

1 Einleitung

Am 16. Februar 2005 ist das im Jahr 1997 auf der dritten Klimaschutzkonferenz verhandelte Kyoto-Protokoll in Kraft getreten. Das Kyoto-Protokoll fordert eine Reduzierung der Treibhausgase (Kohlendioxid, Methan, Distickstoffoxid, Fluorkohlenwasserstoffe und Schwefelhexafluorid) um 8% bezogen auf das Jahr 1990 in den Ländern der Europäischen Union bis zur Verpflichtungsperiode 2008 bis 2012 (Bund, 2005). Unter Berücksichtigung des bisherigen Pro-Kopf-Ausstoßes sowie eventuellen Nachholbedarfs durch wirtschaftliche Entwicklung ergibt sich eine Reduzierung der Treibhausgase von 21% bezogen auf das Jahr 1990 für Deutschland („EU burden sharing“) in der Periode von 2008 bis 2012 (Dielmann und Mehlkopf, 2005). Der Nationale Allokationsplan sieht eine Reduzierung der energiebedingten CO₂-Emissionen auf einen Wert von 822,4 Mio. t/a in der Periode von 2008 bis 2012 vor, um das Kyoto-Ziel zu erreichen. Eine deutliche Senkung der energiebedingten CO₂-Emissionen konnte im Zeitraum von 1990 (988,9 Mio. t) bis 1995 (876,1 Mio. t) erreicht werden¹. Im Jahr 2004 wurde ein Wert von 845,4 Mio. t erreicht (Thöne und Fahl, 2005). Um den seit 1999 ungefähr konstanten Ausstoß von energiebedingten Treibhausgasen zu reduzieren, ist die Energieeffizienz zu steigern, der Energiebedarf zu reduzieren und/oder die Verbrennung fossiler Brennstoffe durch den Einsatz erneuerbarer Energien zu substituieren.

Der Endenergieverbrauch in Deutschland für die Bereitstellung von Raumheizwärme beläuft sich auf 32,7% des gesamten Endenergieverbrauchs im Jahr 2003. 22,6% des gesamten Endenergieverbrauchs entfallen auf die Bereitstellung von Raumheizwärme in den Haushalten (Geiger et al., 2005). Nach dem Verkehrssektor erschließt sich damit im Sektor der Haushalte das größte Potential zur nachhaltigen Endenergieeinsparung. Aufgrund der vergleichsweise niedrigen Temperaturen im Bereich von 30 bis 100 °C bei der Bereitstellung von Warmwasser (oder Prozesswärme bis 100 °C) und Raumwärme in Haushalten bietet sich die Nutzung der Solarthermie an.

Weltweit waren Ende 2003 mindestens 120 Mio. m² solarthermische Kollektorfläche, in der EU rund 14,1 Mio. m² installiert (Witt und Kaltschmidt, 2004). Im Jahr 2003 wurden ca. 7 PJ bei ca. 5,8 Mio. m² installierter Kollektorfläche (Schneider und Kaltschmidt, 2005) durch solarthermische Wärmebereitstellung zur Deckung des Endenergieverbrauchs in Deutschland beigetragen. Das entspricht 0,1% des Endenergieverbrauchs von 5 379 PJ für die Bereitstellung von Prozess- und Raumwärme in Deutschland im Jahr 2003 bzw. 0,2% des Energieverbrauchs von 3 020 PJ zur Bereitstellung von Raumwärme (Geiger et al., 2005). Das technische Potential beträgt unter Berücksichtigung der bedarfsseitigen Restriktionen zwischen 230 PJ/a bei solarthermischen Anlagen zur Warmwasserbereitung und 1 920 PJ/a bei solar

¹ Dieser Rückgang wurde hauptsächlich durch die Absenkung von Emissionen aus Braunkohlefeuerungen (in den neuen Bundesländern) erzielt. Die Braunkohlefeuerungen wurden durch effizientere und/oder mit Gas oder Mineralöl betriebene Anlagen ersetzt.

unterstützten Nahwärmesystemen zur Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser- und Prozesswärme (Kaltschmitt und Wiese, 1995).

