

Energieforschungsprogramm

Projekt: Technische Grundlagen zur signifikanten Integration dezentral
vorliegender alternativer Wärmequellen in
Wärmenetze (Projektnummer: 5123620)



D5.1: Bericht zur Auswahl, Auslegung und Integration von Speichern in verallgemeinerungsfähiger Form

AP5: Entwicklung technischer Lösungsmöglichkeiten
Erzeuger-/Netzseitig

Detailbericht

erstellt am
20/10/2017

AutorInnen:

R.GEYER¹, D.BASCIOTTI¹, O.TERREROS¹, C. MARGUERITE¹, J.NAGLER²,

¹ Austrian Institute of Technology (AIT), Wien

² Institut für Energietechnik und Thermodynamik, TU Wien

1	Grundlagen.....	4
2	Kurzzeitspeicher	4
2.1	Einteilung nach der Speichergröße.....	5
2.2	Große Speicher (>5000 m ³) im industriellen Behälterbau.....	5
2.3	Kleine Speicher (<5000 m ³) im industriellen Behälterbau.....	6
2.4	Speicher in Nahwärmenetzen	6
2.4.1	Zweizonenspeicher (System Hedbäck).....	8
3	Langzeitspeicher.....	9
3.1	Literaturrecherche.....	9
3.2	Rahmenbedingungen und Gliederung	9
3.3	Best-Practice-Beispiele.....	13
3.4	Zusammenfassende Erkenntnisse.....	14
4	Speicherauslegung	16
4.1	Literaturstudie.....	16
4.1.1	Empirische Ansätze zur Grobdimensionierung.....	16
4.1.2	Kurzzeitspeicher in Österreichischen Fernwärmenetzen.....	18
4.1.3	Vergleich der Erhebungsdaten mit den Dimensionierungsansätzen.....	23
4.1.4	Anlagen-Auslegungsempfehlung nach QM Holzheizwerke	25
4.1.5	Grobdimensionierung von Langzeitwärmespeichern.....	26
4.2	Engineering Methoden.....	27
4.2.1	Teillastspeicher (Erzeugerlastanpassung):	29
4.2.2	Volllastspeicher:.....	30
4.3	Simulation approach - methodology.....	31
4.3.1	Background and scenarios	31
4.3.2	Simulation based storage design: methodology.....	33
4.3.3	Excursus: multi-periods optimization.....	45
4.4	Mathematical approach - methodology	52
4.4.1	Scenarios overview.....	52
4.4.2	Rainflow method (SZ2&SZ3)	52
4.4.3	Fourier transformation method (SZ4).....	54
4.4.4	Average value method (SZ5)	56
4.4.5	Minimum load of the producer method (SZ6).....	57
4.5	Results	58
5	Literaturverzeichnis.....	62
6	Anhang A.....	66

7	Anhang B: Best-Practice-Beispiele zu Saisonalspeichern.....	68
7.1	PTES: Marstal (DK)	68
7.2	PTES: Dronninglund (DK).....	70
7.3	PTES: Eggenstein (DE)	73
7.4	BTES: Crailsheim (DE)	76
8	Anhang C: Parametrization Use Cases.....	80

1 Grundlagen

Die zeitliche Entkoppelung von Wärmeerzeugung und Wärmeverbrauch macht den Einsatz von thermischen Speichern notwendig. Die Anzahl an verfügbaren und beforschten thermischen Energiespeichertechnologien ist umfangreich, eine mögliche Gliederung in der wissenschaftlichen Literatur besteht in sensible, latente und (thermo-)chemische Speicher (Abbildung 1).

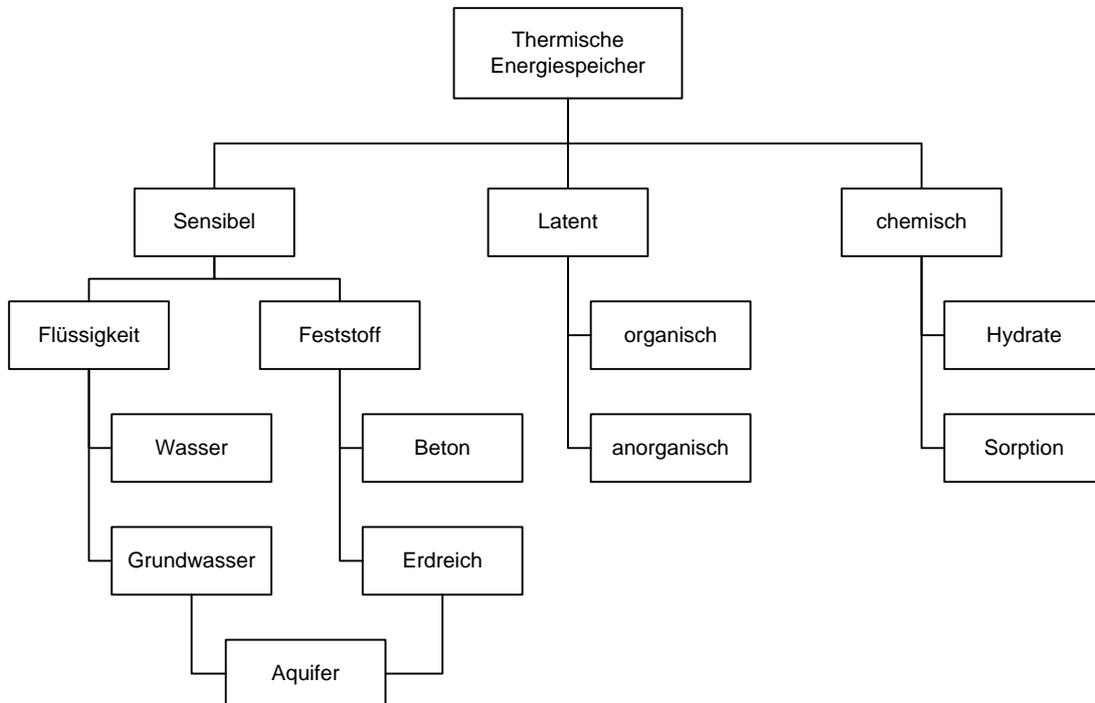


Abbildung 1: (unvollständige) Gliederung der Speichertechnologien für thermische Energiespeicher

Gegenstand des vorliegenden Berichtes sind thermische Speicher im Zusammenhang mit Fernwärmenetzen. Da die Anzahl an nichtsensiblen Wärmespeichern in Fernwärmenetzen verschwindend gering ist, werden in dieser Arbeit ausschließlich sensible Speicher thermischer Energie betrachtet. Die Speicherung von Wärme, bzw. das Ein- und Einspeichern von thermischer Energie in/aus einen Speicher geht bei dieser Speicherart mit einer Temperaturänderung des Speichermediums (Wasser, Erdreich) einher.

Die Aufgaben von Wärmespeichern in Fernwärmanlagen können unterschiedlicher Natur sein:

- Spitzenlastreduktion
- Nutzung von RES (Solarthermie, Geothermie...)
- Aufweichung von Must-Run-Betriebsweisen von BHKWs und KWKs bei niedrigen Strompreisen (Kraftwerksstillstand an Sommerwochenenden mit niedrigen Strompreisen)
- Druckhaltung

In Zusammenhang mit RES (Renewable Energy Sources) gewinnt der zeitliche Horizont der thermischen Energiespeicherung mehr und mehr an Bedeutung. Dies ist der Grund weshalb hier auch Langzeitspeicher (Saisonalspeicher) betrachtet werden.

2 Kurzzeitspeicher

Kurzzeitspeicher stellen den Standardfall von thermischen Speichern in Fernwärmenetzen dar. Sie dienen vor allem dazu die zeitliche Diskrepanz zwischen Wärmeerzeugung und -verbrauch auszugleichen. Dadurch wird es möglich den Verbrauch von der Wärmeerzeugung zu entkoppeln und einen Freiheitsgrad bei der Erzeugerplanung dazuzugewinnen (Peak-Shaving der Morgen-

/Abendspitze). Dadurch sollen Kosteneinsparungen erzielt werden. Je nach hydraulischer Einbindung des Speichers in das System kann der Speicher auch eine Druckhaltefunktion übernehmen. Dies ist insbesondere bei großen Speichern (Kap. 2.2) der Fall.

Die in diesem Abschnitt behandelten Kurzzeitspeicher sind ausschließlich zylindrische wärmegeämmte Wassertanks.

2.1 Einteilung nach der Speichergröße

Unternehmen des industriellen Apparate-/Behälter- und Tankbaues unterscheiden anhand der Speichergröße zwischen kleinen und großen Speichern. In dieser Branche zählen Wärmespeicher bis 5.000 m³ zu kleinen und darüber zu großen Speichern [1]. Weitaus kleinere Speichergrößen von wenigen bis hin zu ein paar hundert Kubikmetern finden in Nahwärmenetzen Verwendung.

2.2 Große Speicher (>5000 m³) im industriellen Behälterbau

Wärmespeicher über 5.000 m³ stellen sehr individuelle Anforderungen und Lösungen dar, wobei die einzelnen Projekte kaum miteinander vergleichbar sind. Speicher von dieser Dimension finden meist in großen städtischen Wärmenetzen Verwendung. Üblicherweise übernehmen Planungsbüros das Engineering anhand von Daten des Wärmeversorgers. Dies inkludiert die Analyse der Lastgänge sowie Simulationsberechnungen zur Bestimmung der optimalen Speichergröße basierend auf Rahmenbedingungen die durch den Versorger festgelegt werden. Anhand der Resultate werden Anforderungen definiert und entsprechend ausgeschrieben. Speicherhersteller nehmen anschließend an der Ausschreibung teil. Seitens der Hersteller erfolgen zumeist statische Berechnungen (Wind, Erdbeben, ...) jedoch kaum Kalkulationen hinsichtlich Dimensionierung der Speichergröße. Die Auslegung von Wärmespeichern im Wesentlichen von folgenden Aspekten ab [1]:

- Betriebsweise und Einsatz des Speichers (Wochenendbetrieb, Tag-Nacht, Spitzenlast, ...)
- Notwendige Kapazität
- Leistung (Be- und Entladeleistung; daraus resultierender Massenstrom)
- Temperaturniveaus (Vor- und Rücklauf)
- Druckniveau (Speicher, Netz, ...)

Entscheidend bei der Auslegung von Wärmespeichern ist vor allem, ob drucklose oder druckbehaftete Speicher eingesetzt werden sollen. Drucklose Speicher finden bei Temperaturen unter 100 °C Verwendung. Bei höheren Temperaturen werden druckbehaftete Speicher benötigt. Da in städtischen Wärmenetzen Vorlauftemperaturen von 120 – 150 °C herrschen, sind druckbehaftete Speicher für die direkte Integration erforderlich. Eine Referenz zu druckbehafteten Speichern ist zum Beispiel der im Jahr 2014 fertiggestellte Fernwärmespeicher der Wien Energie in Simmering. Hierbei handelt es sich um zwei Speicher mit einem Volumen von jeweils 5.600 m³. Die Speichertemperatur liegt bei ca. 150 °C bei 6 bar Überdruck (der Bodendruck resultiert zu rund 10 bar aufgrund der Speicherhöhe von 44 m) [2].

Druckspeicher sind jedoch kostenintensiver als drucklose und bringen nur Kostenvorteile wenn eine höhere Temperaturdifferenz nutzbar ist. Vor allem das Druckniveau entscheidet stark über die Wirtschaftlichkeit eines Speichers. Ausschlaggebend dafür sind die erforderlichen Wandstärken bei höheren Drücken. Als Schwellwert für die Wirtschaftlichkeit wird ein Überdruck von 6 bar genannt. Bei höheren geforderten Drücken steigen die Investitionskosten für druckbehaftete

Speicher stark an. Der Grund dafür ist, dass der Stahl beim Schweißen auf der Baustelle gegläht werden muss. Dies ist notwendig, da die Schweißnähte Spannungsarm gehalten werden müssen, wodurch der Aufwand vor Ort und die Montagekosten erheblich zunehmen [1].

Entscheidend für den Einsatz von druckbehafteten Speichern ist auch, ob der Speicher in die Druckhaltung eines Netzes eingebunden werden soll. So kann zum Beispiel ein Speicher die Druckhaltung in einem Wärmenetzen übernehmen. Je nach Netzdruck ist der Speicher mit entsprechender Höhe zu dimensionieren [1].

Neben den technischen Kriterien zur Bestimmung der SpeichergroÙe spielen auch der Platzbedarf sowie bereits vorhandene Infrastruktur eine wesentliche Rolle. So rüsten beispielsweise manche Versorger bestehende alte Öltanks zu Wärmespeicher um. Ein Paradebeispiel ist der Fernwärmespeicher in Theiß, welcher als der größte Speicher Europas in Tankbauweise gilt. In dem ehemaligen Öltank mit einem Volumen von 50.000 m³ können rund 2 GWh an Wärme gespeichert werden [3].

Ausreichend dimensionierte Speicher werden zudem in KWK-Anlagen verwendet um entsprechende Freiheitsgrade bei der Strom- und Wärmezeugung zu generieren. Das impliziert den Versuch nach Flexibilisierung der Erzeugungsanlagen um diese, je nach Marktanreize (Tarife), Strom- bzw. Wärmegeführt zu betreiben [3].

2.3 Kleine Speicher (<5000 m³) im industriellen Behälterbau

In der industriellen Behälter- und Tankbaubranche zählen Speicher mit weniger als 5.000 m³ Volumen zu der Kategorie von kleinen Speichern. Die am häufigsten umgesetzte SpeichergroÙe im industriellen Behälterbau liegt bei 2.500 m³. Diese SpeichergroÙen kommen zumeist bei kleinstädtischen Wärmenetzen in Verwendung. Gegenüber den großen Projekten, geben hier die Betreiber anhand eigener Berechnungen die benötigte Kapazität des Wärmespeichers vor und wenden sich mit den Anforderungen direkt an die Errichter von Speichern. Auch in dieser Kategorie gibt es sowohl drucklose als auch druckbehaftete Speicher. Die druckbehafteten Speicher beginnen ab einer Größe von ca. 700 m³ und werden oftmals als „Speicherbatterien“ realisiert. Dadurch ist der Lade- und Entladezustand besser zu überwachen [1].

Hinsichtlich Kosteneinsparungen bei drucklosen Speichern, mit maximalen Betriebstemperaturen von 95 °C, ist zu erwähnen, dass vermehrt geschraubte anstatt geschweißter Speicher in Betracht gezogen werden. Hierbei sind Kosteneinsparungen von mehr als 15 Prozent zu erwarten [4].

2.4 Speicher in Nahwärmenetzen

In Nahwärmenetzen reichen die SpeichergroÙen von einigen wenigen Kubikmetern bis hin zu einigen hundert Kubikmetern und liegen von der Größenordnung her unter den Speichern der industriellen Behälterbaubranche. Standardmäßige SpeichergroÙen liegen zwischen 10 bis 200 m³. Die Betriebsdrücke reichen von 3 bis 6 bar und die Betriebstemperaturen bis 110 °C. Die Dimensionierung der Wärmespeicher erfolgt meist durch die Wärmeversorger, welche wiederum auf eigene Berechnungen bzw. Erfahrungswerten basiert. Die Wärmeversorger wenden sich mit den Designvorgaben direkt an Speicherhersteller zur Angebotslegung [5]. Zu erwähnen ist, dass es sich bei den meisten Speichern in Nahwärmenetzen um „Standard“-Produkte handelt, die je nach Größe, montagefertig auf die Baustelle geliefert werden. Das bedeutet, dass gegenüber den industriellen Behältern, die fast ausschließlich Individuallösungen darstellen, weniger Montageaufwand vor Ort notwendig ist. Zudem existiert in diesem Segment eine Vielzahl an

Herstellern, bei denen Speicher bis zu einigen Kubikmetern aus „Katalogen“ bestellt werden können.

Wie zuvor erwähnt nehmen Nahwärmebetreiber die Dimensionierung der Speichergrößen meist selbst vor. Üblicherweise wird bei der Planung eines Nahwärmenetzes eine Jahresdauerlinie anhand von Wetterdaten für den jeweiligen Standort generiert. Zusätzlich werden die, um die Heizgradtage bereinigten, Energieverbräuche der Kunden herangezogen. Anhand dieser Daten werden die Leistungen der Wärmeerzeugungseinheiten, unter Berücksichtigung von Umwandlungswirkungsgraden, bestimmt. Nach Festlegung der Erzeugungsleistungsgrößen wird der Wärmespeicher anhand des prognostizierten Lastganges, basierend auf den Kundenenergieverbrauchsangaben, ausgelegt. Die Größenordnung des Speichers wird vor allem durch die Morgen- und Abendspitze beeinflusst. Speicher in Nahwärmenetzen werden so gewählt, dass sie zur Deckung der Tagesspitzen beitragen. Sie werden oftmals zur Besicherung des Netzes auf 2 bis 3 Stunden des Energiebedarfs ausgelegt. Der Einsatz des Speichers ermöglicht es, dass die Wärmeerzeugungsanlagen kleiner als die höchste auftretende Last (unter Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsfaktors) dimensioniert werden können, da der Speicher zur Spitzenlastdeckung beiträgt [6]. Ein weiterer Vorteil ist, dass die Wärmeerzeugungsanlagen in einem kontinuierlichen Lastbereich betrieben werden können. Dies wirkt sich positiv auf die Lebensdauer und auf die Emissionen aus [7].

Seitens der Wärmeversorger wird jedoch angeführt, dass nicht immer die berechnete Speichergröße (anhand der zuvor beschriebenen Vorgehensweise) auch tatsächlich umgesetzt wird. So werden die Berechnungen eher als Orientierungsgröße gesehen. Vielmehr entscheiden Rahmenbedingungen wie örtliche Gegebenheiten und letztendlich die Kosten. Vor allem bei Nahwärmenetzen gilt es oftmals, Speicher in (bestehende) Gebäude wie z.B. der Heizzentrale unterzubringen. Der Platzbedarf stellt somit ein oberes Limit für die Speichergröße dar. Letztendlich führen die Betreiber die Kosten als entscheidendes Kriterium an. So kommt es durchaus auch vor, dass ein größerer Speicher, als ursprünglich vorgesehen, realisiert wird. Der Grund dafür ist, dass die spezifischen Kosten bei höheren Speichern abnehmen [4] & [6].

So führte z.B. ein Betreiber an, dass anstatt eines geplanten 30 m³ ein 45 m³ Speicher gebaut wurde, da sich im Zuge der Ausschreibung/Angebotseinholung herausstellte, dass der größere Speicher mit 32.000 € (inkl. Lieferung vor Ort, ohne Dämmung) um lediglich 5.000 € mehr gegenüber dem kleineren kostete. Die Begründung der geringen Mehrkosten liegt darin, dass die beiden Speicher baugleich waren (selben Anschlüsse usw.) und sich nur durch etwas mehr Material (Stahl) unterschieden.

Typische Speichergrößen in Nahwärmenetzen werden mit 40 – 80 m³ angegeben. Laut den Interviewpartnern liegt dies daran, dass diese Speichergrößen noch gut mit LKWs transportiert werden können ohne aufwendige Sondergenehmigungen bzw. Sondertransporte zu erfordern. Als Richtwerte für eine einfache Transportfähigkeit solcher Speicher werden Durchmesser kleiner 3 m sowie Höhen (\triangleq Transportlängen) unter 15 m angegeben. Das bedeutet, dass die technischen und regulatorischen Transportbestimmungen (z.B. Abmessungen, Nutzlasten, Routeneinschränkungen, ...) von Lastkraftwagen eine erste Barriere bei der Speicherdimensionierung darstellen. Die jeweilige Transportfähigkeit ist je nach Dimensionierung, Lokalität und weitere einschränkende Situationen gesondert zu überprüfen [6] & [7].

2.4.1 Zweizonenspeicher (System Hedbäck)

Schwimmende Düse, (Nürnberg, Großkrotzenburg)

Bei dem atmosphärischen Zwei-Zonen-Speicher handelt es sich um ein Speicherkonzept des schwedischen Ingenieurs Hedbäck. Ein druckloser Tankspeicher wird im oberen Bereich durch eine ca. 90 °C warme Wassersäule beaufschlagt. Durch ein gedämmtes Zwischendach ist die obere Zone von der unteren getrennt. Der hydrostatische Druck in der unteren Zone ermöglicht maximale Beladetemperaturen von über 100°C, wodurch die Speicherkapazität bei gleichbleibendem Volumen gesteigert werden kann. Je nach Gestaltung der beiden Zonen können unterschiedliche maximale Speichertemperaturen realisiert werden. Anwendung findet diese Speichertechnologie unter anderem in Nürnberg (N-ergie) und bei der Großkraftwerk Mannheim AG. Neben der Speicherung von Warmwasser übernimmt der Speicher dort auch die Druckhaltung des Fernwärmenetzes und ist daher entsprechend dimensioniert. Die Baukosten für einen Speicher nach dem System Hedbäck liegen im Bereich von rund 800 €/m³ [8]. Folgende Abbildung 2 visualisiert schematisch den Aufbau eines derartigen Speicherbehälters:

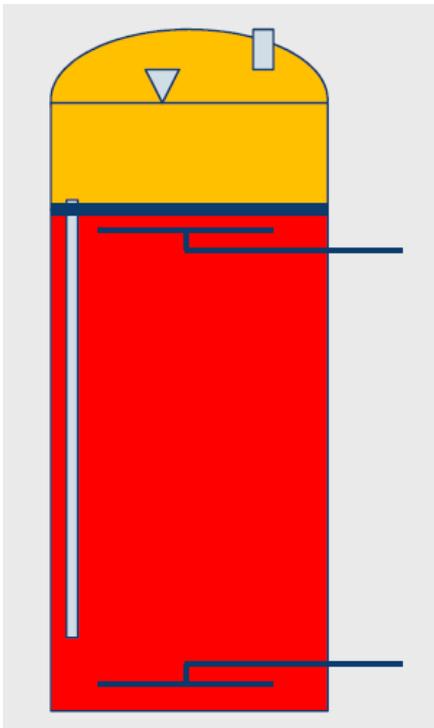


Abbildung 2: Zweizonenspeicher, schematisch. Gelb: Auflastungszone, Rot: Heißwasserzone mit Lade- und Entlade-Düse

3 Langzeitspeicher

In dem Projekt heat_portfolio werden verschiedene Technologien hinsichtlich Ihrer Eignung als Langzeit-Wärmespeicher untersucht. Dieses Kapitel fasst die Literaturrecherche zu den Langzeitwärmespeichern zusammen. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse dienen als Grundlage für die Simulationsmodelle. Zusätzlich werden Nahwärmenetze vorgestellt, bei welchen Langzeitwärmespeicher bereits eingesetzt werden.

3.1 Literaturrecherche

Der Fokus der Literaturrecherche beruhte auf dem Ziel, bestehende Saisonalspeicher in Deutschland und Dänemark, zu finden, die in Kombination mit Wärmepumpen betrieben werden. Der Schwerpunkt lag dabei auf Betriebsparameter, Hydraulische Einbindung sowie auf Regelungsstrategien existierender Langzeitwärmespeicher. Anhand dieser Informationen und Erfahrungen wurde ein State of the Art Simulationsmodell eines Saisonalspeichers aufgebaut.

Während der Recherche wurden zahlreiche Gespräche mit verschiedensten Institutionen sowie Planern und Betreibern von Anlagen mit Saisonalspeichern geführt. Die folgende Auflistung gibt einen Überblick über die Unternehmen mit denen im Zuge der Literaturrecherche Erfahrungsaustausch stattfand:

- Marstal Fjernvarme (Betreiber der Anlage Marstal in Dänemark)
- Dronninglund Fjernvarme (Betreiber der Anlage Dronninglund in Dänemark)
- Brædstrup Fjernvarme (Betreiber der Anlage Brædstrup in Dänemark)
- Vojens Fjernvarme (Betreiber der Anlage Vojens in Dänemark)
- Solites (führende Rolle bei Planung und wissenschaftliche Begleitung der Anlagen in Deutschland)
- Planenergi (Planungsbüro und wissenschaftliche Begleitung unter anderem für Marstal)
- Rambøll Energi (Planung der Anlage Vojens)
- ZAE Bayern (Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung)
- PKi (Planung der Anlage Eggenstein in Deutschland)
- S.O.L.I.D. (Planungsbüro für solare Großanlagen)
- TIB (Technische Informationsbibliothek; allgemeine Literaturquelle)
- BINE Informationsdienst (Literaturquelle im Bereich Energieforschung des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie)

3.2 Rahmenbedingungen und Gliederung

Die Technologie von großvolumigen saisonalen Wärmespeichern wird in Europa seit Mitte der 1970er Jahre erforscht. Die erste Versuchsanlage wurde 1978/79 in Schweden im Zuge eines nationalen Forschungsprogrammes realisiert. Durch Zusammenarbeit mit der Internationalen Energie Agentur (IEA) (IEA SHC Task 7) wurden Langzeitwärmespeicher auch in anderen Ländern erforscht. Während die meisten Länder wieder ihre Forschungsprogramme gestoppt haben, startete in Deutschland 1993 das Forschungs- und Entwicklungsprogramm Solarthermie-2000 bzw. das Nachfolgeprogramm Solarthermie2000plus in denen einige Versuchsanlagen gebaut wurden. Zuletzt setzte Dänemark verstärkt auf großvolumige Saisonalspeicher in Kombination mit entsprechend dimensionierten Solarkollektorfeldern, um die in den

Sommermonaten produzierte Solarwärme, im Winter für Heizzwecke bereitzustellen. Der Einsatz von Langzeitwärmespeichern ermöglicht großes Potenzial, fossile Energieträger bei der Warmwasserbereitung und Heizung durch Solarenergie zu substituieren. Außerdem kann diese Technologie für folgenden Einsatzbereiche verwendet werden [9]:

- Erhöhter Einsatz von Biomasse bei der Stromproduktion
- Erhöhter Einsatz von Geothermie
- Erhöhter Einsatz von Abfallwärme der Industrie
- Erhöhter Einsatz zur Speicherung von Wärme aus Müllverbrennungsanlagen
- Erhöhter Einsatz von Wärme durch KWK-Anlagen
- Spitzenlastreduzierung und schaffen eines Freiheitsgrades zwischen Strom- und Wärmeerzeugung.

Langzeitwärmespeicher lassen sich in folgende vier Kategorien einteilen:

- Behälter-Speicher (Tank thermal energy storage (TTES))
- Erdbecken-Speicher (Pit thermal energy storage (PTES))
- Erdsonden-Speicher (Borehole thermal energy storage (BTES))
- Aquifer-Speicher (Aquifer thermal energy storage (ATES))

In Abbildung 3 sind die spezifischen Investitionskosten in Euro pro Kubikmeter Wasseräquivalent von bereits realisierten sowie die geplanten Kosten von Speicher-Studien angeführt. Die genannten Speicher sind Hochtemperatur-Wärmespeicher (maximale Arbeitstemperatur von 95 °C) welche vorwiegend in Kombination mit Solaranlagen als Saisonspeicher betrieben werden. In der Abbildung ist ersichtlich, dass die spezifischen Investitionskosten mit steigender Speichergröße sinken. Eine angebrachte Dimensionierung für Saisonspeicher beträgt mindestens 2.000 m³ Wasseräquivalent. In dieser Größenordnung variieren die spezifischen Investitionskosten zwischen 40 und 250 €/m³_{WÄ}. In der Grafik ist erkennbar, dass Behälter-Wärmespeicher gegenüber den anderen Speichertypen tendenziell teurer sind. Allerdings, haben sie Vorteile hinsichtlich thermodynamischer Eigenschaften und sie können beinahe überall errichtet werden. Die Grafik zeigt, dass Erdsonden- und Aquifer-Speicher die günstigsten Bauformen sind. Jedoch benötigen sie oft zusätzliches Equipment für den Betrieb wie Pufferspeicher oder Wasseraufbereitungsanlagen, wodurch die Gesamtkosten steigen könnten. Des Weiteren gelten für diese Speichertypen höhere Anforderungen an den lokalen Untergrund sowie an die Genehmigungsverfahren. Die Wirtschaftlichkeit von Systemen mit Langzeitwärmespeichern wird nicht nur durch die Kosten bestimmt, sondern hängt auch maßgeblich von der Leistungsfähigkeit der Speicher selbst und von der Anlagenkonfiguration ab. Daher kann keine allgemeingültige Aussage getroffen werden welcher Speichertyp am wirtschaftlichsten ist. Vielmehr muss jedes System für sich selbst auch hinsichtlich der Vollkosten (Investition, Wartung und Betrieb) untersucht werden [10].

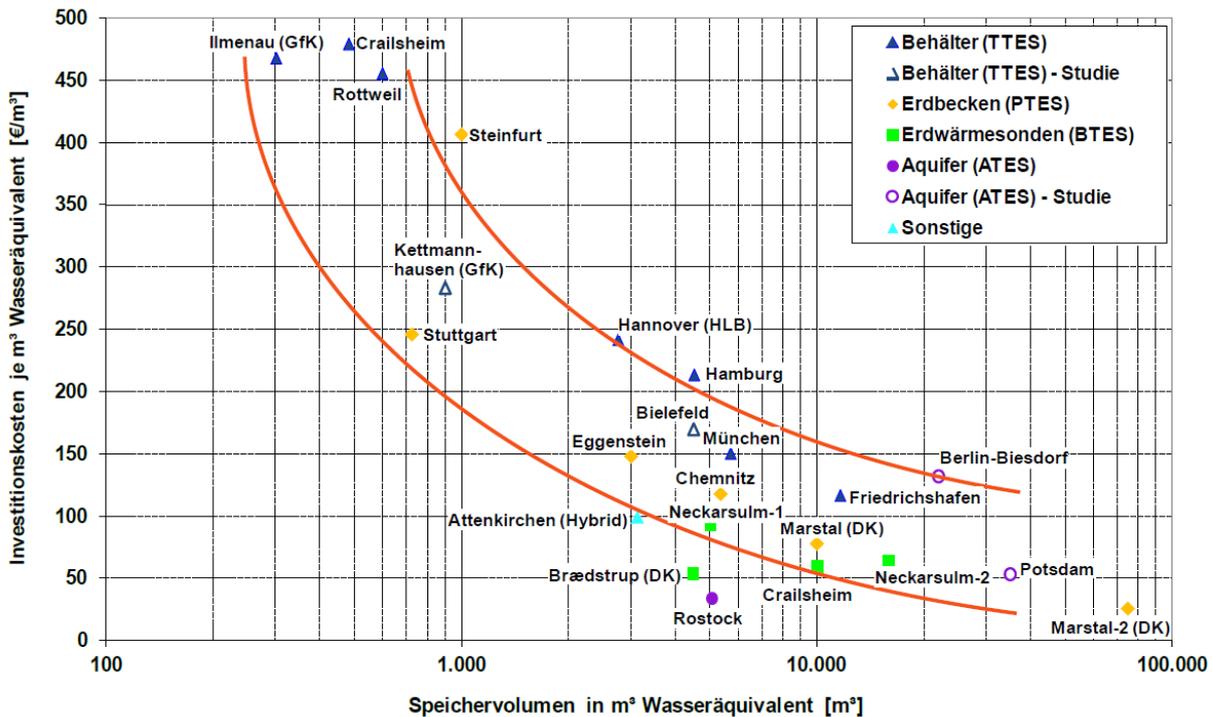


Abbildung 3: Spezifische Kosten von saisonalen Wärmespeichern (Angaben ohne Planungskosten und USt) [11]

Die Wahl des zu verwendeten Langzeitwärmespeichers hängt von verschiedensten Anforderungen ab. Eine der wichtigsten Anforderungen ist die Temperatur-, Feuchte- und Druckbeständigkeit der zu verwendenden Materialien sowie eine Lebensdauer von 30 bis 50 Jahren [12]. Im Folgenden werden die vier Speichertypen kurz beschrieben und Kennzahlen angeführt.

