

Adressat

VBSA, Wankdorffeldstrasse 102, Postfach 261, 3000 Bern 22

Dokumententyp

Studie

Datum

30. November 2015

WÄRMESPEICHERUNG IN FERNWÄRMENETZEN

MÖGLICHKEITEN UND GRENZEN



WÄRMESPEICHERUNG IN FERNWÄRMENETZEN MÖGLICHKEITEN UND GRENZEN

Version	100
Datum	30. November 2015
Erstellt von	PHSC
Überprüft von	PEAL
Genehmigt von	MBR
Beschreibung	Studie zu den Möglichkeiten und Grenzen der Wärme-speicherung in Fernwärmenetzen im schweizerischen Umfeld.

INHALT

1.	MANAGEMENT SUMMARY	1
1.1	Hintergrund und Zielsetzungen dieser Studie	1
1.2	Die Aufgabe von Wärmespeichern in integrierten Energiesystemen	1
1.3	Möglichkeiten zur Wärmespeicherung	2
1.4	Erfolgreiche Beispiele aus der Schweiz	2
1.5	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	2
2.	EINLEITUNG	3
2.1	Hintergrund – Einflussfaktoren im Energiesektor	3
2.2	Herausforderungen der Schweizer KVA-Betreiber	3
2.3	Umfang der vorliegenden Studie	3
3.	INTEGRIERTE ENERGIE- UND FERNWÄRMESYSTEME	5
3.1	Fernwärmesysteme	5
3.2	Aufgaben der Wärmespeicher	7
3.3	Vorteile der Wärmespeicher	8
4.	WÄRMESPEICHER-TECHNOLOGIEN	9
4.1	Stahl tanks (TTES: Tank Thermal Energy Storage)	10
4.1.1	Einsatzgebiete	10
4.1.2	Konstruktionsmerkmale und Auslegung	10
4.1.3	Funktionsweise von TTES	12
4.1.4	Anbindung der TTES ans Fernwärmesystem	13
4.1.5	Investitionskosten	15
4.1.6	Vor- und Nachteile von TTES	17
4.2	Grubenspeicher (PTES: Pit Thermal Energy Storage)	18
4.2.1	Einsatzgebiete	18
4.2.2	Funktionsweise	18
4.2.3	Konstruktionsmerkmale	19
4.2.4	Anbindung der PTES an das Fernwärmenetz	19
4.2.5	Investitionskosten	20
4.2.6	Vor- und Nachteile von PTES	21
4.2.7	Wirtschaftliche Betrachtung eines saisonalen Speichers	21

4.3	Geologische Speicher / Aquiferspeicher (ATES: Aquifer Thermal Energy Storage)	22
4.3.1	Einsatzgebiete	22
4.3.2	Funktionsweise	23
4.3.3	Konstruktionsmerkmale	23
4.3.4	Anbindung der ATES ans Fernwärmenetz	23
4.3.5	Investitionskosten	23
4.3.6	Vor- und Nachteile von ATES	24
5.	OPTIMIERUNGSANSÄTZE	25
5.1	Absenkung der Vorlauftemperatur	25
5.1.1	Vorgehen zur Reduktion der Vorlauftemperatur	25
5.1.2	Vorteile einer reduzierten Vorlauftemperatur	26
5.2	Absenkung der Rücklauftemperatur	27
5.2.1	Umsetzung 3-Leitersystem auf Verbraucherebene	27
5.2.2	Umsetzung 3-Leitersystem auf Netzebene	27
5.3	Optimierung der Produktion	28
5.4	Ziele und Möglichkeiten von Tarifsystemen	28
6.	WIRTSCHAFTLICHKEIT VON WÄRMESPEICHERN	29
6.1	Grundsätze der Wirtschaftlichkeit von Wärmespeichern	29
6.2	Einflussfaktoren auf eine wirtschaftliche Auslegung von Wärmespeichern	29
7.	FALLBEISPIELE	31
7.1	Beispiel KVA Buchs (SG): Optimierung Elektrizitätsverkauf und Reduktion fossile Brennstoffe	31
7.1.1	Ausgangslage	32
7.1.2	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	32
7.1.3	Ergebnisse	32
7.2	Beispiel KVA Renergia Zentralschweiz AG: Nutzung der überschüssigen Wärmeenergie	33
7.2.1	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	34
7.3	Beispiel Kopenhagen: Integriertes Energiesystem	35
7.3.1	Der Einsatz von Wärmespeichern	35
7.3.2	Einige Kennzahlen	36
7.3.3	Fazit	37
8.	FAZIT /SCHLUSSFOLGERUNGEN	38
9.	ANHANG / QUELLENVERZEICHNIS	39

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

ATES	Aquifer Thermal Energy Storage (oberflächennahe Aquiferspeicher)
DGV	Druckgeräteverordnung
ENE	Energetische Nettoeffizienz
EnV	Energieverordnung
FW	Fernwärme
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
ND	Niederdruck
PCM	Phase-Change-Material
PTES	Pit Thermal Energy Storage (Saisonale Speicher / Grubenspeicher)
TCS	Thermo-Chemical-Storage
TTES	Tank Thermal Energy Storages (Tagesspeicher / Stahltanks)
TVA	Technische Verordnung über Abfälle
WKK	Wärme-Kraft-Koppelung

1. MANAGEMENT SUMMARY

1.1 Hintergrund und Zielsetzungen dieser Studie

In der Schweiz entfallen rund 40% des gesamten Energieverbrauches auf die Komfortwärmeversorgung. Daher kommt den Optimierungsmassnahmen in diesem Bereich, im Hinblick auf die Ressourceneffizienz sowie der Forderung nach Reduktion der CO₂-Emissionen, eine besondere Bedeutung zu. Fernwärmenetze haben grosses Potenzial, eine CO₂-arme oder sogar CO₂-freie Komfortwärmeversorgung zu ermöglichen. Und dabei spielen KVAs - als wichtige Energielieferanten im Fernwärmenetz - eine zentrale Rolle.

Die Komplexität der Energieversorgung hat in den letzten Jahren durch den Ausbau der Stromerzeugung aus regenerierbaren Quellen (Sonne, Wind) erheblich zugenommen. Die wichtigsten Auswirkungen dieser Komplexität auf Seiten der KVA sind die sinkenden Energiepreise und die Forderung nach hoher Flexibilität bei der Lieferung von Energie. Denn zu Spitzenbedarfszeiten müssen innerhalb von kurzer Zeit – bzw. im Extremfall gleichzeitig - sowohl hohe Wärme- als auch Stromleistungen bereitgestellt werden können.

Diese Möglichkeit ist mit einer konventionellen Wärme-Kraft-Koppelung nicht gegeben. Daher muss in Spitzenbedarfszeiten entweder Wärme mit fossilen Brennstoffen erzeugt oder auf lukrative Stromeinkünfte verzichtet werden.

Der Einsatz von Wärmespeichern bietet die Möglichkeit, die Wärme- und Stromproduktion in der KVA zu entkoppeln. Die vorliegende Studie gibt einen Überblick über die verfügbaren Technologien der Wärmespeicherung und die möglichen Anwendungen im schweizerischen Umfeld. Weiter werden Massnahmen im Zusammenhang mit den Fernwärmenetzen aufgezeigt, die es ermöglichen, die Investitionskosten von Speichern zu reduzieren und diese wirtschaftlich zu betreiben.

1.2 Die Aufgabe von Wärmespeichern in integrierten Energiesystemen

Integrierte Energiesysteme zeichnen sich dadurch aus, dass Elektrizität, Wärme und Kälte aus verschiedenen Energiequellen - wie Sonne, Wind, regenerative und fossile Brennstoffe - flexibel vernetzt sind und bedarfsgerecht zum Einsatz kommen. Dadurch können alle Ressourcen ökologisch effizient und wirtschaftlich optimal genutzt werden.

Das Rückgrat eines solchen Systems bildet das Fernwärmenetz. Es hat die Aufgabe eines „Marktplatzes“, indem es überschüssige Energie aus verschiedenen (Ab-)Wärmequellen aufnimmt und den unterschiedlichen Verbrauchern zur Verfügung stellt. Die im Fernwärmenetz vorhandenen Speichermöglichkeiten erlauben es zudem, dieses „Geben und Nehmen“ auch chronologisch versetzt zu gestalten und damit die Produktion und den Verbrauch zeitlich zu entkoppeln. Wärmespeicher in einem Fernwärmesystem erfüllen damit die folgenden Aufgaben:

- Speicherung von Wärme in Zeiten mit geringem Wärmebedarf und geringen Erzeugungskosten
- Abgabe von Wärme in Spitzenlastzeiten oder bei Ausfall der Erzeugung
- Hydraulische Entlastung von Hauptleitungen durch dezentrale Speicherung
- Speicherung von Wärme, generiert aus überschüssigem Strom aus regenerierbaren Quellen (Sonne, Wind), mittels Elektroboilern oder Wärmepumpen

1.3 Möglichkeiten zur Wärmespeicherung

Wärme kann entweder durch Temperaturänderung des Mediums (sensible Wärme), durch thermochemische Umwandlung oder durch Phasenwechsel eines Mediums (latente Wärme) gespeichert werden. Für die Wärmespeicherung in Fernwärmenetzen haben sich sensible Wärmespeicher mit Wasser als Medium durchgesetzt. Stand der Technik zur Ausführung dieser Speicher sind Stahltanks, Grubenspeicher oder geologische Speicher (Aquifere).

Die Ausführung der Wärmespeicher in Form von Stahltanks ist im schweizerischen Umfeld die geeignetste Lösung. Stahltanks sind Stand der Technik und weltweit tausendfach in Betrieb. Sie zeichnen sich durch Robustheit und durch geringen Wartungsaufwand aus. Grubenspeicher und Aquifere eignen sich in der Schweiz nur in Ausnahmefällen.

Die Einbindung der Wärmespeicher in das Netz kann auf unterschiedliche Weise erfolgen: Ist der Speicher in unmittelbarer Nähe des Kraftwerk platziert, erfolgt im Normalfall keine hydraulische Trennung. Ist der Wärmespeicher hingegen dezentral im Fernwärmenetz platziert oder wird der Speicher auf einem anderen Druckniveau betrieben, so wird der Wärmespeicher hydraulisch vom Fernwärmesystem getrennt und über Kontrollventile bzw. Versorgungs- und Rückförderpumpen mit dem Netz verbunden.

Die Kosten für Wärmespeicher in Form von Stahltanks liegen in Skandinavien in der Grössenordnung von 4-6 CHF/kWh. Durch die bisher geringe Nachfrage liegen die Kosten in der Schweiz aktuell bis zu 3-mal über diesen Werten. Die Kosten lassen sich jedoch durch Optimierungen im System wesentlich verringern. So können z.B. durch Absenkungen der Vorlauftemperatur unter 100 °C die Wärmespeicher als drucklose Behälter gebaut werden, womit sich die Kosten um 20 bis 30 % reduzieren lassen. Wenn gleichzeitig auch die Rücklauftemperatur gesenkt werden kann, bleibt die Temperaturspreizung im Fernwärmenetz erhalten und es erfolgt keine höhere hydraulische Belastung des Netzes. Erfolgreiche Beispiele aus Skandinavien zeigen, dass mit technischen und betrieblichen Massnahmen diese Temperaturreduktionen und die entsprechenden finanziellen Einsparungen erreicht werden können.

1.4 Erfolgreiche Beispiele aus der Schweiz

Fernwärmespeicher in Verbindung mit KVAs sind u.a. in den Anlagen der Renergia und der KVA Buchs (SG) sowie in den Städten Basel und Zürich erfolgreich in Betrieb bzw. in Planung.

Die KVA Buchs (SG) verfügt über Wärmespeicher mit einer Kapazität von 2400 m³ bzw. 240 MWh. Die Wärmespeicher ermöglichen es, die Produktion optimal der Nachfrage anzupassen. In Zeiten mit geringer Wärmenachfrage und tiefen Stromerlösen werden die Speicher geladen. Wenn die Nachfrage nach Strom und Wärme in den Morgen- und Abendstunden hoch ist, können beide Energiebezüger gleichzeitig mit den maximalen Leistungen versorgt werden. Durch diese Entkopplung der Strom- und Wärmeproduktion sowie einer weitgehend kompletten Abdeckung der Spitzenlasten mit den Wärmespeichern kann die KVA Buchs (SG) die Wärmespeicher wirtschaftlich betreiben.

1.5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Erfolgreiche Beispiele aus dem In- und Ausland zeigen, dass Wärmespeicher einen wesentlichen Beitrag zur Ökonomie und Ökologie der Fernwärme beitragen können. Zum einen ist es möglich, durch die Spitzenlastabdeckung aus Speichern den Verbrauch an fossilen Brennstoffen zu verringern. Zum anderen können durch eine bedarfsgerechte Stromerzeugung die Einnahmen gesteigert werden.

Im Jahr 2014 wurden in der Schweiz 40,1% des Fernwärmebedarfs oder 1'996 GWh mit Wärme aus Kehrlicht gedeckt. Optimal auf das System abgestimmte Wärmespeicher ermöglichen es, diese sichere und saubere Energiequelle zukünftig vermehrt zu nutzen.

2. EINLEITUNG

2.1 Hintergrund – Einflussfaktoren im Energiesektor

Der Energiesektor ist dem Einfluss verschiedener Faktoren ausgesetzt. Dazu gehören u.a. die Massnahmen zur Reduktion der Treibhausgase; in der EU soll der CO₂-Ausstoss bis 2030, im Vergleich mit 1990, um mindestens 40% bzw. in der Schweiz um 50% reduziert werden. In diesem Zusammenhang haben v.a. die Forderungen nach Umstellung von fossilen auf erneuerbare Energiequellen und nach Verbesserung der Energieeffizienz bzw. Reduktion des Energieverbrauches hohe Priorität.

Da in der Schweiz rund 40% des gesamten Energieverbrauches für die Komfortwärmeversorgung (Raumwärme und Warmwasser) von Haushalten, Industrie- und Dienstleistungsbereich verbraucht wird, kommt den Optimierungsmassnahmen in diesem Bereich eine besondere Bedeutung zu.

Der Anteil der Fernwärme an der Komfortwärmeversorgung ist in der Schweiz mit ca. 7 % - insbesondere im Vergleich mit den skandinavischen Ländern, wo dieser Anteil bei ca. 50% liegt - noch relativ gering. Leider. Denn die Fernwärme hat wesentliches Potenzial um eine CO₂-arme oder sogar CO₂-freie Komfortwärmeversorgung zu ermöglichen.

2.2 Herausforderungen der Schweizer KVA-Betreiber

Der Auftrag der KVA ist primär die thermische Behandlung und energetische Verwertung von Abfällen (TVA). Die Bestrebungen zur CO₂-Reduktion rücken neben der möglichst *sauberen* auch die möglichst *effiziente* Verwertung in den Vordergrund. Die Mindestanforderung der TVA verlangt von den KVAs eine energetischen Nettoeffizienz (ENE) von 0.55, d.h. 55 Prozent des Energiegehalts der Abfälle müssen ausserhalb der Anlagen genutzt werden. Zur Erreichung dieser festgelegten ENE-Kennzahl müssen aktuell rund die Hälfte aller KVAs Energieeffizienz-Massnahmen treffen. Da nach heutigem Stand der Technik eine Nettoeffizienz im Bereich von 0.65 und höher erreicht werden kann, ist zudem zu erwarten, dass die ENE-Mindestanforderung in Zukunft steigen wird.

Die geforderten Verbesserungen des elektrischen Wirkungsgrades sind normalerweise mit hohen Investitionen verbunden und lassen sich oft nur im Rahmen einer Ersatzmassnahme realisieren. Daher rücken die Massnahmen für eine Schaffung bzw. Erhöhung einer Wärmeauskoppelung stärker in den Vordergrund.

Die Nutzung der Wärme in Fernwärmenetzen ermöglicht aufgrund des tiefen Temperaturniveaus bei einer Auskoppelung aus einer Dampfturbine eine Optimierung der energetischen Ausbeute und beeinträchtigt die Stromproduktion nur minimal. Entsprechend wirkt sich diese Art der Wärmenutzung positiv auf die ENE-Kennzahl aus.