Weitere Studien haben gezeigt, dass solar unterstützte Nahwärmesysteme ein notwendiges Instrument darstellen, um den erneuerbaren Energien unter ökonomischen, sozialen und ökologischen Gesichtspunkten langfristig zu einem Anteil von 50% an der gesamten Energieversorgung in Deutschland zu verhelfen (Nitsch, 2002; BMU, 2004). Dabei sind die Kohlendioxid-Vermeidungskosten (Maß für die Effizienz von CO₂-Minderungsmaßnahmen) solar unterstützter Nahwärmesysteme im Vergleich zu Kleinanlagen zur solaren Heizungsunterstützung in Einfamilienhäusern bei höherem solarem Deckungsanteil deutlich niedriger (BMU, 2004; Nitsch, 2001).

1.1 Motivation

Das Konzept der solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher sieht die Substitution fossil bereitgestellter durch solar gewonnene Wärme vor. Durch Einsatz des Langzeit-Wärmespeichers wird die zeitliche Verschiebung zwischen hohem Solarstrahlungsangebot im Sommer und maximalem Wärmebedarf im Winter ausgeglichen. Bild 1 zeigt das prinzipielle Anlagenschema einer solar unterstützten Nahwärmeversorgung. Die Kollektorfelder sind in der Regel in die Dächer einiger der zu versorgenden Gebäude integriert und liefern die Solarwärme an die Heizzentrale. Bei einem Überangebot an Solarstrahlung (überwiegend im Sommer) wird Solarwärme in den Langzeit-Wärmespeicher eingespeist. Bei hohen Wärmelasten (überwiegend im Winter) wird die Solarwärme aus dem Langzeit-Wärmespeicher in das Nahwärmenetz geliefert. Bei Bedarf wird z. B. über einen Gas-Brennwertkessel nachgeheizt. Typische solare Deckungsanteile realisierter Pilotanlagen zur solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher betragen 40% bis 60% des Gesamtwärmebedarfs der angeschlossenen Wohnsiedlungen (Benner et al., 2004). An das Nahwärmenetz sollen aus wirtschaftlichen und energetischen Gründen mindestens ca. 100 Wohneinheiten angeschlossen werden. Die solaren Wärmekosten betragen dabei 16 bis 42 Ct./kWh (ohne Förderung, ohne MWSt.) abhängig von der Anlagengröße (Benner et al., 2004; Raab, 2005).

Solarthermische Anlagen zur Warmwasserbereitung in Mehrfamilienhäusern mit Pufferspeichern, die solare Wärme über den Zeitraum von typischerweise einem Tag speichern, ermöglichen solare Deckungsanteile bis ca. 15% bezogen auf den Gesamtwärmebedarf. Die solaren Wärmekosten errichteter Anlagen betragen von 12 bis 30 Ct./kWh (Klingenberger et al., 2005; Peuser et al., 2001).