Behälter-Speicher (Tank thermal energy storage (TTES))

Dieser Speichertyp bietet die universellsten Einsatzmöglichkeiten. Er ist unabhängig von der Geologie und kann sowohl im freien Stehen als auch unterirdisch vergraben werden. Große Speicher dieses Typs werden in Stahlbetonbauweise errichtet. Teilweise gibt es auch bestehende Speicher mit Edelstahlblech-Auskleidung. Der Behälter-Wärmespeicher besitzt folgende Eigenschaften [12], [11] & [10]:

- Kapazität: 60 – 80 kWh/m³
- Speichervolumen für 1 m³ Wasseräquivalent: 1 m³
- Kosten: 100 – 500 €/m³ WÄ (Anlage München: 150 €/m³ Wasseräquivalent)
- Geologische Anforderungen: Stabiler Untergrund; kein Grundwasser; Tiefe: 5 – 15 m

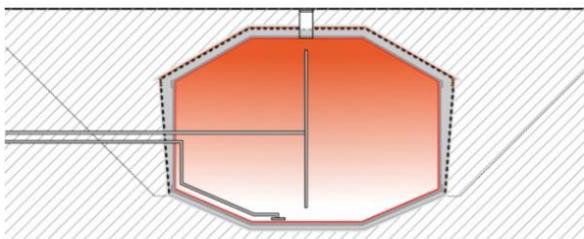


Abbildung 4: Behälter-Wärmespeicher (Tank thermal energy storage (TTES)) [9]

Erdbecken-Wärmespeicher (Pit thermal energy storage (PTES))

Erdbecken-Wärmespeicher werden ohne statische Konstruktion errichtet. Sie werden hauptsächlich durch Aushub vor Ort errichtet und mit einer wärmedämmenden Hülle sowie einer

Wasserdichten Folie ausgestattet. Als Wärmespeichermedium kommt reines Wasser als auch Kies/Sand/Gestein in Kombination mit Wasser in Frage. Einer der größten Speicher befindet sich in Marstal und hat ein Speichervolumen von 75.000 m³. Der Erdbecken-Wärmespeicher hat folgende Charakteristika [12], [11] & [10]:

- Kapazität: 60 – 80 kWh/m³ (Kies-Wasser: 30 – 50 kWh/m³)
- Speichervolumen für 1 m³ Wasseräquivalent: 1 m³ (Kies-Wasser: 1,3 – 2 m³)
- Kosten: 30 – 400 €/m³ WÄ (Anlage Eggenstein: 148 €/m³ Wasseräquivalent)
- Geologische Anforderungen: Stabiler Untergrund; kein Grundwasser; Tiefe: 5 – 15 m

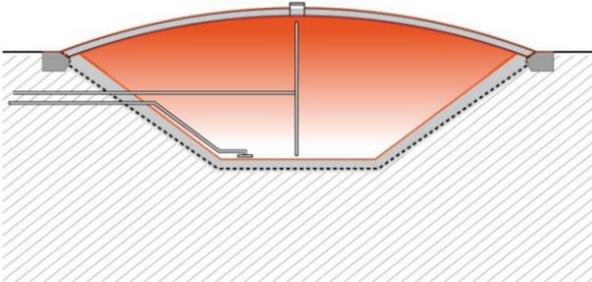


Abbildung 5: Erdbecken-Wärmespeicher (Pit thermal energy storage (PTES)) [9]

Erdsonden-Wärmespeicher (Borehole thermal energy storage (BTES))

Bei diesem Speichertyp dient der Untergrund als Speichermedium, welches über Erdsonden nutzbar gemacht wird. Gute Speichereigenschaften besitzen Gesteinsschichten und wasserhaltiger Boden ohne natürlichen Grundwasserfluss. Erdsonden-Wärmespeicher haben eine horizontale Temperaturschichtung (von innen nach außen) anstatt einer vertikalen. Der Grund dafür ist, dass der Wärmeübergang durch Wärmeleitung anstatt durch Konvektion erfolgt. Der Erdsonden-Wärmespeicher weist folgende Kennzahlen auf [12], [11] & [10]:

- Kapazität: 15 – 30 kWh/m³
- Speichervolumen für 1 m³ Wasseräquivalent: 3 – 5 m³
- Kosten: 50 – 100 €/m³ WÄ (Anlage Crailsheim: 59 €/m³ Wasseräquivalent)
- Geologische Anforderungen: Bohrbare Untergrund; hohe Wärmespeicherkapazität des Untergrundes; Tiefe: 30 – 100 m

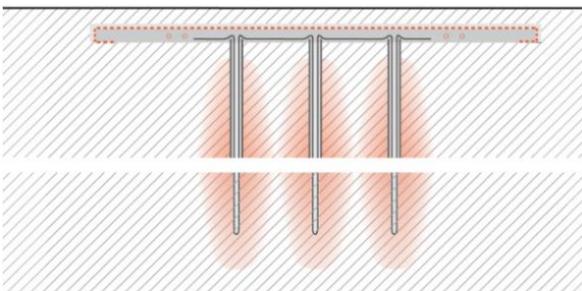


Abbildung 6: Erdsonden-Wärmespeicher (Borehole thermal energy storage (BTES)) [9]

Aquifer-Wärmespeicher (Aquifer thermal energy storage (ATES))

Für den Aquifer-Wärmespeicher werden wasserführende Gesteinsschichten (Sand, Kies, Sandstein, Kalkstein-Schichten) benötigt, die eine hohe hydraulische Leitfähigkeit besitzen. Es ist wichtig, dass kaum ein natürlicher Grundwasserfluss stattfindet. Um ein Aquifer als Speicher zu verwenden sind zwei Bohrungen notwendig über die Be- und Entladen wird. Da Aquiferspeicher nicht thermisch gedämmt werden können, ist es notwendig, dass sie entsprechende

Speichervolumina besitzen (über 20.000 m³) um sie effizient betreiben zu können. Typische Eigenschaften für den Aquifer-Wärmespeicher sind [12], [11] & [10]:

- Kapazität: 30 – 40 kWh/m³
- Speichervolumen für 1 m³ Wasseräquivalent: 2 – 3 m³
- Kosten: 30 – 150 €/m³ WÄ (Anlage Rostock: 34 €/m³ Wasseräquivalent)
- Geologische Anforderungen: natürliche Aquifer-Schicht; kein oder geringer natürlicher Grundwasserfluss; Aquiferschichtdicke: 20 – 50 m

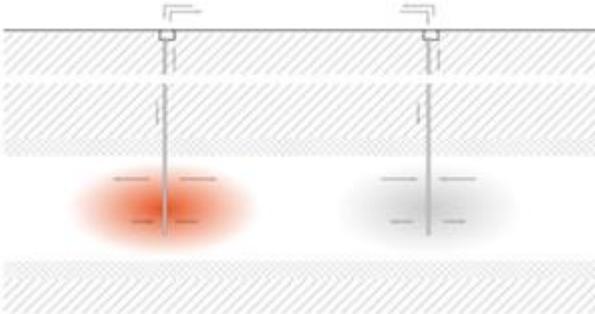


Abbildung 7: Aquifer-Wärmespeicher (Aquifer thermal energy storage (ATES)) [9]

Nähere Informationen zu Saisonalspeichern und deren Charakteristika sind in [10] angeführt.

3.3 Best-Practice-Beispiele

Anhand der zuvor beschriebenen Kriterien, erfolgte ein Screening von bestehenden Anlagen. Einen ersten Überblick über realisierte Anlagen in Deutschland und Dänemark liefert die Webseite www.saisonalspeicher.de [13]. Anhand dieser Daten wurde eine Übersicht der Anlagen und ihren Spezifika erstellt, welche in Tabelle 1 zusammengefasst sind. Zu diesen Anlagen wurde detaillierter nach Abschlussberichten und Studien recherchiert. Dabei wurden auch zahlreiche Gespräche mit verschiedensten Institutionen sowie Planern und Betreibern von Anlagen geführt.

Tabelle 1: Ergebnis der Anlagenerhebung [13]

Anlage	Wärmeerzeuger							Speichertyp				Speichervolumen		Wärmekapazität [MWh]	Kosten Wärmespeicher absolut [€]	Kosten Wärmespeicher spezifisch [€/m ³ -WÄ]	Kollektorfläche [m ² Apeatur]	Solarer Deckungsanteil [%]	Inbetriebnahme		
	Wärmepumpe (el.)	Wärmepumpe (Abs.)	Wärmepumpe (CO ₂)	Solarthermie (FK)	Solarthermie (VR)	Gaskessel	Fernwärme	Sonstige	Behälter (TTES)	Erdbecken (PTES)	Erdsonde (BTES)	Aquifer (ATES)	Pufferspeicher							Absolut [m ³]	Wasseräquivalent [WÄ]
Attenkirchen	x								x		x			500 (T) + 9.350 (A)	2.850	165	308.500	109	800		2002
Augsburg										x									2.000		1998
Berlin		3										x						130			1999
Braedstrup (DK)	x			x					x		x		x	19.000	4.500	260	240.000	54	18.600		2012
Chemnitz				x		x				x				8.000	5.360	310	629.100	117	540	42	2000 & 2008
Crailsheim	x						x				x		x	37.500	10.000	580	592.600	59	7.500	50	2007
Dronninglund (DK)		x							x					62.000			1.936.000	31	37.573	41	1989 & 2013
Eggenstein	x					x				x				4.500	3.000	175	433.000	144	1.600	35	2008
Friedrichshafen				x		2			x					12.000	12.000	675	1.351.642	117	4.050		1996
Hamburg I						2			x	x				4.500	4.500	260	960.460	213	2.000		1996 - 2008
Hamburg II							x		x			x		4.150	4.150	240					2010
Hannover							x							2.750	2.750	160	664.680	242	1.350	39	200
Marstal (DK)				x					x	x				75.000 + 10.000	10.000	4.350	2.670.000	39	33.300	50	2012
München		x								x				5.700	5.700	330	953.000	167	2.700		2007
Neckarsulm	x										x			63.360	21.120	496	1.300.000	60	5.670		1997 & 2001
Neubrandenburg		x																			2005
Rostock	x													2.000				30	980		2000
Steinfurt							x					x		1.500				405	510	36	1998

Im Anhang B werden je zwei Anlagen aus Dänemark und Deutschland näher beleuchtet.

3.4 Zusammenfassende Erkenntnisse

Saisonalspeicher:

Die Wahl nach dem passenden Speicherkonzept muss für jedes System explizit betrachtet werden. Berücksichtigt werden müssen die lokalen geologischen Gegebenheiten, System Integration, geforderte Speicherkapazität, Leistungen und Temperaturniveaus, Zyklen Anzahl pro Jahr, rechtliche Rahmenbedingungen. Für Erdsonden- und Aquiferwärmespeicher gelten üblicherweise höhere behördliche Auflagen, vor allem hinsichtlich wasserrechtlicher Bestimmungen. Schlussendlich spielt die wirtschaftliche Machbarkeit unter Berücksichtigung sämtlicher Vollkosten einen entscheidenden Faktor. Die Entscheidung zwischen Behälter-/Erdbeckenspeicher und Erdsonden-/Aquiferspeicher wird auch stark von den lokalen Grundstückspreisen beeinflusst [10]. In den Anlagenkonzepten von Erdsonden-Wärmespeichern, werden meistens auch Pufferspeicher vorgesehen. Dadurch kann der Langzeitwärmespeicher auf die Wärmespeicherkapazität ausgelegt werden ohne den limitierenden Effekt aufgrund von maximalen Beladeleistungen (siehe auch [14]).

Bei der Umsetzung von Langzeitwärmespeichern ist zu beachten, dass die Speicher, je nach Speichertyp, zwei bis 5 Jahre benötigen um eingeschwungen und voll Einsatzbereit zu sein. Während dieser Phase, wird das angrenzende Erdreich erwärmt wodurch die Wärmeverluste ebenso höher sind [10].

Saisonalspeicher werden vor allem bei solar unterstützten Nahwärmenetzen eingesetzt um den solaren Deckungsgrad des Wärmebedarfes zu erhöhen. Aktuell werden solare Deckungsgrade von 50 Prozent und mehr erreicht. Die größten Langzeitwärmespeicher befinden in Dänemark. Einer davon ist in Marstal realisiert, welcher ein Volumen von 75.000 m³ besitzt und als Erdbecken-Speicher ausgeführt ist. Das maximal nutzbare Temperaturniveau liegt bei 95 °C, wobei die meisten Speicher in der Praxis bis zu 85 °C beladen werden. Der untere nutzbare Temperaturbereich wird von der Rücklauftemperatur des gekoppelten Wärmenetzes bestimmt. Bei den meisten Anlagen liegt diese bei ca. 40 °C. Um Saisonalspeicher besser bewirtschaften zu können, werden vermehrt Wärmepumpen eingesetzt.

Wärmepumpen in Kombination mit Saisonalspeichern:

Die Rücklauftemperatur eines Wärmenetzes stellt ein limitierendes Kriterium hinsichtlich des minimalsten verwendbaren Temperaturniveaus einer solar gestützten Wärmeerzeugung in Kombination mit Saisonalspeichern. Dadurch wird im Wesentlichen auch die Anlageneffizienz bzw. die Dimensionierung von solchen Anlagen bestimmt. Mithilfe des Einsatzes von Wärmepumpen ist eine Reduktion des mittleren Temperaturniveaus möglich, wodurch die Wärmeverluste gesenkt werden und der spezifische Ertrag von Solarkollektoren gesteigert werden kann. Durch die Temperaturabsenkung erhöht sich die nutzbare Temperaturdifferenz im System, was einen Anstieg der volumenspezifischen Speicherkapazität zur Folge hat. Demzufolge können Saisonalspeicher bei identem System kleiner dimensioniert werden gegenüber dem selbigen Konzept ohne Wärmepumpe [14].

Die Verwendung von Langzeitwärmespeichern ermöglicht den Wärmepumpen ein höheres Wärmequellentemperaturniveau, wodurch bessere Jahresarbeitszahlen gegenüber herkömmlichen erdgekoppelten Wärmepumpen erreicht werden können. Das Prinzip der Integration von Wärmepumpen in Kombination mit Langzeitwärmespeichern ist überall dasselbe. Die

Wärmepumpe wird hydraulisch zwischen Wärmespeicher und Wärmenetz platziert, mit dem Ziel, einen gesteigerten Ertrag der Solaranlage zu erreichen. Diesem Nutzen steht der zusätzliche Verbrauch der Antriebsenergie für die Wärmepumpe (Primärenergieaufwand) gegenüber [15].

Die Untersuchungen von bestehenden Anlagen haben ergeben, dass die Langzeitwärmespeicher bis zu einem Temperaturniveau von 40 °C direkt das Nahwärmenetz anspeisen. Um den Saisonspeicher besser zu bewirtschaften, wird unter 40 °C eine Wärmepumpe betrieben um die Temperatur auf ein nutzbares Niveau anzuheben und den Speicher bis zu 10 °C runterkühlen. Das angepeilte Ziel von 10 °C wird in der Praxis jedoch meist noch nicht erreicht. Unterste Werte die in Zusammenhang mit Wärmepumpen erreicht werden sind ca. 20 °C. Neben den nicht erreichten Mindesttemperaturen, haben manche Anlagen noch mit dem Problem zu geringer solarer Deckungsgrade zu kämpfen. Teilweise liegen die erreichten Werte um 10 % niedriger als die berechneten Werte. Als Ursache für das Verfehlen dieses Ziels, weisen Planer und Bertreiber auf die in der Praxis höheren Rücklauftemperaturen in den Wärmenetzen, gegenüber den Planungs-/Simulationswerten, hin. Ein weiterer Grund für die, in Forschungsarbeiten untersuchten nicht erreichten solaren Deckungsgrade ist, dass manche Systeme zur Zeit der Abschlussberichte noch nicht eingeschwungen waren. Dies betrifft vor allem die Erdsonden- und Aquiferwärmespeicher.

Da Wärmepumpen erst in den letzten Jahren verstärkt in solar unterstützten Nahwärmesystemen mit Langzeitwärmespeichern in Einsatz kommen, müssen noch Erfahrungswerte gesammelt und daraus Optimierungsmaßnahmen abgeleitet und umgesetzt werden. Durch den hohen innovativen Charakter von den Pilotanlagen ist es essentiell, diese wissenschaftlich zu begleiten sowie anhand von Monitoring Daten kontinuierlich hinsichtlich ihrer Performance zu evaluieren und zu optimieren.

4 Speicherauslegung

The aim of Task 5.1 within the work package 5 is the evaluation and development of methods for the dimensioning of thermal storages in district heating networks, with focus on the integration of renewable and alternative energy sources (in particular industrial waste heat and solar thermal). This study introduces the basis and results for the following methods:

- Engineering methods (section 4.2)
- Simulation method (section 4.3)
- Mathematical methods (section 4.4)

The mathematical methods are based on frequency analyses of producers and consumers profiles, which reveal the recommended storage capacity. The provided approach reduces the complexity of the calculation in any design phase. The simulation method requires the development of an optimization model, which evaluates the cost optimal storage size as well as operation strategy for every scenario. The engineering methods (detailed in “section 4.2”) are determined by design rules from manufactures and they estimate the dimension of the storage considering the total capacity installed in the network.

The storage dimensioning methods are applied to a sample of representative district heating networks in Austria. The results allow the assessment of the recommended storage size for each scenario, as well as the comparison of the potentials and limitations of the different methods. The outcomes will be included in a guidebook which will enable users to choose the predefined scenario that matches the network investigated, considering similarities in their properties, and size the storage according to the volume recommended by the methods.

4.1 Literaturstudie

Im Zuge einer Erhebung wurde versucht, Informationen zu Auslegungsregeln von thermischen Speichern in Wärmenetzen sowie gängige Engineering Methoden zu erlangen. Die Untersuchung erfolgte zum einen durch Literaturrecherche und zum anderen anhand von Interviews mit Herstellern aus dem Anlagen- und Apparatebau, Wärmenetzbetreibern, sowie einem Ingenieur-Dienstleistungs-Unternehmen des industriellen Anlagenbaues. Die Erhebung ergab, dass in der Literatur keine allgemeingültigen „Faustformeln“ bekannt sind. Ein ähnliches Bild erbrachte die Befragung von Experten. Diesen sind keine verallgemeinerungsfähigen Auslegungsregeln bekannt. Laut Expertenangaben gestaltet sich die Dimensionierung von thermischen Speichern in Wärmenetzen sehr projektspezifisch und individuell. Zudem wurde angemerkt, dass die letztendliche Entscheidung der Speichergröße nicht immer anhand von technischen bzw. physikalischen Kriterien beruht. Im Folgenden werden die Ergebnisse der Untersuchung erläutert. Inwiefern die in Kapitel 4.1.1 erhobenen Dimensionierungsansätze in bestehenden Fernwärmenetzen umgesetzt wurden/werden, wird in Kapitel 4.1.3 untersucht. Grundlage dafür bildet eine Recherche zu Fernwärmenetzen in Österreich (Kapitel 4.1.2).

4.1.1 Empirische Ansätze zur Grobdimensionierung

Die zuvor beschriebene Recherche brachte keine allgemeingültige Methoden bzw. Kenngrößen für die Dimensionierung von Speichern in Wärmenetzen hervor. Jedoch wurden Kennzahlen als Planungshilfe von Speichern für Wärmepumpen, Holzkessel und Solarkollektoren erhoben, welche

im Folgenden vorgestellt (siehe auch Abbildung 8) werden. Die Kenngrößen sollen dabei Ansätze zur Grobauslegung von Speichern in Wärmenetzen liefern.

In [16] werden Ansätze zur Ermittlung der Pufferspeichervolumina basierend auf der Wärmeleistung der folgenden Erzeuger beschrieben:

- Holzkessel: $V [l] = 417 [l] + 26 [l/kW] * Q_{th} [kW]$ (grüne Linie in Abbildung 8)
- Wärmepumpe: $V [l] = 73 [l] + 6 [l/kW] * Q_{th} [kW]$ (orange Linie in Abbildung 8)
- BHKW: $V [l] = 104 [l] + 10 [l/kW] * Q_{th} [kW]$ (graue Linie in Abbildung 8)

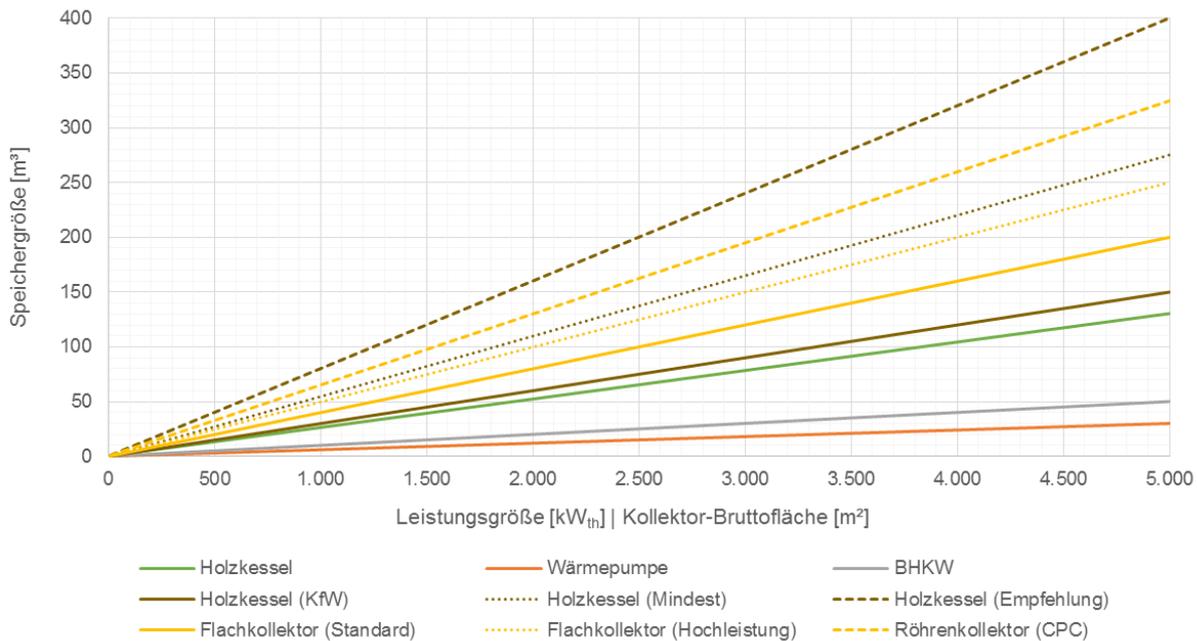


Abbildung 8: Planungshilfe für die Grobdimensionierung von Pufferspeichern anhand von verschiedenen Technologien [16] & [17] & [18]

Ein anderer Ansatz basiert auf den Angaben eines Nahwärmenetzbetreibers. Dieser nennt ein Pufferspeichervolumen von 30 l/kW thermischer Leistung eines Biomassekessels als gute Näherung für eine Überschlagsrechnung. Der angegebene Wert hat den Ursprung aus einer Anforderung des deutschen KfW-Förderprogrammes Erneuerbare Energien [17]. Nach Angaben des Nahwärmebetreibers wird die Kenngröße als gute Referenz gesehen, die auch die Speichergrößen der eigenen Anlagen widerspiegelt. In Abbildung 8 ist dieser Kennwert durch eine braune Linie mit der Beschriftung „Holzkessel (KfW)“ dargestellt.

Der Hersteller und Anbieter von Heizungskomplettsystemen „Solarbayer“ gibt ebenfalls Kennwerte für Holzkessel und thermische Solaranlagen in einer Planungshilfe an. Die Kenngrößen für Pufferspeicher werden in der Planungshilfe nur bis einige Kilowatt angeführt [18]. Jedoch werden die angeführten Kennwerte seitens Solarbayer als anwendbar für Nahwärmenetze betrachtet [7]. Faustformeln zur Berechnung von Pufferspeichern für Holzkessel und thermische Solaranlagen werden in der Planungshilfe folgend beschrieben [18]:

- Holzkessel (Mindest): Mindestens 55 l/kW_{th} Nennwärmeleistung (braun gepunktete Linie in Abbildung 8)
- Holzkessel (Empfehlung): Empfehlung von 80 l/kW_{th} Nennwärmeleistung (braun gestrichelte Linie in Abbildung 8)
Alternativberechnung: 12 Liter Puffervolumen je Liter Füllraumvolumen des Kessels
- Flachkollektor (Standard): Mindestens 40 l/m² Bruttokollektorfläche (gelbe Linie in Abbildung 8)

- Flachkollektor (Hochleistung): Empfehlung von 50 l/m² Bruttokollektorfläche (gelb punktierte Linie in Abbildung 8)
- Röhrenkollektor (CPC): Empfehlung von 60 – 70 l/m² Bruttokollektorfläche (gelb strichlierte Linie in Abbildung 8)

4.1.2 Kurzzeitspeicher in Österreichischen Fernwärmenetzen

Um Aussagen über typische österreichische Wärmenetze samt allgemeingültigen Kennzahlen ableiten zu können, erfolgte eine Recherche zu der Struktur von Nah- und Fernwärmenetzen in Österreich. Da es keine österreichweite Datenbank¹ gibt, in der sämtliche Wärmenetze (städtische bis Mikronetze) erfasst sind und abgerufen werden können, mussten Daten aus verschiedenen Quellen recherchiert werden. Grundlage für die Recherche bildeten Literaturangaben, Informations- und Referenzfolder sowie Interviews mit Ansprechpartnern von verschiedenen Wärmenetzen. Insgesamt konnten Daten von rund 150 Wärmenetzen in Österreich in der Bandbreite von den großen städtischen bis hin zu kleinen Mikrowärmenetzen erhoben werden. Zu den einzelnen Wärmenetzen wurden Informationen zu den jeweiligen Erzeugungseinheiten (Energienmengen, Leistungen, ...), dem Netz (Länge, Temperaturniveau) selbst, sowie zu vorhandenen thermischen Speichern eingeholt. Mithilfe dieser Informationen erfolgte der Versuch, die Wärmenetze in drei Kategorien einzuteilen und deren Charakteristika zu beschreiben. Die Einteilung der Kategorien geschah anhand der jährlichen Wärmeproduktion der einzelnen Wärmenetze mit folgenden Grenzwerten:

- Urban (Wärmeproduktion: > 75.000 MWh/a)
- Sub Urban (Wärmeproduktion: > 10.000 und ≤ 75.000 MWh/a)
- Rural (Wärmeproduktion: ≤ 10.000 MWh/a).

Die Kategorie „Urban“ soll mit sechs erfassten Datensätzen repräsentativ für städtische Wärmenetze mit einer Wärmeproduktion größer als 75 GWh/a stehen. Für die Kategorie „Sub Urban“ konnten Daten von zehn Wärmenetzen gesammelt werden. Ländliche Wärmenetze werden durch die Kategorie „Rural“ repräsentiert, für die mehr als 130 Datensätze gesammelt wurden. Eine Vielzahl der Wärmenetze aus den Kategorien „Sub Urban“ und „Rural“ ist ebenso im Qualitätsmanagementprogramm „qm heizwerke“ vertreten. Die beiden genannten Kategorien repräsentieren zusammen rund 2.000 Wärmenetze in Österreich.

Die Charakterisierung der österreichischen Wärmenetzstruktur ist in Tabelle 2, auf Basis der gesammelten Daten, zusammengefasst. Da in den Kategorien „Rural“ auch einige Mikrowärmenetze vertreten sind, wurde für die Erstellung der „Charakteristika-Matrix“ nach Netzen gefiltert, die eine Netzlänge von mindestens 1 km aufweisen. Das bedeutet, dass Wärmenetze unter 1 km Netzlänge nicht in Tabelle 2 berücksichtigt werden. Als Einteilungskriterium wurde, wie zuvor beschrieben, die jährliche Produktion an Wärmeenergie gewählt. Anhand dieses Kriteriums konnte nach stichprobenartiger Überprüfung der Einwohnerzahl der entsprechend verorteten

¹ Gründe dafür sind unter anderem, dass es keinen österreichweiten gemeinsamen Dachverband für sämtliche Netze (kleinste bis städtisch) inklusiver systematischer statistischer Evaluierung gibt. Zum Beispiel sind im Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen (FGW) viele kleinere Biomassebasierte Nahwärmenetze nicht berücksichtigt. Ebenso sind die großen städtischen Wärmenetze nicht in der qm heizwerke-Datenbank erfasst, da diese zumeist nicht hauptsächlich Biomasse als Brennstoff benutzen. Andererseits sind teilweise auch kleinste Biomassebasierte Nahwärmenetze nicht Mitglied im besagten Qualitätsmanagementprogramm. Diese Umstände erschweren die Analyse, da auf verschiedene Datenquellen zurückgegriffen werden muss, und deren Datenangaben nicht einheitlich standardisiert sind.

Wärmenetze eine weitere Korrelation gefunden werden. Demnach können den als „Urban“ klassifizierten Wärmenetzen, Orte mit mehr als 10.000 Einwohner² zugeordnet werden. In den ländlichen („Rural“) Wärmenetzen befinden sich hauptsächlich Ortschaften mit weniger als 1.000 Einwohner. Die Einwohnerzahl der untersuchten Wärmenetze aus der Kategorie „Sub Urban“ liegt zwischen 1.000 und 10.000.

Tabelle 2: Allgemeine Charakteristika der österreichischen Wärmenetzstruktur anhand der Kategorien „Rural“, „Sub Urban“ und „Urban“

Allgemeine Kennzahlen	Rural	Sub Urban	Urban ⁽¹⁾	Quelle
Einteilungskriterium: <i>Energieproduktion [MWh/a]</i>	≤ 10.000	> 10.000 - ≤ 75.000	> 75.000	
Einwohner	≤ 1.000 EW	> 1.000 EW - ≤ 10.000 EW	> 10.000 EW	
Produktion [MWh/a]	972 - 9.639 ⁽²⁾	10.513 - 30.097	78.800 - 5.537.000	[19], [20]
Absatz [MWh/a]	788 – 8.000	8.848 - 25.000	65.000 - 5.134.000	[19], [20]
Netzverluste [%]	8 - 28 %	13 - 17 %	7 - 18 %	[19], [20]
Erzeugungsleistung ⁽³⁾ [MW _{th}]	0,35 - 4	2 - 9,67	47 - 2.828	[19], [20]
Anschlussleistung [MW _{th}]	0,6 - 5,8	4,2 - 23	53 – 2.308 ⁽⁴⁾	[19], [20]
Erzeugungs-/Anschlussleistung ⁽⁵⁾ [-]	0,33 - 0,8	0,26 - 0,71	0,5 - 0,9	[19], [20]
Anzahl Erzeugungseinheiten ⁽⁶⁾	1 - 4	1 - 4	2 - 15	[19], [20]
Netzlänge ⁽⁷⁾ [km]	1 - 11,5	3,4 - 25	34 - 986	[19], [20]
Wärmedichte ⁽⁸⁾ [kWh/(Trm*a)]	425 - 2.082	922 - 1.710	1.048 - 5.207	[19], [20]
Netzbelegung ⁽⁹⁾ [kW/Trm]	0,3 – 1,0	0,4 - 1,3	0,9 - 4,5	[19], [20]
Abnehmer ⁽¹⁰⁾ [-]	5 - 210	23 - 381	4.610 - 238.800	[19], [20]
Anschlussgrad ⁽¹¹⁾ [%]	37 - 60 %	k.A.	25 - 40 %	[19], [20]
VL _{Winter} [°C]	84 - 95	94 - 99	95 - 150	[19], [20]
RL _{Winter} [°C]	45 - 50	49 - 55	57 - 65	[19], [20]
Ø Spreizung _{Winter} [K]	42	45	62	
VL _{Sommer} [°C]	70 - 85	70 - 80	70 - 95	[19], [20]
RL _{Sommer} [°C]	50 - 58	55 - 60	60 - 75	[19], [20]
Ø Spreizung _{Sommer} [K]	24	18	15	

² Hinweis: Laut dem Österreichischen Städtebund lebt 44,5 % der Bevölkerung Österreichs in einer der 74 österreichischen Städte mit 10.000 Einwohnern und mehr [53]. Das bedeutet, dass die Kategorie „Urban“ Spezifika von städtischen Wärmenetzen beschreibt, in denen fast die Hälfte der österreichischen Bevölkerung wohnt.

Strom / Wärme ⁽¹²⁾ [%]	1 - 2,6 %	0,9 - 2,5 %	0,6 - 1,7 %	[19], [20]
Thermischer Speicher [m ³]	8 - 50	62 - 320	400 - 34.500	[19], [20]
Solaranlage [m ²]	115 - 2.450	191 - 772	480 - 10.000	[19], [20]
Spezifische Betrachtungen	Rural	Sub Urban	Urban ⁽¹⁾	
Solarthermie Fläche / Wärmeproduktion [m ² /(kWh*a)]	39 - 270	18 - 51	6 - 18	Eigene Berechnungen
spez. Wärmeverbrauch / Abnehmer ⁽¹³⁾ [MWh/a]	18 - 127	55 - 106	14 - 25	
spez. SpeichergroÙe / Wärmeproduktion [l/(MWh/a)]	4 - 24	5 - 11	2 - 56	
spez. SpeichergroÙe / Erzeugerleistung [l/kWh]	8 - 66	19 - 38	4 - 138	
Ausfallsreserve (fossil) / Wärmeproduktion ⁽¹⁴⁾ [%]	0,5 - 1,0 %	0,8 %	- ⁽¹⁵⁾	
Ausfallsreserve (fossil) / Erzeugerleistung ⁽¹⁶⁾ [%]	60 - 130 %	75 - 110 %	- ⁽¹⁵⁾	
Abwärme / Wärmeproduktion ⁽¹⁷⁾ [%]	-	-	8 - 17 %	
RG-Kondensation / Biomasseleistung ⁽¹⁸⁾ [%]	11 - 13 %	11 - 20 %	k.A.	
WP / Erzeugerleistung ⁽¹⁹⁾ [%]	-	13 - 14 %	k.A.	

(1) Die oberen Grenzwerte werden hauptsächlich durch das Wiener Fernwärmenetz bestimmt. Hier ist festzuhalten, dass es sich um Daten einer Studie des Umweltbundesamtes aus dem Jahr 2009 handelt und die Daten daher nicht aktuell sind. Vor allem die Werte für Produktion, Absatz, Abnehmer, usw. für das Wiener Fernwärmenetz haben sich nach oben hin geändert. Da jedoch keine aktuellen und vollständigen Datensätze für städtische Wärmenetze recherchiert werden konnten, wurde auf diese Studie zurückgegriffen. Vereinzelt wurden Daten bei Stakeholdern auf Plausibilität nachgefragt und abgeprüft.

(2) Anzumerken ist hierbei, dass sich in den erhobenen Daten auch einige Anlagen befinden, in denen auch weitaus weniger Wärme produziert (niedrigster Wert liegt bei 22 GWh/a) wird. Dabei handelt es sich vorwiegend um Wärmenetze mit Netzlängen unter 1 km, welche in der Auswertung als Mikronetze gehandhabt und für die Auswertung nicht weiter betrachtet werden.

(3) Bei den Kategorien „Rural“ und „Sub Urban“ werden die zusätzlich vorhandenen Leistungen von Ausfalls- und Reservekesseln, welche mit fossilen Brennstoffen betrieben werden, nicht berücksichtigt. Dies ist damit zu begründen, dass in diesen beiden Kategorien hauptsächlich Biomassekessel verwendet werden bzw. deren Einsatz auch Voraussetzung zur Erlangung von Förderungen ist.

(4) In der Studie des Umweltbundesamtes wird keine Anschlussleistung für das Wiener Fernwärmenetz genannt. Die angeführte Höchstlast (trat am 24.01.2006 auf) wurde aus einer Präsentation über das Wiener Fernwärmenetz entnommen.

(5) Zu beachten ist, dass die hier angeführte Kennzahl „Erzeugungs-/Anschlussleistung“ sich nicht 1:1 über die angeführten Leistungen (Erzeugung pro Anschluss) nachbilden lässt, da sich die minimalen und maximalen Angaben von Erzeugung zu Anschluss nicht direkt zuordnen lassen.

(6) Zu den Erzeugungseinheiten zählen auch Solarthermie Anlagen, Wärmepumpen und Abwärmenutzung sowie in den Kategorien „Rural“ und „Sub Urban“ auch die Anzahl der Ausfalls- und Reserveerzeuger.

(7) Netzlänge $\hat{=}$ Trassenlänge

(8) Wärmedichte $\hat{=}$ Summe des Nutzenergiebedarfs der Wärmeabnehmer dividiert durch die Trassenlänge (Definition lt. [21])

(9) Netzdichte $\hat{=}$ Summe der Anschlussleistungen dividiert durch die Trassenlänge

(10) Abnehmer $\hat{=}$ Kunden mit denen ein Liefervertrag besteht

(11) Der Anschlussgrad wurde von den Betreibern eingeschätzt. Es konnte keine einheitliche Aussage getroffen werden, da die Einschätzung zum einen auf die Wärmemenge (versorgte Wärme pro geschätztem Gesamtwärmebedarf) bzw. zum anderen auf den Anschlussgrad der Objekte (Objekte die versorgt werden bezogen auf alle Objekte) basierte. D.h. können keine allgemeingültigen Schlüsse gezogen werden (siehe auch nachfolgende Beschreibung zu „Anschlussgrad“).

(12) Der Strombedarf der Anlagen pro produzierter thermischer Energie [kWh_{el}/MWh_{th}] wurde pro Anlage erfasst und das

Verhältnis Strom zu Wärme prozentuell berechnet. Anzumerken ist, dass die Angaben in der Kategorie „Urban“ lediglich den reinen Pumpstromaufwand berücksichtigen. Hingegen wurde seitens der Wärmenetzbetreiber der Kategorien „Rural“ und „Sub Urban“ der Gesamtstromverbrauch der Anlagen angegeben.

(13) Berechnet über Gesamtabsatzmenge pro Abnehmeranzahl

(14) Die angeführte Kennzahl hat nur für Biomasseanlagen mit fossilen Ausfallsreserven Gültigkeit. Die Berechnung der Kennzahl erfolgt über die fossil erzeugte Wärme pro Gesamtwärmeproduktion aller Erzeugungsanlagen.

(15) Für die Kategorie „Urban“ werden keine spezifischen Kennzahlen berechnet. Dies erfolgt ausschließlich für die beiden anderen Kategorien, da abgeschätzt werden soll welchen Beitrag fossil betriebene Ausfallskessel bei Biomasseanlagen leisten.