Da eine KVA aber auch relevanter Lieferant von Strom ist, besteht ein Zielkonflikt zwischen Wärmeproduktion und Stromabgabe. Dieser Konflikt wird verschärft indem – insbesondere in der kalten Jahreszeit – sowohl das Strom- als auch das Fernwärmenetz gleichzeitig einen hohen Bedarf haben. Da Strom- und Wärmeproduktion aber direkt voneinander abhängen, ist es in Spitzenbedarfszeiten nicht möglich gleichzeitig Strom und Wärme auf maximalen Niveau zu produzieren. Dies ist insbesondere aus ökonomischer Sicht bedauerlich, da in den Spitzenbedarfszeiten die höchsten Strompreise erzielt werden können.

Der Einsatz von Wärmespeichern entkoppelt die Strom- und Wärmeproduktion und ermöglicht so eine ökonomische Optimierung der Stromproduktion; die Wärmespeicher werden in Zeiten von niedrigem Verbrauch geladen und zu Spitzenbedarfszeiten wird maximal Strom (zu höchsten Preisen) produziert, während das Fernwärmenetz aus den Speichern gespeist wird.

2.3 Umfang der vorliegenden Studie

In der vorliegenden Studie wird das Konzept des integrierten Energiesystems und dessen Komponenten – Energiequellen, Fernwärmesystem, Wärmespeicherung - beschrieben. Dieses System zeichnet sich durch eine hohe Vernetzung von Strom und Wärmeversorgung aus. Weiter bietet es die Möglichkeit, überschüssige Energie aus regenerierbaren Energiequellen (insbesondere Sonne

und Wind) zu speichern und zu nutzen und dadurch eine Senkung der CO₂-Belastung in der Komfortwärmeversorgung zu erreichen.

In diesem Zusammenhang werden v.a. die erprobten Technologien und Einsatzmöglichkeiten von Heisswasserspeichern in Fernwärmenetzen beschrieben und Erkenntnisse durch Fallbeispiele veranschaulicht.

3. INTEGRIERTE ENERGIE- UND FERNWÄRMESYSTEME

Integrierte Energiesysteme zeichnen sich dadurch aus, dass verschiedene Energieträger flexibel zum Einsatz kommen und sich die zur Verfügung stehenden Ressourcen optimal nutzen lassen.

Das Rückgrat eines solchen Systems bildet das Fernwärmenetz. Die darin vorhandenen Speichermöglichkeiten bilden für alle im System integrierten Energieträger und (Ab-)Wärmequellen den „Marktplatz“, in welchem überschüssige Energie aus einer Quelle gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt einem anderen System zur Verfügung gestellt werden kann.

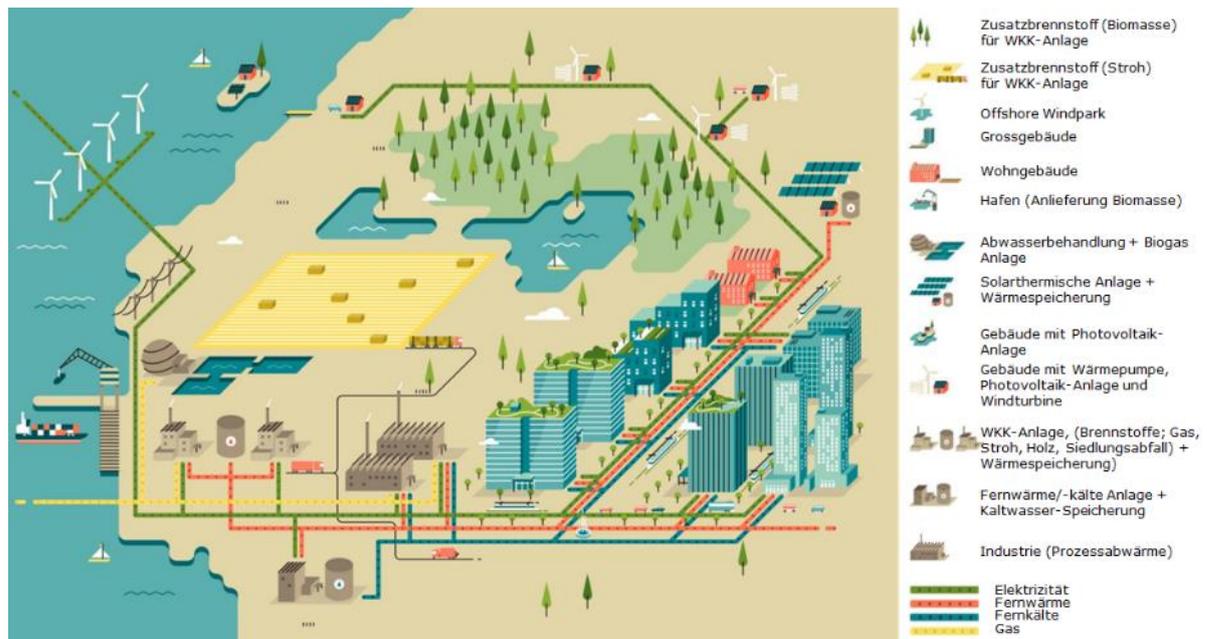


Abbildung 3-1: Das integrierte Energiesystem

Bei der Betrachtung eines integrierten Energiesystems ist es wichtig, den Fokus nicht nur auf einzelne Elemente, sondern auf das gesamte System - von der Brennstofflieferung bis zum Verbraucher inklusive Gebäude - zu richten. Nur so ist sichergestellt, dass die Investitionen am effizientesten getätigt werden. Optimierungen von einzelnen Elementen, z.B. nur die verbesserte Isolierung der Gebäudehülle, führen oft zu ökologisch und ökonomisch suboptimalen Lösungen.

3.1 Fernwärmesysteme

Fernwärmesysteme dienen der Versorgung von Gebäuden mit Komfortwärme, d.h. Raumwärme und Warmwasser. Fernwärmesysteme sind zudem flexible Träger für Wärme aus unterschiedlichen Quellen; es kann Wärme aus der Verbrennung von fossilen Brennstoffen und Biomasse, solarthermische Wärme, Wärme aus grossen Wärmepumpen sowie industrielle Abwärme genutzt werden.

Die Forderung nach Reduktion der CO₂-Emissionen führte zur Förderung regenerativer Energiequellen, wie Wind- und Sonnenenergie. Da diese Energieproduktion nicht durch die Nachfrage, sondern durch die meteorologische Situation geprägt ist, haben diese Energiequellen einen zunehmenden Einfluss auf die Stabilität der Netze. Hier können die Fernwärmenetze einen wichtigen Beitrag zur Netzstabilisierung leisten.

In Zeiten mit „überschüssigem“ Strom aus regenerierbaren Quellen (Sonne, Wind) kann mittels Wärmepumpen oder Elektroboilern Heisswasser oder Dampf erzeugt und so das Stromnetz stabilisiert werden. Die gewonnene Wärme wird dann bedarfsgerecht ins vorhandene Energiesystem integriert (sogenannte „Power to Heat“ oder „Strom zu Wärme“-Technologie).

Die Speicherung von CO₂-freiem Strom in Form von Wärme ist einfach, ökologisch und wesentlich kostengünstiger als die Speicherung mittels Batterien. Zudem ist die „Strom zu Wärme“-Technologie ausgereift und ihr Einsatz weit verbreitet.

Abbildung 3-2 zeigt die Entwicklungsphasen der Fernwärmenetze in Dänemark auf. Die skandinavischen Fernwärmenetze gehören aufgrund ihrer langen Fernwärmemetradition zu den technologisch fortschrittlichsten Systemen der Welt.

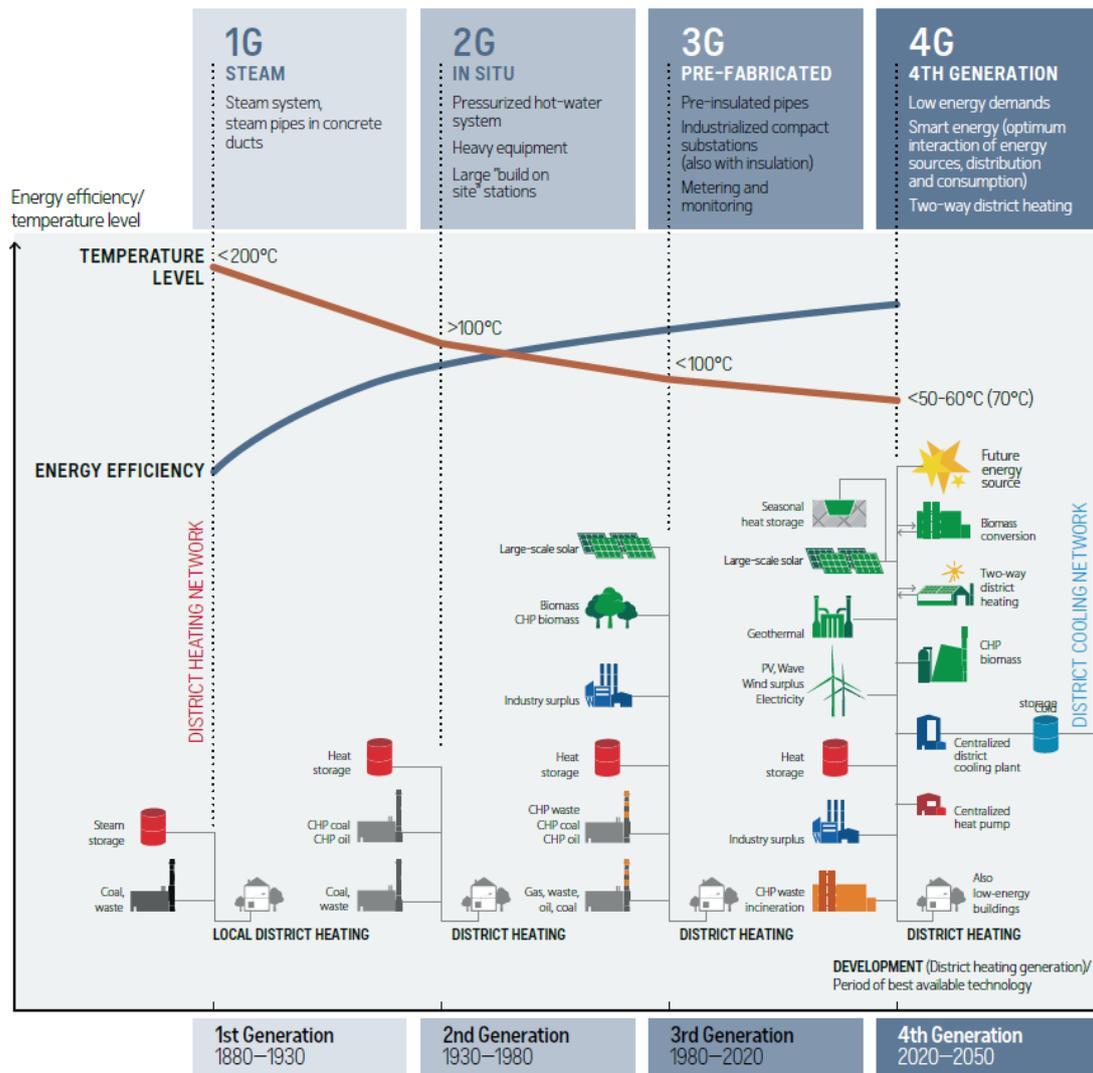


Abbildung 3-2: Entwicklung FW-Netze (Quelle: Aalborg University)

Die Fernwärmenetze in der Schweiz gehören je nach Netzgröße und Struktur der Wärmeerzeugungen zur zweiten oder der dritten Generation von Fernwärmenetzen. Stand der Technik ist die Wärmegewinnung für Fernwärmenetze in WKK-Anlagen, vor allem KVA's. Dies hat den Vorteil, dass das Energiepotenzial des Primärbrennstoffes voll ausgenutzt werden kann. Die direkte Warmwassererzeugung mit Primärbrennstoffen sollte nur in Anwendungen eingesetzt werden, wo keine besseren ökonomischen Alternativen verfügbar sind (z.B. oft für die Abdeckung von Spitzenlasten).

In der Schweiz werden viele Netze noch mit Vorlauftemperaturen von über 100 °C betrieben. Sie haben zur Abdeckung des Wärmebedarfs meist nur einen Grundlast-Wärmeerzeuger und einen Spitzenlastkessel, welcher auch als Notkessel eingesetzt wird.

In modernen Fernwärmenetzen wird Wasser (statt Dampf) als Energieträger eingesetzt. Die Vorlauftemperaturen liegen bei 80 bis 115 °C, die Rücklauftemperaturen bei 40 bis 70 °C. In Skandinavien werden einzelne Netze auch mit Vorlauftemperaturen unter 60 °C (und Rücklauftemperaturen unter 40 °C) betrieben. In den meisten dieser Fernwärmenetze werden die Vorlauftemperaturen zudem gleitend gefahren, d.h. in Abhängigkeit zur Aussentemperatur eingestellt. Diese Einstellungen können täglich, wöchentlich oder monatlich vorgenommen werden. Die Einstellung des aktuellen Wärmebedarfes erfolgt über die zirkulierende Wassermenge, die mit drehzahlregulierten Pumpen eingestellt wird [5].

Fernwärmesysteme können aus verschiedenen Teilsystemen mit unterschiedlichen Betriebsparametern (Druck, Temperatur, Volumenströme) bestehen. So werden Fernleitungen meist mit höheren Temperaturen und Drücken betrieben als Feinverteilungen. Als Schnittstelle zwischen den Systemen werden oft Wärmetauscher eingesetzt, welche jedoch Druck- und Temperaturverluste verursachen. Eine Systemtrennung mit Druckreduzier- und Pumpstationen ist die energetisch oft bessere jedoch im Betrieb aufwendigere Lösung.

3.2 Aufgaben der Wärmespeicher

Wärmespeicher erfüllen in einem Fernwärmesystem bzw. als Bestandteil eines integrierten Energiesystems die folgenden Aufgaben:

- Speicherung von Wärme in Zeiten mit geringem Wärmebedarf.
→ Kontinuierlicher und effizienter Betrieb der Wärmeerzeugung.
- Abgabe von Wärme in Spitzelastzeiten.
→ Die Auslegung eines Grundlasterzeugers auf die Spitzenlasten ist aufgrund der sehr geringen Auslastung ökonomisch nicht vertretbar. Anstelle von Spitzenlastkraftwerken kann ein Wärmespeicher zur Spitzenlastabdeckung genutzt werden.
- Erhöhung der Versorgungssicherheit.
→ Bei kurzzeitigen Unterbrüchen der Erzeugung kann die Versorgung des Netzes aus dem Speicher erfolgen.
- Hydraulische Entlastung von Hauptleitung zu Systemabschnitten.
→ Je nach Netzstruktur kann es ökonomisch interessant sein, die durch Wachstum an ihre Grenzen stossenden Netzteile mit dezentralen Speichern zu entlasten. Ein sorgfältiger Vergleich mit den Alternativen, wie z.B. dem Bau eines lokalen Spitzenlastwärmeerzeugers oder dem Ausbau der Zuleitung, muss in jedem Fall durchgeführt werden.
- Wasserreservoir für Fernwärmenetze.
→ Bei Havarien wird durch die schnelle Nachspeisung der Verlustmengen die Wiederinbetriebnahme des Netzes ermöglicht.
- Aufnahme von intermittierender Energie in Kombination mit Elektroboilern oder Wärmepumpen.
→ Stabilisierung des Netzes und Nutzung überschüssiger Stromkapazität zur Erzeugung von Wärme.

3.3 Vorteile der Wärmespeicher

Durch die aufgezeigten Aufgaben von Wärmespeichern im Fernwärmesystem und dem Fernwärmesystem im integrierten Energiesystem ergeben sich durch den Einsatz von Wärmespeichern für alle Beteiligten wesentliche ökonomische und ökologische Vorteile [5].

Für den Wärmeproduzenten:

- Entkoppelung der Wärme- und Stromproduktion ermöglicht die Produktionsanpassung an die intermittierenden, alternativen Energien. Überkapazitäten werden vermieden und die alternativen, CO₂-neutralen Energien werden bestmöglich genutzt.
- Durch die Flexibilität der Produktion kann zu Spitzenlasttarifen Strom verkauft und so der Ertrag optimiert werden.

