärmeträgerfluid von Beginn an kontinuierlich ab (grüne Linie).

Relevante Quellen / weiterführende Informationen

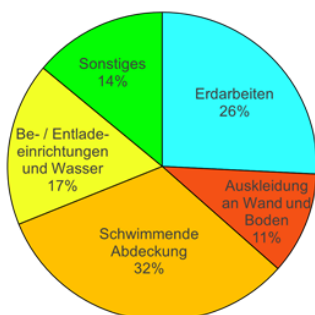
- Haller M., Ruesch F.: Saisonale Wärmespeicher – Stand der Technik und Ausblick, Fokusstudie im Auftrag des Forums Energiespeicher Schweiz, Institut für Solartechnik SPF, OST-Ostschweizer Fachhochschule Campus Rapperswil, 2019
- Pauschinger T., Schmidt T., Sørensen P.A., Snijders A., Djebbar R., Boulter R., Thornton J.: Design Aspects for Large-Scale Aquifer and Pit Thermal Energy Storage for District Heating and Cooling, [IEA DHC Annex XII Report](#), 2020
- [Saisonalspeicher.de](#) - Das Wissensportal für die saisonale Wärmespeicherung, Solites, Stuttgart (DE), 2022

Kontakt

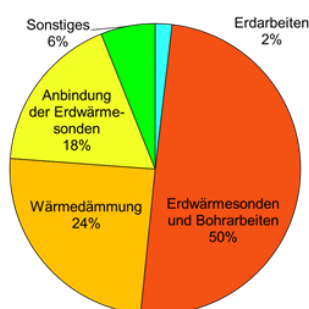
Florian Ruesch
OST – Ostschweizer Fachhochschule,
Campus Rapperswil-Jona
Oberseestrasse 10, 8640 Rapperswil
+41 058 257 48 31, florian.ruesch@ost.ch

Kosten und Wirtschaftlichkeit

Faktenblatt 8: Wärmespeicher in thermischen Netzen



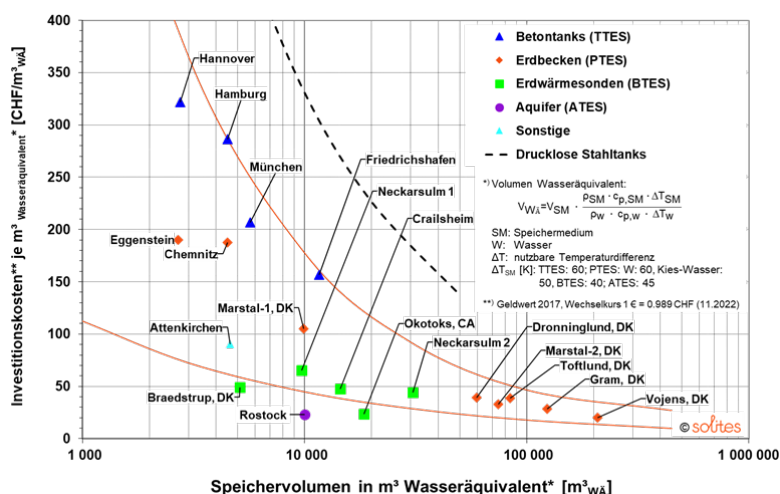
Berechnete Kostenaufteilung für einen Erdbecken-Wärmespeicher mit 100'000 m³ Wasservolumen in Deutschland [Sveinbjörnsson et al., 2020]



Kostenaufteilung für den Erdsonden-Wärmespeicher mit 37'500 m³ Erdreichvolumen in Crailsheim (DE)

Baukosten von Wärmespeichern variieren in einem sehr grossen Bereich, abhängig von der Speichergrösse, der Speicherbauart und den örtlichen Gegebenheiten am Speicherstandort. Die nachfolgende Grafik zeigt die Investitionskosten verschiedener realisierter grosser Untergrund-Wärmespeicher. Zum Vergleich ist auch eine Trendlinie für drucklose oberirdische Stahltanks dargestellt (schwarz gestrichelt). Zu erkennen ist eine starke Abnahme der Investitionskosten mit der Grösse der Speicher. Darüber hinaus ist auch ein starker Kostenunterschied für unterschiedliche Speicherbauarten zu erkennen. So können z.B. Erdsonden-, Aquifer- und Erdbecken-Wärmespeicher deutlich kostengünstiger realisiert werden als oberirdische Stahlspeicher. Allerdings ist bei dem Kostenvergleich einerseits zu berücksichtigen, dass manche Speicherbauarten sehr spezifische Anforderungen an die Untergrundbedingungen am Standort stellen und damit nicht überall realisiert werden können. Andererseits unterscheiden sich die Speicherbauarten auch hinsichtlich ihrer thermischen Leistungsfähigkeit in Bezug auf z.B. Wärmekapazität, Wärmeverluste und mögliche Be- und Entladeleistungen und können dadurch auch unterschiedlich grosse Nutzen für ein Energiesystem bringen.

Die Grafiken links zeigen exemplarische Kostenaufteilungen für zwei unterschiedliche Speicherbauarten. Lokale Gegebenheiten können die Kosten einzelner Posten stark beeinflussen, so dass für spezifische Projekte auch deutlich unterschiedliche Aufteilungen möglich sind.



Investitionskosten von grossen realisierten Wärmespeichern (nur Speicherbauwerke ohne Anbindungsleitungen und Anlagentechnik, ohne Planungskosten und MwSt.) und Kostenkurve für oberirdische, drucklose Stahltanks nach [Christidis A. und Tsatsaronis G., 2011], Volumenangaben in m³ Wasseräquivalent um Speicher mit unterschiedlichen Speichermedien miteinander vergleichen zu können.