(16) Die angeführte Kennzahl hat nur für Biomasseanlagen mit fossilen Ausfallsreserven Gültigkeit. Die Berechnung der Kennzahl erfolgt über die fossil installierte Erzeugungsleistung pro Gesamtleistung aller erneuerbaren Erzeugungseinheiten (d.h. nicht fossil)

(17) Berechnet über Beitrag der Abwärme an der Gesamtwärmeproduktion

(18) Berechnet über thermische Leistung der Rauchgaskondensation pro reiner Biomassekessel (d.h. diejenige Leistung, die der Kessel ohne Rauchgaskondensationsnutzung erbringt). Diese Kennzahl hat nur Gültigkeit für Biomassekessel mit einer Rauchgaskondensationsanlage. Nicht Berücksichtigt werden fossile Kessel mit Rauchgaskondensationsanlage.

(19) Berechnet über installierte thermische Leistung der Wärmepumpe pro installierter Gesamtleistung (ohne Ausfallsreserve)

Je größer die Wärmenetze sind, desto größer sind auch die thermischen Speicher, die für unterschiedlichste Aufgaben (siehe auch Kapitel 1) eingesetzt werden. Bei den untersuchten Wärmenetzen werden ausschließlich Tankspeicher verwendet, deren Größe von 8 bis über 30.000 m³ reicht. An dieser Stelle ist anzumerken, dass Europas größter Fernwärmespeicher in Theiß (bei Krems) mit einem Volumen von 50.000 m³ in Tabelle 2 nicht berücksichtigt wird, da das zugehörige Wärmenetz in der Untersuchung nicht betrachtet wurde. Die nutzbare Temperaturdifferenz der Speicher beträgt zwischen 32 – 45 K. Lediglich mit dem Hochdruckwärmespeicher der Wien Energie kann ein höheres Delta von 67 K genutzt werden. Spezifischere Betrachtungen zu Speichergrößen findet sich weiter unten stehend sowie im Kapitel 4.

Um allgemeine Aussagen über typische Speichergrößen in den Wärmenetzen zu treffen, werden die Speichergrößen der einzelnen Anlagen der Wärmeproduktionsmenge bzw. der Erzeugungsleistung gegenübergestellt. In Abbildung 9 ist zu erkennen, dass die berechnete spezifische Speichergröße, sowohl auf die Wärmeproduktion als auch auf die Erzeugungsleistung, hohe Bandbreiten in allen drei Wärmenetzkategorien aufweist. Am stärksten ist diese jedoch für die Kategorie „Urban“. Während die unteren Wertangaben Ähnlichkeiten zu den Größenordnungen der beiden anderen Kategorien haben, fällt auf, dass die oberen Wertangaben um mehr als das Doppelte höher liegen.

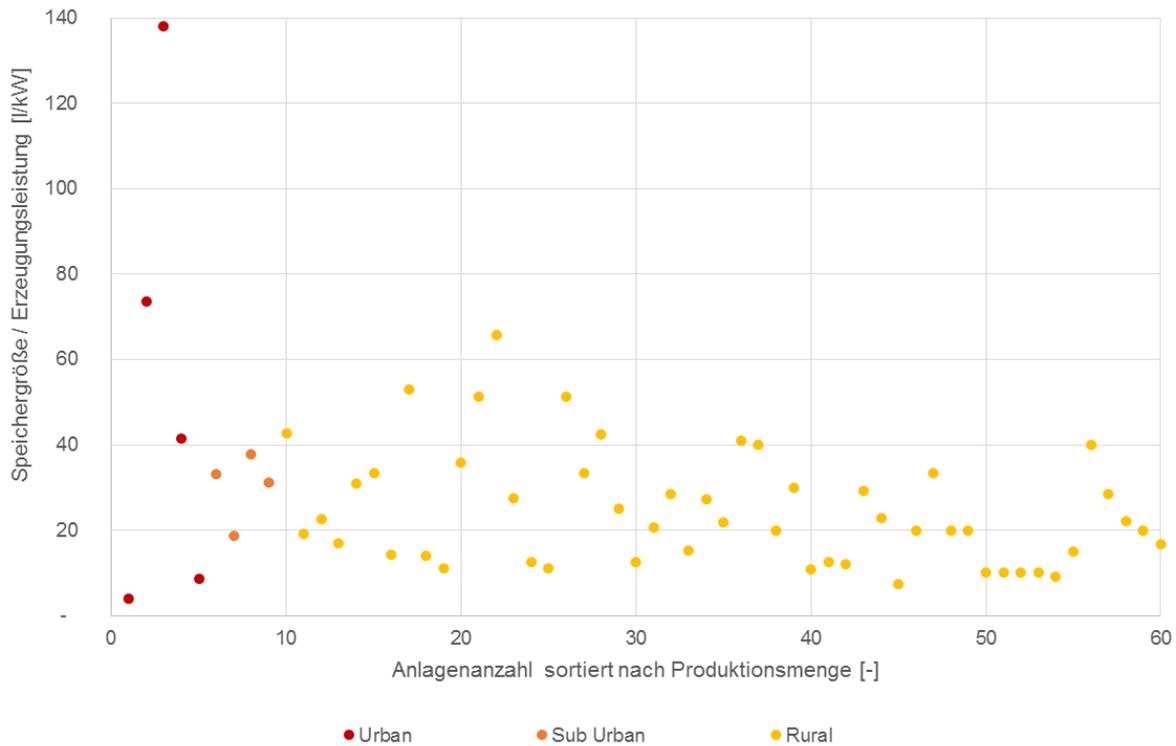


Abbildung 9: spezifische Speichergröße pro Erzeugungsleistung [l/kW] von untersuchten Anlagen sortiert nach der Produktionsmenge

Ausschlaggebend für diese höheren spezifischen Speichergrößen sind im Wesentlichen die beiden Wärmenetze Linz und Salzburg mit ihren Wärmespeichern von 34.500 bzw. 29.000 m³. Die spezifischen Speichergrößen liegen um einen Faktor 3 – 4 höher gegenüber der durchschnittlichen spezifischen Speichergröße der beiden anderen Kategorien. Ein Grund dafür ist, dass die Speicher zu einer längeren Deckung des Wärmebedarfes konzipiert sind. So können diese Speicher beispielsweise zur Deckung des Wochenendwärmebedarfs eingesetzt werden. Dadurch werden Freiheitsgrade geschaffen, die sich positiv auf Einsatzplanung und Betriebsweise des Kraftwerkparks (z.B. Stillstand der KWK-Anlagen an Wochenenden mit geringen Strompreisen) auswirken. Hingegen werden die meisten Speicher in den Kategorien „Rural“ und „Sub Urban“ hauptsächlich zur Deckung der Tagesspitzen ausgelegt. Da es sich in diesen Kategorien um zumeist reine Wärmeerzeuger handelt, und diese nicht unmittelbar von den Börsenstrompreisen abhängig sind (Stichwort KWK-Anlagen), werden diese auch am Wochenende betrieben. Dadurch können die thermischen Speicher kleiner dimensioniert werden.

Ebenso untersucht wurden mögliche Zusammenhänge zwischen Speichergröße und der Erzeugertypologie, insbesondere in Bezug auf Solarthermie und Biomasse. Dabei konnten keine Korrelationen identifiziert werden, dass bei zusätzlicher Verwendung von Solarthermie bzw. bei ausschließlich mit Biomasse (d.h. keine sonstigen Erzeuger wie z.B. Abwärme, Wärmepumpe, etc.) betriebenen Wärmenetzen, tendenziell größere/kleinere Speichergrößen verwendet werden im Vergleich zu Wärmenetzen mit gemischter Erzeugungsstruktur. Vielmehr sind die Speichergrößen auf die individuellen Anforderungen in den einzelnen Wärmenetzen ausgelegt und angepasst.

Laut Erfahrungsberichten von Wärmenetzbetreibern der Kategorie „Rural“ werden thermische Speicher in Zukunft eine stärkere Rolle spielen. So denken einige darüber nach, bestehende Ölkessel (vorwiegend Ausfallsreserven) durch zusätzliche thermische Speicher zu ersetzen. Dies gilt in erster Linie für Ölkessel, bei denen in naher Zukunft ein höherer Instandsetzungsaufwand zu

erwarten ist. Außerdem führten manche Betreiber an, heutzutage auf größere Speicher, als beispielsweise noch vor 10 Jahren, zu setzen. Dies gilt vor allem für Anlagen mit „kleinen“ spezifischen Speichergrößen von rund 15 l/kW Erzeugungsleistung. Betreiber solcher Anlagen würden, nach aktuellem Wissenstand über die Betriebsführung, ihre Speicher auf die 3 bis 4 fache der bisherigen Größe dimensionieren. Vorteile durch großzügiger dimensionierter Speicher werden in kleineren Erzeugungseinheiten, sowie zur Optimierung der Betriebsweise (im Speziellen der Umgang mit Spitzenlasten) gesehen. Manche Wärmenetzbetreiber nutzen ihre bestehenden Pufferspeicher zur Netzverdichtung (Neuanschlüsse entlang der Trasse), da sie ohne den Pufferspeicher-Einsatz schon an ihre Ausbaugrenzen gestoßen wären.

4.1.3 Vergleich der Erhebungsdaten mit den Dimensionierungsansätzen

Um die Praxistauglichkeit der in Kapitel 4.1.1 angeführten Ansätze zur Dimensionierung von thermischen Speichern zu überprüfen, folgt in Abbildung 10 ein Vergleich mit erhobenen Wärmenetzdaten. In der Abbildung sind dieselben Kennlinien für die Holzkessel und das BHKW (allerdings etwas transparenter um die Vergleichsdaten besser zu erkennen) wie in Abbildung 8 dargestellt. Zu erwähnen ist, dass die grünen Datenpunkte Wärmenetze darstellen, deren Wärmeenergieerzeugung ausschließlich durch Biomassekesseln erfolgt. Wärmenetze mit zusätzlichen Wärmeenergieerzeugern (z.B. Solarthermie) werden nicht berücksichtigt, um die Güte der Auslegungsansätze aus Kapitel 4.1.1 zu bewerten. Die Datenpunkte bilden insgesamt 52 Wärmenetze ab, wovon 50 der Kategorie „Rural“ und 2 der Kategorie „Sub Urban“ zuzuschreiben sind. Zu erkennen ist, dass die aus den Datenpunkten gebildete lineare Trendfunktion zwischen den beiden Linien „Holzkessel“ (Funktion: $V = 417 \text{ l} + 26 \text{ l/kW}$) und „Holzkessel (KfW)“ (Funktion: $V = 30 \text{ l/kW}$) liegt.

Das bedeutet, dass diese beiden Ansätze bzw. die gebildete Trendfunktion durchaus als Grundlage für die Dimensionierung von thermischen Speichern, für vorwiegend kleine/ländliche Wärmenetze, herangezogen werden kann.

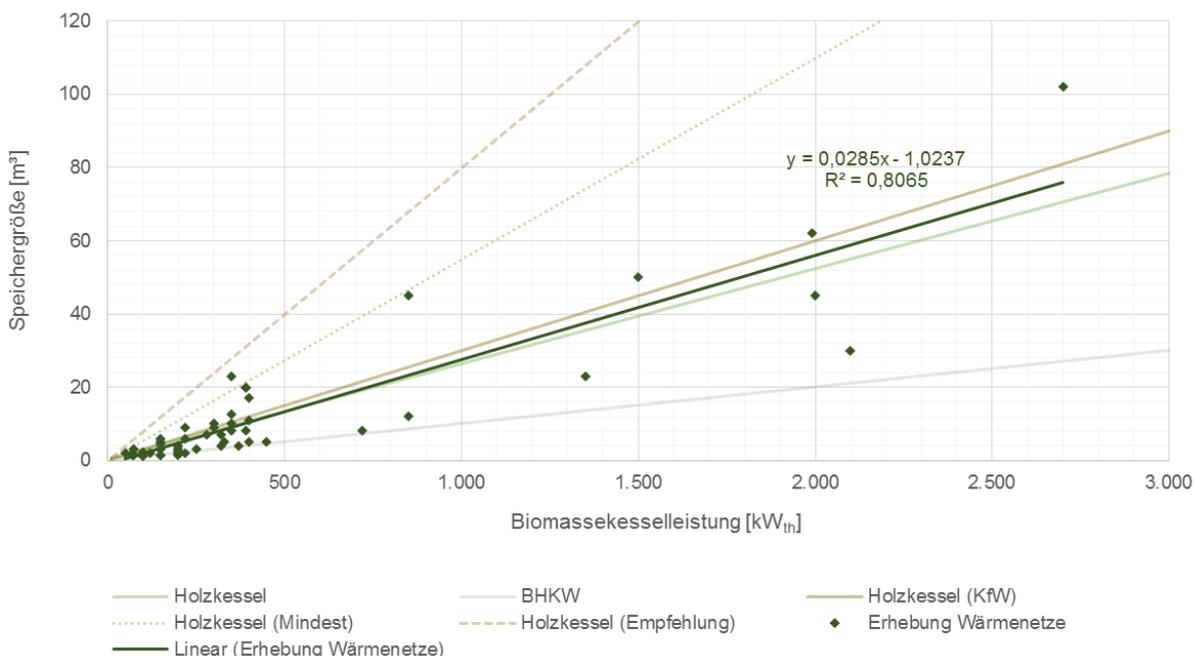


Abbildung 10: Gegenüberstellung der erhobenen Speichergrößen bezogen auf die Biomassekesselleistung von (ausschließlich Biomasse betriebenen) Wärmenetzen im Vergleich zu Kennlinien aus Abbildung 8

Aufgrund der Korrelation der generierten Trendfunktion zu den beiden anderen Kennlinien „Holzkessel“ und „Holzkessel (KfW)“ werden in Abbildung 11 weitere Gegenüberstellungen angestellt. Im Gegensatz zu Abbildung 10 sind in dieser Gegenüberstellung Wärmenetze aus allen drei Kategorien („Rural“, „Sub Urban“ und „Urban“) dargestellt. Abbildung 11 zeigt die Speichergröße bezogen auf die gesamte Erzeugungsleistung, da mit zunehmender Wärmenetzgröße tendenziell auch unterschiedliche Erzeugungseinheiten existieren. Dies ist notwendig um die Wärmenetze der einzelnen Kategorien betrachten zu können. Ein ausschließlicher Bezug auf die Biomassekesselleistung ist aufgrund von Verzerrungen (da in der Kategorie „Urban“ Biomassekessel noch eine geringe Rolle spielen) daher nicht möglich.

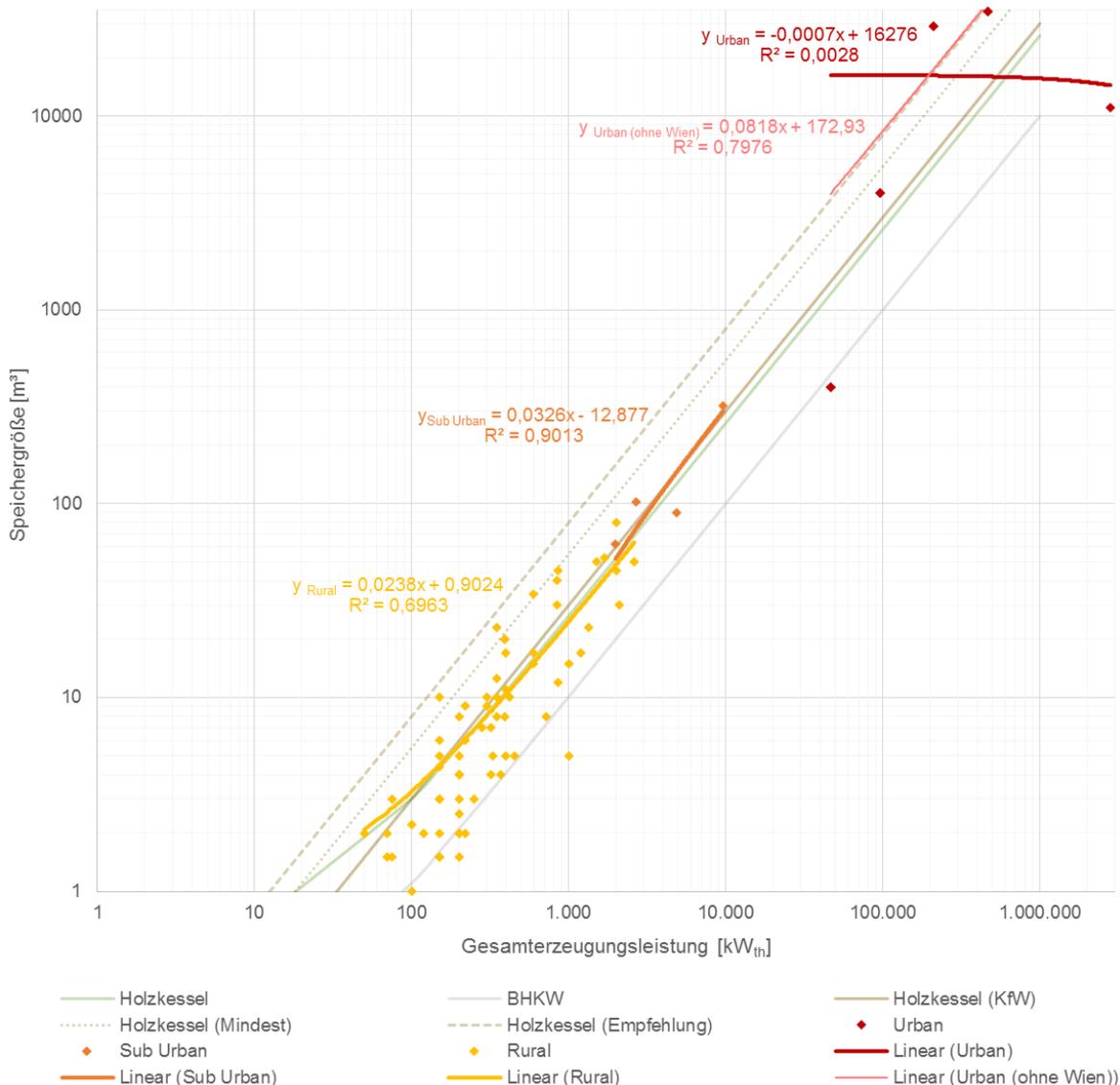


Abbildung 11: Gegenüberstellung der erhobenen Speichergrößen bezogen auf die Gesamterzeugungsleistung von Wärmenetzen im Vergleich zu Kennlinien aus Abbildung 8

Die Darstellung der Achsen erfolgt in logarithmischer Skalierung um alle Datenpunkte übersichtlich abbilden zu können. Wie schon in Abbildung 10 erkennbar, ist eine Korrelation der Kennlinien „Holzkessel“ und „Holzkessel (KfW)“ mit der Trendfunktion der Kategorie „Rural“ bemerkbar. Bezogen auf die Trendfunktion ist in dieser Grafik eine bessere Korrelation mit der Kennlinie „Holzkessel“, insbesondere im unteren Bereich, festzustellen. Als ebenso gut kann die Näherung der beiden Kennlinien mit der Trendfunktion der Kategorie „Sub Urban“ beschrieben werden. Hingegen ist mit der Kategorie „Urban“ keine Korrelation mit einer der anderen Kennlinien auszumachen. Ausschlaggebend dafür ist der Datenpunkt des Wiener Fernwärmenetzes, dessen

Speichergröße in Relation zur Gesamterzeugungsleistung sehr gering ist. Ein Grund für die „geringe“ Speichergröße kann sein, dass das Netz selbst, aufgrund seiner Größe, als „ausreichender“ Wärmespeicher dient. Aufgrund dieses Ausreißers, ist eine weitere Trendfunktion (hellrot dargestellt) angeführt, welche das Wiener Fernwärmenetz exkludiert. Anhand der generierten Trendfunktion ist nun eine Korrelation mit der Kennlinie „Holzkessel (Empfehlung)“ erkennbar.

Aufgrund der gewonnenen Erkenntnisse der Datenauswertungen der erhobenen Wärmenetze werden folgende Empfehlungen, für die Grobdimensionierung von Speichern, abgeleitet:

- Speichergröße: 30 – 40 l/kW Gesamterzeugungsleistung zum Decken von Spitzenlasten (Zeithorizont 2 – 3 h)
- Speichergröße: > 100 l/kW Gesamterzeugungsleistung als möglicher Tages- bzw. Wochenendspeicher

Die Angaben gelten vorrangig für Wärmenetze der Kategorie „Rural“ und „Sub Urban“. Wärmespeicher der Kategorie „Urban“ weisen zumeist Spezialanforderungen auf, weshalb keine Verallgemeinerungen bzw. Empfehlungen hinsichtlich Auslegungsgrößen abgeleitet werden können. Ebenso sind auch größere Unschärfen bei der Auslegung von Wärmespeichern für längere Zeithorizonte, unabhängig der Wärmenetz-Kategorie, zu erwarten. Jedoch kann die vorher beschriebene Größenempfehlung für Speicher zum Spitzenlastmanagement, unter anderem aufgrund der beschriebenen Korrelationen für die Kategorien „Rural“ und „Sub Urban“, als belastbar angesehen werden.

4.1.4 Anlagen-Auslegungsempfehlung nach QM Holzheizwerke

Die Empfehlung von QM Holzheizwerke zur Speicherdimensionierung liegt, bezogen auf die maximale Holzkesselleistung mit Referenzbrennstoff, bei ≥ 1 h Speicherkapazität. Für eine angenommene Anlage mit einer max. Holzkesselnennleistung von 1.000 kW_{th}, einer Kesselaustrittstemperatur von 85 °C und einer maximalen Hauptrücklauftemperatur von 55 °C resultiert daher ein Mindestspeichervolumen von 29 m³ ($V \text{ [m}^3\text{]} = 0,86 \text{ [m}^3\text{K/kWh]} * 1.000 \text{ [kW]} * 1 \text{ [h]} / (85 - 55) \text{ [K]}$). Größere Speicher können durchaus sinnvoll sein, wenn extreme Verbraucher-Lastspitzen (z.B. Gewächshäuser in der Nacht) gedeckt werden sollen oder vorwiegend feuchter Brennstoff (> 50 %) verbrannt wird. Größere Speichervolumina erlauben eine reduzierte Kesselleistung was sich wiederum positiv auf Effizienz und Volllaststunden auswirkt. Allerdings bedeuten größere Speicher auch höhere Kosten, mehr Platzbedarf und größere Speicherverluste. Höhere Speicherkapazitäten machen nur Sinn, wenn diese auch genutzt werden können. Entscheidend bei der Dimensionierung ist daher das Kosten-Nutzen-Verhältnis [22].

Laut Empfehlung von QM Holzheizwerke sind Anlagen entsprechend Tabelle 3 auszulegen. Die Empfehlungen besagen, dass bivalente Anlagen so auszulegen sind, dass ein Deckungsgrad von 80 – 90 % erreicht wird. Das bedeutet, dass 80 – 90 % des jährlichen Energiebedarfs durch Biomasse und die restlichen 10 – 20 % durch fossile Energieträger (Öl / Gas) gedeckt wird. Der Biomassekessel kann, je nach Einsatz von Speichern, auf 50 – 70 % des Wärmeleistungsbedarfs ausgelegt werden. Bei monovalenter Betriebsweise erfolgt die Deckung des Jahreswärmebedarfs ausschließlich durch den Biomassekessel. Die Auslegung erfolgt vollständig aufgrund des Wärmeleistungsbedarfs. Je nachdem ob Speicher im Anlagenkonzept vorgesehen sind, müssen Lastspitzen dementsprechend berücksichtigt werden [22].

Tabelle 3: Auslegungsempfehlung nach QM Holzheizwerke für Anlagen die vorwiegend zur Deckung von Raumwärme dienen [22]

Anlagenkonfiguration	Speicher	Deckung ⁽¹⁾	Auslegung ⁽²⁾
Monovalent	Nein	100 %	100 % (inkl. Lastspitzen Berücksichtigung)
Monovalent	Ja	100 %	100 % (ohne Lastspitzen Berücksichtigung)
Bivalent	Nein	80 – 90 %	60 – 70 %
Bivalent	Ja	80 – 90 %	50 – 60 %
Legende: (1) Deckung bezogen auf den Jahreswärmebedarf (2) Auslegung bezogen auf den Wärmeleistungsbedarf			

4.1.5 Grobdimensionierung von Langzeitwärmespeichern

Langzeitwärmespeicher (Wochen bis saisonale Speicherung) können dazu beitragen, Nutzungsgrade von Wärmeerzeugungsanlagen (insbesondere von fluktuierenden Erzeugern wie Solarthermie oder auch Prozess-Abwärme), durch zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Bedarf, zu erhöhen. Die Konzeption von Langzeitwärmespeichern hängt im Wesentlichen von Speichermedium und Speicherort ab. Dabei wird zwischen Heißwasser-, Kies-Wasser-, Erdsonden- und Aquifer-Wärmespeichern unterschieden. Da in den österreichischen Wärmenetzen noch keine Saisonspeicher in Verwendung sind, werden im Folgenden Dimensionierungsrichtlinien von deutschen und dänischen solaren Nahwärmanlagen angeführt, die als erste Näherung für die Auslegung herangezogen werden können.

In [23] wird für solare Nahwärme mit Langzeitwärmespeichern ein optimales Verhältnis von 1,4 – 2,1 m³ Speichervolumen (Wasseräquivalent) pro Quadratmeter Kollektorfläche angegeben. Mit diesen Auslegungswerten lassen sich üblicherweise solare Deckungsgrade zwischen 40 – 60 % erreichen.

Mithilfe von Abbildung 12 lässt sich eine Grobabschätzung der „optimalen“ Speichergröße vornehmen. Auf der horizontalen Achse ist der solare Deckungsgrad (Anteil der Solarenergie am gesamten Wärmebedarf) aufgetragen. Die benötigte Speichergröße ist auf der vertikalen Achse als Verhältnis von Speichervolumen [m³] zu Solarkollektorfläche [m²] dargestellt. Demnach erreichen Anlagen mit Speichergrößen von 0,1 bis 0,3 m³/m² (entspricht Kurzzeitspeichern) einen solaren Deckungsgrad von ungefähr 10 – 20 %. Eine vollständige Deckung durch Solarenergie wird bei einer Speichergröße von 4 m³/m² vorausgesagt [24]. Für belastbare Prognosen sind jedoch detaillierte Simulationen erforderlich. Speziell bei höheren solaren Deckungsgraden entstehen Unschärfen bei denen das „Optimum“ von der Kennlinie im Diagramm abweichen kann. Wenn mehrere Erzeugungstechnologien (z.B. Wärmepumpe, ...) Verwendung finden, ist das „Optimum“ aus Abbildung 12, aufgrund von zusätzlichen Unschärfen, zu hinterfragen und auf Plausibilität dezidiert zu überprüfen.

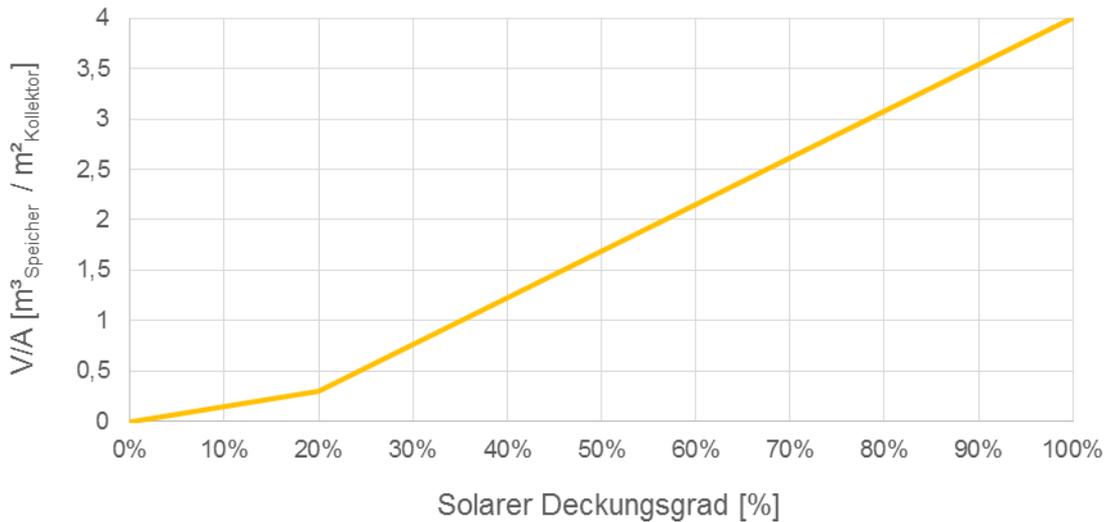


Abbildung 12: Grobabschätzung des „optimalen“ Verhältnisses zwischen Speichervolumen und Kollektorfläche als Funktion des solaren Deckungsgrades [24]

4.2 Engineering Methoden

Die in diesem Abschnitt erläuterten Engineering-Methoden können in der Planungsphase zur Grobabschätzung der Speicherdimensionen herangezogen werden. In Abhängigkeit der Einsatzstrategie des Speichers (Volllast oder Teillastspeicher) werden hier zwei Methoden vorgestellt.

Die Einsatzstrategie eines Speichersystems kann wie folgt gegliedert werden [25]

- Volllastspeicher: Der gesamte nachgefragte Wärmebedarf wird vom Speicher gedeckt. Bei geringer verbraucherseitiger Nachfrage wird der Speicher mit maximaler Leistung des Wärmeerzeugers beladen. Ein Beispiel hierfür sind solarthermische Speicheranlagen.
- Teillastspeicher: Der Speicher übernimmt gemeinsam mit den Wärmeerzeugern die Versorgung des Netzes. Hierbei kann noch zwischen (i) Erzeugerlastanpassung (Glättung der Kesselleistung) und (ii) Bedarfsanpassung (Glättung der Speicherentladeleistung) unterschieden werden.

Folgende Abbildung 13 visualisiert die unterschiedlichen Einsatzstrategien von Wärmespeichern:

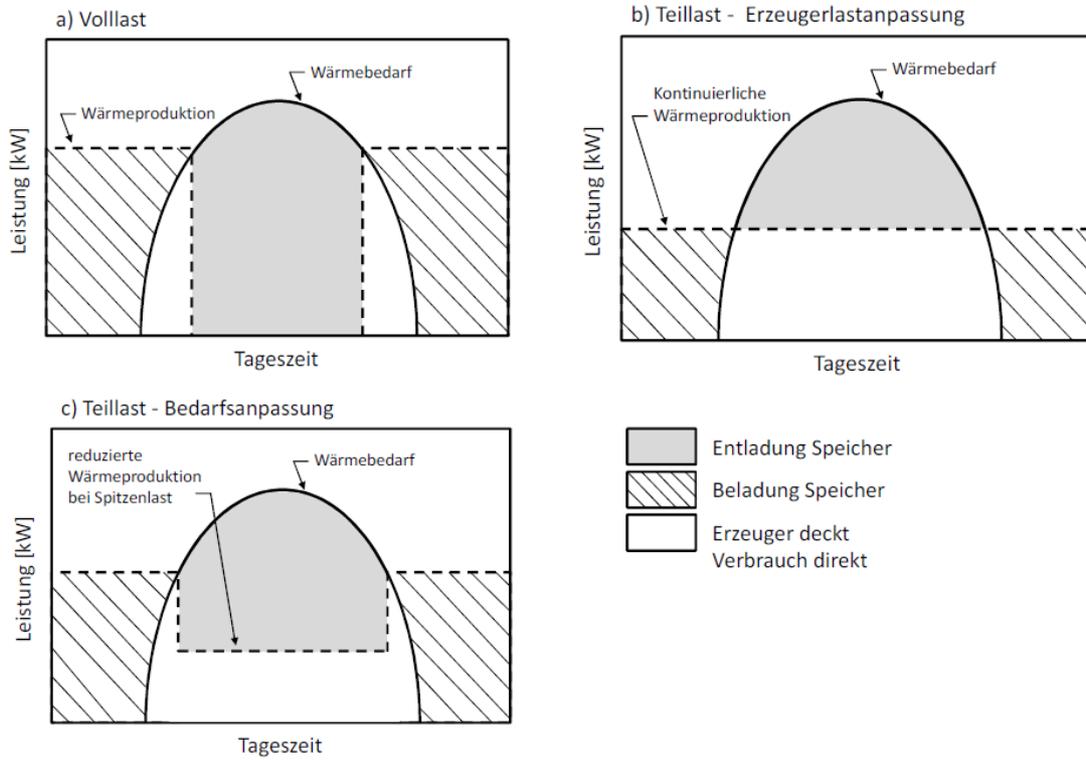


Abbildung 13: Einsatzstrategien von Wärmespeichern in Fernwärmenetzen [26].

Im Kapitel 4.2 sind zwei Methoden zur Dimensionierung eines Teillast- und eines Volllastspeichers gemäß Abbildung 13 angeführt.

4.2.1 Teillastspeicher (Erzeugerlastanpassung):

Bestimmungsformel erforderliches Puffervolumen:

$$V = \frac{E \cdot \varepsilon \cdot 3600}{\rho \cdot c_p \cdot \Delta T}$$

Mit

V ... Pufferspeichervolumen, m^3

E ... zu speichernde Energiemenge (Erzeugerleistung x Speicherzeit), kWh

$\varepsilon = \frac{\hat{Q}}{Q_K}$... relative Spitzenlast: Verhältnis Maximalleistung (während Spitzenlast) zu Erzeugerleistung

ρ ... mittlere Dichte des Wassers, kg/m^3

c_p ... spezifische isobare Wärmekapazität, $4,2 \text{ kJ/kgK}$

In der folgenden Abbildung 14 ist die obige Gleichung in einem üblichen Bereich für Fernwärmenetze grafisch dargestellt:

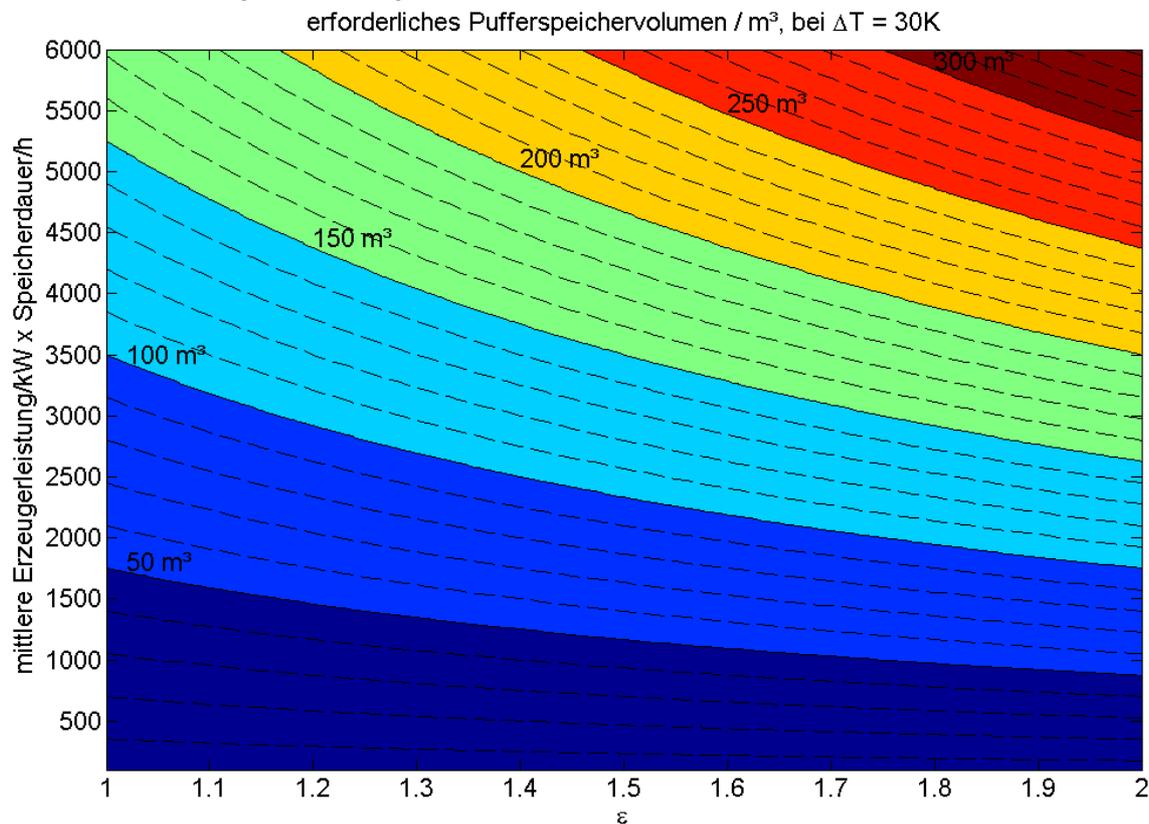


Abbildung 14: Ermittlung des erforderlichen Pufferspeichervolumens in Abhängigkeit der mittleren Erzeugerleistung, der Speicherdauer sowie der relativen Spitzenlast, $\Delta T = 30K$

Die grobe Ermittlung des erforderlichen Pufferspeichervolumens kann mithilfe von Abbildung 14 erfolgen. Dafür muss zunächst die Dauer und die mittlere Höhe der Leistungsspitze abgeschätzt werden, welche durch den Speicher abgedeckt werden soll. Diese Daten stehen dem Netzbetreiber in Form von Messdaten zur Verfügung. Mithilfe der mittleren Leistung der Wärmeerzeuger kann dann aus dem Diagramm die theoretische erforderliche Speichergöße abgelesen werden. Es ist dabei jenes Diagramm heranzuziehen, welches durch die zu erwartende Temperaturdifferenz zwischen Speichereintritts- und -Austrittstemperatur charakterisiert ist. Diagramme mit anderen Temperaturdifferenzen finden sich im Anhang A.