Für den Netzbetreiber:

- Wärmespeicher dienen als Wasserreservoir.
- Wärmespeicher können die Funktion der Druckhaltung übernehmen.
- Wärmespeicher können Spitzenlasten abdecken, wodurch auf den Einsatz fossiler Brennstoffe in Spitzenlastheizwerken verzichtet werden kann.

Für den Endkunden und die Gesellschaft:

- Hohe Verfügbarkeit des Fernwärmenetzes und damit der Wärmelieferung.
- Vorteilhafte Preise, Gesamtkosten der Energie werden günstiger.
- Geringere Abhängigkeit von einem Treibstoff.

Für die Umwelt:

- Intermittierende Energien (aus Wind und Sonne) können im System besser absorbiert werden.
- Anstelle dezentraler Verbrennungsprozesse (Öl, Gas, Holz) erfolgt die Verbrennung zentral mit einer effizienten und effektiven Rauchgasreinigungsanlage.
- Gesamthaft reduziert sich durch ein integriertes Energiesystem die Belastung für die Umwelt.

4. WÄRMESPEICHER-TECHNOLOGIEN

Grundsätzlich werden Wärmespeichertechnologien in drei Kategorien eingeteilt:

1. Thermo-Chemische Wärmespeicher
2. Latentwärmespeicher
3. Sensible Wärmespeicher

Auf die Thermo-Chemische Wärmespeicher (TCS; Thermo-Chemical-Storage) und die Latentwärmespeicher (PCM; Phase-Change-Material) wird in der vorliegenden Studie nicht eingegangen. Einerseits sind diese Technologien (noch) nicht Stand der Technik und nach wie vor Objekt von Forschung und Entwicklung. Andererseits liegen die Investitionskosten um ein Mehrfaches über den Kosten eines Heisswasserspeichers [6].

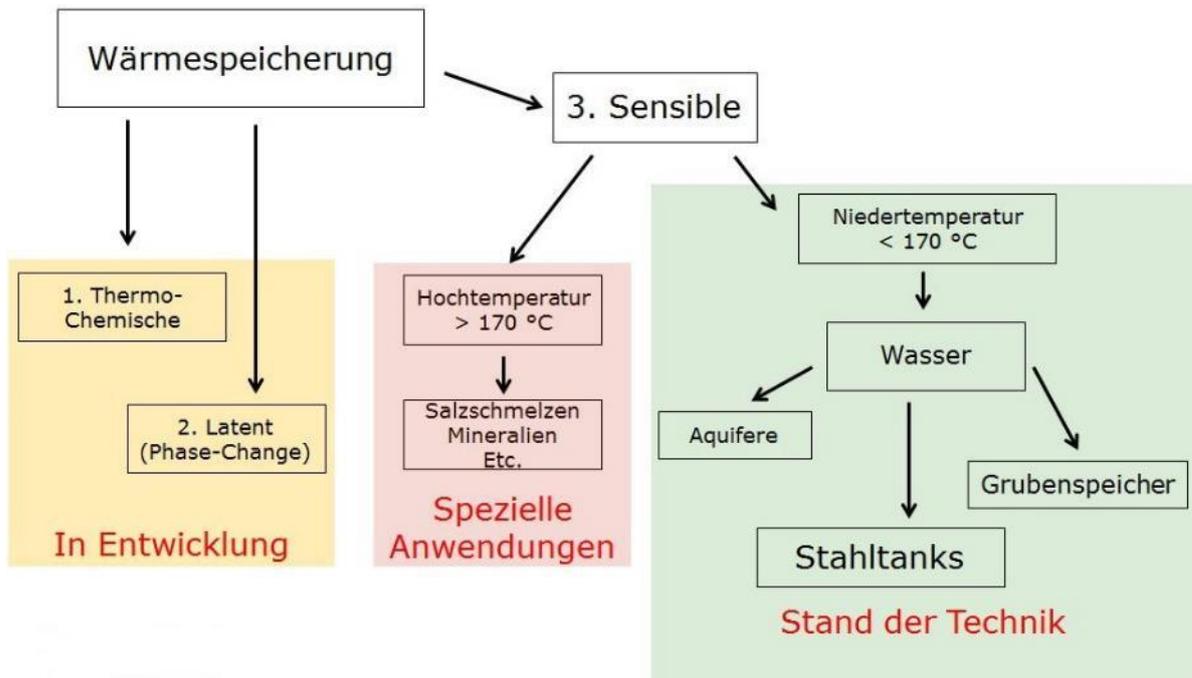


Abbildung 4-1: Übersicht der Wärmespeichertechnologien

Bei den sensiblen Wärmespeichern wird die Wärme im Speichermedium (z.B. Wasser, Gestein, Salz) aufgrund von Temperaturänderungen gespeichert. Die spezifische Speicherkapazität ist abhängig von der spezifischen Wärmekapazität des Speichermediums. Im Falle der Heisswasserspeicher also Wasser mit einer spezifischen Wärmekapazität von rund 4,19 kJ/kgK.

Für Temperaturen über 170° C, wie beispielsweise in solarthermischen Kraftwerken, werden als sensible Speichermedien in der Regel Salzschmelzen (z.B. Nitratsalz 290 bis 400 °C) eingesetzt. Sie dienen zur Wärmespeicherung auf einem Temperaturniveau, welches deutlich über den Fernwärmeanwendungen liegt und haben für den Betreiber durchaus ihre Tücken: sinkt z.B. bei Nitratsalz die Temperatur unter 240 °C, verfestigt sich (gefriert) das flüssige Salz und die Anlage wird irreparabel beschädigt.

Für Temperaturen unter 170° C sind Heisswasserspeicher Stand der Technik und werden unter anderem in Fernwärmesystemen eingesetzt.

In den folgenden Kapiteln werden drei Technologien vorgestellt, die in Fernwärmenetzen zur Heisswasserspeicherung eingesetzt werden:

- Stahltanks (TTES; Tank Thermal Energy Storage)
- Grubenspeicher (PTES; Pit Thermal Energy Storage)
- Geologische Speicher (ATES; Aquifer Thermal Energy Storage)

4.1 Stahltanks (TTES: Tank Thermal Energy Storage)

4.1.1 Einsatzgebiete

Als Wärmespeicher werden am häufigsten grosse Stahltanks (TTES) eingesetzt, die in der Regel als Tagesspeicher verwendet werden. Die wesentlichen Parameter für die Auslegung von TTES sind der Druck und die Temperatur des Speichermediums. Aufgestellt in der Nähe von grossen Produktionsanlagen können sie auch für die Druckhaltung im Fernwärmenetz verwendet werden. Wenn sie ausserhalb von Kraftwerken im Netz platziert sind, werden sie vom Netzdruck entkoppelt.



Abbildung 4-2: Avenore TTES 2 x 24'000m³, max. 120 °C / Buchs, 8 x 200 m³, max. 150 °C

4.1.2 Konstruktionsmerkmale und Auslegung

Temperatur und Druck

Die Druckklasse eines TTES wird durch die Temperatur des zu speichernden Heisswassers festgelegt. Der Dampfdruck bei einer bestimmten Temperatur definiert den Mindestdruck im System und im Speicher um ein Ausdampfen zu verhindern. Der Betriebsdruck ist so festzulegen, dass ein Ausdampfen durch örtliche Drucktiefen (z.B. in Ansaugbereichen von Pumpen oder in den geodätisch höchsten Punkten im System) in jedem Betriebsfall verhindert wird.

Grundsätzlich können die TTES in drei Druckkategorien eingeteilt werden:

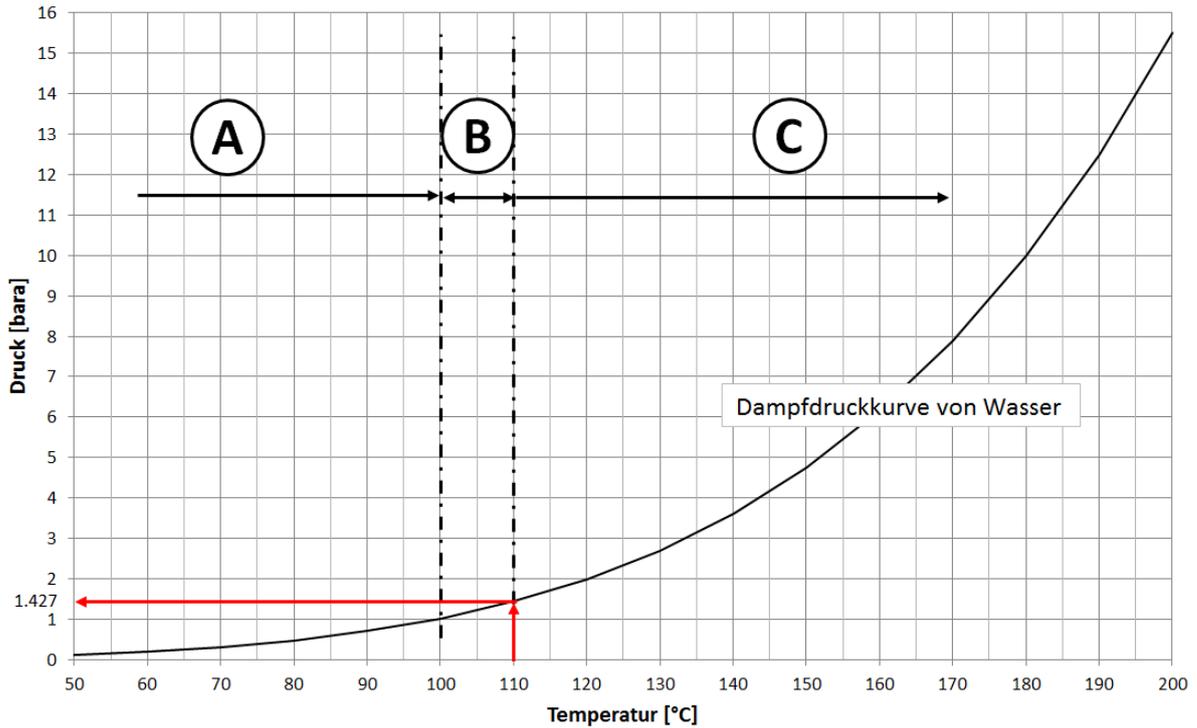


Abbildung 4-3: Einteilung TTES in Druckbereiche in Abhängigkeit des Dampfdruckes von Wasser

In Tabelle 4-1 sind die drei Druckkategorien mit den Auslegungsgrenzen, den anzuwendenden Konstruktionsrichtlinien und den vorgeschriebenen periodischen Prüfungen aufgeführt.

Tabelle 4-1: Übersicht Merkmale Druckkategorien

Feld	Auslegungsgrenzen	Konstruktionsrichtlinien	Periodische Prüfung
A	T max. ≤ 100 °C p max. ≤ 1.013 bara	Fällt nicht unter die Druckgerä- teverordnung. Gängige Konstruktionsnormen	Keine Prüfungen ausser den Herstellerempfehlungen notwen- dig.
B	100 °C \leq T max. ≤ 110 °C p max. : ≤ 1.5 bara	Fällt nicht unter die Druckgerä- teverordnung. Gängige Konstruktionsnormen	Registrierung und Prüfungen ge- mäss SVTI Vorschrift 804 [7]
C	T max. ≥ 110 °C p max. ≥ 1.5 bara	Fällt unter die Druckgerätever- ordnung [8]. Gängige Konstruktionsnormen	Registrierung und Prüfungen ge- mäss SVTI Vorschrift 804 [7]

Die TTES sind auf möglichst tiefe Drücke und Temperaturen auszulegen, da die Druckklasse einen wesentlichen Einfluss auf die Investitionskosten hat.

Speichervolumen und Geometrie

Das Speichervolumen ist abhängig von der gewünschten Hauptfunktion des Speichers sowie von der Grösse der angrenzenden Systeme. Nur mit einer optimalen Anpassung an die gegebenen Systeme kann eine bestmögliche Wirtschaftlichkeit erreicht werden. Folgende Punkte sind bei der Festlegung des Speichervolumens zu berücksichtigen:

- Anforderungen des Gesamtsystem: Wie gross muss das Speichervolumen sein? Mit welchen Leistungen wird der Speicher bewirtschaftet?
- Örtliche Anforderungen: Wie sind die Platzverhältnisse vor Ort?
- Konstruktive Grenzen: Bei den Druckspeichern ist die Dimension durch konstruktive Grenzen festgelegt. Je nach Druckklasse würde ab einer bestimmten Grösse eine weitere Erhöhung des Speichervolumens den konstruktiven Aufwand und die Fertigungskosten massiv in die Höhe treiben. Ist das gewünschte, systemabhängige Speichervolumen festgelegt, können für die Dimensionierung des Speichers die Regeln des Druckbehälterbaus angewendet werden. Je nach Grösse können zwei kleinere Speicher deutlich kostengünstiger sein als ein grosser.
- Wärmeverluste: Grundsätzlich sind den Dimensionen von Wärmespeichern fast keine Grenzen gesetzt. Bei atmosphärischen (drucklosen) Speichern sind die Grenzen der Speichervolumen normalerweise durch die Wärmeverluste definiert. Wird die Oberfläche im Verhältnis zum Volumen zu gross, kann der Speicher nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden.

Stickstoff/Dampfpolster

Bei allen nicht vollständig gefüllten Speichern muss der Leerraum (für den Korrosionsschutz und wegen der Wasserchemie) mit einem Dampf- oder Stickstoffpolster beaufschlagt werden. Bei atmosphärischen Speichern und Speichern, welche nahe beim atmosphärischen Dampfdruck (1,013 bara / 100 °C) betrieben werden, wird ein Stickstoffpolster verwendet. Bei höherem Druck kann auch ein Dampfpolster eingesetzt werden.

Isolierung

TTES werden normalerweise mit Isolierungsdicken von rund 200 bis 300mm isoliert (je nach Innen- oder Aussenaufstellung).

4.1.3 Funktionsweise von TTES

Die Temperatur im unteren Teil des Tanks entspricht der Rücklauftemperatur und die Temperatur im oberen Teil entspricht der Vorlauftemperatur im Fernwärmenetz. Im Betrieb bildet sich eine bewegliche Trennschicht zwischen dem warmen und kalten Teil. Aufgrund der unterschiedlichen Dichte von warmem und kaltem Wasser kann diese Trennschicht sehr dünn bleiben (in der Regel weniger 0.5m).

Das Wasser wird über grosse Diffusoren in den Tank eingebracht. Dadurch wird die Fließgeschwindigkeit reduziert und die Trennschicht minimal beeinflusst.

4.1.4 Anbindung der TTES ans Fernwärmesystem

TTES können auf verschiedene Arten ins Fernwärmesystem integriert werden. Es ist jedoch grundsätzlich eine Anbindung in den Netzwerkteilen mit dem tiefsten Betriebsdruck zu wählen um die Druckklasse – und damit auch die Kosten - des Wärmespeichers nicht unnötig anzuheben.

Folgende Varianten werden üblicherweise eingesetzt:

Tabelle 4-2: Die üblichen drei Arten der Anbindung von TTES ans Fernwärmesystem

Variante	Beschrieb
A	Der Wärmespeicher ist im oder in unmittelbarer Nähe vom Kraftwerk platziert. Keine hydraulische Trennung. Die Kaltwasserseite wird vor die Umwälzpumpen (1) und die Heisswasserseite vor den Netzpumpen (2) angeschlossen (siehe Abbildung 4-4).
B	Der Wärmespeicher ist im oder in unmittelbarer Nähe vom Kraftwerk platziert. Hydraulische Trennung vor den Netzpumpen. Der Speicher wird auf einem anderen Druckniveau betrieben (siehe Abbildung 4-5).
C	Der Wärmespeicher ist im Fernwärmenetz platziert. Der Speicher wird auf einem anderen Druckniveau betrieben (siehe Abbildung 4-6).