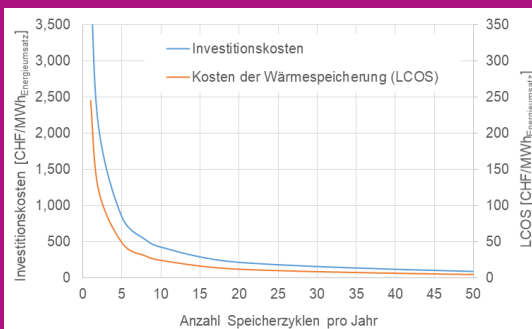
Investitionskosten insbesondere von grossen Speichern sind oft hoch, Betriebs- und Wartungskosten dafür meist sehr gering. Dadurch liegen Amortisationszeiten häufig bei nur wenigen Jahren.

Die Kosten der Wärmespeicherung (oder die Kosten der ausgespeicherten Wärme) sind abhängig von den Investitionskosten, den Kosten für die eingespeicherte Energie, dem Nutzungsgrad der Wärmespeicherung und insbesondere dem Energieumsatz in einem bestimmten Zeitraum, d.h. wie 'häufig' der Wärmespeicher genutzt wird. Als Mass für die Nutzung eines Wärmespeichers wird häufig die Jahres-Speicher-Zykluszahl N_{Zyk} herangezogen, die beschreibt, wie häufig im Jahr die Wärmekapazität des Wärmespeichers Be- und Entladen wird:

$$N_{\text{Zyk}} = Q_{\text{TES,out}} / Q_{\text{TES}}$$

$Q_{\text{TES,out}}$: jährlich ausgespeicherte Wärme,
 Q_{TES} : Wärmekapazität des Wärmespeichers, siehe auch Faktenblatt 7).

Das nachfolgende Bild zeigt die Abhängigkeit der notwendigen Investitionskosten bezogen auf den jährlichen Energieumsatz und die Kosten der Wärmespeicherung als Funktionen der Anzahl der jährlichen Speicherzyklen.



Beispielberechnung zur Wirtschaftlichkeit von grossen Wärmespeichern (Annahmen: oberirdischer Stahltank mit 50'000 m³, Investitionskosten 6 Mio. Euro, nutzbare Temperaturdifferenz 30 K, Abschreibungsdauer 20 Jahre, jährliche Betriebs- und Wartungskosten 1% der Anfangsinvestition, Zinssatz 2%, keine Kosten für eingespeicherte Wärme und keine Wärmeverluste berücksichtigt, LCOS: levelised cost of storage).

Wirtschaftlichkeit

Generell ist ein Speicher eine passive Komponente, die selbst keine Wärme erzeugt. Der Speichernutzen im System ist daher von den ein- und ausgespeicherten Wärmemengen und deren Temperaturen und Nutzen für das individuelle Wärmeversorgungssystem abhängig. Mögliche Anwendungen und Vorteile eines Wärmespeichers in einem Energiesystem sind:

- Einbindung zusätzlicher Energiemengen, deren Verfügbarkeit zeitgebunden ist und sich nicht nach dem Bedarf richtet (Abwärme, Solarthermie, Geothermie, Power-to-Heat etc.)
- Reduzierung von Erzeugergrössen und –redundanzen bzw. Ersatz von Erzeugern
- Verbesserung von Erzeugereffizienzen (Biomassekessel, KWK) durch konstanten Betrieb
- Vermeidung von Ab- und Anfahrvorgängen von Erzeugern (Optimierung der Taktzyklen)
- Vereinfachung / Überbrückung von Erzeuger-Wartungszyklen
- Überwindung von Transportengpässen im Wärmenetz
- Erhöhung der Versorgungssicherheit
- Erhöhung des Autarkiegrades
- Unabhängigkeit von Kostenrisiken anderer Wärmeerzeuger (z.B. Brennstoffkosten)
- Verbesserung der ökologischen Bedingungen (CO₂-Einsparung, Erhöhung EE-Anteile etc.)
- Ggf. Vorteile aus gesetzlichen Regelungen für das Erreichen von Mindestanteilen bestimmter Erzeuger o.ä.
- Imagegewinn z.B. durch Reduzierung fossiler Brennstoffe

Einige der hier aufgelisteten Punkte lassen sich in einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nur schwer beziffern.

Fördersituation Schweiz

Derzeit gibt es in der Schweiz keine allgemeine direkte Förderung von Wärmespeichern für thermische Netze. Laut Bundesamt für Energie (BFE) ist aber für Pilot- und Demonstrationsprojekte eine Individualförderung für saisonale Wärmespeicher möglich (siehe [BFE-Faktenblatt Wärmespeicherung](#)).

Relevante Quellen / weiterführende Informationen

- Christidis A. und Tsatsaronis G.: Das ökonomische Potential von Wärmespeichern bei Heizkraftwerken im heutigen Strommarkt, TU Berlin, VDI-Bericht Nr. 2157, 2011
- Haller M., Ruesch F.: Saisonale Wärmespeicher – Stand der Technik und Ausblick, Fokusstudie im Auftrag des Forums Energiespeicher Schweiz, Institut für Solartechnik SPF, OST-Ostschweizer Fachhochschule Campus Rapperswil, 2019
- Sveinbjörnsson D., From, N., Sørensen P.A., Schmidt T., Klöck, M., Pauschinger T.: Pit Thermal Energy Storage for Smart District Heating and Cooling - Technical Report, [IEA DHC Annex XII Report](#), 2020

Kontakt

Florian Ruesch
 OST – Ostschweizer Fachhochschule,
 Campus Rapperswil-Jona
 Oberseestrasse 10, 8640 Rapperswil
 +41 058 257 48 31, florian.ruesch@ost.ch