4.2.2 Volllastspeicher:

Die Dimensionierung eines Volllastspeichers [27], wo die Versorgung der Wärmeabnehmer ausschließlich durch den Speicher erfolgt wird hier dargestellt. Auf Grundlage der Wärmenachfrage wird zunächst der Zeitraum festgelegt, wann die Wärmeerzeuger in Betrieb stehen sollen. Hier erfolgt der Betrieb des Wärmeerzeugers mit konstanter Leistungsabgabe. Die erforderliche Leistung des Wärmeerzeugers wird folgendermaßen ermittelt:

$$\dot{Q}_E = \frac{1}{h_B} \int_0^{24h} \dot{Q}_V dt$$

Mit h_B ... Betriebsstunden des Erzeugers in h und

\dot{Q}_V ... Verbraucherlastgang in kW

Im Anschluss erfolgt die Ermittlung der im Speicher vorhandenen (erforderlichen Energiemenge). Für jeden Zeitschritt wird folgende Energiebilanz gelöst:

$$E_S(t) = E_S(t - 1) + (\dot{Q}_E - \dot{Q}_V)\Delta t$$

E_S ... Energiegehalt des Speichers in kWh

Der erforderliche Speicherinhalt am Beginn des Betrachtungszeitraums wird folgendermaßen bestimmt:

$$E_S(t = 1) = \int_2^{t^*} \dot{Q}_V dt$$

Wobei t^* hier die letzte Stunde vor Inbetriebnahme des Wärmeerzeugers darstellt, hier: $t^* = 8$.

Die erforderliche Speichergröße (in kWh) ist dann der Maximalwert des zeitlichen Verlaufs der Speicherinhaltskennlinie in Abbildung 15, hier 5.550 kWh.

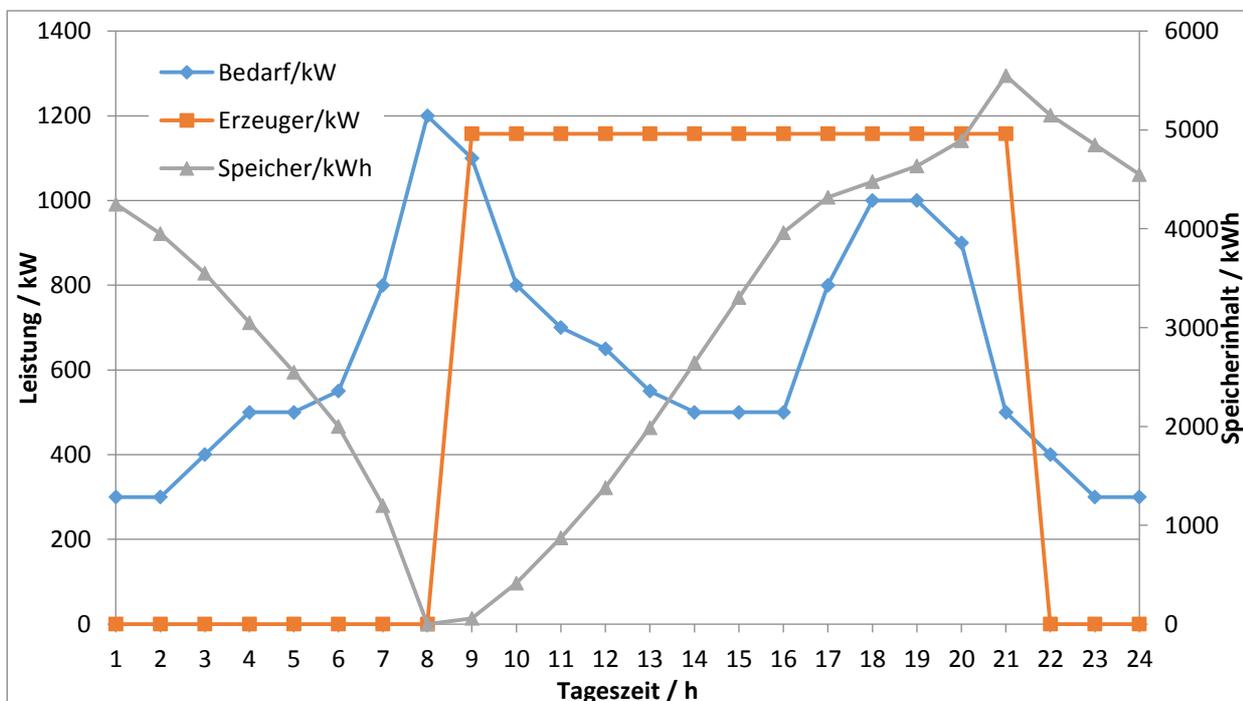


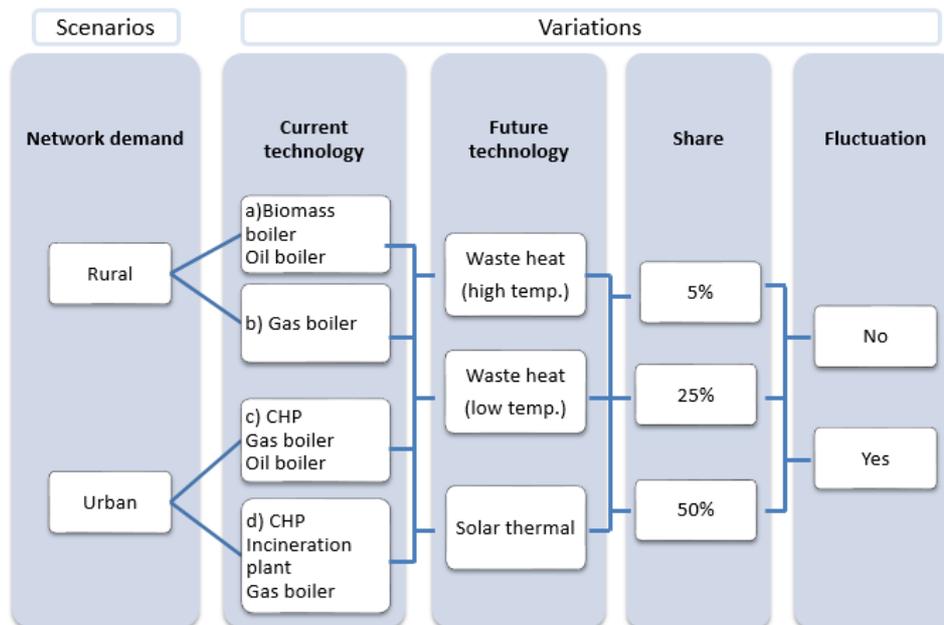
Abbildung 15: Dimensionierung eines Volllastspeichers

4.3 Simulation approach - methodology

4.3.1 Background and scenarios

Generic design options for integration of renewable and alternative energy sources have been developed within the project heat_portfolio, allowing the potential user to be able to identify boundary conditions similar to the analyzed use case and therefore identify the optimal storage size. At the scope of generalizing the thermal storage design based on the results of the simulation approach, a parametric study involving the most characteristic features of the Austrian district heating networks has been performed. Tabelle 4 reports the list of parameters that have been varied. It has to be noted that due to the computational complexity and the duration of the computations, the parameters have been adequately chosen as compromise between time and meaningful variations. Nevertheless considering the general aspect of the developed methodology, it allows to include and adapt the application to specific conditions for the possible specific boundary conditions.

Tabelle 4: Overview of the simulated scenarios within the “simulation method”



Two main classes of different scenarios, rural networks and urban networks, are defined taking as a reference the analysis of representative Austrian district heating networks included in section 4.1. Sub-urban has been excluded from the simulation study to reduce computational effort, although extrapolation of results from rural and urban might support decision makers in storage tank design. Additionally it has to be considered that the work in Task 5.1 has been focusing on the development of a methodology and that scenarios can be extended to the sub-urban settings if required later on. Based on literature review, information and reference folders as well as interviews with different district heating network operators, a database containing 150 networks has been formed. District heating network has been classified into:

- Urban (Heat production: > 75.000 MWh/a)
- Sub Urban (Heat production: > 10.000 und ≤ 75.000 MWh/a)
- Rural (Heat production: ≤ 10.000 MWh/a)

A set of variations is determined for each of them, considering as criteria the technologies implemented in the network (current technology), the future technologies to be implemented (related to the alternative heat source usage to be included), the share of heat from future technologies (share of total heat demand coverage) and the fluctuation of their heat profile (defined as a constant heat production profile for the entire year or if it contains seasonality effects, e.g. more availability in a season such as summer).

The rural and urban scenarios are characterized by the heat load curves represented in Abbildung 16. The heat load curves refer to generic (virtual) curves typical for the Austrian district heating sector on the basis of the work in section 4.1.2. The peak load is around 1 MW for the rural case and 157 MW for the urban case. Regarding the total heat demand, it amounts up to 2.4 GWh for the rural case and 493 GWh for the urban case.

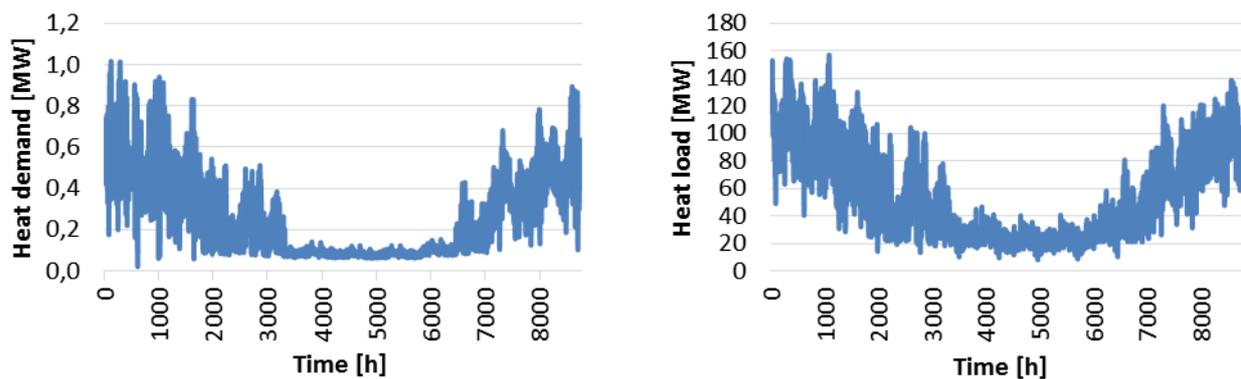


Abbildung 16: Load duration curve: rural use case (left), urban use case (right)

Rural and urban scenarios contain different variations depending on the power plants installed on the baseline. Among the rural scenarios, “variation a” consists of a biomass boiler for base load and an oil boiler for peak load coverage, while “variation b” consists of two gas boilers respectively for base and peak load coverage. In urban scenarios, “variation c” contains a CHP for base load and a gas boiler for peak load coverage, while “variation d” contains a CHP and incineration plant used as base load plus a gas boiler for peak load coverage. Three types of renewable and alternative energy sources can be integrated in every scenario:

1. industrial waste heat at high temperature (e.g. every source of waste heat at high temperature levels ($>90^{\circ}\text{C}$) which permits the integration in an existing district heating network without any additional operational costs for boosting the temperature to the required one);
2. low temperature source ($<40^{\circ}\text{C}$) (coming from a variety of sources) and including additional operational costs such as electricity to run a heat pump;
3. large scale solar thermal systems.

For each future technology different levels of heat demand coverage are defined: 5%, 25% and 50%. For example, a 5% solar thermal system considers the energy share from the solar thermal system as 5% of the total energy production from all units.

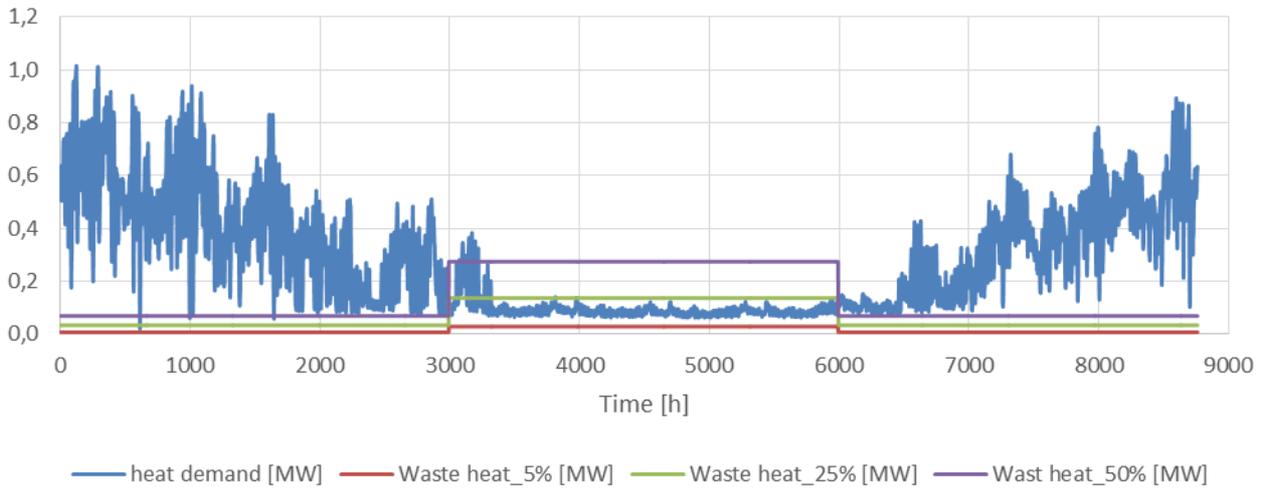


Abbildung 17: Heat demand and high temperature industrial waste heat share curves (5%, 25% and 50% coverage of the heat demand).

Additionally, in order to take into account the seasonal availability of energy, which is influencing the most the size of the storage, two fluctuation variations have been included. The first variation considers constant heat profiles, while the second variation considers an increased on the heat production during the summer period. An example of the two cases is reported in Abbildung 18 for a high temperature waste heat variation with a 25% heat demand coverage.

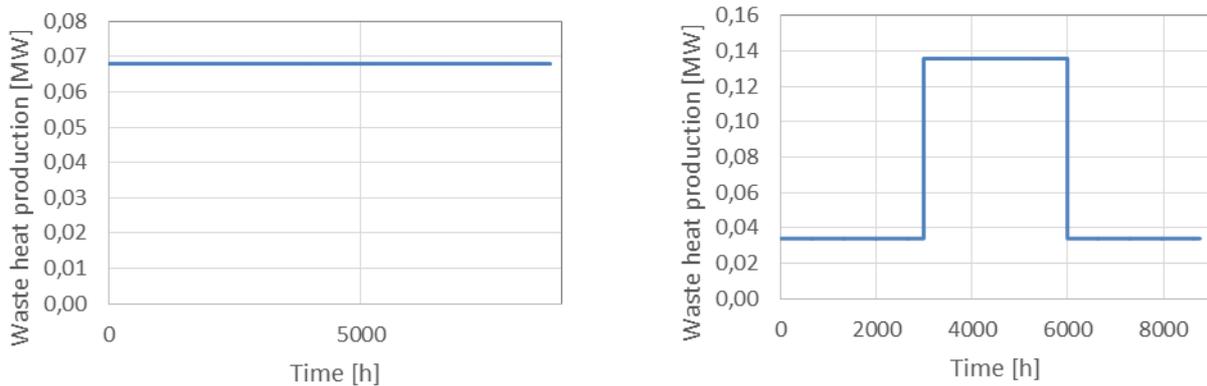


Abbildung 18: Waste heat production profiles (high temperature, share 25%): constant (left), fluctuation (right)

4.3.2 Simulation based storage design: methodology

The methodology followed for the development and implementation of the simulation method is described in Abbildung 19. Initially, a set of scenarios is defined based on the portfolio of typical Austrian district heating networks, as it is explained in section 4.3.1. The characterization of the scenarios and their variations is carried out in the design and economic modules.

Typical network demands are considered to configure 2 main scenarios (rural and urban), which contain 4 different variations depending on the power plants installed on the baseline: variation a (biomass boiler + oil boiler), variation b (gas boilers), variation c (CHP + gas boiler) and variation d (CHP + gas boiler + incineration plant). Based on this layout, the design module calculates component specific parameters for the power plants (nominal capacity, heat capacity, electrical capacity, efficiency, minimum load, ramp), as well as the storages (volume, capacity, thermal losses).

The specific investment costs from the literature review contained in [28] are imported in the economic module, which calculates the annual investment and operation/maintenance costs for the power plants and storages installed in the scenarios.

In addition to technical and economic parameters, environmental factors are also considered, such as CO₂ factors for the different technologies based on Austrian standards [29] and CO₂ European emission allowances prices.

The design, economic and environmental parameters determined in the modules, together with a preselected range of storage volumes are considered into the optimization model. The algorithm of the optimization model is developed in Matlab [30] based on the mixed integer linear programming method (MILP) and provides the minimum operational costs as well as the optimal storage size for the scenario simulated. If the optimal storage volume is equivalent to the upper or lower bounds of the range, a new range of storage volumes is selected, since the real optimal volume might be located outside the range. Therefore, a new range of volumes is selected and imported into the design and economic modules, in order to reparametrize the storages according to the new values, and a new optimization is executed. The described iterative process is carried out until the value of the optimal storage differs from the upper and lower bounds of the storage range simulated, meaning that a convex function is found for which a minimum value can be retrieved.

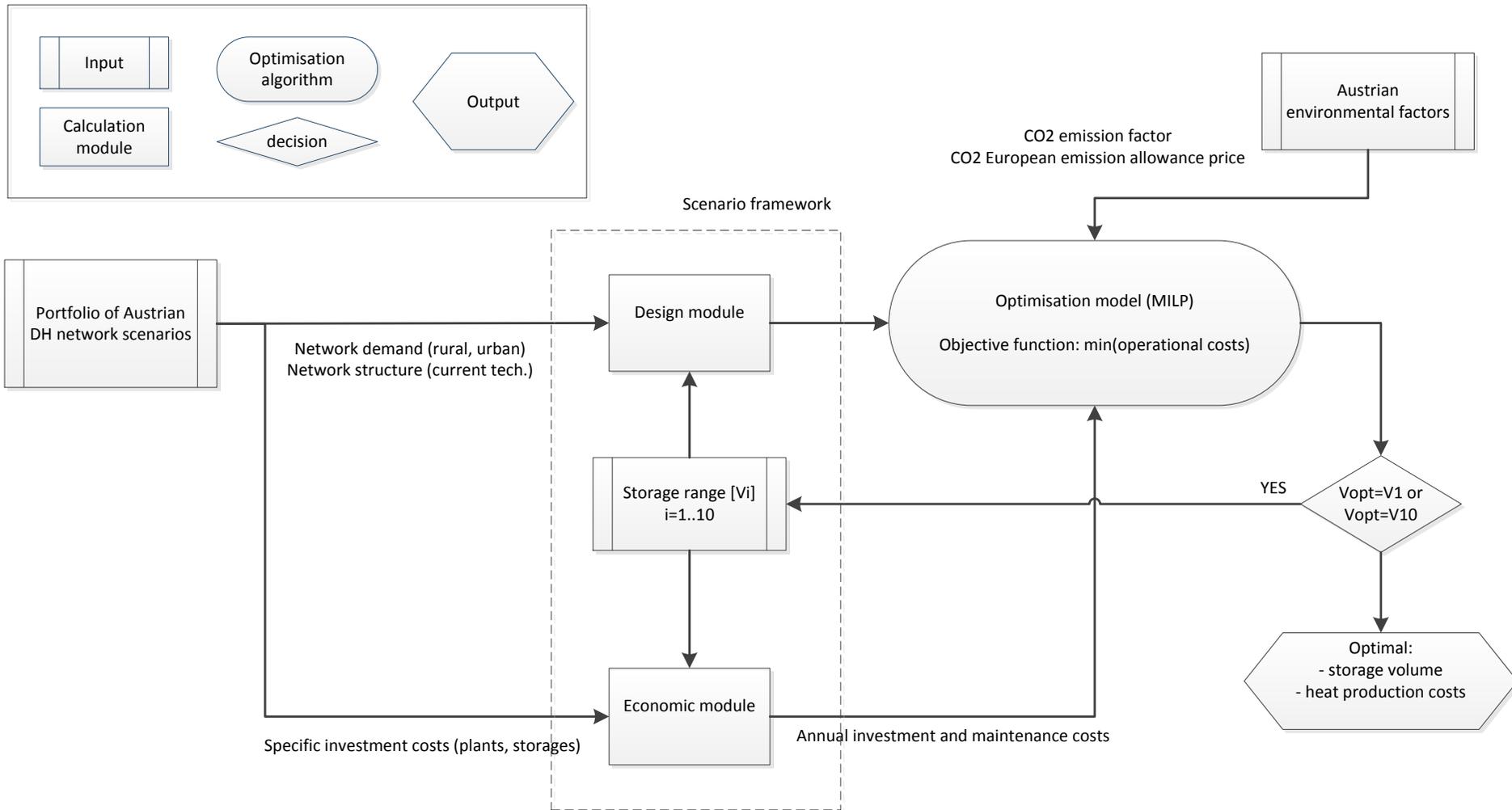


Abbildung 19 – Flow chart of the simulation methodology

4.3.2.1 Design module

The design module consists of a set of equations which parametrize the storages and power plants. Based on the scenario and variation layout defined in section 4.3.1 “Background and scenarios”, the design module calculates component specific parameters for the storages (volume, capacity, thermal losses) as well as the power plants (nominal capacity, heat capacity, electrical capacity, efficiency, minimum load, ramp) (tables in Anhang C).

The optimization strategy requires establishing first a discrete range of storage volumes for each scenario and variation. The model would be able to handle a continuous range of storage volumes; however, considering the number of variations to be simulated and the computational time to calculate the optimal solution for each of them, a discrete range provides more flexibility in addressing the trade-offs between solution accuracy and time. Therefore, a discrete range of 10 storage volumes is selected for every scenario and variation.

In baseline scenarios, the calculation of the average storage volume for every range is based on the study about typical storage sizes in existing district heating networks in Austria included in section 4.1.2. For those scenarios with integrated renewable and alternative energy sources, the calculation of the average volume is determined by the excess heat from the industrial waste heat and solar thermal plants. The storage is sized so that it can keep the excess heat integrated into the network that cannot supply the demand. Since the heat production of the power plants included in the network, as well as the storage behavior itself (charging and discharging cycles) are not considered in the calculation, the average storage volume might be oversized or undersized. Therefore, the range comprises additionally 9 storage volumes around 20% above and below the average storage volume, from which the optimizer selects the optimal size. If this value equals to the upper and lower bounds of the range, due to the fact that the real optimal volume is located outside, a new volume range is defined and optimized iteratively.

The calculation of the storage capacity Q_{storage} considers that the storage can be fully charged and/or discharged in 1 hour. Therefore the following equation is implemented:

$$Q_{\text{storage}} [\text{MWh}] = (V \cdot \rho \cdot C_p \cdot \Delta T) / (3.6 \cdot 10^6)$$

where V: storage volume [m^3]

ρ : density of water [1000 kg/m^3]

C_p : specific heat of water [4.186 kJ/KgK]

ΔT : temperature difference between storage top and bottom layers (assumption: 90°C and 60°C respectively)

Tank storage losses $Q_{\text{storage_losses}}$ are approximated based on standing losses equations for solar hot water storage tanks as described in the regulation No 811/2013 of 18 February 2013 of the European Commission. The losses equation for class C is implemented in the design module (energy efficiency class from September 2017 on).

$$Q_{\text{storage_losses}} [\text{W}] = 12 + 5.93 V^{0.4}$$

where V: storage volume [L]

Tabelle 5: Energy efficiency classes of solar hot water storage tanks [31]

Energy efficiency class	Standing loss S in Watts, with storage volume V in litres
A+	$S < 5,5 + 3,16 \cdot V^{0,4}$
A	$5,5 + 3,16 \cdot V^{0,4} \leq S < 8,5 + 4,25 \cdot V^{0,4}$
B	$8,5 + 4,25 \cdot V^{0,4} \leq S < 12 + 5,93 \cdot V^{0,4}$
C	$12 + 5,93 \cdot V^{0,4} \leq S < 16,66 + 8,33 \cdot V^{0,4}$
D	$16,66 + 8,33 \cdot V^{0,4} \leq S < 21 + 10,33 \cdot V^{0,4}$
E	$21 + 10,33 \cdot V^{0,4} \leq S < 26 + 13,66 \cdot V^{0,4}$
F	$26 + 13,66 \cdot V^{0,4} \leq S < 31 + 16,66 \cdot V^{0,4}$
G	$S > 31 + 16,66 \cdot V^{0,4}$

The losses for pit seasonal storages $Q_{\text{pit_storage_losses}}$ presents complexity since numerous time and location dependent factors, such as the Nusselt number of the stored water and weather conditions (ambient temperature, wind speed, etc.) have to be considered. A detailed analysis of the storage dynamics is out of the scope of this study, therefore a simplified approach (lumped volume energy balance) is implemented to estimate the thermal losses considering the storage area and the average temperature value at each time step with acceptable accuracy.

$$Q_{\text{pit_storage_losses}} = h \cdot S \cdot (T_{\text{in}} - T_{\text{out}})$$

where h : heat transfer coefficient [0,1 W/(m²·K)]

S : total area of the storage (all boundary areas are included)

T_{in} : temperature in the storage (independent from the location, the mean value is considered for each time step)

T_{out} : outside temperature [15°C]

Regarding the power plants, an optimization process has been carried out for every baseline variation (a, b, c and d) in order to size the base load plants according to the minimized heat generation cost. As an example, Abbildung 20 shows the heat generation costs for “variation a” of the rural scenario depending on the capacity of the biomass boiler installed (45%, 50%, 60%, 70%, 80% or 90% of the peak heat demand). A biomass boiler with a nominal capacity of 70% the peak heat demand is selected for the baseline, since it is the cost optimal option according to the results. The efficiency, minimum load and ramp-up times of the plants are determined based on the characterization included in deliverable D5.4.

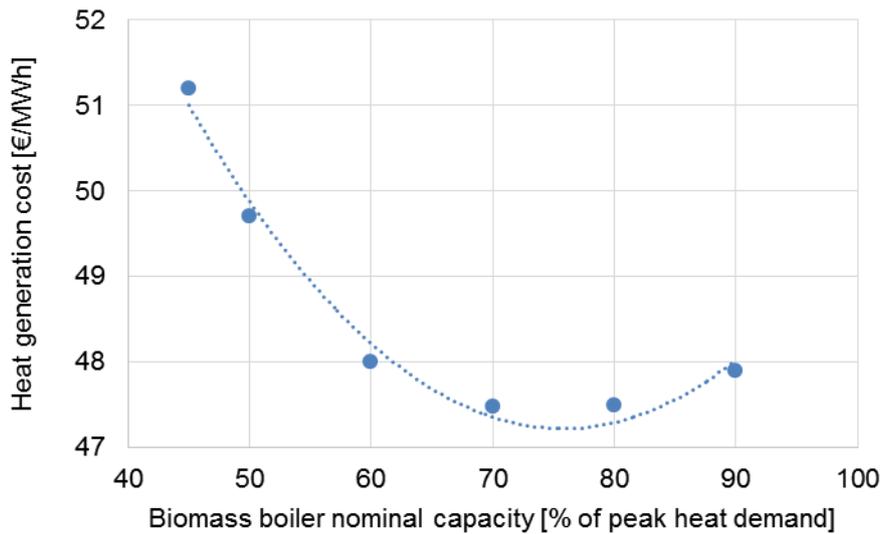


Abbildung 20: Heat generation costs in relation to the biomass boiler nominal capacity

The industrial waste heat profiles are created on the basis of the variations presented in section 4.3.1 “Background and scenarios”. For each scenario (rural and urban) 6 different profiles are created considering different coverage levels (5%, 25% and 50% of the peak heat demand) and fluctuation of the heat profile (constant yearly heat production profile or increase of the heat production in summer).

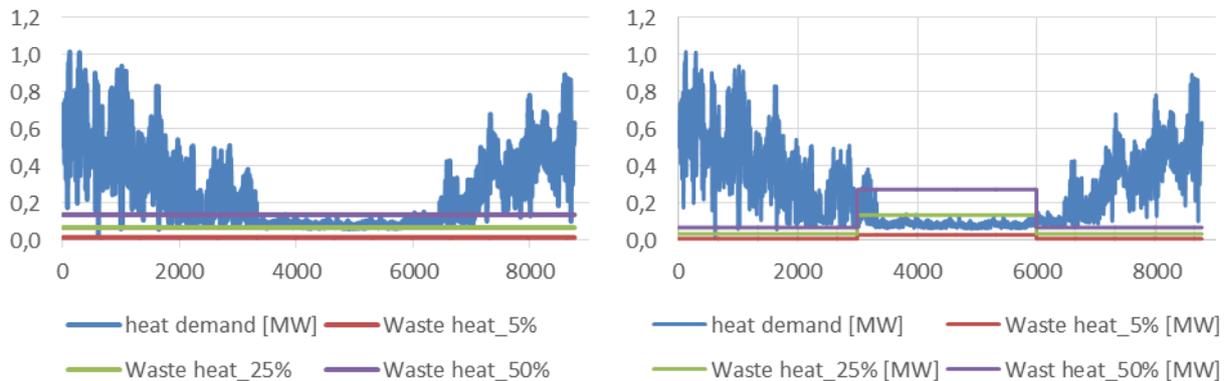


Abbildung 21: Industrial waste heat profiles (5%, 25% and 50% of the peak heat load). Constant (left), fluctuating (right).

Large-scale solar thermal systems, in most cases coupled with storage tanks in order to reach a high solar fraction, can be integrated into district heating networks. The energy balance of solar thermal systems can be written, as follow:

$$Q_{produced} = \eta_{collector} \cdot G_k \cdot A$$

where $\eta_{collector}$: efficiency of the collector field [-], defined as

$$\eta_{collector} = c_0 - c_1 \cdot X - c_2 \cdot X^2 \cdot G_k$$

where c_0, c_1, c_2 : efficiency curve parameters

"x" is defined as:

$$X = (T_m - T_{outdoor}) / G_k \quad (X)$$

where $T_{outdoor}$: outdoor temperature [°C] (assumption, data from Vienna)

G_k : total solar radiation received by the solar thermal collector field [kWh/m²], (assumption, data from Vienna)

T_m : middle temperature of the solar collector. It can be calculated by:

$$T_m = (T_{in} + T_{out}) / 2 \quad (X)$$

where T_{in} , T_{out} : inlet and outlet temperature of solar collector respectively [°C]

A: total net area of the solar collector [m²] (assumption for rural scenarios: 235 m², 1175 m², 2350m² and urban scenarios: 48'175 m², 240'875 m², 481'750 m²).

The efficiency " $\eta_{collector}$ " depends on the difference between the average temperature of the collector and the external temperature. If this difference is higher than 80°C (i.e. at very low outside air temperatures), efficiency drops down, especially standard flat plate collectors. This is due to high thermal losses due to radiation and convection at very low outside air temperatures. Flat plate Collector; Premium Quality have been chosen for the calculation of the heat load production from the solar field.

Tabelle 6 : Solar thermal system model: component parameters [32]

Collector Categories	c_0	$c_1 [W/m^2 K]$	$c_2 [W/m^2 K^2]$
Flat Plate; Unglazed	0,918	13,3	0,85
Flat Plate collector; inexpensive	0,7	4	0,03
Flat Plate collector; Good Quality	0,8	3,5	0,02
Flat plate Collector; Premium Quality	0,85	3	0,01
Tube Collector	0,765	1,03	0,005

The solar thermal profiles are created considering the variations presented in section 4.3.1 "Background and scenarios". For each scenario (rural and urban) 3 different profiles are created depending on the heat coverage percentage (5%, 25% and 50% of the peak heat demand).

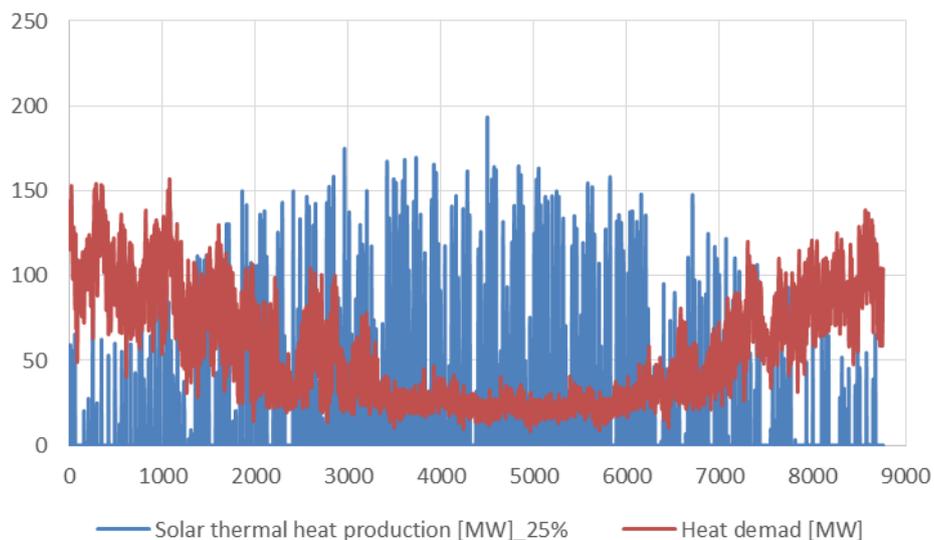


Abbildung 22: Solar thermal profile for 25% coverage of the peak heat load

4.3.2.2 Economic module

The economic module enables the economic assessment of the storages and power plants. Based on specific investment cost data, it calculates the total annual costs according to the annuity method, including investment, operation and maintenance costs of the different technologies installed in the scenarios.