Variante A

In der Regel wird dabei der Vorlauf (Heisswasser) vor den Netzpumpen angeschlossen und der Rücklauf vor den Umwälzpumpen zu den Heizkondensatoren. Mit den Umwälzpumpen zu den Heizkondensatoren erfolgt zudem die Aufteilung der Heizleistung auf die Heizkondensatoren oder die Wärmespeicher. Fördern die Umwälzpumpen einen höheren Volumenstrom als vom Fernwärmenetz gefordert, wird der Wärmespeicher geladen. Bei einem kleineren Volumenstrom wird der Wärmespeicher entsprechend geleert. Als Speicher können dabei sowohl atmosphärische wie auch Druckspeicher eingesetzt werden. Atmosphärische Speicher können zudem auch zur Druckhaltung und als Nachspeisung des FW-Netzes eingesetzt werden. Bei Druckspeichern sind diese Systeme entsprechend zu ergänzen.

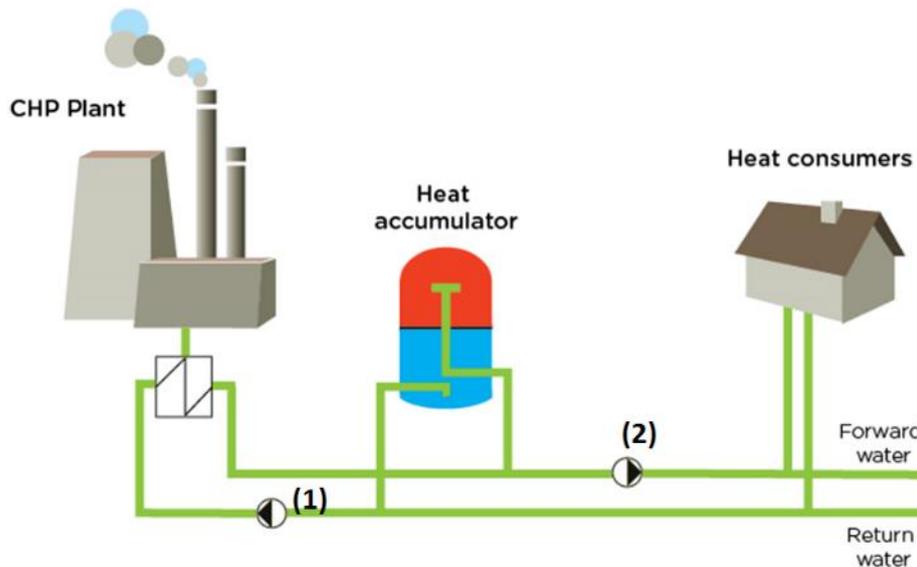


Abbildung 4-4: Variante A, Speicher im FW System integriert

Variante B

Falls der statische Druck des Wärmespeichers – bedingt durch notwendige hohe Drücke oder durch begrenzte Bauhöhen - nicht ausreicht oder der Wärmespeicher in einer anderen Druckklasse gebaut wird, wird der Wärmespeicher hydraulisch vom Fernwärmesystem getrennt und über Kontrollventile und Versorgungs- und Rückförderpumpen mit dem Netz verbunden.

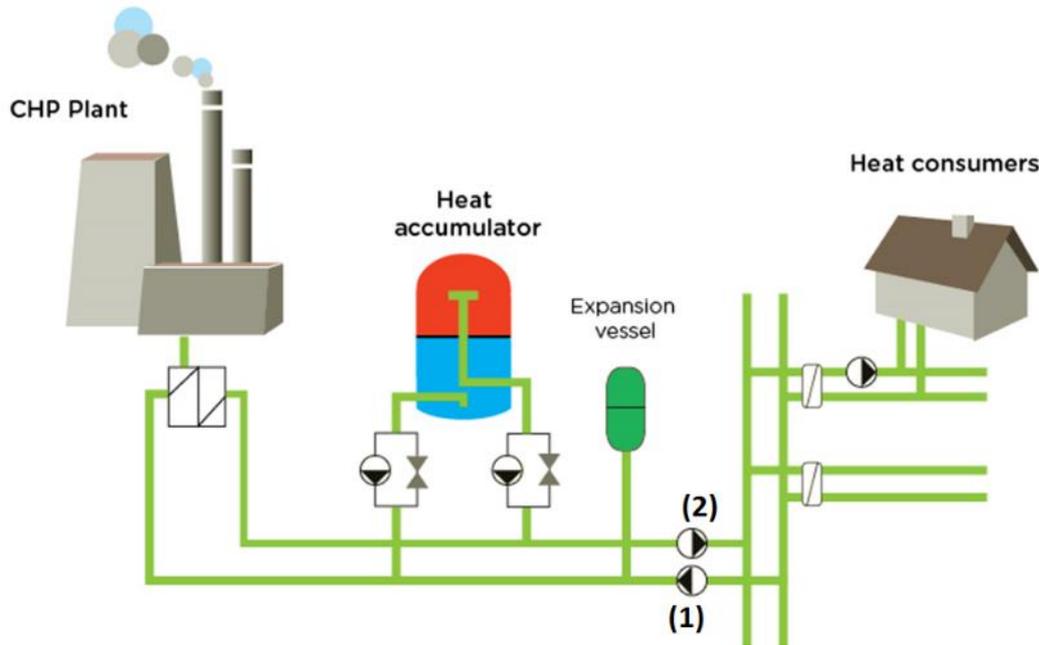


Abbildung 4-5: Variante B, Speicher mit hydraulischer Trennung vom FW Netz saugseitig der Netzpumpen

Variante C

Wird der Wärmespeicher ausserhalb des Kraftwerkbereichs – d.h. im Netz - aufgestellt, ist in der Regel eine hydraulische Entkoppelung notwendig um den Wärmespeicher von dem stark schwankenden, lastabhängigen Netzdruck zu entkoppeln.

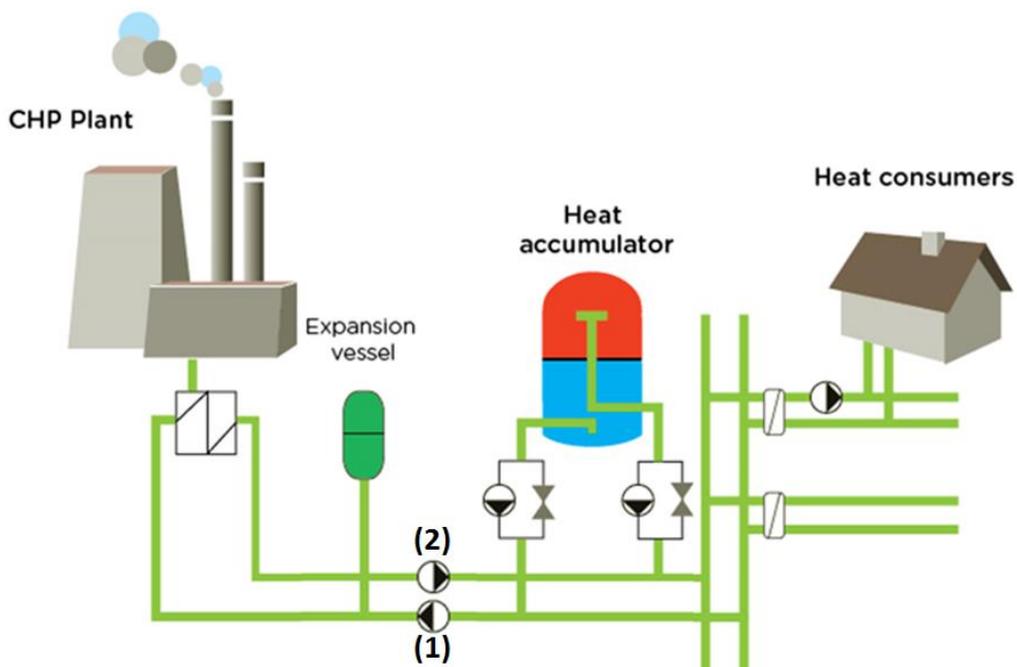


Abbildung 4-6: Variante C, Speicher im Netzwerk mit hydraulischer Trennung vom Netz

4.1.5 Investitionskosten

Abbildung 4-7 zeigt die typischen spezifische Investitionskosten für Druckbehälter bis 170 °C und drucklose Behälter bis 100 °C (inkl. Zubehör wie Diffusoren, Anschlüsse, Pumpen, Isolation etc.). Es handelt sich um eine grobe Berechnung, deren Parameter auf internationalen Erfahrungswerten (Skandinavische Preisbasis) basiert.

Die spezifischen Kosten (kCHF/MWh) von Wärmespeichern werden wie folgt berechnet:

$$\text{Spez. Kosten (kCHF/MWh)} = \frac{\text{Investitionskosten (kCHF)} * 3600}{\text{Speichervolumen (m}^3\text{)} * c_{p,\text{mittel}} \left(4.19 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} * \text{K}} \right) * (T_{\text{Vorlauf}}(\text{K}) - T_{\text{Rücklauf}}(\text{K}))}$$

Vergleiche mit den Kosten von Projekten in der Schweiz haben ergeben, dass das schweizerische Preisniveau um den Faktor 2,5 bis 3 höher liegt. Somit bewegen sich die Kosten in der Schweiz für als Druckbehälter ausgeführte Wärmespeicher in den Grössen von 200 bis 1000 m3 im Bereich von 18 bis 25 kCHF/MWh. Die Ursachen für die höheren Preise werden hauptsächlich in der bisher geringen Nachfrage und den projektspezifischen Anforderungen vermutet.

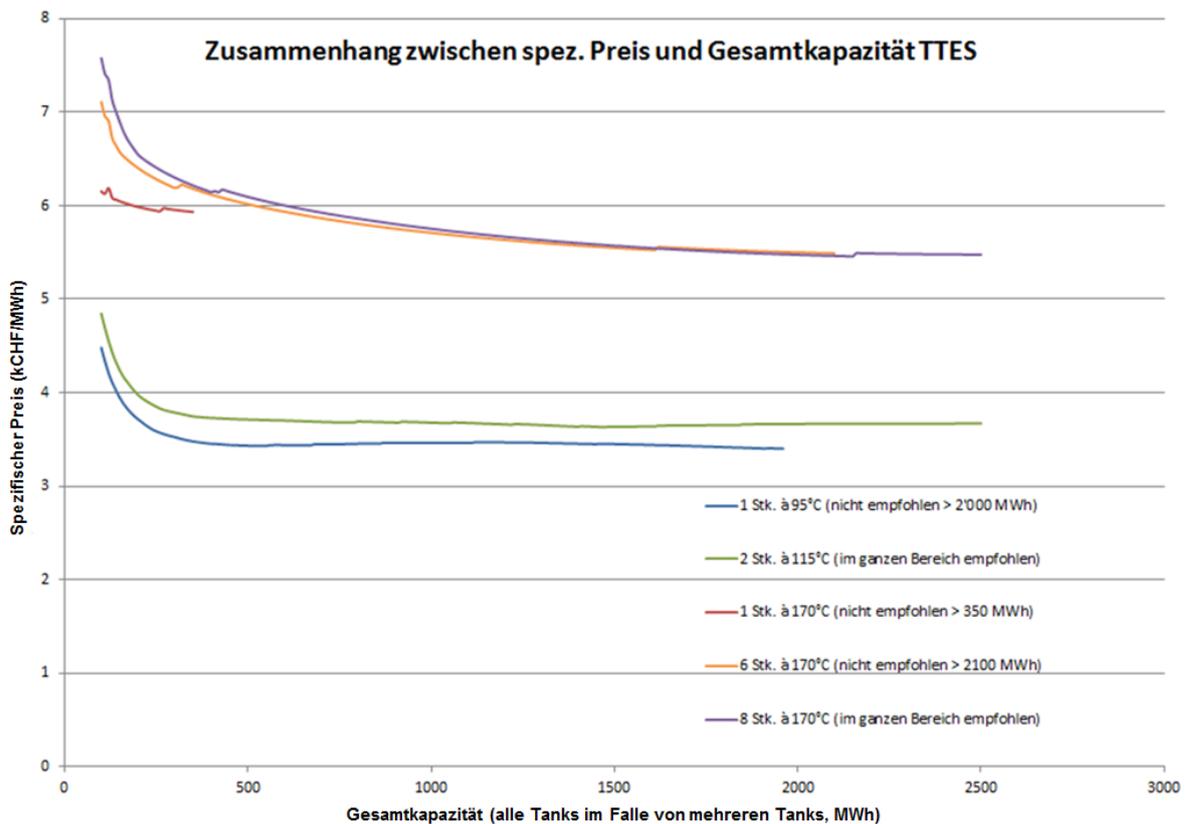


Abbildung 4-7: Spezifische Kosten von TTES Speichern (Skandinavische Preisbasis)

Drucklose (atmosphärische) Wärmespeicher sind im Vergleich zu als Druckbehälter ausgeführten Wärmespeichern rund 25 bis 35% günstiger.

Bei grossen TTES mit hydraulischer Trennung kann die Lade- und Entladestation einen erheblichen Teil der Kosten ausmachen (siehe nachfolgende Kostenübersicht eines 24'000 m³ Wärmespeichers, realisiert 2002 in Kopenhagen/Dänemark).

Speichergrosse:	24'000 m ³ ,
Maximale Betriebstemperatur:	120 °C,
Lade-/Entladeleistung:	330MW

Kostenübersicht:

Wärmespeicher (mit Isolierung, Instrumentierung, Planung):	3,8 Mio. Euro
Fundament (mit Pfählung und Planung):	1 Mio. Euro
Lade-/Entladesystem (Pumpen, Leitungsbau, Armaturen, Bau):	8 Mio. Euro
Gesamtkosten (2002):	12,8 Mio. Euro

Beispiele von Anwendungen von TTES in Dänemark und der Schweiz

In Dänemark sind über 200 TTES mit Kapazitäten von unter 5.000 m³ bis über 70.000 m³ in Betrieb.

In der Schweiz ist der grösste Speicher in der KVA Buchs (SG) installiert [9]. Dieser hat ein Volumen von 2400 m³ maximale Temperatur von 150 °C ausgelegt.). Basel hat einen 850m³ grossen Speicher (T_{max} 170 °C) in Betrieb und einer mit einem Volumen von 1200 m³ ist im Bau [IWB]. Renergia hat 300 m³ Speicher (T_{max} 150 °C) installiert [Renergia]. In Zürich wurde zu Beginn dieses Jahres für das EWZ bei der KVA Hagenholz ein Speicher mit einem Volumen von 1360 m³ Wärmespeicher bewilligt [10].

4.1.6 Vor- und Nachteile von TTES

Tabelle 4-1: Vorteile von Stahltanks (TTES)

Vorteile TTES Wärmespeicher	
Stand der Technik	Tausendfach und seit Jahrzehnten in Betrieb
Anpassung an Systemparameter	Durch die konstruktiver Freiheiten bei der Festlegung von Druck- und Temperaturklasse können Speicher optimal an ein bestehendes System angepasst werden.
Einsatz als statische Druckhaltung	Atmosphärische Speicher können als statische Druckhaltung und als Expansionsgefäss im FW-Netz eingesetzt werden.
Einsatz als Wasserreservoir	Speicher können bei einer Havarie im FW-Netz grosse Wassermenge bereitstellen und die Wasserverluste kompensieren.

Gegenüber den Vorteilen von TTES in einem System sind die Nachteile marginal und können in der Betreiberorganisation meist ohne Mehrkosten abgefangen werden.

Tabelle 4-2: Nachteile von Stahltanks (TTES)

Nachteile TTES Wärmespeicher	
Höhere Investitionskosten (im Vergleich zu PTES)	Im Vergleich zu den PTES haben die TTES (insbesondere die Ausführungen als Druckspeicher) deutlich höhere Investitionskosten.
Höherer (organisatorischer) Aufwand in der Produktionsplanung	Um mit der Entkoppelung der Strom –und Wärmeproduktion die maximalen ökonomischen Vorteile zu erreichen, muss die Produktionsplanung täglich den aktuellen Bedürfnissen angepasst werden. → Im Vergleich zu den Vorteilen ist dieser organisatorische Mehraufwand marginal.
Regelmässige Wartung, Inspektion und Prüfung	Wärmespeicher mit Betriebstemperaturen über 100 °C, resp. über dem atmosphärischen Druck sind nach der SVTI Vorschrift 804 Druckbehälter und müssen entsprechend geprüft werden. → Da in einer KVA bereits diverse Druckbehälter installiert sind, ist dies lediglich ein kleiner Mehraufwand, der von der bestehenden Organisation aufgefangen werden kann.