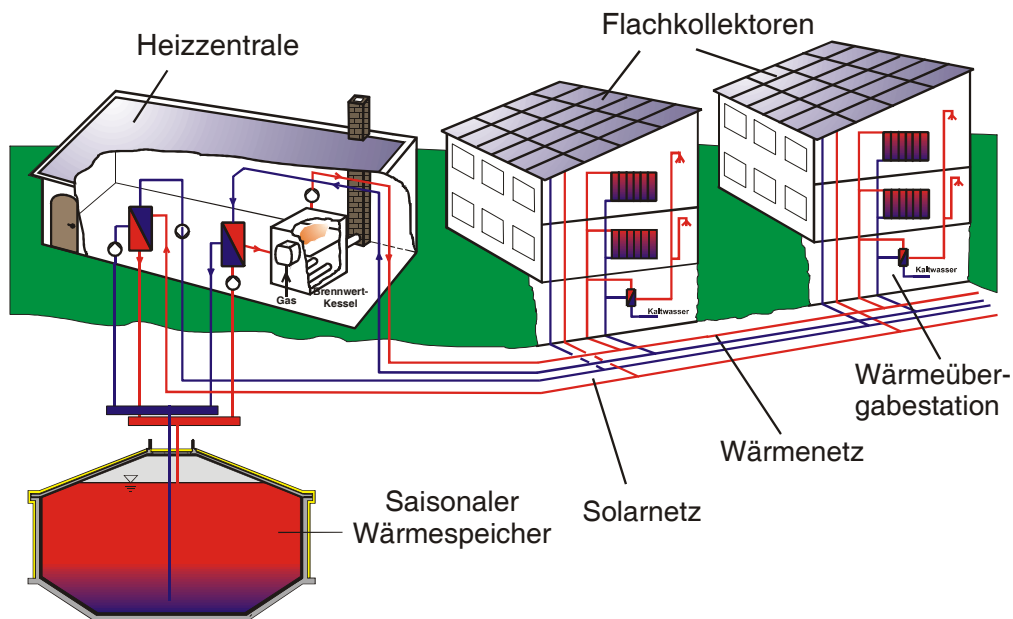


Bild 1: Schema eines solar unterstützten Nahwärmesystems mit Langzeit-Wärmespeicher

Solar unterstützte Nahwärmesysteme mit solaren Deckungsanteilen von ca. 35% am Gesamtwärmebedarf ermöglichen die Substitution eines beträchtlichen Anteils fossiler Brennstoffe bei gleichzeitig moderaten Investitionskosten verglichen mit Systemen mit einem solaren Deckungsanteil von 50%. Vorabschätzungen haben ergeben, dass Systeme mit solaren Deckungsanteilen von ca. 35% durch den Verzicht auf eine saisonale Wärmespeicherung über sechs Monate energetisch sinnvoll in Verbindung mit kleinen Nahwärmenetzen mit ca. 40 bis 60 Wohneinheiten errichtet werden können (Raab et al., 2003a). Kleinere Baugebiete mit 25 bis 75 Wohneinheiten werden von den Kommunen in Deutschland häufiger als größere ausgewiesen. Beispielhaft ist in Bild 2 eine eigene Auswertung aller Baugebiete des Bauflächenpotenzials der Stadt Düsseldorf im Jahr 2005 (Düsseldorf, 2004) dargestellt. 49% aller Baugebiete weisen eine Anzahl von bis zu 75 Wohneinheiten auf. Lediglich 25% der Baugebiete weisen eine Anzahl von mehr als 200 Wohneinheiten auf.

Derzeit gibt es allerdings keine umfassenden Dimensionierungsrichtlinien für solar unterstützte Nahwärmesysteme mit solaren Deckungsanteilen von ca. 35% unter Berücksichtigung des Standorts (klimatische Bedingungen) oder der angeschlossenen Wärmelast.