The annual investment cost is determined by the annuity method, which allows to distribute the capital value of the investment over the useful life of the components. The annuity factor for all components is calculated as:

$$\text{Annual total investment [€]} = C_0 \cdot \text{AF}$$

where C_0 : capital value [€] (specific capital values for the components given below)

AF: annuity factor [-] calculated as:

$$\text{AF} = \frac{q^n \cdot (q-1)}{q^n - 1}$$

where q : interest factor [-] calculated as:

$$q = 1 + (i/100) \quad (i: \text{required rate of return and } n: \text{useful life [33]})$$

Tabelle 7: Annuity factor calculation for power plants and storages

	Storage	Boiler and solar thermal	CHP and HP
Service life [Years]	30	20	15
Required rate of return i [%]	5	5	5
Annuity factor [-]	0.065	0.080	0.096

The total annual costs of the storages are determined based on specific investment cost data from the study presented in [28]. Abbildung 23 represents the specific costs of pressurized and non-pressurized storages for volumes up to 6000 m³. Specific costs of pressurized storages range between 700-1100 €/m³, while non-pressurized storage units can be produced more cost-efficiently and range between 50-500 €/m³, depending on the storage design. The bigger the storage capacity is the lower the specific energy losses and costs are, since the surface area of the storage per storage volume decreases with the size of the storage tank.

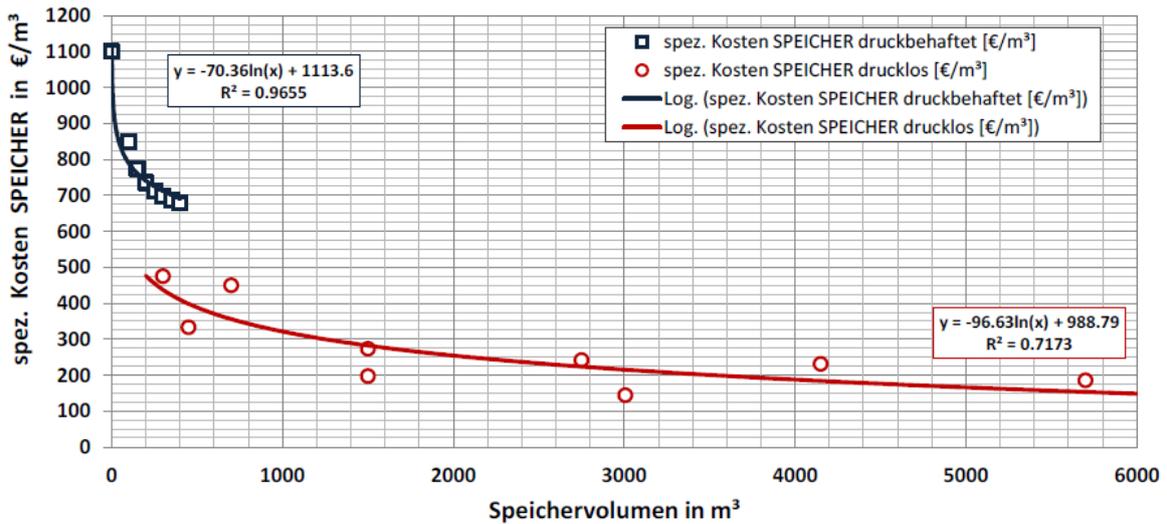


Abbildung 23: Net price for pressurized and non-pressurized thermal energy storages per m³ [28]

In Abbildung 24, the specific costs of non-pressurized large storages is represented for volumes above 6000 m³. A further increase of the storage volume would derive in a reduction down to 25-50 €/m³.

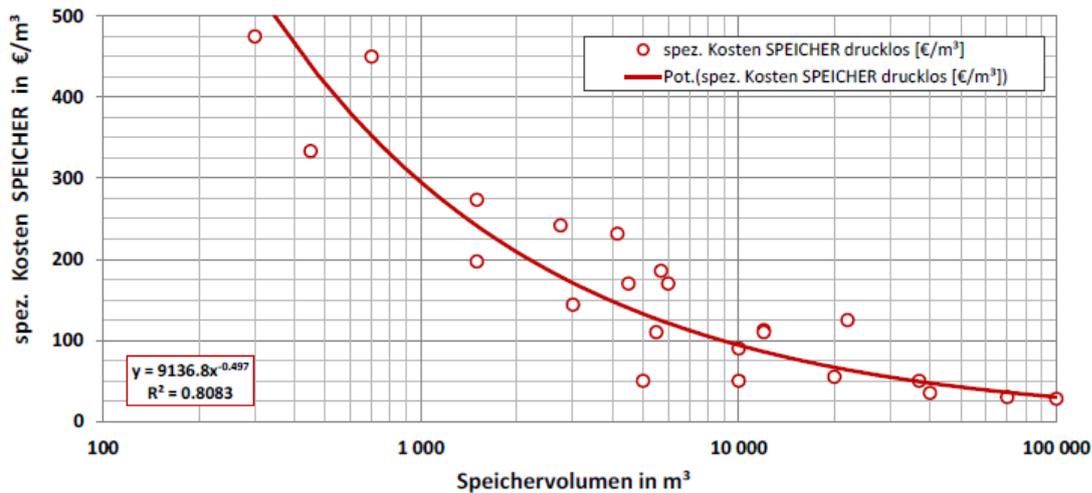


Abbildung 24: Net price for non-pressurized large thermal energy storages per m³ [28]

Regarding the investment costs of the power plants, the data imported in the economic module is obtained from several studies and manufacturers. The investment costs of the gas, oil and biomass boilers installed in the rural scenario derive from the equations shown in Tabelle 8. The specific investment costs for the CHP, waste incineration plant and gas boiler installed in the urban scenario are calculated based on the values in Tabelle 8, Tabelle 9 and Abbildung 25 respectively. The costs for the waste heat are calculated in the form of heat generation costs based on AIT internal studies, which include capital related costs of the equipment needed to integrate the waste heat into the network (heat pumps, piping systems, heat exchanger), demand related costs (electricity demand of the heat pumps) and operation related costs. The total investment costs of the solar thermal plants are obtained from an economic feasibility calculation tool dedicated to solar district heating [34].

Tabelle 8: Investment cost equations for different producers [33]

Komponente	Formel	Geltungsbereich
Erzeuger		
Gasbrennwertkessel komplett mit Pumpe, Verrohrung usw.	$1464 \text{ €} \cdot [\dot{Q}_{H/TWW} \text{ in kW}]^{-0,4411}$	10 ... 2500 kW
Ölbrennwertkessel komplett mit Pumpe, Verrohrung usw.	$1851 \text{ €} \cdot [\dot{Q}_{H/TWW} \text{ in kW}]^{-0,4617}$	10 ... 2500 kW
Hackschnitzelkessel komplett mit Pumpe, Verrohrung usw.	$3854 \text{ €} \cdot [\dot{Q}_{H/TWW} \text{ in kW}]^{-0,4472}$	10 ... 2500 kW
Pelletkessel komplett mit Pumpe, Verrohrung usw.	$6786 \text{ €} \cdot [\dot{Q}_{H/TWW} \text{ in kW}]^{-0,6305}$	10 ... 100 kW
Gas-BHKW komplett mit Pumpe, Verrohrung usw.	$16486 \text{ €} \cdot [\dot{Q}_{H/TWW} \text{ in kW}]^{-0,5177}$	10 ... 650 kW thermisch
Öl-BHKW komplett mit Pumpe, Verrohrung usw.	$20607 \text{ €} \cdot [\dot{Q}_{H/TWW} \text{ in kW}]^{-0,5177}$	10 ... 650 kW thermisch
Erdreichwärmepumpe komplett mit Pumpe, Verrohrung usw.	$3577 \text{ €} \cdot [\dot{Q}_{H/TWW} \text{ in kW}]^{-0,4085}$	5 ... 100 kW thermisch
Außenluftwärmepumpe komplett mit Pumpe, Verrohrung usw.	$5706 \text{ €} \cdot [\dot{Q}_{H/TWW} \text{ in kW}]^{-0,4779}$	5 ... 50 kW thermisch

Tabelle 9: Specific investment costs for CHP

Leistung P _{el} [MW]	Investitionskosten €/kW _{el}	Datenquelle	Anmerkungen	Jahr
30	1000	Bertsch (Hersteller)	Komplettes Kraftwerk	2016
50	1200	Bertsch (Hersteller)	Komplettes Kraftwerk	2016
60	1100	Kolbitsch (Hersteller)	Komplettes Kraftwerk	2016
100	1300	Dänische Studie	Komplettes Kraftwerk	2015
500	900	Dänische Studie	Komplettes Kraftwerk	2015
595	840	Fortuna Düsseldorf	Komplettes Kraftwerk	2016
min	700	AEE_Dossier	Komplettes Kraftwerk	2010
max	1000	AEE_Dossier	Komplettes Kraftwerk	2010

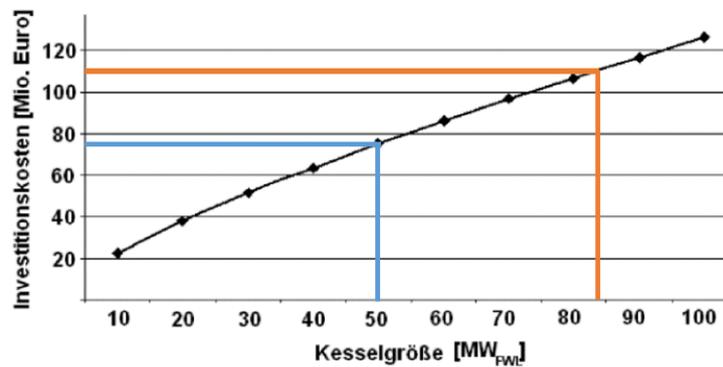


Abbildung 25: Investment costs for waste incineration plants in relation to the installed thermal capacity [35]

Tabelle 10: Investment costs for gas/oil boilers [36]

Installed heat capacity [MW]	Investment [k€]
2	360
3	489
5	750
8	1040
10	1250
15	1800
20	2250
25	2750
30	3150
40	4100
50	4850
60	5700
70	6440
80	7360
90	8280
100	9200

The operation and maintenance cost is assumed to be of the storages is assumed to be 4% of the total investment cost for the storages and power plants and 2% of the total investment cost for industrial waste heat and solar thermal plants.

Fuel costs for the power plants on the baseline scenarios (biomass boiler, oil boiler, gas boiler, CHP) are shown in Tabelle 11.

Tabelle 11: Fuel costs prices [33]

	Preis kWh		Brennwert		Preis Menge	
Gas, brennwertbezogen	0,061	€/kWh	9,5	kWh/m ³	0,580	€/m ³
Heizöl, brennwertbezogen	0,063	€/kWh	10,6	kWh/l	0,668	€/l
Holz hackschnitzel, brennwertbezogen	0,028	€/kWh	4,3	kWh/kg	119	€/t
Holz pellets, brennwertbezogen	0,042	€/kWh	5,21	kWh/kg	220	€/t
Bioabwärme	0,024	€/kWh				
Strom, Allgemein	0,141	€/kWh				
Strom, Wärmepumpe	0,141	€/kWh				
Strom, Einspeisung BHKW	0,161	€/kWh				

4.3.2.3 Environmental factors

The environmental factors are also imported into the optimization model in order to consider the effect of the CO₂ emissions in the overall calculation of the operational cost. The CO₂ factor for every technology is determined according to Austrian standards [29]. In addition, the price of CO₂ European Emission Allowances is assumed to be 6 €/tCO₂.

Tabelle 12: Environmental factors for the different sources [29]

	Energieträger	f _{PE} [-]	f _{PE,n.ern.} [-]	f _{PE,em.} [-]	f _{CO2} [g/kWh]
1	Kohle	1,46	1,46	0,00	337
2	Heizöl	1,23	1,23	0,01	311
3	Erdgas	1,17	1,16	0,00	236
4	Biomasse	1,08	0,06	1,02	4
5	Strom-Mix Österreich (inkl. Netto-Importe)	1,91	1,32	0,59	276
6	Fernwärme aus Heizwerk (erneuerbar)	1,60	0,28	1,32	51
7	Fernwärme aus Heizwerk (nicht erneuerbar)	1,52	1,38	0,14	291
8	Fernwärme aus hocheffizienter KWK ⁽¹⁾ (Defaultwert)	0,94	0,19	0,75	28
9	Fernwärme aus hocheffizienter KWK ⁽¹⁾ (Bestwert)	≥ 0,30	gemäß Einzelnachweis ⁽²⁾		≥ 20
10	Abwärme (Defaultwert)	1,00	1,00	0,00	20
11	Abwärme (Bestwert)	≥ 0,30	gemäß Einzelnachweis ⁽²⁾		≥ 20
	⁽¹⁾ ... Als hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) werden all jene angesehen, die der Richtlinie 2004/8/EG entsprechen. ⁽²⁾ ... Für den Fall, dass ein Einzelnachweis gemäß EN 15316-4-5 durchgeführt wird, dürfen keine kleineren Werte als für industrielle Abwärme verwendet werden. Die Randbedingungen zum Berechnungsverfahren sind im Dokument „Erläuternde Bemerkungen“ festgehalten.				

4.3.2.4 Optimization model

The operational optimization model, the core of the simulation based design of the storage units, is developed to assess the storage dimension in different scenarios. The model is based on the mixed integer linear programming (MILP) method, which is suitable for solving unit commitment problems due to their flexibility in addressing the trade-offs between system accuracy and the robustness of the optimization solution method [37] [38].

The model provides the cost optimal operation strategy for every scenario and variation. This means it finds the most economical solution for operating thermal and power plants, renewable energy sources and storages at every time step over the optimization period. It also allows prioritization of different supply components if needed by adding weighting factor to the relevant variable in the objective function. Power plants and storages are imported exogenously to the model in the form of component specific data calculated in the design and economic modules. For power plants the data consists of nominal capacity, thermal and electrical efficiency, minimum partial load operation of plants, plant ramp-up rate, carbon dioxide factor, operation/maintenance cost, fuel cost, electricity prices and waste heat generation costs (details in Anhang C). Regarding the storages, the data consists of volume, storage capacity, thermal loss factor, annual investment costs and annual operation/maintenance costs (details in Anhang C).

As the model is linear it simplifies the non-linear reality of some system properties, for example the non-linear relationship between efficiency of heat and power plants and their partial load operation. This is a necessary trade-off in order to achieve robust (that is best possible) solution. The binary feature of MILP is especially useful for dealing with the

scheduling issues of different system components and accommodating on/off function of the available components. That is done by establishing binary variable that defines for example the on/off state of plants or control strategy of storages.

The model is formulated as a set of linear algebraic equations representing component interactions and together they govern the energy flow between components as well as the operation behavior. These equations are composed of decision variables defining fuel consumption, heat generation, power generation, storage state of charge, storage charge and discharge etc. The solution of the decision variables is determined by an optimization solver according to data signals such as time series of heat demand and cost parameters and component specific operation boundaries. The objective function, which represents the heat generation cost, to be minimized is formulated as summation of the multiplication of cost parameters and decision variables as so:

$$F [\text{€}] = L (C_{\text{fuel}} + F_{\text{CO}_2} \cdot C_{\text{EUA}} + C_{\text{HP}}) + Q \cdot C_{\text{heat}} - C_{\text{el}}$$

where L: fuel consumption [MWh]

C_{fuel} : fuel costs [€/MWh]

F_{CO_2} : CO₂ factor [t CO₂/MWh]

C_{EUA} : European emission allowances price [€/t CO₂]

C_{HP} : heat pump electricity cost [€/MWh]

Q: heat production [MWh]

C_{heat} : industrial waste heat generation costs [€/MWh]

C_{el} : sold electricity cost [€/MWh]

The levelised cost of heating is determined as:

$$\text{LCOH} = (F_{\text{min}} + C_{\text{invest}} + C_{\text{maintop}}) / Q_n$$

where F_{min} : minimized operational cost [€/MWh]

C_{invest} : annual investment cost of power plants and storages [€]

C_{maintop} : annual operation and maintenance costs of power plants and storages [€]

Q_n : normalized annual demand [MWh]

The model is implemented in Matlab and executed using the intlinprog solver. The solver is only able to handle limited number of variables due to limited computational capacity. Therefore, in order to carry out hourly based optimization over a year, the execution was conducted for suitable number of time steps, 24 hours, forming a single time slot, and repeated for consecutive slots of equal size, spanning over total duration of a year. This was done while ensuring continuity in solution of the decision variables between optimization slots. Due to computational time limitations a discrete range of 10 storage volumes is imported into the system. The model assesses every storage volume through an iterative process and provides the cost optimal volume for each scenario

4.3.3 Excursus: multi-periods optimization

4.3.3.1 Introduction

The optimization process described in section 4.3.2 “Simulation based storage design: methodology” considers heat plant scheduling and storage management only on a daily basis due to computational time limitations. However a longer optimization time framework

(above one day) could be considered in a multi-period optimization approach. Abbildung 26 illustrates the heat demand, heat production and storage level of an exemplary district heating network. The standard daily optimization approach shows that the storage discharging phase occurs between 6000h and 8000h period. According to a detailed analysis of the case study, it would be economically more beneficial to discharge it at later time steps, so that the storage can cover the heat demand and the other heat sources replacing peak oil boilers.

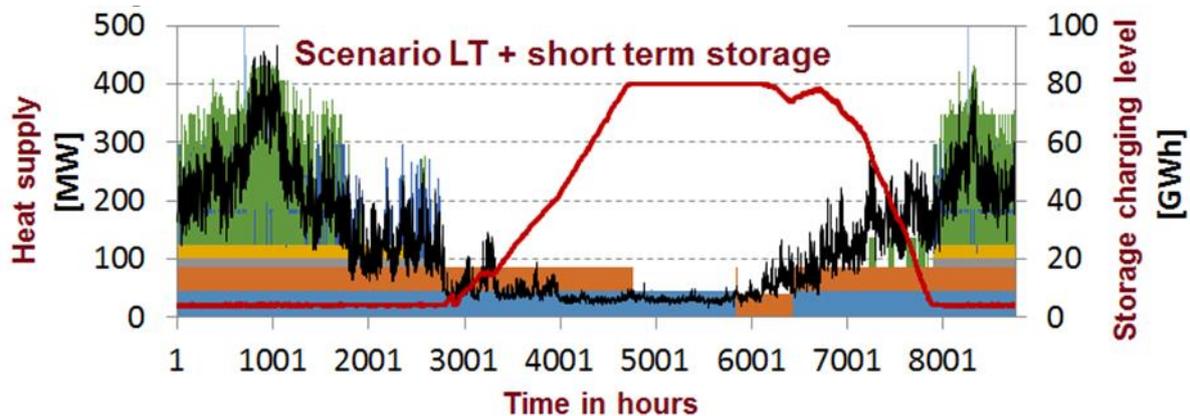


Abbildung 26: Heat demand, production of heat sources and storage level of an example case District heating network

Based on this statement, the following questions are raised: how to improve the heat production schedule of thermal plants and storage management on a long period (typically one year)? How to optimize the use of resources at a certain time considering the next time steps? Could the development of an optimization algorithm, able to consider future trends (demand/prices) to optimize the heat production at the current time step, bring substantial benefits in terms of cost and energy savings? This study demonstrates, on a specific case study, the advantages of considering a longer optimisation timeframe, taking into account demand and price developments, at the scope of optimizing heat production and storage management.

The resource allocation problem, also referred as Unit Commitment Problem, has already been addressed in a few studies. For instance, in [39] the authors address the issue of Annual resource allocation, short-term resource scheduling versus real-time resource scheduling, underlining that the resources constraints are not always defined over the pertinent scheduling interval. After applying two different methodologies, where the real-time scheduling is constantly the result of an optimization loop on higher levels, the authors conclude that “a closer coordination between short-term operation scheduling and longer-term resource allocation will improve the efficiency of utility system operation and thus may result in significant additional cost savings”. In [40], the authors propose dynamic programming algorithms to obtain a long-term dispatching of production units.

4.3.3.2 Concept and methodology

The Abbildung 27 illustrates the methodology for the development of the overall concept of multi-periods optimization which should be implemented and tested on different cases.

- Reference optimization (daily based) is realized for 365 time slots of 24 hour time step with hourly input data.
- The improved optimization is defined (precision of the input data, number of periods and time steps) by comparing some specific results such as storage level or heat plant production, depending on the purpose of the simulation. It provides results consistent with the reference optimization, and it improves the results of the cost minimization objective function as well as key indicators such as storage cycles.
- Based on the results from the improved optimization, new constraints are implemented for the lower and upper boundaries of the storage and heat sources capacities.
- Finally a consecutive daily optimization is run.

Depending on the purpose of the optimization, various optimization periods and time steps can be used for the reference optimization. In the following, the reference optimization is a daily optimization (365 optimization periods of 24 time steps). The overall optimization horizon is one year.

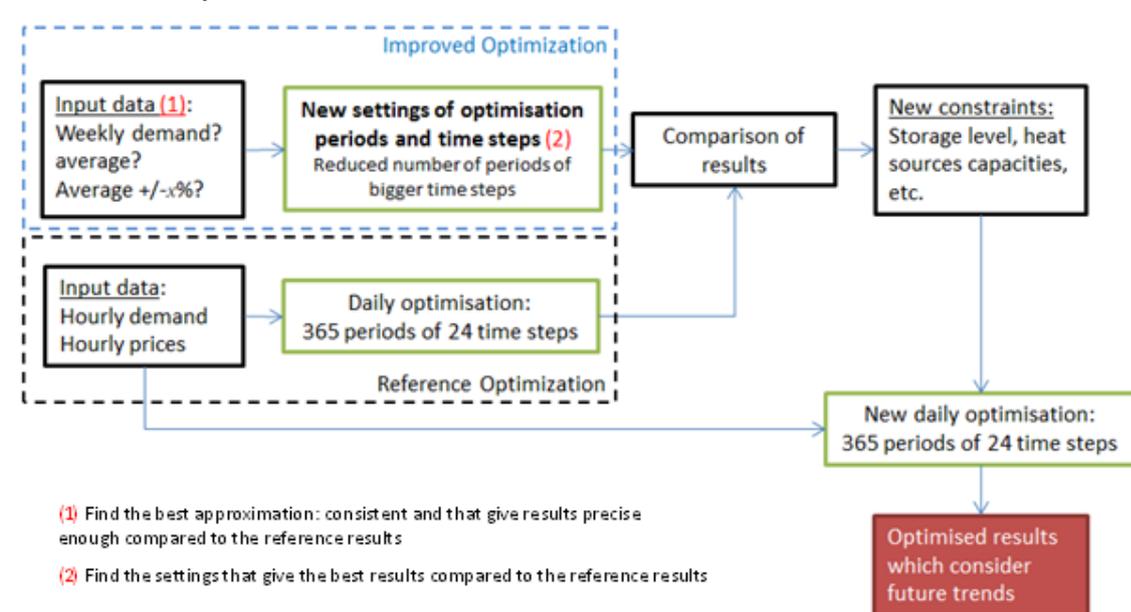


Abbildung 27: Methodology for the development of the overall concept of multi-periods optimization

The first development step of this concept consists in confirming that a long term period optimization could lead to more beneficial global results than a short term optimization. To do so, a theoretical case is modelled and simulated under different time step conditions. The core model for the operation optimization is based on the described model in section 4.3.2.4 "Optimization model".

4.3.3.3 Application example

Description of the case study

The methodology is applied to a virtual urban district heating network. The district heating network considered has a total heat demand of 3054 GWh and is supplied by 10 heat sources. Heat plants and sources characteristics are summarized in Tabelle 13. It can be noticed that in order to force the usage of solar thermal heat available a negative fuel price (assumption) has been considered. To take the most advantage of it, it is interesting to store the excess heat available during summer and use it during winter when there is a bigger heat demand, in order to avoid running the more expensive heat sources. Within the optimization algorithm, the priorities of the heat plants are set according to the fuel prices.

Tabelle 13: Heat sources characteristics

Plant name	Type	Heat capacity [MW]	Total efficiency [%]	Minimum load [%]	Fuel price (€/MWh)
Q1	Gas Boiler	910	85%	40%	115.00
Q2	Solar	-	-	-	-25.00
Q3	Electric boiler	80	98%	0%	70.00
Q4	Oil boiler	72	80%	20%	90.00
Q5	Oil boiler	123	80%	20%	90.00
Q6	Oil boiler	135	80%	20%	90.00
Q7	Waste heat	78	100%	90%	50.00
Q8	Waste heat	24	100%	90%	50.00
Q9	Biomass boiler	22	70%	20%	70.00
Q10	Biomass/waste heat	10	100%	90%	70.00

The network is also equipped with a storage with a capacity of 300 GWh used to store the excess heat production from the solar panels and release it whenever it is necessary.

The objective is to compare the results of the reference optimization over one year with a daily time step and other optimizations with a larger time step, as described in Tabelle 14, in order to evaluate the benefits of using long term optimization on the heat plants production schedule and storage operation.

Tabelle 14: Optimization settings for comparison with the reference optimization

Short name	Total number of periods (-)	Optimization time horizons (hours)
Opt12	12	730
Opt6	6	1460
Opt4	4	2190
Opt3	3	2920
Opt2	2	4380

Results

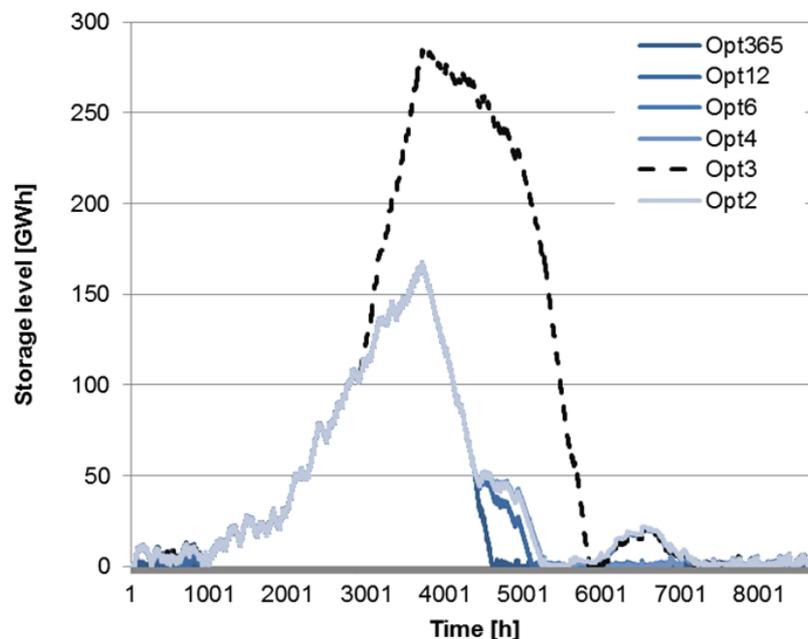
Based on the different optimizations carried out, the total operational costs, which gives an indication of the total savings from the storage, are calculated and presented in Tabelle 15.

Tabelle 15: Indicators based on optimization results

Optimization short name	Total operational costs (million €)
Reference (Ref Opt)	142.4
Opt12	139.4
Opt6	138.5
Opt4	138.9
Opt3	132.5
Opt2	138.5

The total operational costs, by considering different time period horizons for the optimization, vary between 132.5 million € (Opt3) and 142.4 million € (reference scenario). The optimization Opt3 therefore performs total savings up to 7% due to a better use of solar heat with the optimized operation of the storage (higher storage cycles).

The results from the Opt3 are compared to the results from the Ref Opt. The storage level is presented in Abbildung 28. With the Opt3, the storage is charged 80% more than in the Ref Opt. The maximum of the storage level is reached around 3700 hours for both optimization, but the discharge is slower and takes 1500 hours longer in the case of Opt3. A second limited charge and discharge can be noticed between 6000 hours and 7000 hours only for the Opt3. In Opt3, 2920 hours are considered to optimize each of the 3 periods. That explains why the storage is not discharged immediately when there is a heat demand, but later to avoid using the other expensive heat sources. This situation can be seen on Abbildung 28, where from 4000 hours, there is an increasing heat demand but the storage is not significantly discharged before around 6000 hours, to avoid using the heat sources Q1 and Q9.

**Abbildung 28: Storage level for the different scenarios**

The heat production of the different plants are illustrated in Abbildung 29, which shows that the Ref Opt and the Opt3 give different results for the optimal heat production of each source

(except for the solar thermal source Q2), especially the heat source Q1 (gas boiler) is used so few in Opt3 that it does not appear on the graph.

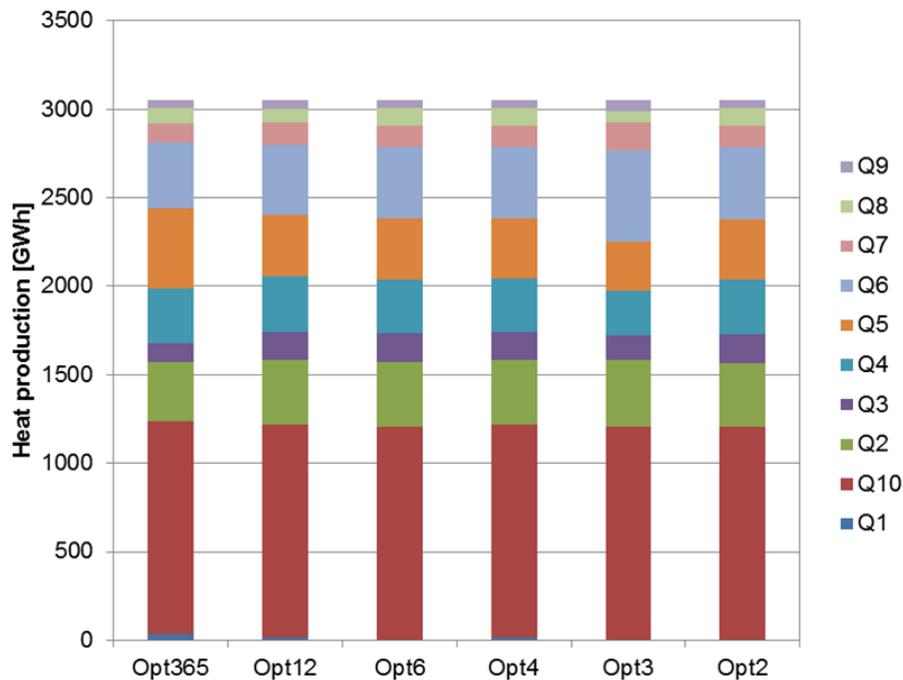


Abbildung 29: Heat production distribution among plants

On a one year horizon, the Ref Opt gives optimal results on a daily optimization basis and the Opt3 gives optimal results on a 4 months optimization basis. Considering that the Opt3 leads to total operational costs 7% cheaper than the Ref Opt with a different heat source production schedule and storage management, it can be concluded that the results from the daily optimization (Ref Opt) could be improved, by giving more information about future trends (which are data already optimized by the Opt3) as new constraints for the optimization algorithm.

The envisaged methodology consists, for a daily optimization, in adding a constraint on the lower and upper boundaries of the storage level at the time step corresponding to the three ending periods of the Opt3 (after 2920 hours, 5840 hours and 8760 hours). That way will ensure, over a one year horizon, the optimal level of the storage and therefore the heat sources production, to reach their optimal level considering a whole period of 4 months, whereas there will still be some freedom for fine-tuning an hourly schedule (daily optimization). This last part of the methodology, which consists of adding the constraint to the lower and upper boundaries is not included in the study and it has to be considered as part of a possible future work. The different periods and time steps given in this example are chosen according to the data available and the purpose of the demonstration, however when applying this methodology to other cases, the periods and time steps have to be chosen in accordance to the specific needs of the case study.

The objective of the methodology developed here is to implement an algorithm able to fine-tune thermal plants scheduling and storage operation on a short-term period by using long-term predictions.

With this example, chosen to illustrate the interest of the overall multi-period optimization methodology, it has been demonstrated that a daily optimization of hourly production schedule can be improved at an hourly time step by using a larger optimization period, such as 2920 hours, in order to plan the production of different plants and the storage cycles in a more efficient and economical way. The overall methodology is to be developed further on and tested on other cases to be validated.

4.4 Mathematical approach - methodology

4.4.1 Scenarios overview

Within the heat_portfolio project alternative design (sizing) methods for integration of renewable and alternative energy sources have been analyzed and further developed allowing a potential user to be able to identify boundary conditions similar to its use case and therefore identify the optimal storage size. At the scope of assessing the thermal storage design based on the results of the mathematical approaches, different ones are applied to a characteristic Austrian district heating rural network as described in section “4.3.1 Background and scenarios”. The mathematical approaches in engineering have been developed in order to reduce the complexity of the calculation and/or the effort in any design phase. Based on the optimal results from the simulation approach, for the specific case under consideration the most suitable mathematical approach will be tested and assessed. Various mathematical approaches called as scenarios, which consider different characteristics, have been used and are listed below:

- Scenario 1 - Baseline (SZ1), based on the baseline results from the simulation method reported in the section “4.3.1 Background and scenarios”.
- Scenario 2 - Rainflow method, based on the weighted average value of the first 3 more often number of cycles (SZ2)
- Scenario 3 - Rainflow method, based on the largest amount of number of cycles (SZ3)
- Scenario 4 - Fourier transformation, based on the maximum of the first 3 more often number of cycles (SZ4)
- Scenario 5 – Boiler minimum load and customers, based on the average value of the customer heat load demand below the minimum load of the boiler (SZ5)
- Scenario 6 – Boiler minimum load, based on minimum load of the boiler (SZ6)

Based on each method defined by the scenario a theoretical heat storage load is identified. For each scenario three different variations have been selected and specifically related to the storage capacity of the found heat load. The three variations are:

- a) 12h ability to store the heat storage load
- b) 6h ability to store the heat storage load
- c) 3h ability to store the heat storage load

As an example: if in Scenario 2 an heat load of 120kW is found the three variations of the SZ2 will correspond into three storage sizes of respectively a) 1440kWh, b) 720kWh and c) 360kWh.

In the following sections the five methods (Scenario 1 is considered only for comparison matters) are described in detail.

4.4.2 Rainflow method (SZ2&SZ3)

Cycle counting is used to summarize (often lengthy) irregular load-versus-time histories by providing the number of times cycles of various sizes occur. The definition of a cycle varies with the method of cycle counting. These practices cover the procedures used to obtain cycle

counts by various methods, including level-crossing counting, peak counting, simple-range counting, range-pair counting, and rainflow counting. Cycle counts can be made for time histories of force, stress, strain, torque, acceleration, (weighted average value of the first 3 more often number of cycles)

A number of different terms have been employed in the literature to designate cycle-counting methods which are similar to the rainflow method. These include range-pair counting (1, 2),³ the Hayes method (3), the original rainflow method (4-6), range-pair-range counting (7), ordered overall range counting (8), racetrack counting (9), and hysteresis loop counting (10). If the load history begins and ends with its maximum peak, or with its minimum valley, all of these give identical counts. In other cases, the counts are similar, but not generally identical. Three methods in this class are defined here: range-pair counting, rainflow counting, and a simplified method for repeating histories. The rainflow counting method has been used and the description of the algorithm of the Matlab implementation is reported in the Mathwork website³.