4.2 Grubenspeicher (PTES: Pit Thermal Energy Storage)

4.2.1 Einsatzgebiete

Wenn es nötig ist, Wärme über mehrere Monate zu speichern oder die Anzahl Stahl tanks aufgrund der wenigen Ladezyklen zu hoch und damit zu teuer wird, bieten sich saisonale Speicher bzw. Grubenspeicher (PTES) an.

Eine solche Anlage ist in Dänemark bereits erfolgreich in Betrieb (Marstal, $1 \times 15'000 \text{ m}^3$ und $1 \times 75'000 \text{ m}^3$). Zudem laufen derzeit in Dänemark die Inbetriebnahmen zweier weiterer Anlagen; eine in der Stadt Gram ($120'000 \text{ m}^3$) und eine andere in Vojens ($200'000 \text{ m}^3$). Beide Speicher sind Teil eines thermischen Solarkraftwerkes, welches dank den neuen Speichern Solarenergie vom Sommer in den Winter „verschieben“ kann. Im Fernwärmenetz der beiden Städte wird dank der Grubenspeicher der Anteil von Solarenergie von 15 % auf ca. 50 % erhöht.



Abbildung 4-8: PTES in Vojens DK mit dem Solarkraftwerk

4.2.2 Funktionsweise

PTES werden grundsätzlich wie Stahl tanks betrieben, können aber keine zusätzlichen Aufgaben wie z.B. Druckhaltung übernehmen.

Das kalte Wasser wird am Tiefpunkt des Grubenspeichers entnommen, aufgeheizt und an einem möglichst hohen Punkt im Speicher wieder eingespeist. Aufgrund der sehr geringen Höhe im Verhältnis zur Fläche muss die Höhe der Trennschicht möglichst gering gehalten werden. Dies wird durch möglichst geringe Einströmgeschwindigkeiten (Diffusoren) erreicht. Das Volumen im PTES muss konstant gehalten werden, da ansonsten die schwimmende Kunststoffabdeckung die Höhe und Form verändert, was zu unzulässigen Belastungen führen kann.

PTES können nur mit atmosphärischem Druck betrieben werden. Da die Bodenabdeckung und die schwimmende Deckfolie nicht für hohe Temperaturen geeignet sind, dürfen PTES maximal mit $90 \text{ }^\circ\text{C}$ betrieben werden und eignen sich daher besonders für Fernwärmenetze mit tiefen Temperaturniveaus.

Ein PTES kann bis zu 10 m tief sein, darf aber - um Wärmeverluste zu vermeiden - nicht in den Grundwasserspiegel hineinragen.

4.2.3 Konstruktionsmerkmale

PTES bilden eine Kombination aus zwei bekannten Technologien: Die baulichen Anforderungen können grösstenteils mit dem Wissen aus der Deponietechnik abgedeckt werden und die Anlagentechnik ist den bewährten Technologien der TTES sehr ähnlich. Die einzige neue Komponente ist die schwimmende Deckfolie. Diese besteht aus mehreren Schichten: auf eine doppelte, schwimmende Dichtfolie wird eine rund 60cm dicke Schicht aus Blähton aufgetragen. Darauf wird eine letzte Deckschicht aufgetragen, die anschliessend begrünt werden kann und eine Stabilität erreicht, um einen Kleinwagen zu tragen.

Abbildung 4-6 zeigt die Verlegung der Bodenabdeckung des PTES in Gram (DK). Zudem kann man den Diffusor (Turm mit den Prallplatten) erkennen. Die Grube ist 15 Meter tief.



Abbildung 4-9: Gram PTES Speicher im Bau

Typischerweise wird das Aushubmaterial für die Erstellung der Dämme benötigt um die Erdbewegungen möglichst gering zu halten (siehe Abbildung 4-10).

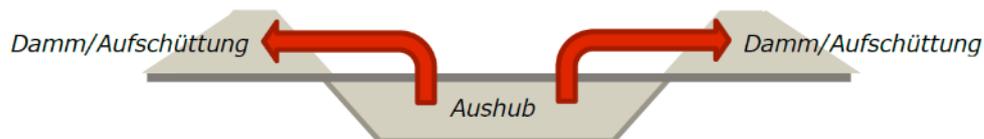


Abbildung 4-10: Verwendung Aushubmaterial zur Erstellung des Dammes

4.2.4 Anbindung der PTES an das Fernwärmenetz

Die PTES sind mit vollentsalztem Wasser in Kesselwasserqualität gefüllt. Da die Speicher aber nie absolut luftdicht sind, ist immer ein gewisser Rest-Sauerstoffgehalt vorhanden. Um diesen Sauerstoff nicht ins Fernwärmenetz einzutragen, werden PTES mittels Wärmetauscher vom Netz getrennt. Dies ergibt als zusätzlichen Vorteil, dass das Netz unter Druck stehen kann, obwohl die PTES drucklos betrieben werden. Somit können PTES auch bei hohen Netzdrücken eingesetzt werden.

4.2.5 Investitionskosten

Für einen PTES-Speicher mit 50'000 m³ Volumen ist eine Fläche von ca. 15'000 m² notwendig bzw. der Platzbedarf hängt von der Nutzung des Aushubs für die Erstellung der Dämme ab (siehe dazu Abbildung 4-10). Die Erstellungskosten belaufen sich auf ca. 2,5 Mio CHF. Vorausgesetzt, dass das zu speichernde Wasser höchstens 80 bis 90 °C warm ist und mindestens 50'000m³ Volumen benötigt wird, stellen Grubenspeicher eine kostengünstige Alternative zu den TTES dar.

In Dänemark wird von typischen Investitionskosten von 50 bis 65 CHF/m³ ausgegangen. Darin sind die Projektierungskosten enthalten. Ausschlaggebend für die Investitionskosten sind in der Schweiz die Landpreise. In Dänemark wird das Land für öffentliche Projekte grundsätzlich günstig zu Verfügung gestellt. Für das Projekt in Vojens (siehe Abbildung 4-8) wurde das Land für 2 Euro/m² erworben. In der Schweiz könnten als geeignete Standorte für PTES alte Kiesgruben, ev. Baulandreserven der öffentlichen Hand, Teile von Stadtparks etc. in Frage kommen.

Abbildung 4-11 zeigt die spezifischen Investitionskosten von TTES und PTES.

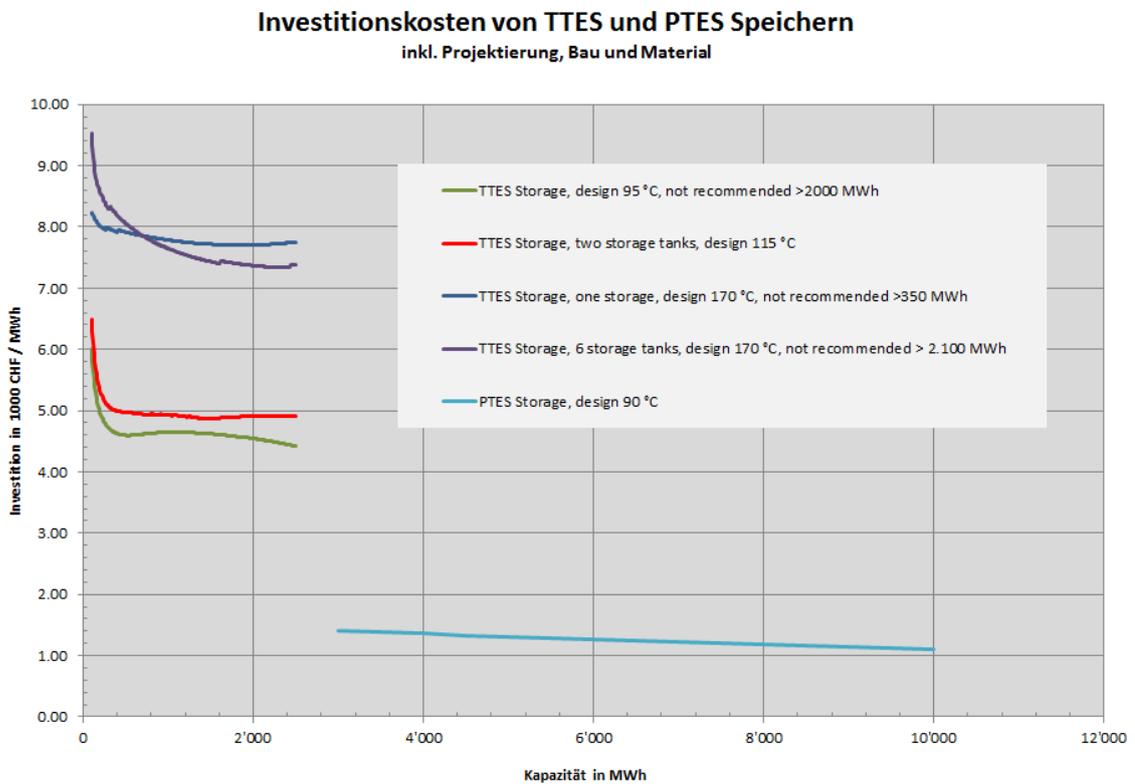


Abbildung 4-11: Kosten von TTES & PTES Speichern im Vergleich

4.2.6 Vor- und Nachteile von PTES

Tabelle 4-3: Vorteile von Grubenspeichern

Vorteile PTES Wärmespeicher	
Geringe Investitionskosten	Voraussetzung: Geeigneter Standort mit sehr tiefen Landpreisen.
Glättung des saisonalen Wärmebedarfes	Der Einsatz von Spitzenlastwärmelieferanten mit teureren, ökologisch ungünstigeren Treibstoffen kann vermieden bzw. zumindest reduziert werden.

Tabelle 4-4: Nachteile von Grubenspeichern (PTES)

Nachteile PTES Wärmespeicher	
Hoher Platzbedarf	Im städtischen Gebieten dürfte es schwierig werden, eine genügend grosse Fläche für den grössten betrachteten PTES-Speicher (600'000 m ³) zu finden und zu finanzieren.
Begrenzter Temperaturbereich	Aufgrund der maximalen Temperatur von 90 °C müssen die Fernwärmenetze und die Hausinstallationen entsprechend ausgelegt sein.
Nutzung als Wasserreservoir nicht möglich	PTES werden mittels Wärmetauscher vom Fernwärmenetz getrennt. Das Wasser im PTES kann nicht zur Nachspeisung des Fernwärmesystems genutzt werden.
Grundwasserspiegel	In Gebieten mit hohem Grundwasserspiegel und hoher Grundwasserströmung haben PTES sehr hohe Wärmeverluste.

4.2.7 Wirtschaftliche Betrachtung eines saisonalen Speichers

Die Wirtschaftlichkeit eines saisonalen Speichers kann berechnet werden indem man die zusätzliche Investition in den Speicher mit den Einsparungen durch den Wegfall teurer Produktion vergleicht. Gibt es im Sommer ungenutzte Wärmekapazitäten, können diese in saisonalen Speichern gelagert werden und damit im Herbst/Winter fossile Brennstoffe ersetzen.

4.3 Geologische Speicher / Aquiferspeicher (ATES: Aquifer Thermal Energy Storage)

4.3.1 Einsatzgebiete

Oberflächennahe ATES (20 bis 300 m Tiefe) werden in Kombination mit Wärmepumpen für die Temperaturbereiche von Komfortwärme eingesetzt. Insbesondere in Gebieten mit hohen Tag-Nacht-Temperaturdifferenzen werden sie als Tagespeicher eingesetzt.

Tagsüber wird das Gebäude durch das kalte Wasser gekühlt. Nachts wird der Kreislauf umgedreht und das warme Wasser des Aquifers wird für die Heizung des Gebäudes verwendet und entsprechend abgekühlt. Oberflächennahe ATES können aber auch saisonal genutzt werden, wie dies im Energiekonzept des Deutschen Reichstagsgebäudes in Berlin umgesetzt wurde. Dort wird im Winter in einem 50m tiefen Aquifer Kälte (5 °C) gespeichert und im Sommer wird in einem 300m tiefen Aquifer Wärme (70 °C) eingelagert (siehe Abbildung 4-12) [11].

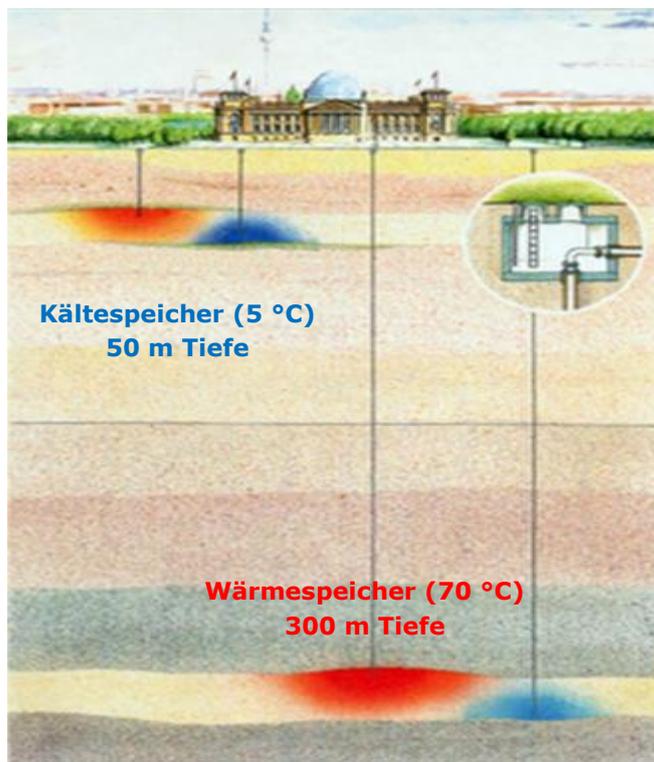


Abbildung 4-12: Saisonale Wärme- und Kältespeicherung in Aquiferen für das Reichstagsgebäude

Bei Tiefenaquiferen sind für grosstechnische Anwendungen die Einsatzgebiete stark von den Eigenschaften des Aquifers abhängig. In Neubrandenburg (DE) wird beispielsweise ein Tiefenaquifer (1200 bis 1300m Tiefe) in Kombination mit Geothermie genutzt. Das Wasser in dieser Tiefe hat bereits eine Temperatur von 55 °C und wurde früher direkt für Heizzwecke benutzt. Seit 2004 wird das Aquifer in Kombination mit einem GuD-Kraftwerk zu saisonalen Speicherung von Wärme verwendet. Im Sommer wird das Wasser mit 55 °C aus dem Aquifer gepumpt, auf bis 90 °C aufgeheizt, im Aquifer eingelagert und im Winter wird das warme Wasser dann genutzt. Das Aquifer hat ein Speichervolumen von 12'000 MWh/a und kann mit einer Leistung von rund 4 MW betrieben werden [12].

4.3.2 Funktionsweise

Ein ATES-System besteht aus 2 Grundwasserfassungen (einer warmen und einer kalten) und wird auch Dipol genannt. Im Sommer, wenn Kältebedarf vorhanden ist, kann kaltes Grundwasser zur Kältemaschine geführt oder direkt genutzt werden. Das erwärmte Grundwasser wird anschliessend in die warme Wasserfassung zu Speicherzwecken zurückgeleitet. Im Winter, wenn Wärmebedarf besteht, wird warmes Quellwasser zur gleichen Wärmepumpe gefördert, die dann das Fernwärmesystem speist. Das abgekühlte Grundwasser wird anschliessend in die kalte Quelle eingeleitet und im Idealfall bis auf +4 °C abgekühlt. Das Aquifer dient dabei gleichzeitig als Wärme- und als Kältequelle. Der gleiche Kompressor wird im Winter als Wärmepumpe und im Sommer als Kältemaschine betrieben, wodurch das System wirtschaftlich wird.