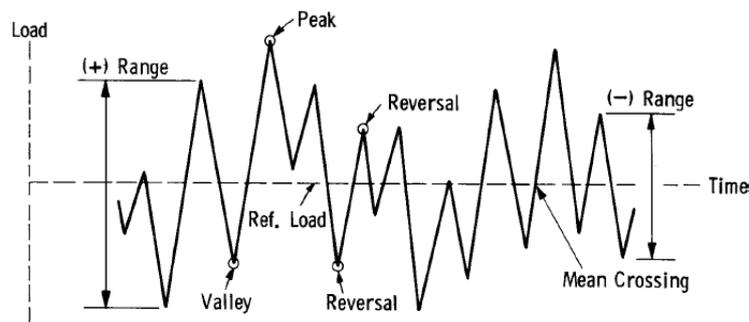


Abbildung 30: Basic fatigue loading parameters

The rural use case has been used to detail the method and exemplary results are reported in the Abbildung 31. The diagram reports in the X axis the amplitude of the cycles, in the Y axis the mean value of the cycles and in the Z axis the number of cycles. As expected a large amount of cycles are occurring at low mean heat load values corresponding to the summer cycles. A Gaussian behavior is found, at which about 400 kW as mean value the maximum of amplitude for the cycles are found. From the method no details about the seasonality of the amplitude is derived but it shows cycles which are in the range of 1 day and below.

³ <http://de.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/3026-rainflow-counting-algorithm>

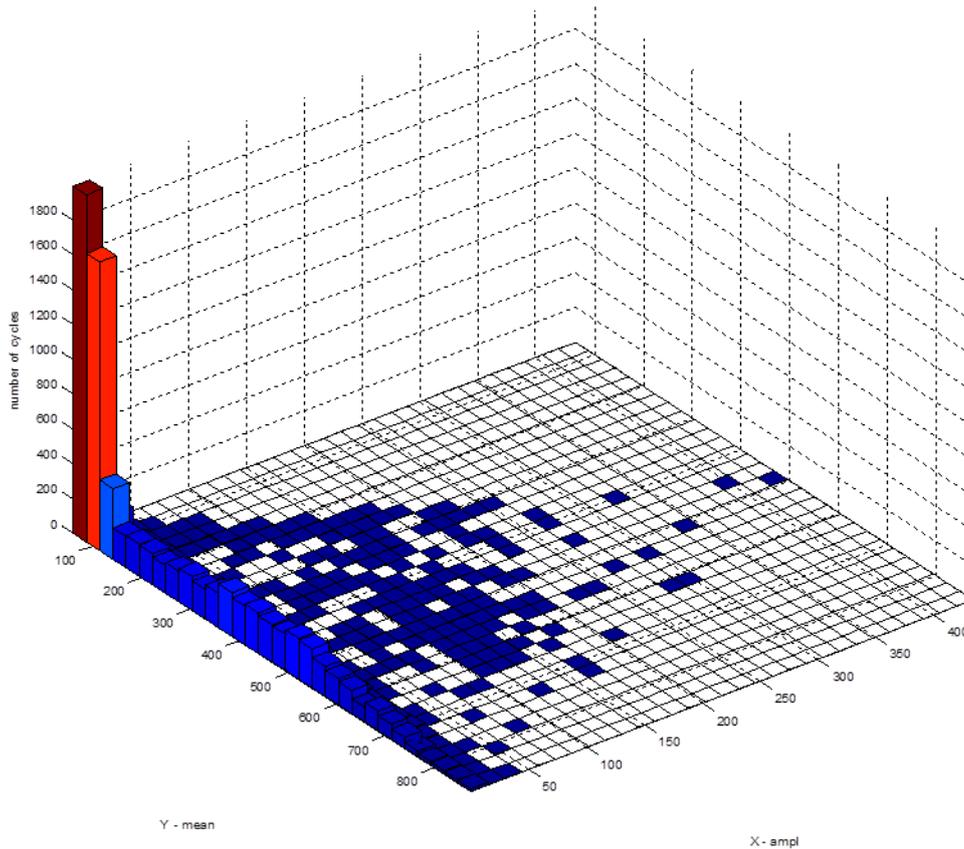


Abbildung 31: Results from the rainflow counting algorithm: example

4.4.2.1 Rainflow (SZ2)

In the scenario 2 the heat load used to derive the heat storage capacity for the three variations is determined based on the post processing of the rainflow counting algorithm and specifically based on the weighted average value of the first 3 most often number of cycles (in the example corresponding to the two red bars and the light blue bar).

4.4.2.2 Rainflow (SZ3)

In the scenario 3 the heat load used to derive the heat storage capacity for the three variations is determined based on the post processing of the rainflow counting algorithm and specifically based on the largest amount of number of cycles (in the example corresponding to the most red bar).

4.4.3 Fourier transformation method (SZ4)

The Fourier transform decomposes a function of time (a signal) into the frequencies that make it up. The Fourier transform of a function of time itself is a complex-valued function of frequency, whose absolute value represents the amount of that frequency present in the original function, and whose complex argument is the phase offset of the basic sinusoid in that frequency. In the study of Fourier series, complicated but periodic functions are written as the sum of simple waves mathematically represented by sines and cosines. The Fourier transform is an extension of the Fourier series that results when the period of the represented function is lengthened and allowed to approach infinity.

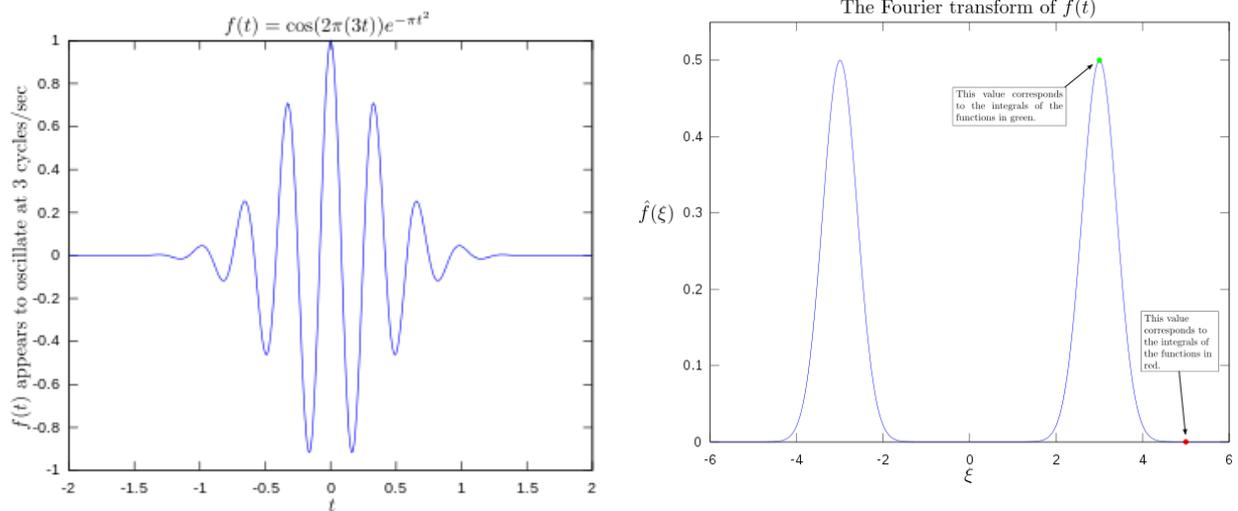


Abbildung 32: Original function showing oscillation 3 Hz (left), Fourier transform with 3 and 5 Hz labeled (right)

The rural use case has been used to detail the method and exemplary results are reported in the Abbildung 33. The diagram reports in the X axis the amplitude of the cycles, in the Y axis the mean value of the cycles and in the Z axis the number of cycles. As expected a large amount of cycles are occurring at low mean heat load values corresponding to the summer cycles. A Gaussian behavior is found, at which about 400 kW as mean value the maximum of amplitude for the cycles is found. From the method no details about the seasonality of the amplitude is derived but it shows cycles which are in the range of 1 day and below.

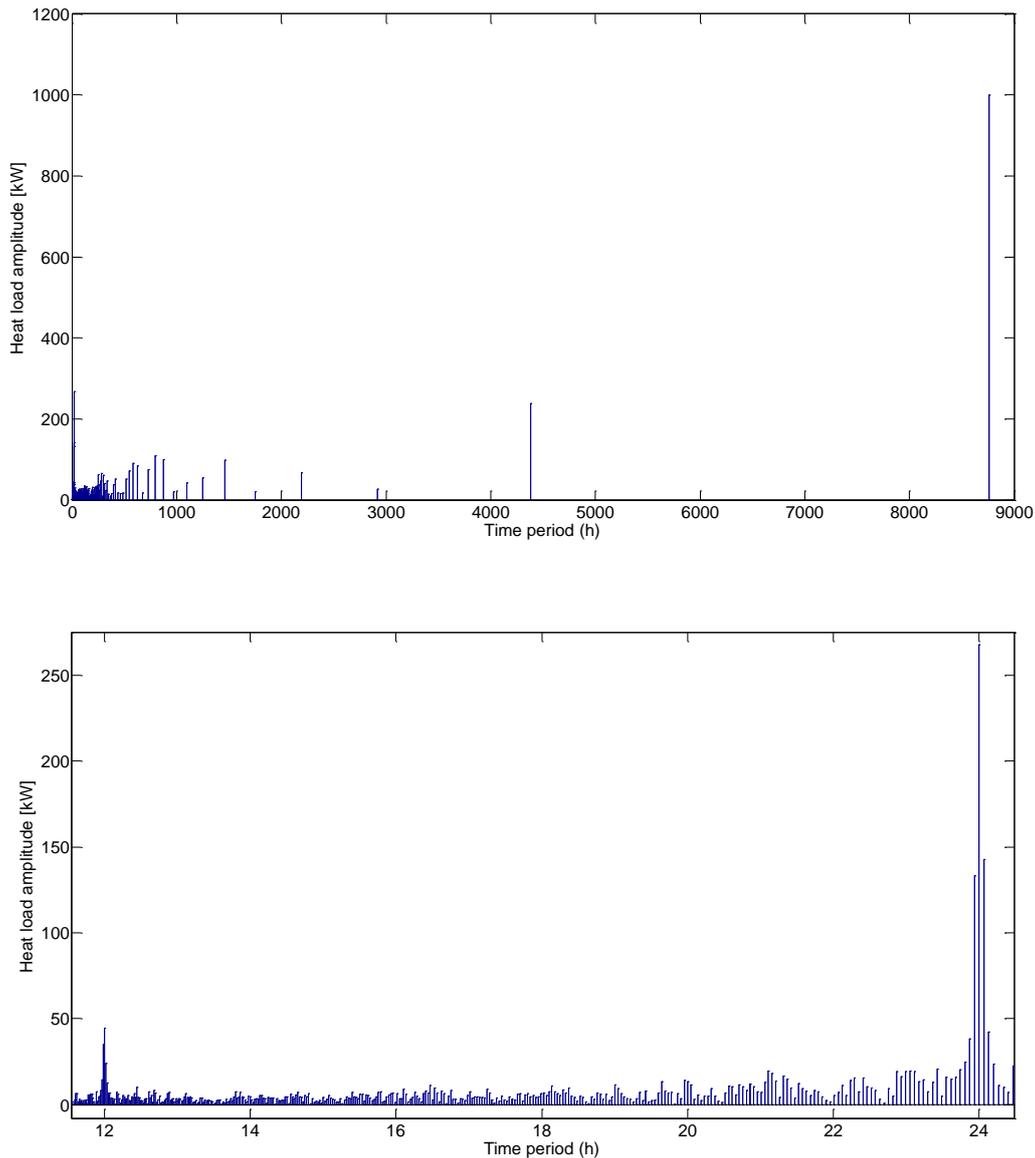


Abbildung 33: Results from the Fourier algorithm transformation: all frequencies band (top picture), frequencies between 12h and 24h (bottom picture)

In the scenario 4 the heat load used to derive the heat storage capacity for the three variations is determined based on the post processing of the Fourier transformation algorithm⁴ and specifically based on the heat load amplitude at the time period of 12h (in the example corresponding to about 50kW).

4.4.4 Average value method (SZ5)

The average value algorithm (SZ5) is developed for the rural use case under consideration that the aim of the introduction of a storage tank is to: a) support a more constant heat production of the plants, b) be able in winter to reduce peak load, c) reduce the time in which the plant works in incandescent bed mode. Along the line with these specific targets, the

⁴ <https://it.mathworks.com/help/matlab/ref/fft.html>

mathematical model for the scenario 5 considers the average value of the theoretical heat load profile below the minimum load of the boiler.

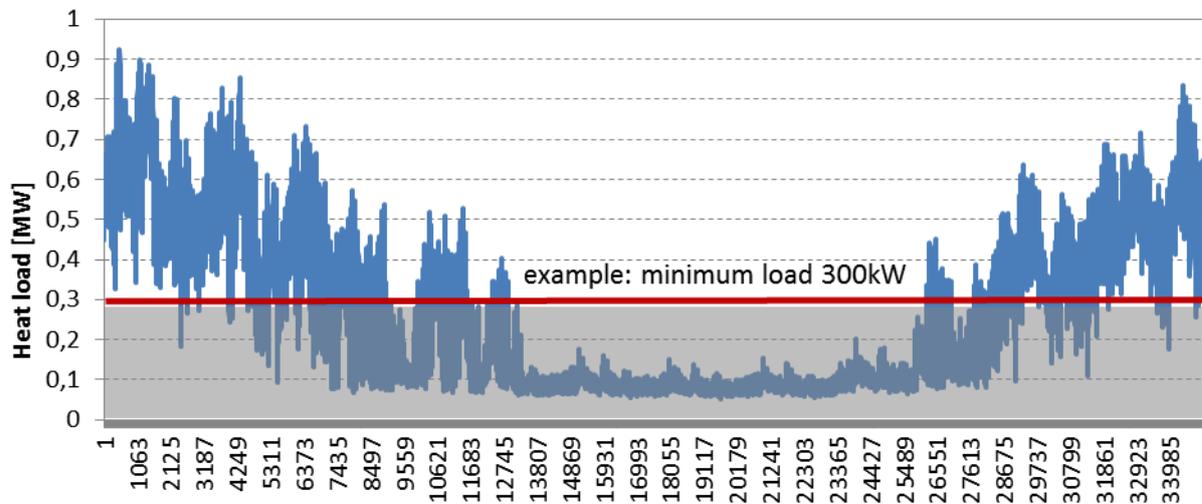


Abbildung 34: Results from the average value algorithm: example

4.4.5 Minimum load of the producer method (SZ6)

The minimum load of the producer algorithm (SZ6) is developed for the rural use case under consideration of the same aim for the SZ5. In this case the only required parameter to be able to design the storage tank is the minimum of the producer from the specifications.

4.5 Results

The simulation method, based on an iterative optimization process, selects the cost optimal storage volume from the discrete volume range imported into the model for each scenario. In addition, it provides the operation strategy that minimizes the heat generation costs, including the hourly energy production of the plants, the fuel consumption of the plants as well as the storage behavior (charging, discharging and storage level).

An exemplary case has been selected to present the outcomes from the simulation methods. Abbildung 35 shows the results for the “variation a” of the rural cases, which consists of a biomass and oil boiler on the baseline. In addition, the effect of integrating high temperature industrial waste heat has been investigated for different heat demand coverage levels (5%, 25% and 50%), as well as different profile types (constant and fluctuating).

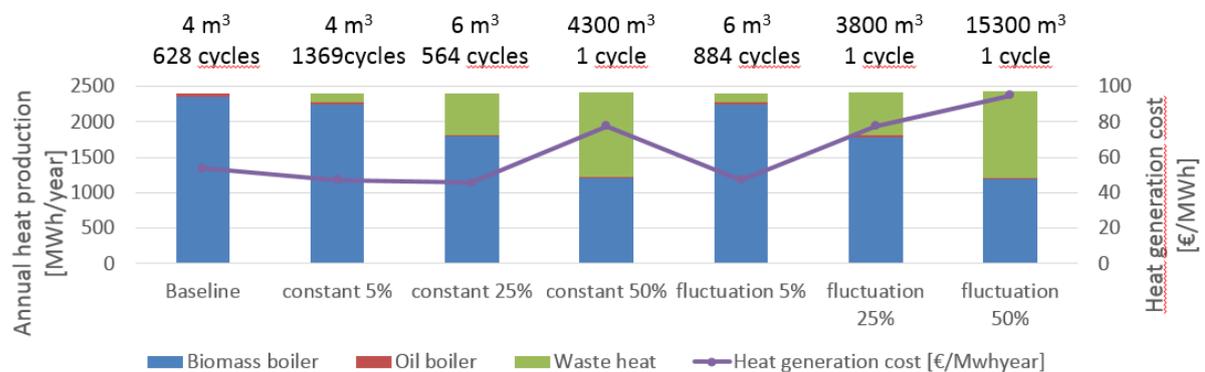


Abbildung 35: Rural scenario, “variation a” with waste heat integration: annual heat production and heat generation costs

Tabelle 16 gathers the results for the heat production, fuel consumption, annual costs, as well as heat generation costs, and shows their variation with respect to the baseline depending on the amount of integrated industrial waste heat.

The results show that the integration of industrial waste heat into the network reduces the heat production (and the fuel consumption as a consequence) of both the biomass boiler and the oil boiler up to 49% with respect to the baseline. Higher integration of waste heat results in an increased of the annual costs, as well as the heat generation costs, since bigger storage volumes are required, which results in a reduction of the charging and discharging cycles. Among the investigated cases, the variation with 25% of waste heat coverage reduces the annual costs and heat generation costs while reducing the oil and biomass consumption in around 60% and 24% respectively.

The investigation carried out for the different scenarios would allow a potential user to have an overview on the effect that the integration of renewable and alternative technologies would have on a given baseline, in terms of heat production, fuel consumption, total costs and heat generation costs.

Tabelle 16: Rural scenario, “variation a” with waste heat integration: annual heat production, fuel consumption and costs

	Baseline	High temperature industrial waste heat					
		constant 5%	constant 25%	constant 50%	fluctuation 25%	fluctuation 25%	fluctuation 50%
Heat production [MW]							
Biomass boiler	2361.49	2242.69	1790.30	1211.86	2241.21	1786.90	1195.76
Oil boiler	39.28	34.16	15.73	3.53	34.06	23.49	14.37
Waste heat	0.00	123.94	594.91	1199.42	125.64	603.17	1215.85
Fuel consumption [MW]							
Biomass boiler	2778.23	2638.45	2106.24	1425.72	2636.71	2102.23	1406.77
Oil boiler	52.37	45.54	20.98	4.70	45.41	31.32	19.16
Total annual costs [€/year]	113955	112956	109416	186528	113140	186338	228121
Heat generation costs [€]	47.5	47.1	46	78	47	78	95

The results from the simulation methods have been compared with the engineering methods investigated in “section 4.2”.

Abbildung 36 introduces an overview of different engineering methods, which calculate the storage volume based on the total nominal thermal capacity installed in the network or the collector gross area. The black dots represent existing district heating networks in Austria, while the red dots represent the results from the simulation methods. Note the number of visible dots is lower compared to the investigated variations. This is due to the fact for some of them the optimal storage size would be the same. Therefore, their representation is overlapped in the figure.

For rural and urban baseline scenarios, where no future technology is considered, the calculated storage volumes by the simulation methods fits the trendline set up by the engineering methods, and they approximate to the real storages already implemented in the existing networks. From the results the storage volume calculated by the simulation methods is lower compared to those recommended by the engineering methods. A reason could be the small difference in the storage investment, which would allow the planner to select a larger storage in order to gain flexibility for future developments.

Scenarios with high renewable integration are located in the upper area of the figure. Some of them are in fact outside, which would show the limitation of the engineering methods for sizing thermal storages for this type of networks.

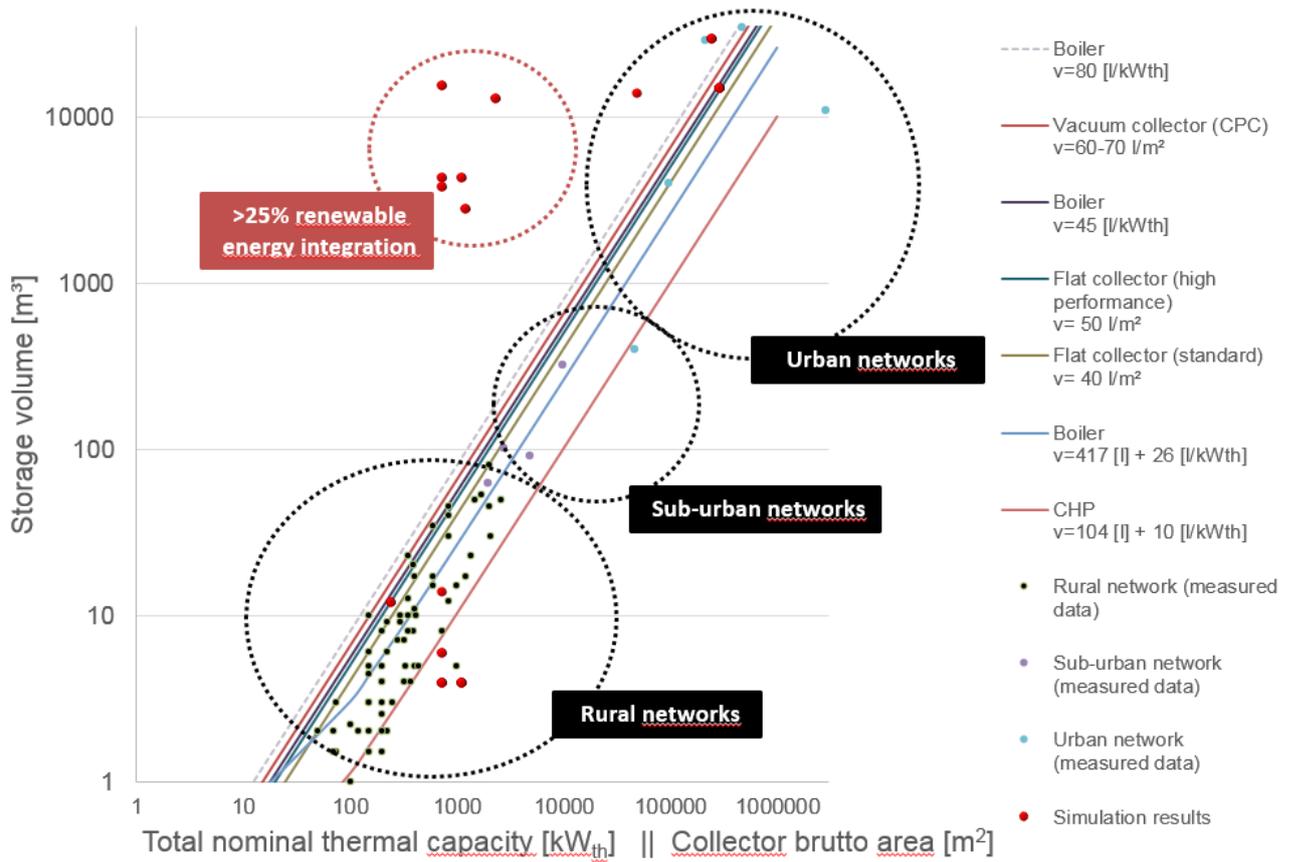


Abbildung 36: Comparison of engineering methods and simulation methods.

Abbildung 37 and Abbildung 38 show the comparison of the various mathematical methods taken under consideration. Considering the simulation study in the “section 4.3.2 Simulation based storage design: methodology”, the minimum of the heat production costs are occurring within the range of 4-8 m³ for the specific case under consideration. The outcome is therefore that in this specific case the scenario SZ2c/ SZ5c / SZ3c are the closest to the optimal solution. From the one hand the scenario SZ2 and SZ5 result have the same results in terms of design storage capacity and on the other hand the smallest storage size is resulting in the most economic feasible solution (3h).

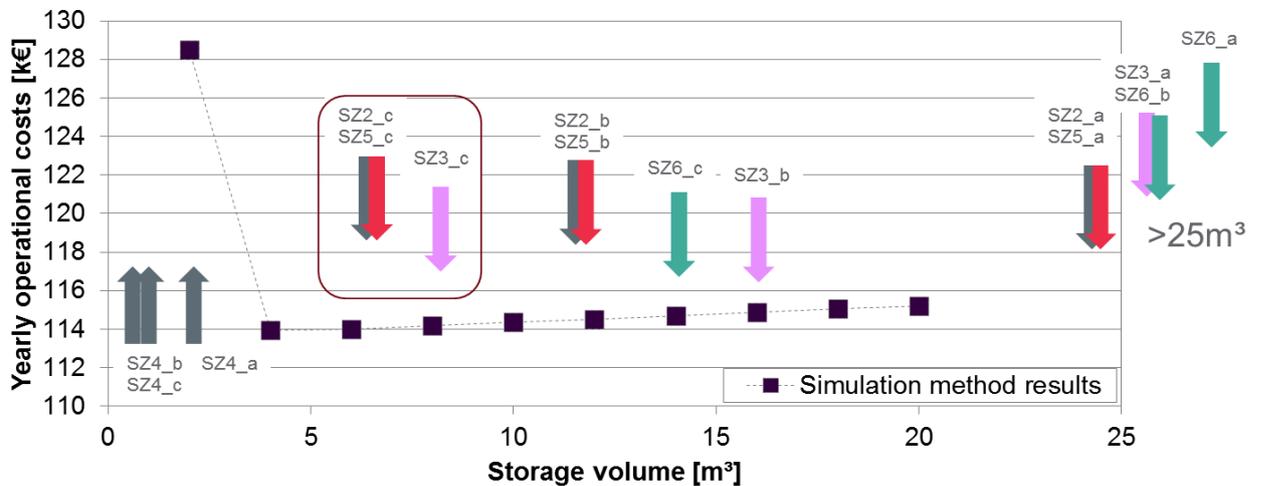


Abbildung 37: Heat production cost scenario rural case with 70% biomass boiler size

heat_portfolio

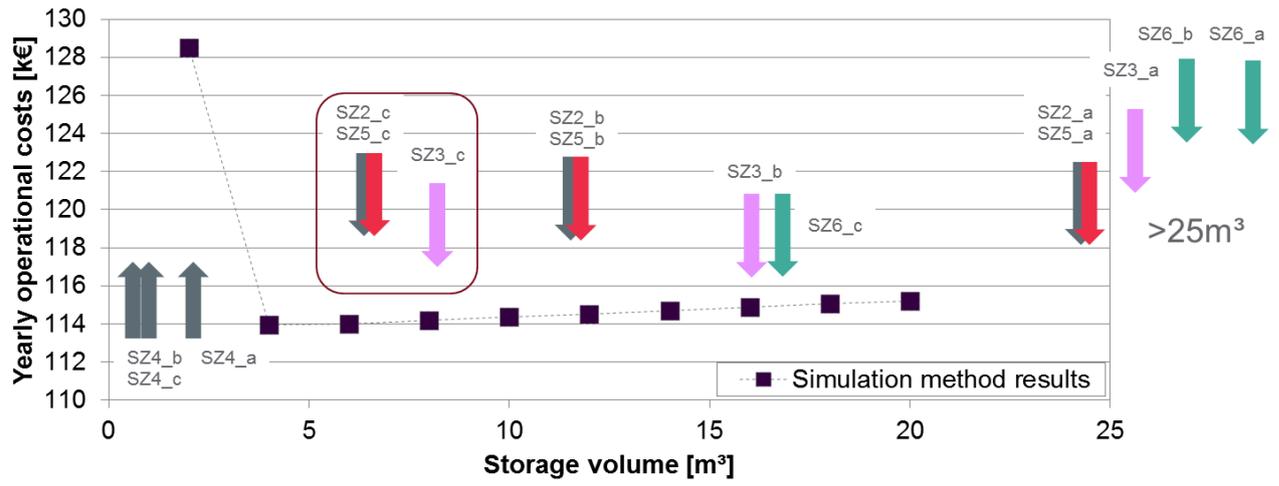


Abbildung 38: Heat production cost scenario rural case with 60% biomass boiler size

5 Literaturverzeichnis

- [1] C. Hofer, Interviewee, *Auslegung von thermischen Speichern in Wärmenetzen, Bilfinger VAM Anlagentechnik GmbH*. [Interview]. 5 Oktober 2016.
- [2] Bilfinger VAM Anlagentechnik GmbH, „www.vam.bilfinger.com,“ 2016. [Online]. Available: <http://www.vam.bilfinger.com/referenzen/apparate-behaelter-tankbau/referenzen-waermespeicher/#gallery2796>. [Zugriff am 20 Oktober 2016].
- [3] C. Sorger, Interviewee, *Auslegung von thermischen Speichern in Wärmenetzen, Sorger Engineering*. [Interview]. 18 Oktober 2016.
- [4] T. Göschel, Interviewee, *Auslegung von thermischen Speichern in Wärmenetzen, inetz GmbH*. [Interview]. 26 September 2016.
- [5] Hr. Neumann, Interviewee, *Auslegung von thermischen Speichern in Wärmenetzen, DEHOUST GmbH*. [Interview]. 5 Oktober 2016.
- [6] M. Pülzl, Interviewee, *Auslegung von thermischen Speichern in Wärmenetzen, aqotec GmbH*. [Interview]. 5 Oktober 2016.
- [7] T. Bauch, Interviewee, *Auslegung von thermischen Speichern in Wärmenetzen, Solarbayer GmbH*. [Interview]. 20 Oktober 2016.
- [8] E. Primoudi Tziggili, T. Schmidt und D. Mangold, „Gesamtbetrachtung zu solaren saisonalen Wärmespeichern und mögliche multifunktionale Nutzungen,“ Solites, 2013.
- [9] D. Mangold und L. Deschaintre, „Seasonal thermal energy storage,“ Solites - Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme, Stuttgart, 2015.
- [10] SDH solar district heating, „Solar district heating guidelines,“ Stuttgart, Solites - Steinbeis Research Institute for Solar and Sustainable Thermal Energy Systems, 2012.
- [11] D. Mangold, O. Miedaner, E. P. Tziggili, T. Schmidt, M. Unterberger und B. Zeh, „Technisch-wirtschaftliche Analyse und Weiterentwicklung der solaren Langzeit-Wärmespeicherung,“ Solites - Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme, Stuttgart, 2012.
- [12] T. Schmidt, M. Benner, W. Heidemann und H. Müller-Steinhagen, „Saisonale Wärmespeicher - aktuelle Speichertechnologien und Entwicklungen bei Heißwasser-Wärmespeichern,“ Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW) Universität Stuttgart, Stuttgart, 2003.
- [13] Solites, „saisonalspeicher.de,“ [Online]. Available: <http://www.saisonalspeicher.de/Projekte/tabid/91/Default.aspx>. [Zugriff am 04 Juli 2016].
- [14] M. Riegger, „Saisonaler Erdsonden-Wärmespeicher Crailsheim,“ *bbr - das Fachmagazin für Leitungsbau, Brunnenbau und Geothermie*, pp. 24-32, September 2008.
- [15] R. Marx, J. Nußbicker-Lux, D. Bauer und W. Heidemann, „Integration von

- Wärmepumpen in solar unterstützte Nahwärmesysteme mit saisonaler Wärmespeicherung,“ Universität Stuttgart, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik, Stuttgart, 2012.
- [16] D. Wolff und K. Jagnow, „Überlegungen zu Einsatzgrenzen und zur Gestaltung einer zukünftigen Fern- und Nahwärmeversorgung,“ delta-q, Wolfenbüttel/Braunschweig, 2011.
- [17] KfW, „www.kfw.de,“ k.A.. [Online]. Available: [https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000002410-Merkblatt-271-281-272-282.pdf](https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000002410-Merkblatt-271-281-272-282.pdf). [Zugriff am 21 Oktober 2016].
- [18] Solarbayer® GmbH, „http://www.solarbayer.de,“ Solarbayer GmbH, k.A.. [Online]. Available: <http://www.solarbayer.de/planungshilfe-pufferspeicher.html>. [Zugriff am 21 Oktober 2016].
- [19] S. Böhmer und M. Gössl, „Optimierung und Ausbaumöglichkeiten von Fernwärmesystemen,“ Umweltbundesamt GmbH, Wien, 2009.
- [20] Wärmenetzbetreiber, Interviewee, *Befragung von verschiedenen Wärmenetzbetreibern zu Charakteristika deren Anlagen*. [Interview]. November 2016.
- [21] Arbeitsgemeinschaft QM Holzheizwerke, „Leitfaden qm:kompakt 2.0 für Biomasseanlagen unter 400 kW,“ Landesenergieverein Steiermark, Graz, 2014.
- [22] QM Holzheizwerke, „www.qmholzheizwerke.at,“ [Online]. Available: http://www.qmholzheizwerke.de/fileadmin/sites/qm/files/06_FAQ/FAQ_Gesamtuebersicht.pdf. [Zugriff am 05 Januar 2017].
- [23] D. Mangold, M. Benner, T. Schmidt, E. Hahne und H. Müller-Steinhagen, „Solarthermie-2000 TP 3: Solar unterstützte Nahwärme. Ergebnisse der wissenschaftlichen Begleitforschung,“ in s *OPET-Seminar Solar unterstützte Nahwärme*, Neckarsulm, 29. und 30.03.2001.
- [24] J. E. Nielsen und R. Battisti, „Rough calculations of the costs and expected yield from a solar district heating plant,“ solar district heating, København, 2012.
- [25] İ. Dinçer und M. A. Rosen, *Energy Storage Systems, in Thermal Energy Storage: Systems and Applications*, Chichester, UK: John Wiley & Sons, 2010.
- [26] A. Ebner, *Modellierung und Simulation von sensiblen Kurzzeitwärmespeichern zur Reduktion von Spitzenlasten*, Innsbruck: MCI, 2014.
- [27] L. B. Hyman, *Sustainable Thermal Storage Systems: Planning, Design, and Operations*, New York: McGraw-Hill, 2013.
- [28] Knabl S., et al., „Monitoringergebnisse und systemische Detailanalysen zu beispielhaften solaren Wärmenetzintegrationen in Österreich,“ in s *Gleisdorf SOLAR 2014*, Gleisdorf, 2014.
- [29] Österreichisches Institut für Bautechnik, „OIB-Richtlinie 6,“ 2015.
- [30] *MATLAB and Statistics Toolbox Release R2015a, The MathWorks, Inc., Natick, Massachusetts, United States.*