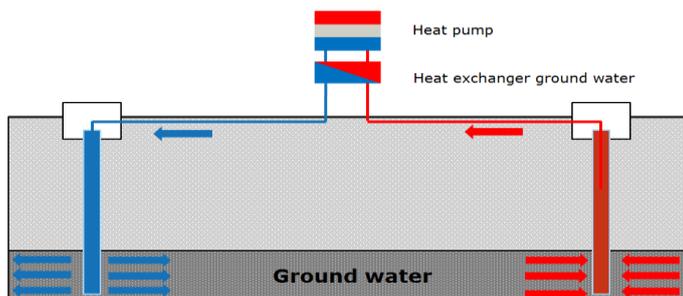


Abbildung 4-13: Funktionsprinzip eines ATES im Winterbetrieb

4.3.3 Konstruktionsmerkmale

Während der Planungsphase eines ATES-Systems sind detaillierte geologische Untersuchungen notwendig um sicherzustellen, dass der Untergrund geeignet ist. Es darf keinen Konflikt mit der Trinkwasserversorgung geben und eine gewisse Durchlässigkeit des Gesteins muss vorhanden sein. Des Weiteren sollte die Grundwasserströmung gering sein, um einen Drift der Wärmeblase im Untergrund möglichst gering zu halten.

Auch die Temperaturniveaus, mit welchen die Aquifere betrieben werden können, sind stark von den geologischen Eigenschaften sowie der Tiefe der Aquifere abhängig.

4.3.4 Anbindung der ATES ans Fernwärmenetz

Ähnlich wie die PTES erfüllt das Grundwasser die Anforderungen an die Wasserqualität des Fernwärmenetzes nicht. Die Anbindung muss daher über einen Wärmetauscher erfolgen. Bei oberflächennahen ATES muss die Wärme wegen der relativ tiefen Temperaturen in der Regel mit einer Wärmepumpe auf das Temperaturniveau des Fernwärmenetzes angehoben werden. Bei Tiefenaquifere kann die Wärme meist direkt genutzt werden.

4.3.5 Investitionskosten

Weltweit sind unzählige ATES in Betrieb. Sofern ein Standort die geologischen Möglichkeiten für ATES aufweist, sind sie eine konkurrenzfähige Alternative zu TTES und PTES.

In der Planungsphase müssen die Eigenschaften eines ATES sorgfältig abgeklärt werden: In welchen Tiefen liegt das Aquifer? Wie hoch ist die Kapazität? Mit welchen Temperaturen kann das Aquifer betrieben werden? Welche Leistungen können gefahren werden? Wie stark sind die Grundwasserströmungen? Erst wenn diese Fragen beantwortet sind, können die Fragen zur Wirtschaftlichkeit eines ATES an einem bestimmten Standort beantwortet werden [13].

4.3.6 Vor- und Nachteile von ATES

Der Vorteil von geologischen Speichern ist, dass sowohl warmes als auch kaltes Wasser im Boden gespeichert und je nach Jahreszeit Wasser aus einem der beiden Speicher genutzt bzw. als Wärme- oder Kältequelle eingesetzt werden kann. Zudem kann an der Oberfläche auf grosse, landintensive Bauten verzichtet werden.

Jedoch verfügen nicht alle Standorte über die Möglichkeit ein ATES zu realisieren, da keine geeigneten Aquifere vorhanden sind.

Zudem haben Projekte, wie das Geothermie-Projekt „Deep Heat Mining Basel“, durch die Auslösung von Erdbeben bei der Bevölkerung ein zwiespältiges Verhältnis zur energietechnischen Nutzung des Untergrundes hinterlassen [14]. Für grosstechnische Anwendungen von ATES müssen Risiken für die Umwelt und die Bevölkerung, wie Erdbeben oder Grundwasserverschmutzung, sorgfältig überprüft und kontinuierlich begleitet werden.

5. OPTIMIERUNGSANSÄTZE

In diesem Kapitel werden vier Optimierungsansätze im Fernwärmesystem vorgestellt, um den Einsatz von Wärmespeichern in Fernwärmenetzen technisch und ökonomisch zu begünstigen.

1. Absenkung der Vorlauftemperatur
2. Absenkung der Rücklauftemperatur
3. Optimierung der Produktion
4. Tarifmodelle

5.1 Absenkung der Vorlauftemperatur

Die Druck- und Temperaturlauslegung ist ein wesentlicher Kostentreiber bei der Projektierung von Wärmespeichern; je höher der Betriebsdruck, desto grösser die Investitionskosten.

Je nach Grösse und Geometrie des Wärmespeichers sind drucklose Speicher rund 20% bis 30% günstiger als Speicher, welche in die Druckgeräteverordnung [15] fallen und somit nach dieser geplant, gefertigt, geprüft und unterhalten werden müssen. Die Druckgeräteverordnung berücksichtigt nur Druckgeräte mit einem maximal zulässigen Druck über 0,5 barü (entsprechender Dampfdruck bei 110 °C). Ebenso gilt die Druckgeräteverordnung nicht für Behälter, „die gegen die Atmosphäre hin offen sind und bei denen der Druck nur durch die statische Höhe der Flüssigkeit entsteht“ ([15], Art. 1, Absatz 3, Buchstabe t).

Somit können atmosphärische Speicher nur in Netzen eingesetzt werden, welche mit Vorlauftemperaturen unter 100 °C betrieben werden. Nebst den tieferen Investitionskosten für die Speicher werden durch tiefe Vorlauftemperaturen die Wärmeverluste im Netz reduziert.

5.1.1 Vorgehen zur Reduktion der Vorlauftemperatur

Eine Reduktion der Vorlauftemperatur wirkt sich durch die im vorangehenden Kapitel aufgezeigten Vorteile positiv auf die Kostenstruktur des Fernwärmenetzes aus. Um dies zu erreichen, müssen vorgängig die einzelnen Teilbereiche des Gesamtsystems untersucht werden. Folgende Vorgehensweise wird empfohlen:

1. Prüfung der Kundensysteme

Die Vorlauftemperatur muss jederzeit ausreichen, um den Wärmebedarf der Kunden zu decken. Es ist jedoch sinnvoll, den Endkunden dabei zu unterstützen, die dazu notwendige Vorlauftemperatur möglichst tief zu halten. Gibt es Kunden, welche auf eine hohe Vorlauftemperatur angewiesen sind? Falls ja, gibt es Möglichkeiten diese mit Alternativen zu versorgen?

Oft sind in einem Fernwärmenetz nur wenige Kunden auf hohe Vorlauftemperaturen angewiesen, da die Wärme z.B. für den Betrieb von Absorptionskältemaschinen oder in der Lebensmittelindustrie oder in Spitälern für Sterilisationsprozesse verwendet wird. Oft ergibt die ökonomische Überprüfung, dass die Vorteile einer reduzierten Vorlauftemperatur im Netz so stark überwiegen, dass z.B. für eine Absorptionskältemaschine ein Kältekompressor oder für die Erzeugung von Dampf über der Fernwärmenetzttemperatur ein lokaler Kessel angeboten werden kann.

Für die Verwendung als Komfortwärme sind Vorlauftemperaturen unter 100 °C in der Regel für die meisten Gebäudeinstallationen ausreichend.

2. Prüfung der Netzhydraulik

Durch die Reduktion der Vorlauftemperatur wird die Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf kleiner. Dadurch muss für die Übertragung der gleichen Leistung der Massenstrom erhöht werden. Es ist zu prüfen, ob die Netzhydraulik den erhöhten Belastungen standhalten kann oder mit welchen Massnahmen die Netzhydraulik partiell entlastet werden kann. Dazu können Massnahmen wie beispielsweise die Nachrüstung von Unterstationen mit Speichern angewendet werden, um an kalten Tagen den Zusatzbedarf zu decken. Oder das Netz kann mit Boosterpumpen ausgerüstet werden, um in den Spitzenzeiten lange Versorgungsleitungen ohne

Berücksichtigung der üblichen Fließgeschwindigkeiten zu versorgen (z.B. 4 m/s). Dabei sind aber Schutzeinrichtungen zu installieren um das Netz vor Druckschlägen zu sichern.

Bei jedem Wärmetauscher im System gehen durch die Grädigkeit ein paar Grad verloren und ein Druckverlust wird erzeugt. Werden anstelle von Wärmetauschern Druckreduzierstationen eingesetzt, reduzieren sich die Druckverluste und die Grädigkeit entfällt. Voraussetzung dafür ist jedoch, dass die bisher getrennten Kreise hydraulisch verbunden werden können. Erfüllt das sekundäre System die Anforderungen um die Wasserqualität aufrecht zu erhalten?

Bei der Absenkung der Vorlauftemperatur ist das primäre Ziel, wieder eine grössere Temperaturpreizung durch eine Absenkung der Rücklauftemperatur zu erreichen und dadurch die Netzhydraulik zu entlasten (siehe dazu Kapitel 5.1.2).

3. Prüfung der Wärmeerzeugung (KVA)

In einem vorhandenen Kraftwerk mit Kraft-Wärme-Koppelung (KVA) führt die Absenkung der Vorlauftemperatur zu einer geringfügigen Verbesserung des Wirkungsgrades, da die mittlere Temperaturdifferenz über den Heizkondensatoren grösser wird. Dies ist aber nur soweit möglich, wie dies die Hydraulik auf der Heisswasserseite zulässt. Im Bereich von höheren Lasten ist gegebenenfalls die Vorlauftemperatur des kraftwerkinternen Heisswasserkreislaufes zu erhöhen um den Wärmebedarf zu decken.

Die aufgrund einer tieferen Vorlauftemperatur mögliche Anpassung der Dampfauskopplung auf ein exergetisch tieferes Niveau in der Turbine, sowie gegebenenfalls Anpassungen des Heisswassersystems, lohnen sich aufgrund der hohen Investitionskosten aber meist nur im Rahmen einer Ersatzmassnahme.

5.1.2 Vorteile einer reduzierten Vorlauftemperatur

Tabelle 5-1: Vorteile Reduktion Vorlauftemperatur im Übertragungsnetz

Vorteile Reduktion Vorlauftemperatur	
Speicherintegration	Grosse (drucklose) Wärmespeicher können zu vernünftigen Kosten integriert werden.
Fernwärme-Produktion	Die Produktionskosten werden reduziert.
Netzkosten	Kostengünstige vorisolierte Standardrohre können zum Einsatz kommen.
Netzverluste	Die Verteilverluste werden reduziert.
Wärmequellen	Niederwertige Wärmequellen und Abwärmen können besser genutzt werden.

Beispiel aus Dänemark

Der dänische Fernwärmebetreiber Fjernvarme Fyn besitzt und betreibt ein grosses Fernwärmenetz. Der Fernwärmebedarf beträgt mehr als 2'900 GWh pro Jahr. Fjernvarme Fyn hat im gesamten Versorgungsnetz zwischen Produktion und Endverbraucher keinen einzigen Wärmetauscher installiert. Anstelle von Wärmetauschern kommen zwischen Übertragung und Verteilung Reduzierstationen zum Einsatz. Ein grosser Vorteil dabei ist, dass das Netz mit nur 85 °C betrieben wird und demzufolge sehr tiefe Rücklauftemperaturen resultieren. Zudem betreibt Fjernvarme Fyn den grössten TTES-Speicher in Dänemark mit einem Volumen von 75'000 m³.

5.2 Absenkung der Rücklauftemperatur

Eine Absenkung der Rücklauftemperatur verringert die Kosten im Netzbetrieb bei der Produktion. Durch tiefere Rücklauftemperaturen können nicht nur die Kapazität des Netzes erhöht und Verluste reduziert, sondern auch niederwertige Wärmequellen genutzt werden. Damit dies erreicht werden kann, müssen die Verbraucher ermutigt werden die Rücklauftemperatur zu reduzieren.

Zur Absenkung der Rücklauftemperaturen kommen einerseits technische Massnahmen in Frage. Im Vordergrund stehen dabei Neuinstallationen mit hoher Temperaturspreizung und der Anschluss von Niedertemperaturverbrauchern an den Rücklauf (sog. 3-Leitersysteme, siehe Kapitel 5.2.1). Viel effizienter haben sich in diesem Zusammenhang aber Tarifsysteme (siehe Kapitel 5.4) erwiesen.

5.2.1 Umsetzung 3-Leitersystem auf Verbraucherebene

Eine technische Massnahme zur Absenkung der Rücklauftemperatur ist die Nutzung des Rücklaufes zur Heizung von Gebäuden mit einem modernen Niedertemperaturheizsystem. Die neuen Kunden können über ein sogenanntes 3-Leitersystem angeschlossen werden, d.h. ein Rohr zweigt zurücklaufendes Fernwärme-Wasser ab, ein zweites führt es dem Fernwärme-Rücklauf wieder zu. Sollte die Vorlauf-Temperatur auf der Sekundärseite nicht reichen, wird mit dem Fernwärme-Vorlauf noch die Restwärme zugeführt.

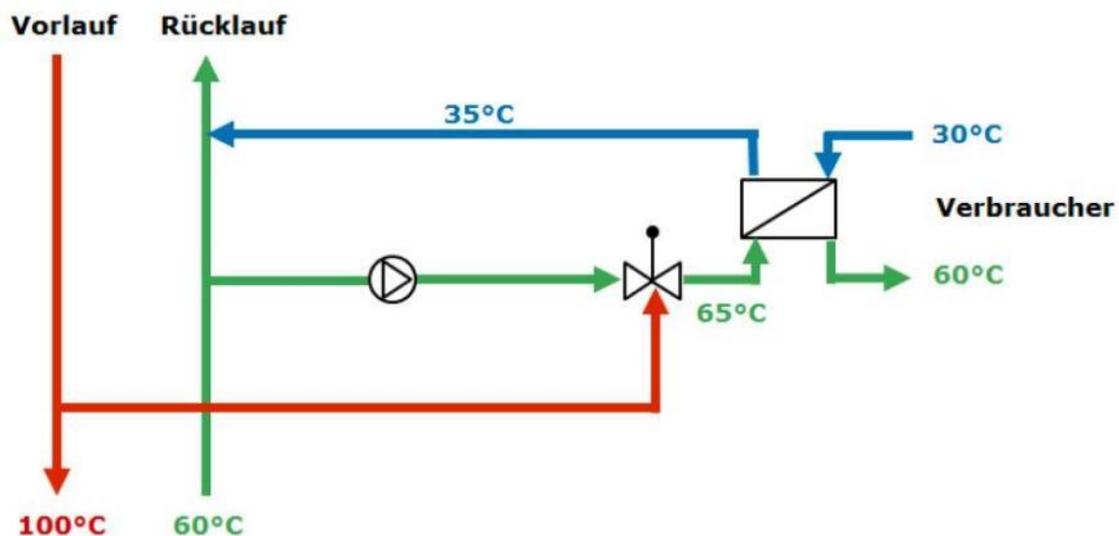


Abbildung 5-1: Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von Wärmespeichern

5.2.2 Umsetzung 3-Leitersystem auf Netzebene

3-Leitersysteme können auch auf Netzebene eingesetzt werden, zum Beispiel um ein Neubau-Quartier (in dem ausschliesslich Niedertemperaturheizungen vorhanden sind) zu versorgen. In diesem Fall wird nicht ein einzelner Verbraucher, sondern ein ganzer Netzabschnitt mit tieferer Temperatur versorgt. Durch die tiefen Netztemperaturen werden insbesondere Wärmeverluste vermindert.

5.3 Optimierung der Produktion

Mit der Einführung von Speichern in einem System muss die Produktionsplanung angepasst werden. In einem System ohne Speicher ist die Produktion ausschliesslich von der Nachfrage geprägt, wobei die Wärmelieferung in das Fernwärmenetz in der Regel die höchste Priorität besitzt.

Die Produktionsplanung muss nun vorausschauend, strategisch erfolgen. Wann werden die grössten Wärmemengen benötigt und wann werden die höchsten Erträge der Stromproduktion erreicht?

Während Stunden mit hohen Elektrizitätspreisen muss die Stromproduktion maximiert werden und die Wärmelieferung ins FW-Netz wird ganz oder teilweise über die Speicher sichergestellt. In den Stunden tiefer Elektrizitätspreise werden die Wärmespeicher wieder geladen.

Damit der Übergang von Stromproduktion zu Stromverbrauch in Abhängigkeit der Strommarktpreise geglättet und optimiert werden kann, ist es wichtig, dass im Fernwärmenetz ausreichend Wärmespeicherkapazität vorhanden ist.