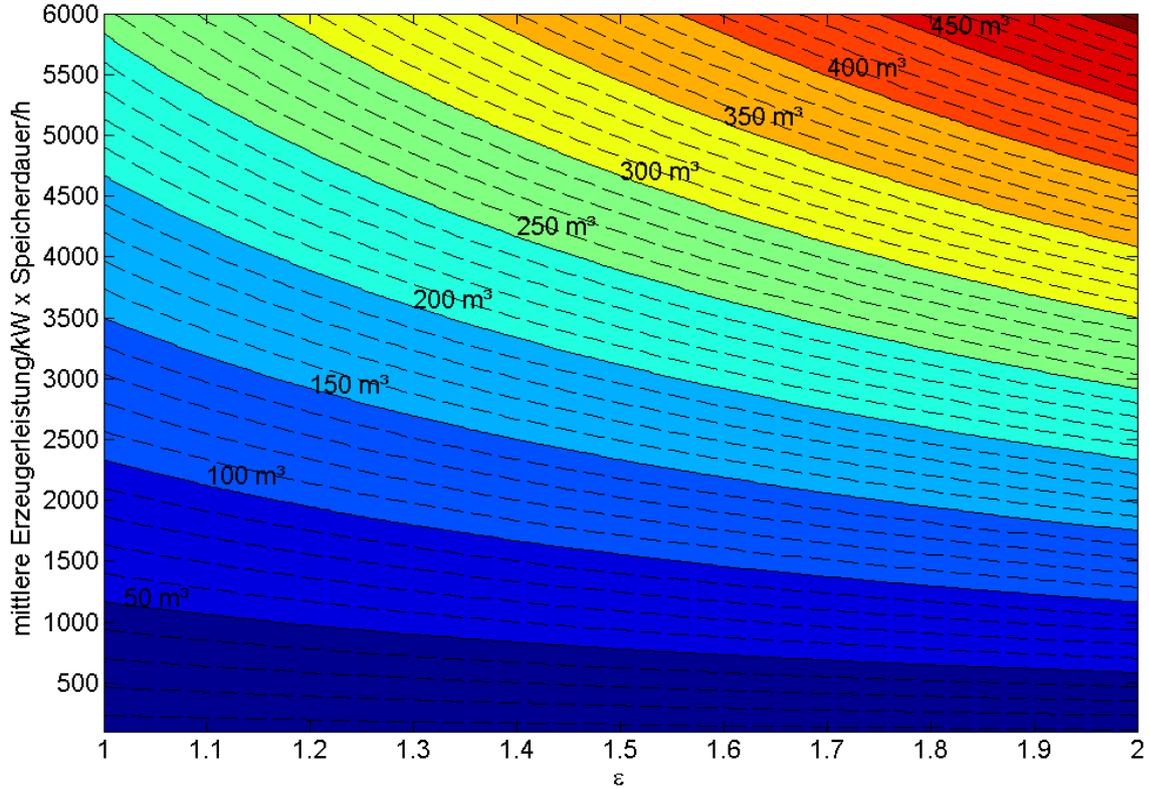
- [31] European Commission, „Commission delegated regulation (EU) No 811/2013,“ European Commission, 2013.
- [32] A. Velasolaris, *POLYSUN Simulation Software User Manual*, 2009.
- [33] D. Wolff, K. Jagnow, „Überlegungen zu Einsatzgrenzen und zur Gestaltung einer zukünftigen Fern- und Nahwärmeversorgung,“ www.delta-q.de, 2011.
- [34] Solar District Heating platform, „F-easy calculation tool,“ [Online]. Available: <http://solar-district-heating.eu/ServicesTools/SDHcalculationtools.aspx>. [Zugriff am 2017].
- [35] M. Faulstich, G. Hoffmann, B. Bilitewski, A.I. Urban, „14. Fachtagung Thermische Abfallbehandlung Energieeffizienzsteigerungsmaßnahmen bei der Müllverbrennung – Kosten und Nutzen,“ Technische Universität Dresden, München, 2009.
- [36] Gesellschaft für Energiemanagement GmbH, „Kennziffernkatalog Investitionsvorbereitung in der Energiewirtschaft,“ Gesellschaft für Energiemanagement GmbH, Neuerhagen/Berlin, 2004.
- [37] A. Omu, R. Choudhary, A. Boies, „Distributed energy resource system optimisation using mixed integer linear programming,“ *Energy Policy*, 61, 249–266., <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.009>, 2013.
- [38] T. Nakata, I. Baldvinsson, „Cost Assessment of a District Heating System in Northern Japan Using a Geographic Information-Based Mixed Integer Linear Programming Model,“ *ASCE Journal of Energy Engineering*, Nr. ISSN: 1943-7897, 2016.
- [39] J. Gardner, W. Hobbs, F.N. Lee, E. Leslie, D. Streiffert, D. Todd., „Summary of the panel session "coordination between resource allocations" short-term operation scheduling and annual,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, Nr. Vol. 10, 1995.
- [40] F. R. a. R. Larson., „Computer-aided dispatching and operations planning for an electric Utility with multiple types of generation.,“ *IEEE transactions on power apparatus and systems*, Nr. Vol. Pas-90, no. 2, 1971.
- [41] Marstal Fjernvarme A.m.b.a, „Marstal Fjernvarme,“ [Online]. Available: <http://www.solarmarstal.dk/firmaprofil>. [Zugriff am 08 Juli 2016].
- [42] AEE - Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE, „aee.at,“ [Online]. Available: http://www.aee.at/aee/index.php?option=com_content&view=article&id=23&Itemid=113. [Zugriff am 08 Juli 2016].
- [43] Planenergi, „Design of the overall energy system of the demonstration plant at Marstal Fjernvarme,“ Planenergi, Skørping, 2013.
- [44] T. Schmidt, „Monitoring results Marstal 2015 (2014),“ Steinbeis Research Institute for Solar and Sustainable Thermal Energy Systems, Stuttgart, 2016.
- [45] L. K. Larsen, „Summary technical description of the SUNSTORE 4 plant in Marstal,“ Planenergi, Skørping, 2013.
- [46] J. Frey, „World largest solar powerplant for district heating,“ 21 Mai 2014. [Online]. Available: http://www.solarthermalworld.org/sites/gstec/files/news/file/2014-06-01/presentation_3_08_johan_frey_english.pdf. [Zugriff am 11 Juli 2016].

- [47] R. Radloff und S. Löck, „Dronninglund Solarthermiewerk,“ *Wärmewende-Info*, p. 7, Mai 2015.
- [48] J. B. Nielsen, *P&I diagram Solvarmecentral 541*, Herning: A/S, Aktive Energi Anlæg, 2013.
- [49] M. Pfeil, H. Koch und H. Seitz, „Realisierung eines solaren Nahwärmesystems mit Langzeitwärmespeicher in einem Schul- und Sportzentrum der 1960er Jahre,“ Pfeil & Koch ingenieurgesellschaft GmbH & Co. KG, Stuttgart, 2007.
- [50] D. Bauer, W. Heidemann, R. Marx, J. Nußbicker-Lux, F. Ochs, V. Panthalookaran und S. Raab, „Solar unterstützte Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher,“ Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW), Universität Stuttgart, Stuttgart, 2008.
- [51] M. Riegger und D. Mangold, „Planungsoptimierung und Bau eines solaren Nahwärmesystems mit saisonalem Kies-Wasser-Wärmespeicher in Eggenstein-Leopoldshafen,“ Solites - Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme, Stuttgart, 2008.
- [52] J. Nußbicker-Lux, D. Bauer und H. Drück, „Temperaturentwicklung im und um den Erdsonden-Wärmespeicher in Crailsheim,“ Universität Stuttgart, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW), Stuttgart, 2013.
- [53] Österreichischer Städtebund, „www.staedtebund.gv.at,“ Cellent AG, [Online]. Available: <https://www.staedtebund.gv.at/services/aktuelles/aktuelles-details/artikel/oesterreichs-staedte-sind-bevoelkerungsmagneten.html>. [Zugriff am 06 Dezember 2016].

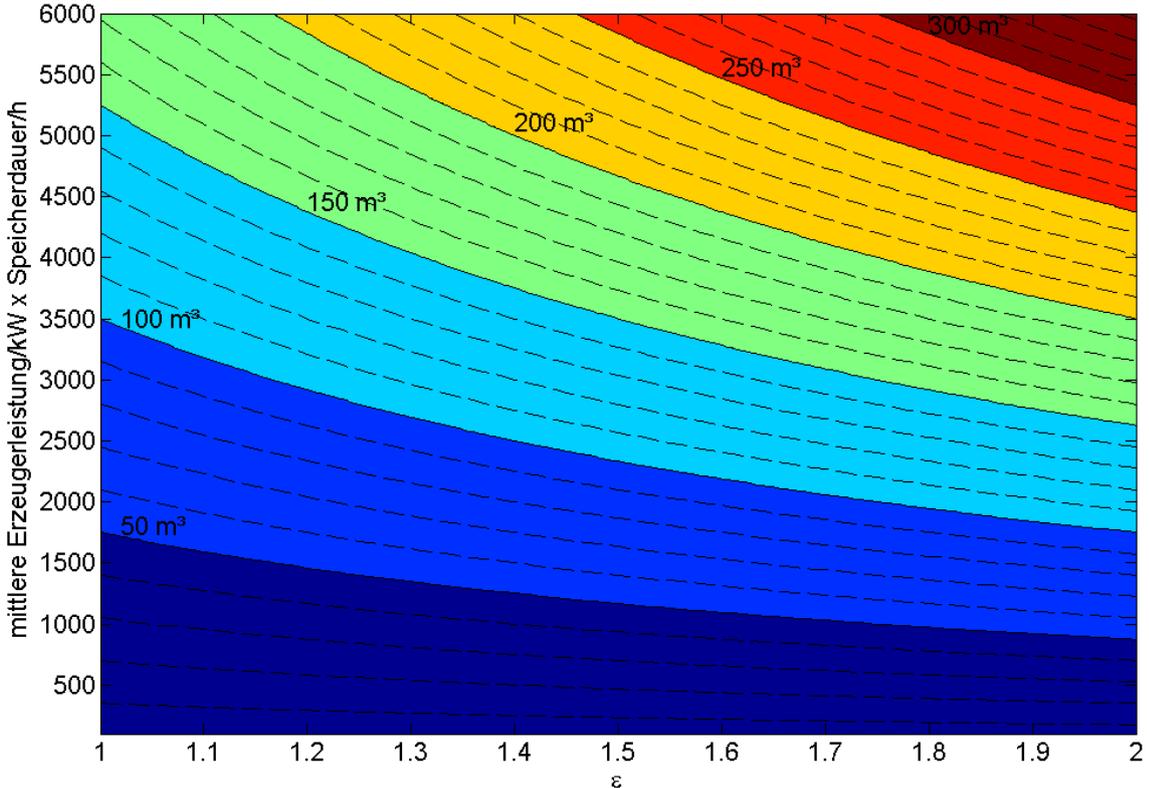
6 Anhang A

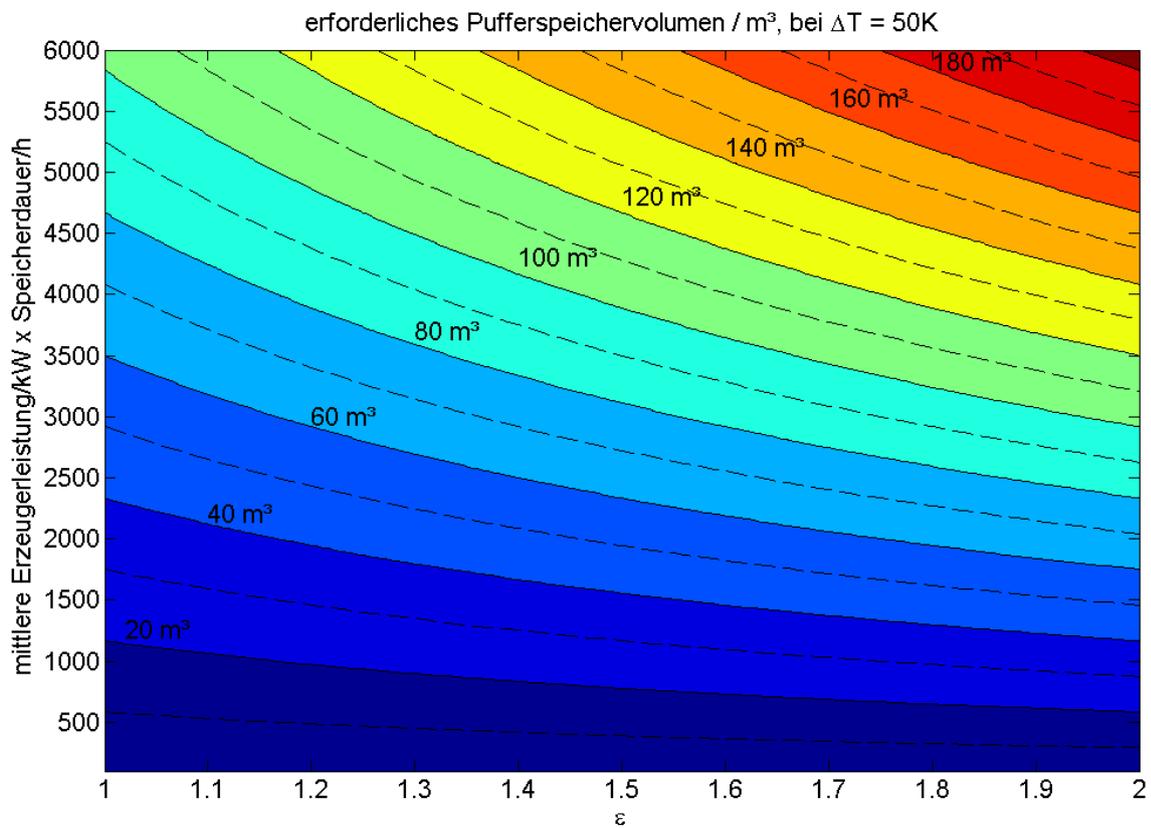
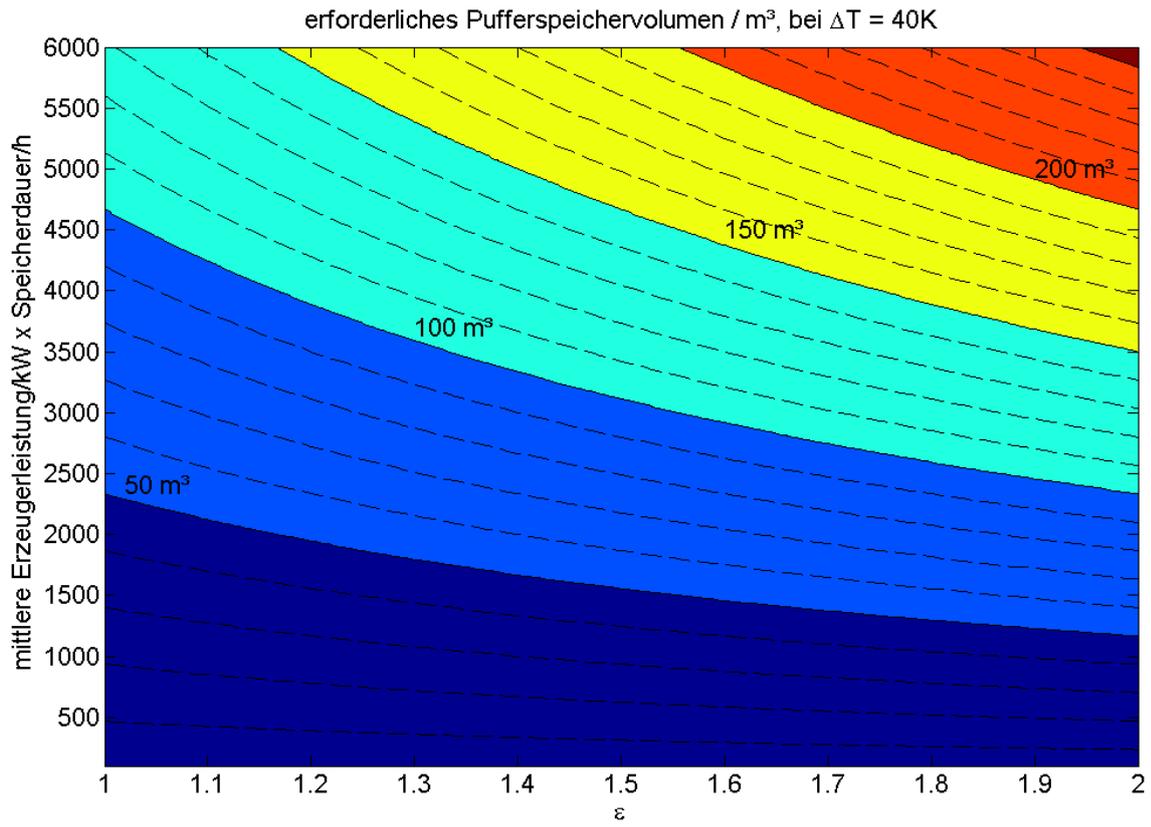
Dimensionierung eines Kurzzeitspeichers (Pufferspeicher) zur Vermeidung von Spitzenlasten bei unterschiedlichen Temperaturspreizungen:

erforderliches Pufferspeichervolumen / m³, bei $\Delta T = 20K$



erforderliches Pufferspeichervolumen / m³, bei $\Delta T = 30K$





7 Anhang B: Best-Practice-Beispiele zu Saisonalspeichern

7.1 PTES: Marstal (DK)

Das Unternehmen Marstal Fjernvarme A.m.b.a betreibt auf der Insel Aerö einen innovativen Anlagenverbund, welcher zu 100 % aus erneuerbaren Energien besteht. Insgesamt sind an das Wärmenetz 1.600 Verbraucher angeschlossen (Stand 2016). Der solare Deckungsgrad reicht je nach Einstrahlungsangebot 50 – 55 %. Rund 40 % der Wärmeerzeugung wird durch die Verbrennung Holzhackschnitzeln erzeugt und 2 – 3 % liefert die Wärmepumpe. Den restlichen Beitrag zur Wärmeversorgung liefert ein Bioölkessel. Die produzierte Wärmemenge beläuft sich auf ca. 27.000 MWh/a und die Strommenge durch die ORC-Anlage auf ca. 2.600 MWh/a [41], [42] & [13].

Im Folgenden werden die wesentlichsten Fakten zu der Anlage aus dem Projekt „Sunstore 4“ aufgelistet.

Allgemeine Informationen [42]:

- Wärmegestehungskosten: 50 – 55 €/MWh
- Stromgestehungskosten: 100 €/MWh
- Wärmeverluste: ~ 17 %
- Netzhauttemperatur: 72 – 76 °C (Sommer bzw. Winter)
- Netzurücklauftemperatur: 33 – 40 °C (Winter bzw. Sommer)

Wärmeerzeugungsanlagen [42] & [43]:

- Solarthermie Flachkollektoren: 33.000 m²
- Holzschnitzelheizung mit Thermoölkessel für ORC: 4 MW
- ORC-Anlage: 750 kW_{el}
- Wärmepumpe: 1,5 MW_{th} (Kältemittel CO₂, R744)

Wärmespeicher [41], [13], [43] & [44]:

- Erdbecken-Wasserspeicher: 75.000 m³ (+10.000 m³ vom Projekt Sunstore 2)
- Investitionskosten: 2,67 Millionen €
- Spezifische Kosten: 39 €/m³_{WÄ}
- Messwerte des Speichers aus dem Jahr 2015:
 - Speicherwirkungsgrad: 62 %
 - Speicherkapazität: 5.430 MWh
 - Speicherleistung: 10,5 MW (äquivalent zu den zugehörigen Solarkollektoren)
 - Maximaltemperatur: 84 °C
 - Minimaltemperatur: 20 °C

Anlagenschema und Beschreibung:

In den Sommermonaten belädt die Solaranlage den Saisonalspeicher und versorgt Marstal mit Fernwärme. Ab Ende September bis Anfang April sind zusätzlich der

Hackschnitzelkessel und die ORC-Anlage in Betrieb. Die Wärmepumpe wird eingesetzt, wenn die Strompreise niedrig sind um den Saisonspeicher abzukühlen und die Rücklauftemperatur auf bis zu 75°C anzuheben. Im Winter kommen die Back-up Kessel für ein paar Stunden zur Spitzenlastabdeckung zum Einsatz. Als Alternative dazu, können auch die Wärmepumpen (auch bei höheren Strompreisen) betrieben werden. Ab Februar kann die Solaranlage wieder genug Wärme erzeugen um den Wärmespeicher erneut zu beladen.

Die Solaranlage wird, sowohl auf der primären als auch auf der sekundären Seite, mit variablen Durchfluss betrieben um eine gewünschte Vorlauftemperatur zu erreichen. Im Sommer beträgt die gewünschte Kollektorausstrittstemperatur bei 75 – 80 °C und im Winter, je nach Einstrahlung, darunter.

Die Wärmepumpe wird genutzt, um im Winter und Anfang Frühling, Wärme bereitzustellen wenn der Saisonspeicher ein ausreichendes Temperaturniveau besitzt. Als Wärmequelle dient warmes Wasser vom oberen bzw. mittleren Anschluss des Speichers. Das Wasser wird über die Wärmepumpe abgekühlt und anschließend über die unterste Verbindung in den Saisonspeicher zurückgeführt. Dadurch kann der Speicher auf bis zu 20 °C abgekühlt werden. Durch laufende Optimierungsmaßnahmen soll der Saisonspeicher bis auf den Zielwert von 10 °C abgekühlt werden, um die Speicherkapazität und auch die Effizienz des Gesamtsystems zu erhöhen [45].

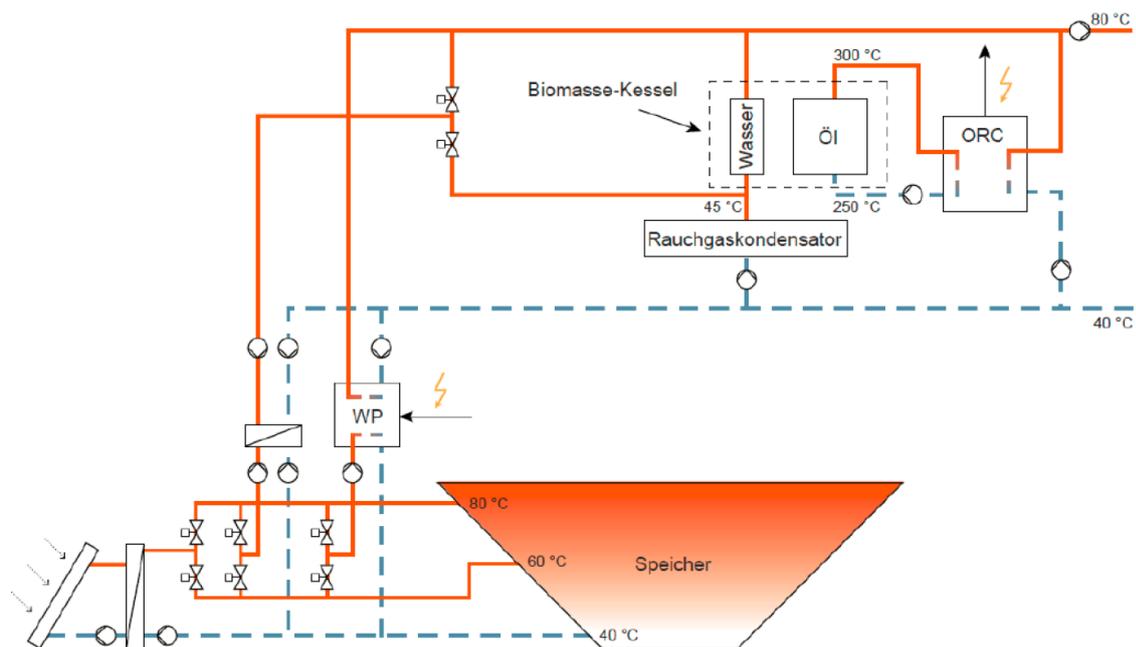


Abbildung 39: Anlagenschema Marstal [13]

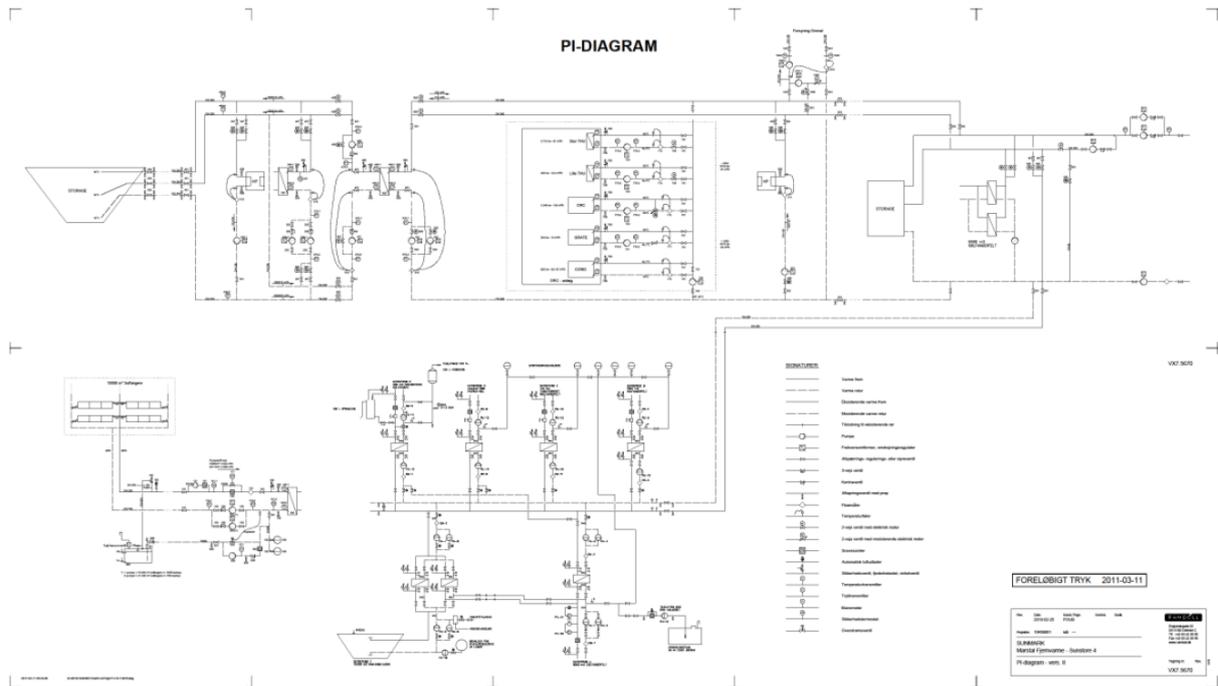


Abbildung 40: PI Diagram Anlage Marstal [43]

Besonderheiten:

Die Effizienz eines Wärmenetzes wird unter anderem durch die Rücklauftemperatur bestimmt. Vor allem bei solarer Wärmeerzeugung ist es wichtig, dass diese so niedrig wie möglich ist. Aus diesem Grund schreibt Marstal Fjernvarme jedem Wärmeabnehmer die Verwendung eines Speichers (üblicherweise 110 bzw. 160 Liter) bei der Übergabestation vor. Dies ermöglicht eine langsame Beladung des Speichers, niedrigere Rücklauftemperaturen und Minimierung der Rohrdurchmesser in den Gebäuden (wodurch auch die Wärmeverluste reduziert werden). Um dies zu erreichen, besuchte Marstal Fjernvarme jeden Ihrer Kunden und kontrollierte die Übergabestationen sowie die Verteilsysteme in den Gebäuden. Das Ergebnis sind niedrige Rücklauftemperaturen von 33 °C im Winter und bis zu 40 °C im Sommer [45].

Monitoring Daten der Anlage Marstal aus den Jahren 2014 und 2015 sind in [44] dargestellt.

7.2 PTES: Dronninglund (DK)

Die Anlage in Dronninglund ging im Mai 2014 in Betrieb und versorgt 1.350 Wärmekunden. Der zu deckende Wärmebedarf beträgt 40.000 MWh bei einer maximalen Wärmeleistung von 12 MW. Das erklärte Ziel der Anlage, eine solare Deckungsrate von 50 % zu erreichen, wird mit 41 % knapp verfehlt. Der Wärmepreis konnte um 18 % gesenkt werden, wobei die Wärmegestehungskosten 59,50 €/MWh betragen. Auslöser, für die bereits im Jahr 2006 begonnenen Überlegungen des Pilotprojektes, waren die hohen Steuern auf Gas (fast so hoch wie der Gaspreis selbst) sowie die Steuerfreiheit für Solarenergie. Außerdem sollten Erlöse durch den Verkauf von CO₂-Zertifikaten erzielt werden [46] & [47].

Im Folgenden werden die wesentlichsten Fakten zu der Anlage aufgelistet.

Wärmeerzeugungsanlagen [47] & [46]:

- Solarthermie Flachkollektoren: 37.573 m² (~ 26 MW_{th}, ~ 18.000 MWh)
- Bioölkessel: 5 & 10 MW_{th} (der 5 MW Kessel produziert 160°C heißes Wasser für die Absorptionswärmepumpe)
- Absorptionswärmepumpe: 2,1 MW_{th}
- Gasmotoren (4 Stück): 3,6 MW_{el}, 6,4 MW_{th}
- Spitzenlast Gaskessel: 8 MW_{th}

Wärmespeicher [47] & [46]:

- Erdbecken-Wasserspeicher: 62.000 m³
- Investitionskosten: 1,93 Millionen €
- Spezifische Kosten: 31 €/m³_{WÄ}
- Speicherleistung: 26 MW_{th} (äquivalent zu der Leistung der Solarkollektoren)
- Maximaltemperatur: 90 °C
- Minimaltemperatur: 10 °C

Anlagenschema und Beschreibung:

Die Anlage in Dronninglund besteht im Wesentlichen aus dem Solarkollektorfeld, dem Erdbeckenspeicher und der Absorptionswärmepumpe und den Bioölkesseln. Die Solaranlage produziert im Sommer mehr Wärme als in Dronninglund benötigt wird. Mit der Überschusswärme wird der Erdbeckenspeicher geladen. Wenn im Herbst noch genügend Wärme im Speicher vorhanden ist, speist dieser Wärme in den Vorlauf des Fernwärmenetzes ein. Der Fernwärmerücklauf wird dabei in den unteren Bereich des Saisonspeichers zugeführt. Um die Effizienz des Systems zu steigern, wird der Fernwärme Rücklauf von 40 °C auf 10 °C über die Absorptionswärmepumpe runtergekühlt [47].

Die Solarkollektoren sind in Reihe geschaltet, wodurch am Ende des Kollektorfeldes die höchste Temperatur erreicht wird. Dadurch kann die Solaranlage auch im Winter den Saisonspeicher mit Wärme versorgen, sobald die Kollektoraustrittstemperatur höher ist, als die untere Speichertemperatur. Im Sommer wird der Massenstrom so geregelt, dass die Kollektoraustrittstemperatur über der Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes (75 °C) liegt [47].

Die Absorptionswärmepumpe hebt die, vom Erdbeckenspeicher zur Verfügung gestellte, Temperatur auf das Niveau der Vorlauftemperatur des Wärmenetzes an. Der Bioölkessel liefert dabei erwärmtes Wasser (160 °C) für den Austreiber. Der zweite Bioölkessel bzw. die Gaskessel haben die Aufgabe, die Vorlauftemperatur weiter anzuheben, falls der Bedarf nicht durch die restlichen Anlagen gedeckt werden kann [47].

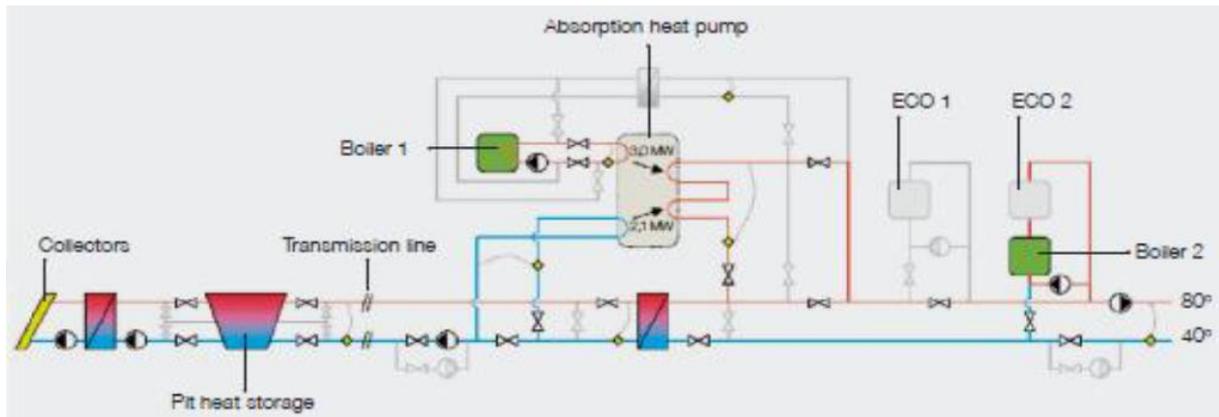


Abbildung 41: Anlagenschema Dronninglund [47]

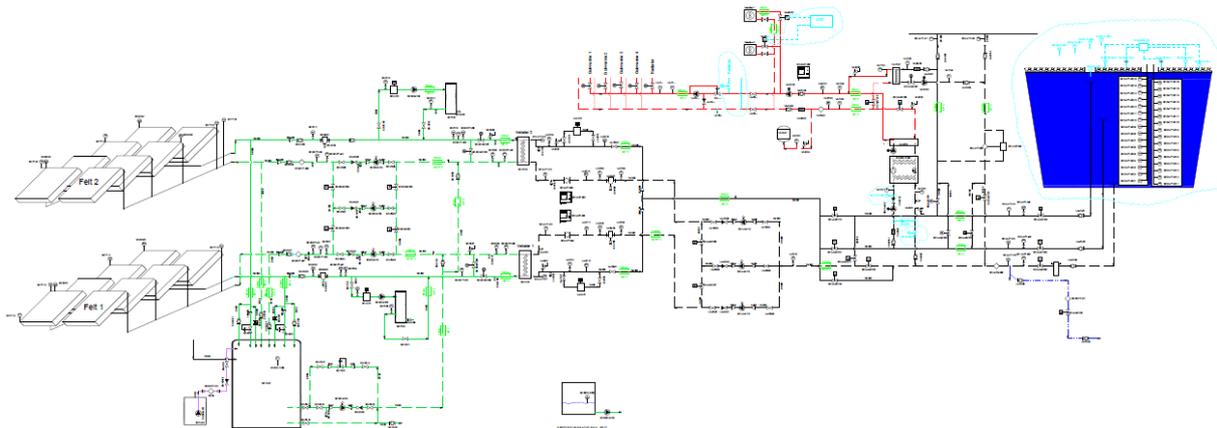


Abbildung 42: PI-Diagramm Anlage Dronninglund [48]

Der Temperaturverlauf im Erdbeckenspeicher über ein Jahr ist in Abbildung 43 ersichtlic. Die blaue Linie stellt den oberen, die grüne Linie den durchschnittlichen und die rote Linie den unteren Temperaturverlauf dar. Zu erkennen ist, dass der Speicher bis maximal 90 °C beladen wird. Der Lieferant hat für diese Einlagerungstemperatur eine Garantie von 20 Jahren angegeben. Als Medium im Saisonspeicher wird Leitungswasser des Wasserwerkes Dronninglund verwendet, wobei Sauerstoff, Salze und Calcium entfernt wurden [47].