5.4 Ziele und Möglichkeiten von Tarifsystemen

Das Tarifsystem ist ein wichtiges Instrument der Kommunikation zwischen Energielieferant und den Verbrauchern. Es soll für die Konsumenten einen hohen Anreiz für den Bezug von Fernwärme darstellen und auch die Zusammenarbeit zwischen Fernwärme und Kunden fördern. Ziel bei der Ausarbeitung eines Tarifsystems ist, dass alle Parteien profitieren und die Investitionssicherheit sowohl auf Erzeuger- wie auch auf Verbraucherseite langfristig gewährleistet ist. Dazu muss das Tarifsystem nachvollziehbar, auf Fakten abgestützt, transparent und für alle Beteiligten fair sein. Mit einem Tarifsystem können durch die richtigen Anreize auch Optimierungen des gesamten Systems erreicht werden.

Beispiel aus Dänemark (HOFOR, zuvor Copenhagen Energy und Belysningsvæsnet)

Ramboll unterstützt HOFOR bei der Auslegung und dem Betrieb des Netzes seit 1970. Dazu gehören die Empfehlung für die Tarife und die Einführung von Anreizen, um die Rücklauftemperatur zu reduzieren. Im Jahr 1989 hat Ramboll die Idee eines Tarifkonzeptes ausgearbeitet, das Anreize schuf, um eine maximale Differenz zwischen Vor- und Rücklauftemperatur (nachfolgend „Abkühlung“ genannt) beim Verbraucher zu erreichen. Das Konzept sieht vor, dass ein Verbraucher bei einer „Abkühlung“ von mehr als 5 °C gegenüber dem Durchschnitt einen tieferen bzw. bei weniger als 5 °C einen höheren Tarif zahlen muss.

Das Konzept wurde 1990 umgesetzt und ist seither erfolgreich in Betrieb. Als Folge der Tarifrevision nahm in den ersten 2 Betriebsjahren die durchschnittliche Rücklauftemperatur um 10 °C ab und ist seither weiter sinkend.

6. WIRTSCHAFTLICHKEIT VON WÄRMESPEICHERN

6.1 Grundsätze der Wirtschaftlichkeit von Wärmespeichern

Die Wirtschaftlichkeit von Wärmespeichern steigt:

- Je grösser die Preisdifferenz zwischen Nieder- und Hochtarif für die Elektrizität ist,
- je grösser die Lastschwankungen des Fernwärmenetzes im Tagesverlauf sind,
- je grösser die Lastschwankungen in der Wärmeproduktion sind

6.2 Einflussfaktoren auf eine wirtschaftliche Auslegung von Wärmespeichern

Bei der Auslegung von Wärmespeichern sind viele Faktoren zu berücksichtigen, damit die Vorteile eines Wärmespeichers in einem Fernwärmesystem möglichst effizient und wirtschaftlich genutzt werden können. Abbildung 6-1 zeigt die wesentlichen Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeitsrechnung auf.

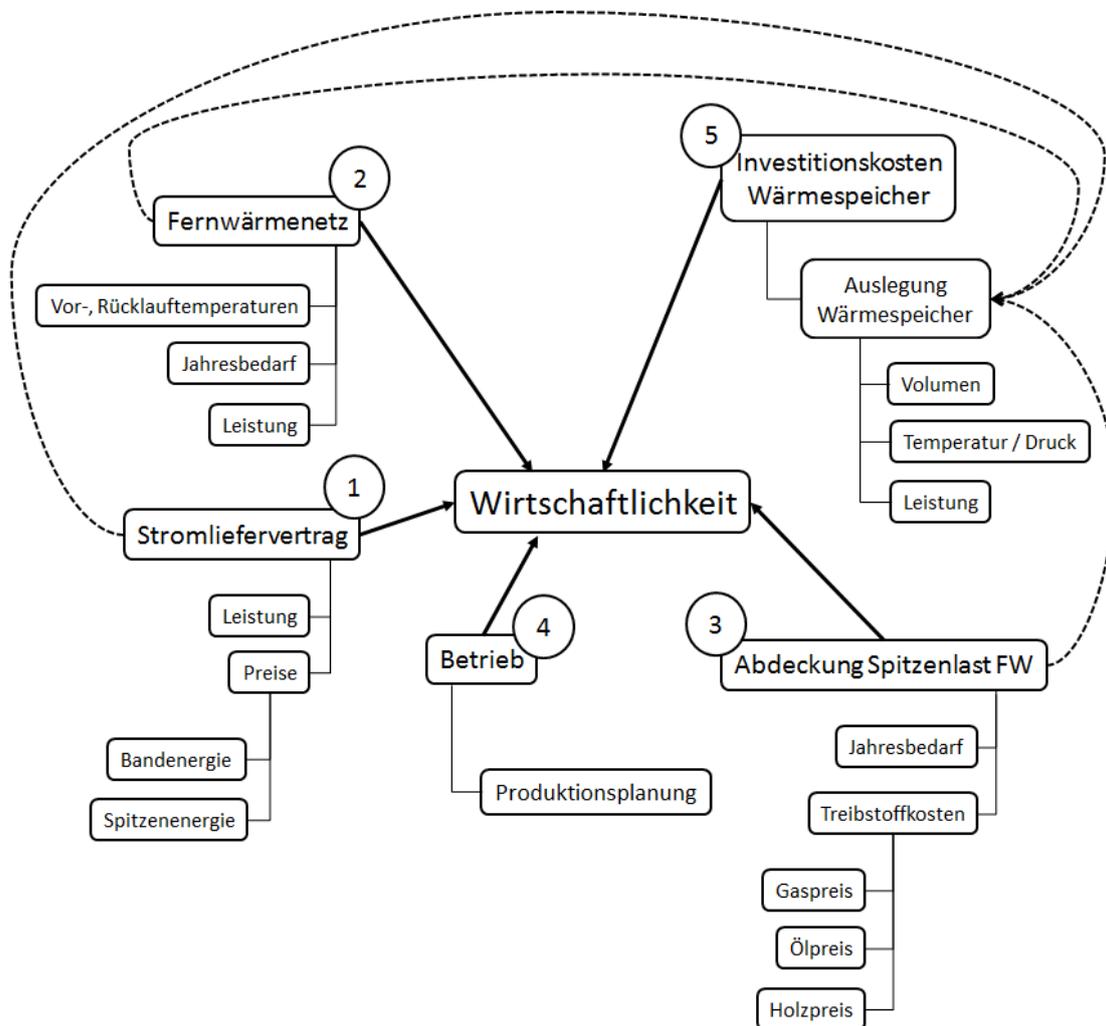


Abbildung 6-1: Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von Wärmespeichern (Quelle Ramboll)

Neben den aufgezeigten Einflussfaktoren können je nach System weitere Faktoren auf die Wirtschaftlichkeit einwirken. Ebenso werden keine Schadensrisiken und deren finanzielle Konsequenzen berücksichtigt.

Punkt 1: Stromliefervertrag

Im Stromliefervertrag ist der Vergleich zwischen der aktuellen Stromproduktion und einer wirtschaftlich optimalen Stromproduktion anzustellen. Welche Ertragssteigerung kann erreicht werden, wenn während Zeiten mit den höchsten Preisen eine Vollverstromung und somit die Wärmelieferung aus Wärmespeichern erfolgt? Oder wie hoch sind die aktuellen Kosten durch Abweichungen von einem vereinbarten Leistungsband? Die Antworten auf diese Fragen zeigen auf, welche Leistungen und Wärmemengen ein Wärmespeicher für eine optimierte Stromproduktion aufnehmen muss.

Punkt 2: Fernwärmenetz

Die Betriebsparameter des Fernwärmenetzes sind einerseits für die Auslegung (Druck / Temperatur) und andererseits für die Wirtschaftlichkeitsrechnung von Wärmespeichern relevant. Wichtig sind die Kenntnisse der Jahresverläufe des Fernwärmenetzes. Der grösste Teil des Wärmebezuges erfolgt im Winter. Im Sommer wird meist nur Wärme für die Warmwassererzeugung geliefert. Wie hoch ist der Wärmebedarf des Netzes während den Perioden der höchsten Strompreise?

Punkt 3: Abdeckung von Spitzenlasten

Mit einem Speicher können Spitzenlasten teilweise oder ganz abgedeckt werden. Wie hoch ist der aktuelle Bedarf an Spitzenlast? Wie hoch sind die Kosten der Spitzenlast? Wird die Spitzenlast zentral aus der KVA geliefert oder dezentral aus einer Wärmestation? Wie ist das Netz bei Spitzenlasten hydraulisch und thermisch ausgelastet?

Dadurch lässt sich ermitteln, wie hoch das Einsparpotenzial durch Reduktion der Betriebsstunden von Spitzenlastkesseln ist. Nebst den rein finanziellen Betrachtungen ist zusätzlich eine Verminderung des CO₂-Ausstosses möglich.

Punkt 4: Produktionsplanung

Der Einsatz von Wärmespeichern hat einen wesentlichen Einfluss auf die Produktionsplanung. Gibt es Randbedingungen in der aktuellen Energieerzeugung, welche eine Änderung der Produktion verhindern?

Punkt 5: Investitionskosten Wärmespeicher

Sind durch die Abklärungen der Punkte 1 bis 4 die Auslegungsparameter des Wärmespeichers bekannt, kann eine Investitionskostenschätzung erstellt werden. Neben den Auslegungsparametern wie Speichervolumen, Druck und Temperatur sind die örtlichen Gegebenheiten zu berücksichtigen. Wie sind die Platzverhältnisse? Welche baulichen Massnahmen sind notwendig? Wie ist die Zugänglichkeit zum Bauplatz etc.?

Sind die Punkte 1 bis 5 geklärt, können die zusätzlichen Einnahmen den Investitionskosten, resp. dem Amortisations- und Betriebskostenschätzungen gegenübergestellt und die Wirtschaftlichkeit geprüft werden.

7. FALLBEISPIELE

7.1 Beispiel KVA Buchs (SG): Optimierung Elektrizitätsverkauf und Reduktion fossile Brennstoffe

Die KVA Buchs hat seit 2011 die Wärmespeicherkapazität kontinuierlich ausgebaut. Im 2011 wurden die ersten vier Speicher à 200 m³ installiert. 2013 und 2014 folgten nochmals je vier Speicher à 200 m³. Gesamthaft verfügt die KVA Buchs aktuell über 2400 m³ Speicherkapazität.



Abbildung 7-1: KVA Buchs (SG) mit den 12 Wärmespeichern (rechter Bildrand)

Bei Spitzenlasten des Fernwärmenetzes werden die Speicher mit einem Vorlauf bis 150 °C geladen. Die Rücklauftemperaturen liegen bei 60 bis 65 °C. Dies ergibt eine Speicherkapazität von rund 240 MWh.

Die Wärmespeicher ermöglichen der KVA, die Produktion optimal der Nachfrage nach Elektrizität und Wärme anzupassen. Bei Zeiten geringer Nachfrage und tiefen Preisen auf dem Strommarkt werden die Speicher geladen. Da die Nachfrage nach Strom und Wärme oft zu den gleichen Tageszeiten hoch sind (Morgenstunden, Abendstunden), können so beide Energiebezügler gleichzeitig mit den maximalen Leistungen versorgt werden.

Folgend wird die Wirtschaftlichkeit der Wärmespeicher aufgezeigt. Die Angaben stammen aus den Geschäftsberichten sowie aus Gesprächen mit dem Geschäftsführer der KVA Buchs, Herr U. Brunner [9].

7.1.1 Ausgangslage

Investitionskosten

Aufgrund der drei Bauetappen wird für die Investitionskostenschätzung die Wärmespeicherkapazität gedrittelt, was 80 MWh ergibt. Aus Abbildung 4-7 ergeben sich rund 8 kCHF/MWh, korrigiert mit dem Faktor 3 für die Schweiz ergeben sich geschätzte Investitionskosten von rund 5,8 Mio. CHF. Nach Rücksprache mit dem Geschäftsleiter liegen die Investitionskosten für alle 12 Speicher bei 6.8 Mio. CHF. Die engen Platzverhältnisse sowie die eingeschränkte Zugänglichkeit erklären die Mehrkosten.

Wärmeverkauf

In der Heizperiode 2014/2015 verkaufte die KVA Buchs rund 80 GWh Fernwärme. Der Gesamtanschlusswert betrug rund 65MW.

Stromliefervertrag

Der Stromliefervertrag beinhaltet eine Tariffdifferenz von rund 25 CHF/MWh zwischen Nacht- und Tageszeiten. Im Winter liegen die Preisbänder etwas höher als im Sommer. Dies hat keinen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Wärmespeicher, da ausschliesslich die Preisdifferenz für die weiteren Betrachtungen relevant ist.

7.1.2 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Wärmespeicher der KVA Buchs (SG) können wirtschaftlich betrieben werden.

Tabelle 7-1: Wirtschaftlichkeitsrechnung der Wärmespeicher in der KVA Buchs (SG)

Position		
Gesamtinvestition	6'800	kCHF
Aufwand Kapital- und Betriebskosten	420	kCHF/a
Erträge:		
- Bonus Spitzenlastabdeckung	200	kCHF/a
- Verschiebung Niedertarif zu Hochtarif	250	kCHF/a
- Einsparungen Heizöl durch Abdeckung Spitzenlast	150	kCHF/a
Ergebnis:	180	kCHF/a
<i>Basis: Angaben VfA, Verhandelte Stromverträge, Abschreibung 20 a, Zins 2.5%</i>		

7.1.3 Ergebnisse

Durch die Entkopplung der Strom- und Wärmeproduktion sowie eine weitgehend komplette Abdeckung der Spitzenlasten mit den Wärmespeichern kann die KVA Buchs (SG) die Wärmespeicher wirtschaftlich betreiben und die jährlichen Erträge um rund 180'000 CHF steigern.

Die KVA Buchs rechnet damit, dass sich in Zukunft durch den fortschreitenden Ausbau der intermittierenden Energien die Anforderungen weiter in Richtung einer grösseren Stromlieferflexibilität verschieben werden. D.h. die Preise für Bandstrom werden zurückgehen, Spitzenlasten müssen schneller, zuverlässiger und in grösseren Mengen zur Verfügung gestellt werden.

Durch den weiteren Ausbau des Fernwärmenetzes erhöhen sich die Spitzenlasten. Aktuell haben die Wärmespeicher ausreichend Kapazität um die Spitzenlasten abzudecken und auch in Zukunft auf den Einsatz des Ölheizkessels zur Abdeckung von Spitzenlasten verzichtet zu können.

7.2 Beispiel KVA Renergia Zentralschweiz AG: Nutzung der überschüssigen Wärmeenergie

Renergia produziert jährlich 155 GWh und versorgt die angrenzende Papierfabrik mit 320 GWh Wärme in Form von Niederdruckdampf. Zudem wird die Fernwärme Rontal mit Wärme versorgt. Der Aufbau des Fernwärmenetzes hat erst gestartet. Erste geringe Wärmemengen können aber bereits im Winter 2015/2016 geliefert werden.



Abbildung 7-2: KVA Renergia

Grundsätzlich ist es wünschenswert, das am Vortag angemeldete Strom-Leistungsband genau einzuhalten. Damit dies möglich ist, müssen einerseits die Produktion stabil gefahren und andererseits die Wärmeverbraucher konstant beliefert werden. Bei Renergia ergeben sich durch die Dampflieferungen an die Papierfabrik und das Fernwärmenetz folgende Herausforderungen:

- Die täglich mehrmals vorkommenden Papierrisse in den Papiermaschinen führen zu einer rapiden Reduktion der Prozessdampfmenge. Konkret bedeutet das, dass sich (bei einer Frischdampfmenge von rund 116 t/h) die ausgekoppelte Dampfmenge innerhalb weniger Sekunden um 40 t/h reduzieren kann. Wird die Papiermaschine wieder angefahren, steigt der Dampfbedarf mit entsprechender Geschwindigkeit wieder an.
- Die unterschiedlichen Wärmebezüge des Fernwärmenetzes beeinflussen den Wärmeabsatz zusätzlich.

Wird die Turbine leistungsgeregelt gefahren, müsste der überschüssige Dampf bei Papierrissen über die Turbinenbypässe im Luftkondensator „vernichtet“ werden.