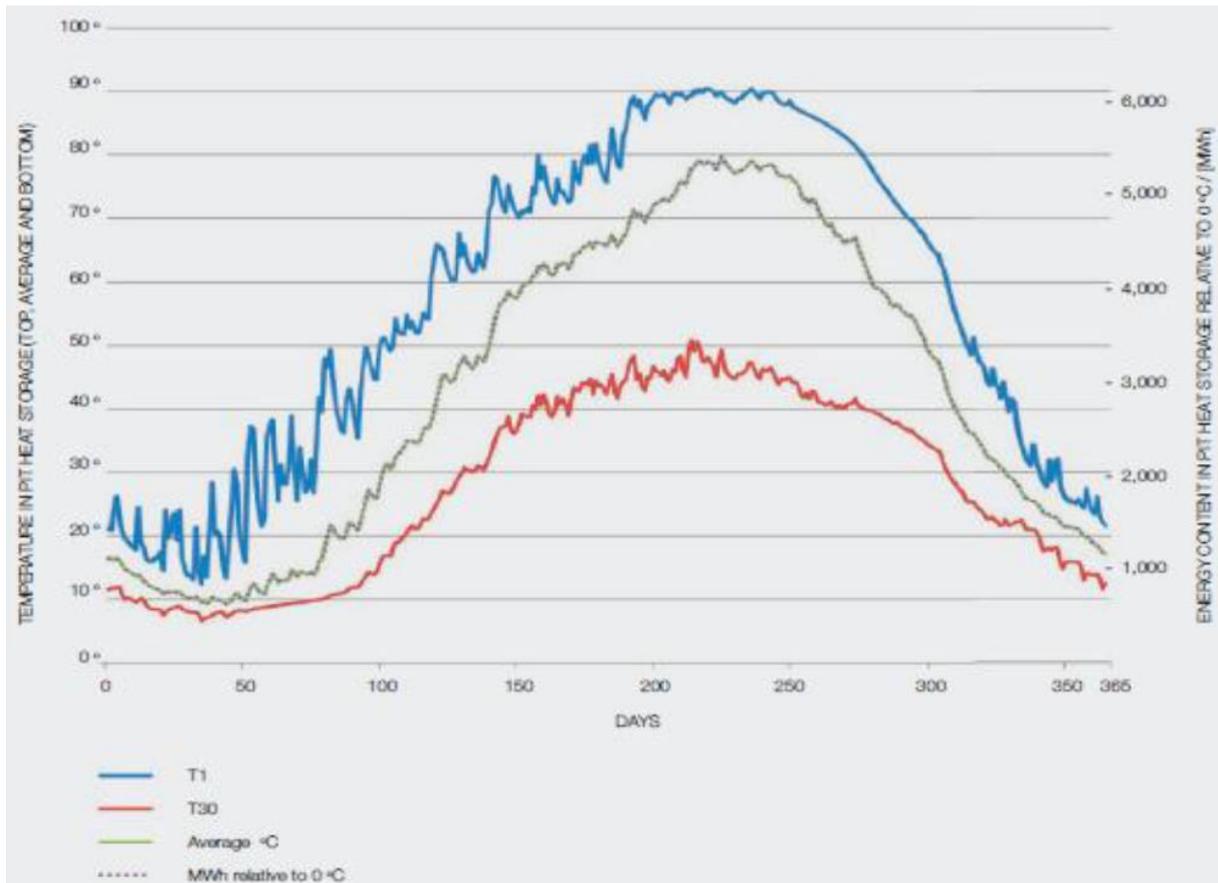


Abbildung 43: Temperaturverlauf des Erdbeckenspeichers über ein Jahr [47]

Besonderheiten:

Die Kunden sind zugleich Abnehmer als auch Eigentümer und für den Betrieb der Anlage verantwortlich [46].

7.3 PTES: Eggenstein (DE)

Die Gemeinde Eggenstein-Leopoldshafen betreibt ein Nahwärmenetz mit 300 Metern Trassenlänge. Über dieses Netz werden ein Schul- und Sportzentrum als auch die örtliche Feuerwehr mit solarer Wärme. Als Wärmeerzeuger dienen Solarkollektoren, eine elektrisch angetriebene Wärmepumpe sowie zwei Gas Spitzenlastkessel. Die solare Überschusswärme wird in einem Kies/Wasser-Wärmespeicher gespeichert und zeitlich versetzt wieder genutzt. Zusätzlich ist auch ein Pufferspeicher in das Anlagensystem integriert. Die solare Deckungsrate liegt bei 35 – 40 % [49] & [50].

Im Folgenden werden die wesentlichsten Fakten zu der Anlage aufgelistet.

Allgemeine Informationen [50] & [11]:

- Wärmebedarf: ~ 1.100 MWh/a
- Wärmegestehungskosten: 250 €/MWh
- Netzvorlauftemperatur: 60 °C
- Netzurücklauftemperatur: 30 °C
- Pufferspeicher: 30 m³

Wärmeerzeugungsanlagen [13] & [49] :

- Solarthermie Flachkollektoren: 1.600 m²
- Wärmepumpe: 60 kW_{th}
- Spitzenlast Gaskessel: 2 x 600 kW_{th}

Wärmespeicher [13] & [49]:

- Erdbecken-Kies-Wasser-Speicher: 4.500 m³ (3.000 m³_{WÄ})
- Investitionskosten: 433.000 €
- Spezifische Kosten: 144 €/m³ WÄ (Wasseräquivalent)
- Speicherkapazität: 175 MWh
- Maximaltemperatur: 80 °C
- Minimaltemperatur: 10 °C

Anlagenschema und Beschreibung:

Das Anlagensystem von Eggenstein ist kompakt konzipiert aufgrund der ganzheitlichen Planung und der Gegebenheit, dass die Wärmeabnehmer unmittelbar beieinander liegen. Ein zentrales Element spielt dabei der 30 m³ große Pufferspeicher (6 Meter Höhe), welcher die Schnittstelle zwischen Wärmebereitstellung und Wärmenetz bildet. Sämtliche Wärmeerzeuger liefern Energie in den Pufferspeicher und dieser gibt die entsprechende Wärme an das Wärmenetz ab. In Abbildung 44 ist ein vereinfachtes Anlagenschema von Eggenstein ersichtlich.

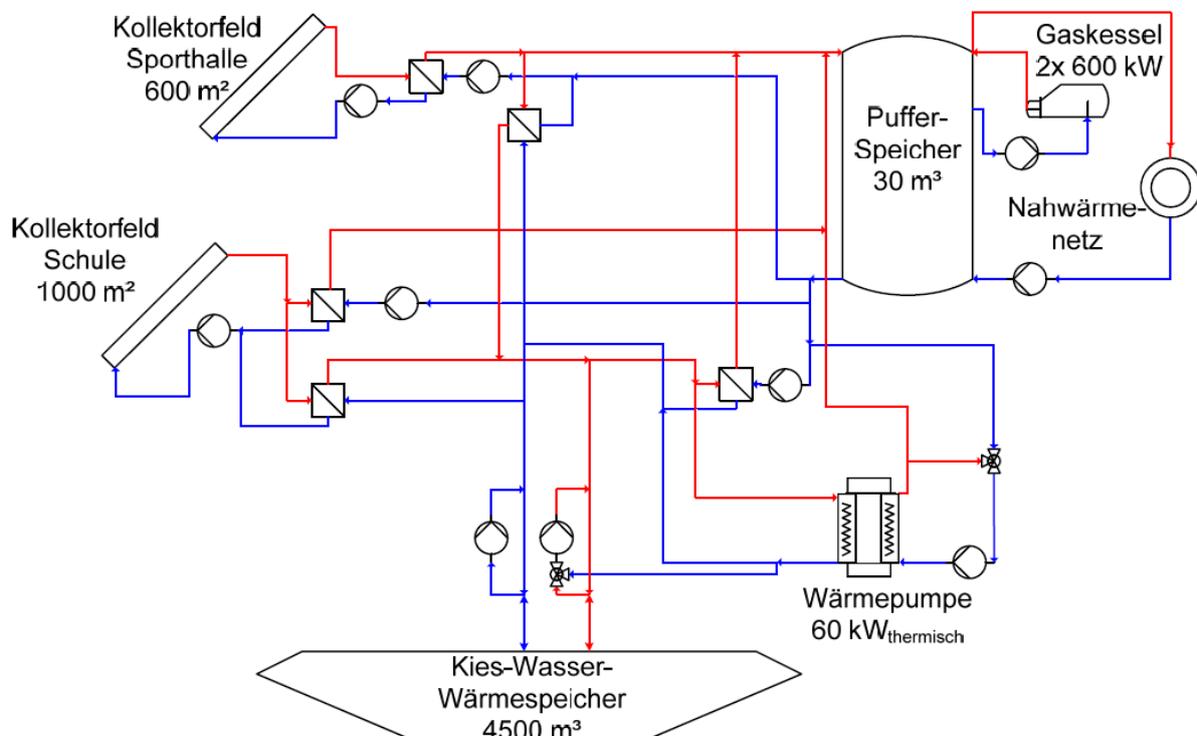


Abbildung 44: Anlagenschema Eggenstein [15]

Die Solaranlage speist je nach Kollektoraustrittstemperatur direkt den Pufferspeicher oder den Saisonspeicher. Liefert die Solaranlage Temperaturen über 60 °C, so wird der Pufferspeicher über den oberen Anschluss beladen. Liegt die Temperatur unterhalb, so wird über den mittleren Anschluss beladen. Wenn die Solaranlage nicht genügend Wärme bereitstellen kann, werden die Gaskessel eingeschaltet welche die Aufgabe haben, ein Bereitschaftsvolumen des Pufferspeichers von 6 m³ dauerhaft auf über 60 °C zu erwärmen. Wenn ein Überangebot an Energie durch die Solaranlage besteht, wird die überschüssige Wärme in den Langzeitwärmespeicher eingebracht. Dieser kann über die Wärmeübertrager, welche zugleich eine hydraulische Trennung darstellen, auf bis zu 80 °C beladen werden. Während der Heizperiode gibt der Saisonspeicher seine Wärme bis zu 40 °C direkt an den Pufferspeicher ab. Unterhalb dieser Temperatur, kommt die Wärmepumpe zu Einsatz und sorgt für den notwendigen Temperaturhub. Dadurch ist es möglich, den Langzeitwärmespeicher auf bis zu 10 °C abzukühlen [50].

Anstatt des ursprünglich geplanten Heißwasser-Behälterspeichers fiel die Entscheidung für den Bau eines Kies-Wasser-Langzeitwärmespeichers. Grundlage dafür waren wirtschaftliche und statische Aspekte, da sich der Speicher auf dem örtlichen Schulgelände befindet und auch befahrbar sein muss. Der Saisonspeicher hat eine Höhe von 10 Metern, wobei 3 Meter über die Geländeoberkante (GOK) ragt, da sich in einer Tiefe von 7,5 Metern unter der GOK der Grundwasserspiegel befindet und die wasserführenden Schichten zu erhöhten Wärmeverlusten geführt hätten. Ursprünglich wurde geplant, den Langzeitwärmespeicher bis zu 95 °C zu betreiben, jedoch wird aus Rücksicht auf die Langlebigkeit der Polymermembranen die maximale Betriebstemperatur auf 80 °C beschränkt[50].

Die Netzurücklauftemperatur stellt eine wesentlich einschränkende Bedingung in der Betriebsweise und Funktionalität des Saisonspeichers dar, da sie das niedrigste Temperaturniveau im System vorgibt. Aus diesem Grund wurde eine Wärmepumpe in das Anlagensystem integriert. Mithilfe der Wärmepumpe wird der Langzeitwärmespeicher auf tiefere Temperaturen entladen wodurch sich die nutzbare Speicherkapazität erhöht und sich die Wärmeverluste über die Speicherhülle verringern. Dies hat auch effizienzsteigernde Auswirkungen auf den Betrieb der Solaranlage. Die Wärmepumpe wird aktiviert, wenn die Temperatur des Saisonspeichers unter 40 °C beträgt und hat die Aufgabe diesen auf bis zu 10 °C runterzukühlen. Die Wärmepumpe verfügt sowohl auf der Verdampfer- als auch auf der Kondensatorseite eine Rücklaufbeimischung. Die Rücklaufbeimischung auf der Verdampferseite ermöglicht es, dass die Wärmepumpe auch bei Speichertemperaturen über 40 °C in Betrieb genommen werden kann. Die Rücklaufbeimischung auf der Kondensatorseite ermöglicht höhere Vorlauftemperaturen. Dies ist notwendig, um ausreichend hohe Temperaturen zu liefern wenn auf der Verdampferseite ein niedriges Temperaturniveau herrscht. Angaben zu den Kenngrößen der Wärmepumpe können aus [50] entnommen werden. Die Leistung der Wärmepumpe wurde in einer vorhergehenden Studie hinsichtlich thermischer, energetischer und wirtschaftlicher Randbedingungen untersucht und optimiert [50]. Nähere Angaben zur Planungsoptimierung finden sich in [51].

Besonderheiten:

In dem Anlagenkonzept dienen mehrere Wärmeübertrager sowie der Pufferspeicher als hydraulische Entkoppler. Dadurch ist es möglich, die verschiedensten Einheiten mit unterschiedlichen Massenströme zu betreiben, was wiederum Vorteile für die einzelnen Anlagen selbst schafft. Zum Beispiel benötigen viele Kessel eine hohe Rücklauftemperatur, wobei systemseitig möglichst niedrige Rücklauftemperaturen gefordert sind um den solaren Ertrag sowie den Nutzungsgrad des Langzeitwärmespeichers zu erhöhen.

7.4 BTES: Crailsheim (DE)

In Crailsheim befindet sich Deutschlands größte Solarsiedlung. Die Anlage selbst besteht aus zwei Teilen. Der erste Anlagenteil setzt sich aus Solarkollektorfeldern auf ehemaligen Kasernengebäuden sowie auf einem Gymnasium und einer Sporthalle. Diese sind zusammen mit einem 100 m³ Pufferspeicher an das Nahwärmenetz angeschlossen. Der zweite Anlagenteil beinhaltet Solarkollektoren die auf Lärmschutzwänden montiert sind. Dazu zählen noch ein Erdsonden-Saisonalspeicher, eine Wärmepumpe und ein Pufferspeicher mit 480 m³. Die beiden Anlagen sind über eine 300 m lange Leitung miteinander verbunden. Ausgelegt wurde die Anlage auf einen solaren Deckungsgrad von 50 %. Dieses Ziel wurde bis jetzt mit einem Höchstwert von 35,8 % im Jahr 2011 noch verfehlt [52].

Im Folgenden werden die wesentlichsten Fakten zu der Anlage aufgelistet.

Allgemeine Informationen [13], [50] & [14]:

- Wärmebedarf: ~ 4.100 MWh/a
- Wärmegestehungskosten: 210 €/MWh
- Netzvorlauftemperatur: 65 °C (geplant aber noch nicht erreicht)
- Netzurücklauftemperatur: 35 °C (geplant aber noch nicht erreicht)
- Pufferspeicher: 100 & 480 m³ (Heißwasser)

Wärmeerzeugungsanlagen [13] & [50]:

- Solarthermie Flachkollektoren: 7.500 m²
- Wärmepumpe: 80 kW_{el}
- Fernwärme als Nachheizung

Wärmespeicher [13], [50] & [14]:

- Erdsonden-Speicher: 37.500 m³ (10.000 m³_{WÄ}; 80 Sonden mit einer Tiefe von 55 m; Bohrlochdurchmesser 130 mm; Sondenabstand 3m; Sondenmaterial: PE-Xa)
- Investitionskosten: 592.600 €
- Spezifische Kosten: 59 €/m³_{WÄ}
- Speicherkapazität: 580 MWh
- Speichernutzungsgrad: 73 % (kalkuliert bei eingeschwungenem Zustand)
- Maximaltemperatur: 90 °C Beladetemperatur, 65 °C Speicherkern
- Minimaltemperatur: 20 °C

Anlagenschema und Beschreibung:

Der erste Anlagenteil dient vorwiegend zur direkten Wärmeversorgung des Nahwärmenetzes. Zusätzlich ist die Fernwärme an das System als Nachheizung angeschlossen. Der zweite Anlagenteil wird hauptsächlich saisonal betrieben. Beide Anlagenteile sind so aufeinander abgestimmt, dass möglichst wenig Wärme über die 300 m lange Verbindungsleitung transportiert werden muss, wodurch auch die Wärmeübertragungsverluste reduziert sind. Das bedeutet, dass der erste Anlagenteil im Sommer direkt den Wärmebedarf des Netzes deckt und der zweite Anlagenteil vorwiegend der saisonalen Verwendung dient. Der Pufferspeicher 2 wird benötigt, da die maximale thermische Leistung der Solarkollektoren die Beladeleistung des Erdsonden-Speichers übersteigt. Mithilfe des Pufferspeichers können die Spitzenleistungen der Solaranlage aufgenommen und über 24 Stunden kontinuierlich in den Langzeitwärmespeicher eingespeichert werden. Beide Pufferspeicher sind druckfest ausgeführt und können bis zu 108 °C betrieben werden. Dadurch ist eine um ca. 15 % höhere Speicherkapazität im Vergleich zu drucklosen Speichern gleichen Volumens möglich [50] & [52].

Die elektrisch betriebene Wärmepumpe befindet sich hydraulisch zwischen den beiden Pufferspeichern. Sie hat die Aufgabe, die Effizienz der Anlage durch Absenken des Temperaturniveaus des Pufferspeichers 2 und Steigerung des solaren Nutzwärmeertrages zu erhöhen. Die beiden Pufferspeicher ermöglichen große hydraulische Volumina für die Verdampfer- und Kondensatorseite der Wärmepumpe. Dadurch sind längere Laufzeiten in guten Betriebspunkten möglich. Auch in diesem Anlagenkonzept hat die Wärmepumpe die Aufgabe, die effektiv nutzbare Wärmespeicherkapazität des Langzeitwärmespeichers zu erhöhen und die Verluste durch Absenken der Speichertemperatur zu vermindern [52].

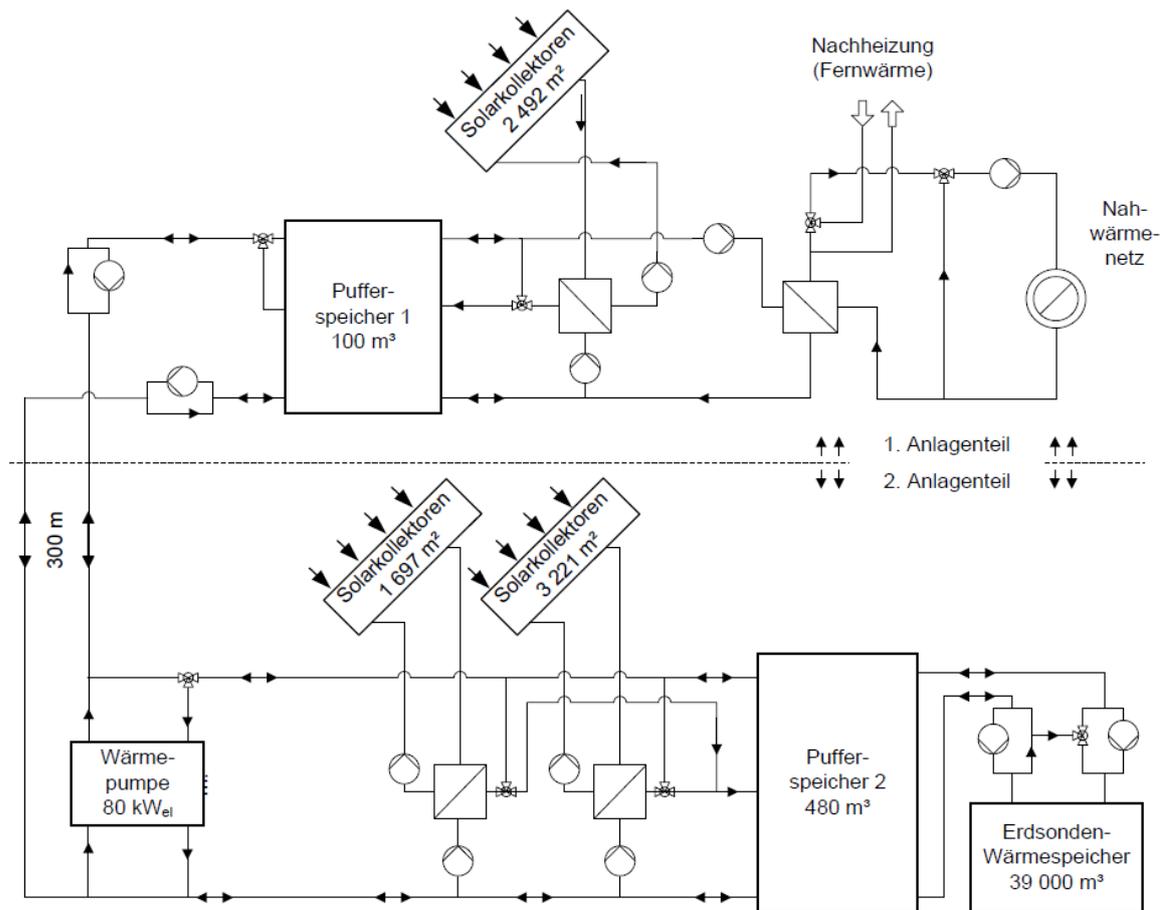


Abbildung 45: Anlagenschema Crailsheim [52]

Die solare Überschusswärme wird über Erdsonden in das Erdreich eingespeichert. Das Volumen des Saisonspeichers wird aus 80 Doppel-U-Rohr Sonden (EWS) erschlossen. Die Sonden reichen bis in eine Tiefe von 55 m und sind in einem Durchmesser von 30 m angeordnet. Thermisch aktiv sind die Sonden in einer Tiefe von 4 – 55 m, da sich unterhalb der Geländeoberkante sowie in 60 m strömendes Grundwasser befindet. Die Sonden selbst wurden mit einem Verfüllmaterial mit einer Wärmeleitfähigkeit von ca. 2 W/(m.K) von unten nach oben verpresst. Das Sondenfeld ist hydraulisch in vier gleich lange Sektoren aufgeteilt, deren Anbindung über einen Verteiler des zentralen Schachtes erfolgt. Bei Beladung erfolgt seriell über jeweils zwei Sonden. Dabei strömt die Wärme zuerst durch eine Sonde im inneren Kreis (Radius 0 – 9 m) und danach über eine in Reihe geschaltete Sonde im äußeren Kreis (Radius 9 – 15 m). Mit diesem Konzept soll ein horizontal radialsymmetrisch um die Speicherachse geschichtetes Temperaturprofil des Speichers erreicht werden. Nähere Angaben zur Sondenanordnung und -verschaltung findet sich in [50] und [52].

Beladen wird der Erdsonden-Wärmespeicher in den Monaten April bis September wo er auch seinen Temperaturhöchststand erreicht. Von Oktober bis März wird er entladen, wobei im März die tiefste mittlere Speichertemperatur von rund 20 °C erreicht wird. Im Herbst wird bei ausreichend hoher Temperatur der Speicher direkt entladen. Sobald die Speichertemperatur unter die Rücklauftemperatur des Wärmenetzes liegt, sorgt die Wärmepumpe für den notwendigen Temperaturhub und entlädt den Erdsonden-Wärmespeicher über den Pufferspeicher 2 bis dieser eine Temperatur von ca. 10 °C erreicht

hat. In Abbildung 46 sind die Belade-, Entlade- und Verlustwärmemengen sowie die mittlere Temperatur des Erdsonden-Wärmespeichers im Jahresverlauf dargestellt. Die Daten basieren auf berechneten Werten von TRNSYS-Simulationen [50].

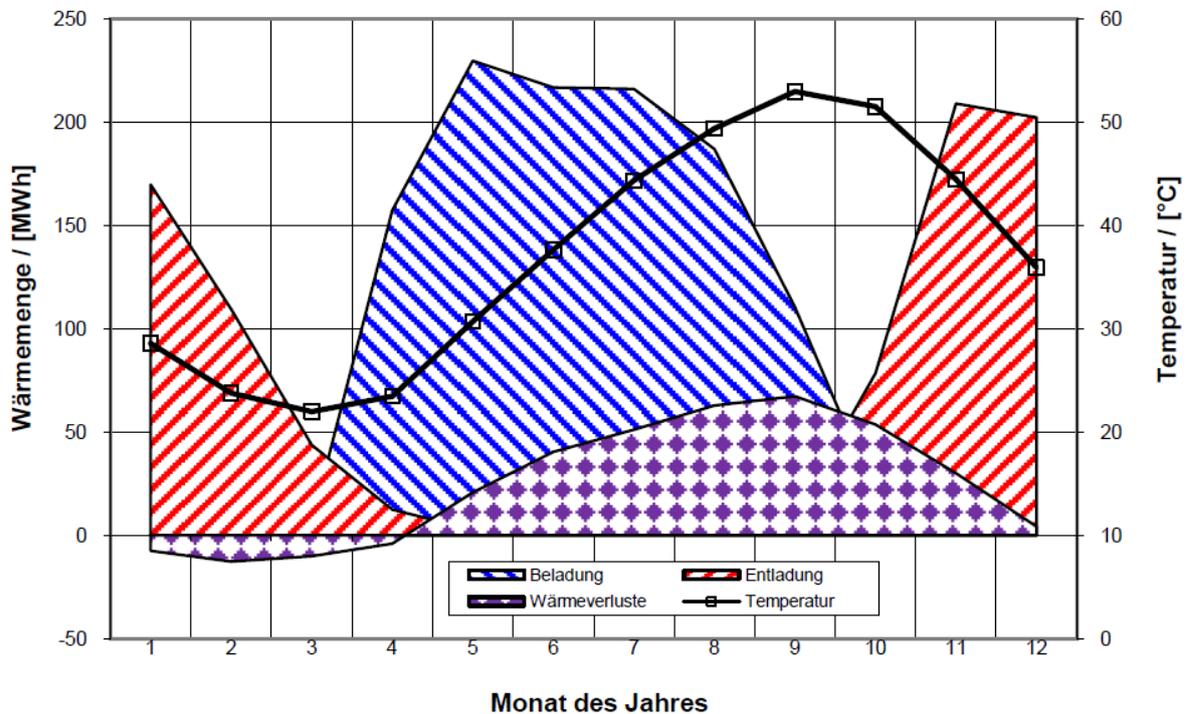


Abbildung 46: Berechnete Belade-, Entlade- und Verlustwärmemengen sowie mittlere Temperatur des Erdsonden-Wärmespeichers Crailsheim im Jahresverlauf (TRNSYS-Simulation) [50]

Besonderheiten:

Mithilfe des Pufferspeichers 2 konnte der Erdsonden-Wärmespeicher auf die erforderliche Wärmespeicherkapazität ausgelegt werden und nicht durch die maximal mögliche Beladungsleistung. Am Beispiel dieser Anlage, war es möglich, die Größe des Saisonspeichers so stark zu reduzieren, dass trotz des zusätzlichen Pufferspeichers die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems verbessert wurde.

Für das neue Wohngebiet in Crailsheim wird ein Niedertemperatur-Heizsystem mit der Auslegung 60/30 °C für alle neuen Objekte gefordert. Die Mehrkosten für dieses System betragen rund 1.000 – 1.500 Euro je Einfamilienhaus. Zusätzlich besteht für neu gebaute Gebäude eine Anschlusspflicht an das Wärmenetz, welche in den Grundstückskaufverträgen festgehalten wird um den Stadtwerken Crailsheim Planungssicherheit zu erhöhen. Die Hausübergabestationen müssen die Hauseigentümer von den Stadtwerken erwerben. Außerdem müssen diese einen Berechnungsnachweis für den hydraulischen Abgleich erbringen. Die Übergabestationen werden von den Stadtwerken nur dann freigeschaltet, wenn die Rücklaufemperatur auf der Netzseite unter 35 °C liegt. Im laufenden Betrieb ist eine Rücklaufemperaturbegrenzung im Einsatz welche die Einhaltung der 35 °C überwacht[14].

8 Anhang C: Parametrization Use Cases

Tabelle 17 and Tabelle 18 show respectively the parametrization of the power plants in “variation a” and “variation b” of rural scenarios, as well as in “variation c” and “variation d” of urban scenarios. Additionally, both tables present the different variations with integrated industrial waste heat or solar thermal plants.

The power plants are characterized based on the results derived from the design and economic modules, such as nominal capacity, heat capacity, electrical capacity, efficiency, minimum load, ramp up, annual costs (including investment, operation and maintenance costs), fuel prices, electricity prices, CO₂ factors and heat generation costs. Note that the annual costs of the industrial waste heat are included in the heat generation costs.

Tabelle 17: Parametrization of “variation a” and “variation b” of rural scenarios.

Rural scenarios													
Power plants		Nom. cap.	Heat cap.	El. cap.	El. eff.	Total eff.	Min load	Ramp-up	Annual cost Invest. + operation/maintenance	Fuel price	El. price	f _{co2}	Lumped heat cost ^(b)
		MW	MW	MW	%	%	%	MW/h	€	€/MWh	€/MWh	t _{co2} /MWh	€/MWh
Baseline Variation A	Biomass boiler	0,82	0,70	0	0	85	25	0,70	18956	28	0	0,004	0
	Oil boiler	2,00	1,50	0	0	75	0	1,50	13317	63	0	0,311	0
Baseline variation B	Gas boiler	1,20	1,10	0	0	92	13	1,10	12065	61	0	0,236	0
Waste Heat High temp. Constant profile	5%	0,01	0,01	0	0	100	0	0,01	0	0	0	0,020	27
	25%	0,07	0,07	0	0	100	0	0,07	0	0	0	0,020	27
	50%	0,14	0,14	0	0	100	0	0,14	0	0	0	0,020	27
Waste Heat High temp. Fluctuating profile	5%	0,03 ^(a)	0,03	0	0	100	0	0,03	0	0	0	0,020	27
	25%	0,14 ^(a)	0,14	0	0	100	0	0,14	0	0	0	0,020	27
	50%	0,27 ^(a)	0,27	0	0	100	0	0,27	0	0	0	0,020	27
Waste Heat Low temp. Constant profile	5%	0,01	0,01	0	0	COP:210 ^(a)	0	0,01	0	0	spot	0,296	42
	25%	0,07	0,07	0	0	COP:210 ^(a)	0	0,07	0	0	spot	0,296	42
	50%	0,14	0,14	0	0	COP:210 ^(a)	0	0,14	0	0	spot	0,296	42
Waste Heat Low temp. Fluctuating profile	5%	0,03 ^(a)	0,03	0	0	COP:247 ^(a)	0	0,03	0	0	spot	0,296	42
	25%	0,14 ^(a)	0,14	0	0	COP:247 ^(a)	0	0,14	0	0	spot	0,296	42
	50%	0,27 ^(a)	0,27	0	0	COP:247 ^(a)	0	0,27	0	0	spot	0,296	42
Solar thermal	5% Area: 235m ²	0.19	0.19	0	0	100	0	0.19	33581	0	0	0	0
	25% Area: 1175m ²	0.94	0.94	0	0	100	0	0.94	127809	0	0	0	0
	50% Area: 2350m ²	1.87	1.87	0	0	100	0	1.87	245594	0	0	0	0

(a) Maximum value from the profiles

(b) Heat generation costs include total investment, operation and maintenance costs.

Tabelle 18: Parametrization of “variation c” and “variation d” of urban scenarios.

Urban scenarios													
Power plants		Nom. cap	Heat cap.	El. cap.	El. eff.	Total eff.	Min load	Ramp-up	Annual cost Invest. + operation/maintenance	Fuel price	El. price	f _{co2}	Lumped heat cost ^(b)
		MW	MW	MW	%	%	%	MW/h	€	€/MWh	€/MWh	t _{co2} /MWh	€/MWh
Baseline Variation C	CHP	522,73	200,00	260	50	88	30	70,00	35448995	38	spot	0,236	0
	GasBoiler	152,17	90,00	0	0	92	25	90,00	995609	61	0	0,236	0
Baseline variation D	CHP	340,91	130,00	170	50	88	30	45,50	24731128	38	spot	0,236	0
	GasBoiler	152,17	90,00	0	0	92	25	90,00	995609	61	0	0,236	0
	Incineration plant	30,68	20,00	7	23	88	50	10,00	4809703	-54	spot	1,000	0
Waste Heat High temp. Constant profile	5%	2,83	2,83	0	0	100	0	2,83	0	0	0	0,020	27
	25%	14,07	14,07	0	0	100	0	14,07	0	0	0	0,020	27
	50%	28,31	28,31	0	0	100	0	28,31	0	0	0	0,020	27
Waste Heat High temp. Fluctuating profile	5%	5,66 ^(a)	5,66	0	0	100	0	5,66	0	0	0	0,020	27
	25%	28,15 ^(a)	28,15	0	0	100	0	28,15	0	0	0	0,020	27
	50%	55,97 ^(a)	55,97	0	0	100	0	55,97	0	0	0	0,020	27
Waste Heat Low temp. Constant profile	5%	2,83	2,83	0	0	COP: 196 ^(a)	0	2,83	0	0	spot	0,296	42
	25%	14,07	14,07	0	0	COP: 196 ^(a)	0	14,07	0	0	spot	0,296	42
	50%	28,31	28,31	0	0	COP: 196 ^(a)	0	28,31	0	0	spot	0,296	42
Waste Heat Low temp. Fluctuating profile	5%	5,66 ^(a)	5,66	0	0	COP: 207 ^(a)	0	5,66	0	0	spot	0,296	42
	25%	28,15 ^(a)	28,15	0	0	COP: 207 ^(a)	0	28,15	0	0	spot	0,296	42
	50%	55,97 ^(a)	55,97	0	0	COP: 207 ^(a)	0	55,97	0	0	spot	0,296	42
Solar thermal	5% Area: 48175m ²	38,35	38,35	0	0	100	0	38,35	4839211	0	0	0	0
	25% Area: 240875m ²	191,74	191,74	0	0	100	0	191,74	24155957	0	0	0	0
	50% Area: 481750m ²	383,48	383,48	0	0	100	0	383,48	48301891	0	0	0	0

(a) Maximum value from the profiles

(b) Heat generation costs include total investment, operation and maintenance costs.

Tabelle 16 shows an example of the parametrization of a range of storage volumes. It is based on the results derived from the design and economic modules, such as storage volume, nominal capacity, thermal losses, annual investment costs and annual operation/maintenance costs.

Tabelle 19: Parametrization of “variation c” and “variation d” of urban scenarios.

Storage	Volume	Nom. Cap.	Losses	Annual inv. cost	Operation/maintenance costs
	[m3]	[MW]	[MW]	[€/year]	[€/year]
Storage1	2	0.06977	0.00014	138.54	85.19
Storage2	4	0.13953	0.00018	264.38	162.57
Storage3	6	0.20930	0.00020	385.44	237.01
Storage4	8	0.27907	0.00023	503.39	309.53
Storage5	10	0.34883	0.0002	619.02	380.64

heat_portfolio

			5		
Storage6	12	0.41860	0.00027	732.81	450.61
Storage7	14	0.48837	0.00028	845.07	519.63
Storage8	16	0.55813	0.00030	956.02	587.85
Storage9	18	0.62790	0.00031	1065.82	655.37
Storage10	20	0.69767	0.00032	1174.60	722.26