Um diese Energie nutzen zu können, ist die Anlage mit 3 x 100 m³ Wärmespeichern ausgerüstet, welche die freiwerdende Wärmeleistung (bei Papierrissen) aufnehmen können. Der überschüssige Niederdruckdampf wird direkt durch Umleitung auf die Heizkondensatoren genutzt und in die Wärmespeicher geleitet. Neben einer besseren energetischen Nutzung, führt der Einsatz der Speicher auch zu einer ruhigeren Fahrweise des Wasser-Dampf-Kreislaufes.

7.2.1 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Folgende Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen werden für die Wärmespeicher bei Renergia angenommen:

Tabelle 7-2: Geschätzte Wirtschaftlichkeitsrechnung der Wärmespeicher bei Renergia

Position		
Schätzung Gesamtinvestition der Wärmespeicher	2'000	kCHF
Geschätzter Aufwand: Kapital- und Betriebskosten	115	kCHF/a
Schätzung Wärmenutzung	5'400	MWh/a
Ergebnis:		
Ab einem Wärmepreis von rund 21 CHF/MWh (115 kCHF/a bezogen auf 5'400 MWh/a) ist die Wirtschaftlichkeit der Speicher gewährleistet. Zusätzlich entstehen Vorteile durch einen konstanten Anlagenbetrieb.		
<i>Basis: Abschreibung 25 a, Zins 3 %</i>		

7.3 Beispiel Kopenhagen: Integriertes Energiesystem

Eines der weltweit grössten und höchstentwickelten integrierten Energiesysteme ist in Dänemark in der Region Kopenhagen in Betrieb. Da sich die Kombination von Fernwärme aus WKK-Anlagen als kosteneffizienteste Lösung für die Gesellschaft herausstellte, wurde der Schritt zum integrierten Energiesystem von der Politik stark unterstützt.

Die Kraftwerkseigner wurden gesetzlich verpflichtet, die Kraftwerke in der Nähe der Fernwärmemärkte zu bauen und mit den lokalen Netzbetreibern Verträge abzuschliessen. In den Verträgen zwischen den Kraftwerks- und den Netzbetreibern wurde festgehalten, dass der Netzbetreiber alle zusätzlichen Kosten für den Betrieb einer WKK-Anlage im Vergleich zu einer reinen Stromproduktion übernimmt. Im Gegenzug wurde den Netzbetreibern die Wärme zu tiefen Preisen zu Verfügung gestellt, womit die zusätzlichen Investitionen in den Netzausbau innerhalb sehr kurzer Zeit (z.B. 12 Jahren) abgeschrieben werden konnten und so die Preise für die Endkunden attraktiv blieben. Nach der ersten Abschreibungsphase wurden die Verträge überarbeitet und eine neue Kosten- und Preisbasis festgelegt, welche den Kraftwerksbetreibern nun einen grösseren Teil aus den Erträgen des Wärmeverkaufs zusprach.

Einen wesentlichen, positiven Einfluss auf das Modell haben die in der öffentlichen Hand liegenden, nicht gewinnorientierten Fernwärmesetzbetreiber. Die Gesellschaften sind dazu verpflichtet, sämtliche Vorteile aus einer günstigeren Wärmeproduktion an die Endkunden weiterzugeben, was die Wettbewerbsfähigkeit der Fernwärme gegenüber anderen Heizsystemen gewährleistet.

In der Region Kopenhagen werden Energierichtpläne erstellt, welche für jeden Teil der Region die wirtschaftlichste und ökologischste Heizlösung aufzeigen. Stellt sich in einem dünn besiedelten Gebiet eine Gasheizung als wirtschaftlichste Lösung dar, wird diese Region nicht an das Fernwärmesetz angeschlossen. Wenn ein Gebiet an die Fernwärme angeschlossen wird, herrscht Anschlusszwang. Denn nur mit einer hohen Anschlussrate können die Investitionen des Netzes mit kompetitiven Wärmepreisen in akzeptablen Zeiten abgeschrieben werden.

7.3.1 Der Einsatz von Wärmespeichern

Die Wärmespeicher haben bis heute in diesem System eine wichtige Rolle. Durch die Speicherkapazität werden in den WKK-Anlagen die Strom- und Wärmeproduktion entkoppelt und die realen Kosten für die Wärmeproduktion können gesenkt werden.

Die beiden Grosskraftwerke Amager und Avedøre versorgen das Netz mit primärer Regelenergie von rund 100 MW, welcher im Bereich von Sekunden vom Netz abgerufen werden kann. Nur durch die Entkopplung der Produktion kann die Versorgung des Fernwärmesetzes und die Bereitstellung von Primärenergie erreicht werden.

Im gesamten Netzwerk sind an verschiedenen Stellen kleinere Wärmespeicher installiert. Der wesentliche Anteil der Wärmespeicherkapazität ist jedoch bei den beiden Kraftwerken Avedøre und Amager installiert. Avedøre verfügt über zwei Speicher mit jeweils einem Volumen von 22'000 m³, Amager über einen Speicher mit 22'000 m³.

7.3.2 Einige Kennzahlen

Die wichtigsten Kraftwerke

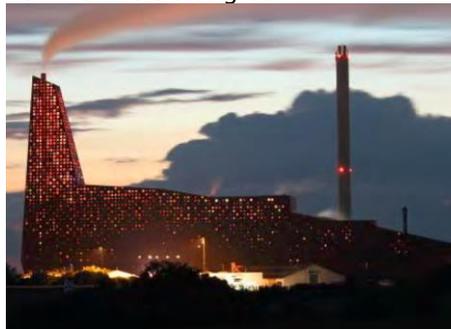
Kraftwerk Avedøre: Block 1: befeuert mit Holzpellets
 Block 2: befeuert mit Gas, Öl, Stroh und Holzpellets
 Fernwärmeleistung gesamt 918 MW

Kraftwerk Amager: Gesamthaft 4 Blöcke: befeuert mit Kohle, Öl und Biomasse.
 Fernwärmeleistung gesamt 583 MW

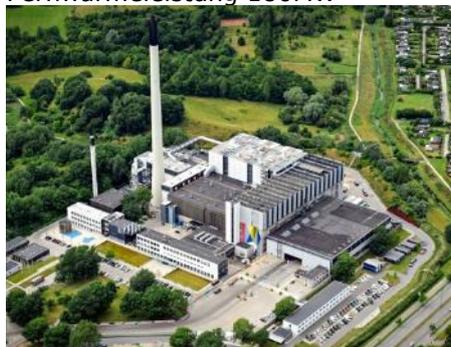
KVA Amager: Abfalldurchsatz 560'000 to/Jahr
 Fernwärmeleistung 247 MW



KVA Roskilde: Abfalldurchsatz 350'000 to/Jahr
 Fernwärmeleistung 60 MW



KVA Vestforbrænding: Abfalldurchsatz 520'0000 to/Jahr
 Fernwärmeleistung 180MW



Anteil Windkraft

Anteil in Dänemark: 2014 betrug der Anteil an Windkraft im dänischen Strom-Mix 39%(!).

Das Fernwärmenetz

Jährlicher Wärmebedarf:	10'000 GWh/Jahr → Dies entspricht rund dem doppelten Gesamtwärmebedarf der Schweizer Fernwärmenetze.
Spitzenleistung:	1'650 MW (ca. 6000 äquivalenten Vollaststunden pro Jahr) → Durch das ausgeglicheneres Klima fällt die Leistungshäufigkeitskurve in Dänemark deutlich flacher aus als in der Schweiz
Netzausdehnung:	25 km Luftlinie in Ost-West und 20 km in Nord-Süd-Richtung
Hauptleitungsnetz:	160km Länge

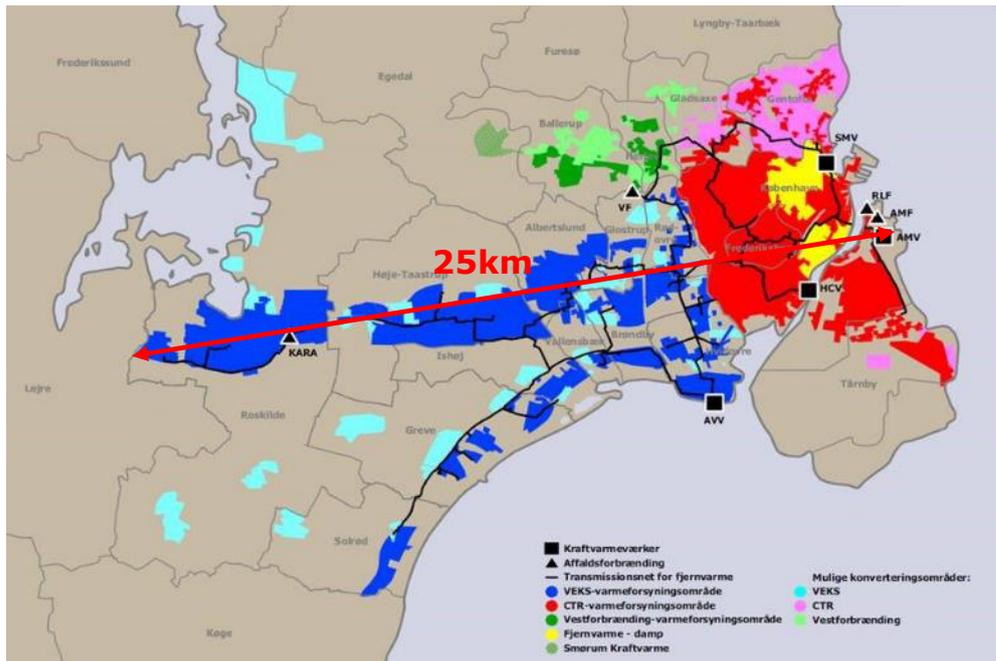


Abbildung 7-3: Ausdehnung Fernwärmenetz Kopenhagen

7.3.3 Fazit

Das integrierte Energiesystem in der Region Kopenhagen bietet für alle Beteiligten wesentliche Vorteile. Viele der Ideen und Konzepte des integrierten Energiesystems in Kopenhagen lassen sich auch in der Schweiz umsetzen. Im Vergleich mit den Randbedingungen in der Schweiz gibt es in Dänemark jedoch Voraussetzungen, welche die Entstehung und das Wachstum integrierter Energiesysteme erheblich begünstigen:

- Die Entstehung integrierter Energiesysteme wird in Dänemark politisch voll unterstützt und auf Gesetzesbasis entsprechend durchgesetzt.
- Die Netzbetreiber sind öffentlich-rechtliche, nicht gewinnorientierte Gesellschaften.
- Energierichtpläne werden übergeordnet erstellt. Die Entwicklung der Wärmeversorgung wird strategisch langfristig geplant und kommuniziert um auch den Endkunden eine Entsprechende Investitionsplanung der Heizsysteme zu ermöglichen. Sobald ein Gebiet mit Fernwärme erschlossen wird, herrscht Anschlusszwang und dadurch wird in kurzer Zeit eine hohe Anschlussrate erreicht.
- Das dänische Klima begünstigt die Wirtschaftlichkeit des Systems. In Dänemark wird während rund 10 bis 11 Monaten im Jahr Komfortwärme benötigt, woraus rund 6000 bis 6500 äquivalente Betriebsstunden pro Jahr resultieren. In der Schweiz wird von rund 2000 bis 2200 äquivalenten Betriebsstunden pro Jahr ausgegangen. Somit können die Dänischen Anlagen deutlich länger im Auslegungspunkt betrieben werden, was die Amortisation der Investitionen deutlich begünstigt.

8. FAZIT /SCHLUSSFOLGERUNGEN

Die Komplexität der Energieversorgung hat durch die gestiegenen Anforderungen an die Energie- und Ressourceneffizienz in den letzten Jahren erheblich zugenommen. Dadurch sind auch die Anforderungen an die Anlagenbetreiber gestiegen. Wichtigstes Merkmal der zunehmenden Komplexität ist der Wunsch nach hoher Flexibilität und der zeit- und bedarfsgerechter Lieferung von Energie. Dies bedeutet für die KVA u.a., dass innerhalb kurzer Zeit hohe Wärme- oder Stromleistungen zur Verfügung stehen müssen bzw. dass im Extremfall beide Energieträger gleichzeitig benötigt werden.

Mit dem Einsatz von Wärmespeichern in KVAs kann die Wärme- und Stromproduktion entkoppelt werden, was im Wärme- und Stromnetz wesentliche Vorteile ergibt. In Zeiten von tiefen Strompreisen können die KVA die elektrische Produktion reduzieren und die Wärmespeicher laden. So wird einerseits das Stromnetz stabilisiert und wertvolle thermische Energie kann günstig erzeugt werden.

Erfolgreiche Beispiele aus dem In- und Ausland zeigen, dass Wärmespeicher in Fernwärmenetzen einen wesentlichen Beitrag zur Ökonomie, Ökologie und Versorgungssicherheit beitragen können. Zum einen ist es möglich durch die Spitzenlastabdeckung aus Speichern den Verbrauch an fossilen Brennstoffen zu verringern, zum anderen können durch eine bedarfsgerechte Stromerzeugung die Einnahmen gesteigert werden. Wärmespeicher sind damit je länger je mehr eine unverzichtbare Komponente in einem Fernwärmenetz.

Im Jahr 2014 wurden in der Schweiz 40% des Fernwärmebedarfs oder 1'996 GWh mit Wärme aus Kehricht gedeckt. Optimal auf das System abgestimmte Wärmespeicher ermöglichen es, diese sichere und saubere Energiequelle zukünftig noch besser zu nutzen.

9. ANHANG / QUELLENVERZEICHNIS

- [1] Schweiz will Treibhausgasemissionen bis 2030 um 50 Prozent senken, Bundesamt für Umwelt BAFU, Internet: <http://www.bafu.admin.ch/klima/03449/12696/index.html?lang=de&msg-id=56394>, Stand: 16.10.2015
- [2] Technische Verordnung über Abfälle, Schweizerische Eidgenossenschaft, SR 814.600, Stand: 01.07.2011
- [3] Erläuterung zur Totalrevision der Technischen Verordnung über Abfälle TVA, Bundesamt für Umwelt, Stand: 10.07.2014, Internet: <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/35623.pdf> , Stand: 16.10.2015
- [4] Feststellung und Anwendung des „Standes der Technik“ für die Energienutzung in KVA, Dr. Leo Morf, Version 1.7, 22.11.2011, AWEL Amt für Abfall, Wasser, Energie und Luft, Kanton Zürich
- [5] Advantages from the integration of the Heating, Cooling and Power supply systems into one flexible energy system, Mogens Kjaer Petersen, Anders Dyrelund, Niels Houbak, Ramboll SA, Copenhagen 2015
- [6] Thermal Energy Storage Technology Brief, Andreas Hauer, IEA-ETSAP and IRENA Technology Brief E17, January 2013
- [7] Druckbehälter, periodische Prüfungen, Vorschrift 804, Rev. 9.41, SVTI/ASTI
- [8] Druckgeräteverordnung, Schweizerische Eidgenossenschaft, SR 819.121, Stand: 01.07.2015
- [9] VfA Buchs, Gespräche mit Urs Brunner (Geschäftsführer)
- [10] Weisung des Stadtrats von Zürich an den Gemeinderat, 14. Januar 2015, Internet: http://www.gemeinderat-zuerich.ch/DocumentLoader.aspx?lib=doc&ID=07a8db98-ee8f-473a-aff3-899d6c400089&Title=2015_0203.pdf , Stand: 10. November 2015
- [11] Reichstagsgebäude und Energieverbund der Parlamentsbauten in Berlin, Geothermie Neubrandenburg GmbH
- [12] Aquifer speichert Überschusswärme aus Heizkraftwerk, BINE Informationsdienst, Internet: <http://www.bine.info/publikationen/projektinfos/publikation/aquifer-speichert-ueberschuss-waerme-aus-heizkraftwerk/#sthash.7JEYQHv2.dpuf> , Stand: 16.10.2015
- [13] Designing Aquifer Thermal Energy Storage Systems, David W. Bridger and Diana M. Allen, Ph.D., American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning, ASHRAE Journal Vol. 47, No. 9, September 2005).
- [14] Geothermieprojekt "Deep Heat Mining Basel" kann nicht weitergeführt werden, Departement für Wirtschaft, Soziales und Umwelt Kanton Basel Stadt, 10.12.2009
- [15] Druckgeräteverordnung, Schweizerische Eidgenossenschaft, SR 819.121, Stand: 01.07.2010