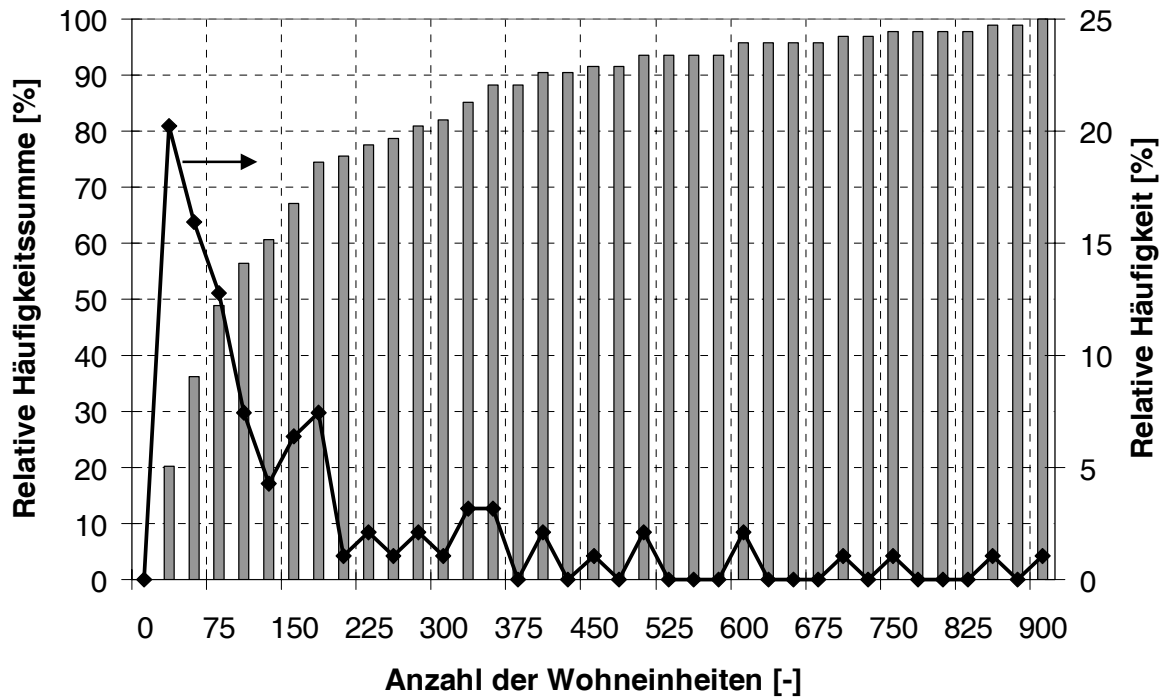


Bild 2: Relative Häufigkeit und relative Häufigkeitssumme aller Baugebiete des Baufächenpotenzials der Stadt Düsseldorf im Jahr 2005

1.2 Zielsetzung und Aufbau der Arbeit

Das Ziel der Arbeit ist die Erstellung von Dimensionierungsrichtlinien für solar unterstützte Nahwärmesysteme mit Heißwasser-Wärmespeichern und solaren Deckungsanteilen von 35% bezogen auf den Gesamtwärmebedarf (inklusive Wärmeverteilverluste). Die Dimensionierungsrichtlinien werden für drei verschiedene, typische klimatische Bedingungen in Deutschland und für zwei typische Wärmelastfälle bezüglich des Temperaturniveaus und des zeitlichen Verlaufs von Vor- und Rücklauftemperatur des Nahwärmenetzes erstellt. Die Abhängigkeit der Anlagendimensionierung von der Größe der angeschlossenen Wärmelast wird ebenfalls untersucht.

Im zweiten Kapitel dieser Arbeit wird der Stand der Technik solar unterstützter Nahwärmesysteme mit Heißwasser-Wärmespeichern aufgezeigt. Hierzu werden umgesetzte Pilotprojekte sowohl vorgestellt als auch die Messergebnisse und Betriebserfahrungen analysiert.

Im dritten Kapitel werden die Grundlagen für eine dynamische Simulation des thermischen Verhaltens von Nahwärmenetzen detailliert untersucht. Hierzu werden Messdaten existierender solar unterstützter Nahwärmenetze statistisch ausgewertet. Anschließend werden bestehende Modelle auf ihre Anwendbarkeit überprüft bzw. erweitert und validiert. Im vierten Kapitel werden verschiedene Datensätze zur Abbildung der klimatischen Bedingungen ausgewählter Standorte mit Messdaten über die Periode von 1985 bis 2004 verglichen, um deren Eignung als Simulationseingangsgröße zu überprüfen.

Im fünften Kapitel wird die Anwendbarkeit eines Modells zur Simulation des thermischen Verhaltens eines erdvergrabenen Heißwasser-Wärmespeichers eingehend mit Messdaten des Wärmespeichers in Hannover überprüft. Im Vergleich zu bisherigen Untersuchungen wird das thermische Verhalten des Wärmespeichers erstmals ohne den Einfluss der Anbindungsleitungen zwischen Heizzentrale und Wärmespeicher und unter Berücksichtigung der Temperaturen in und um den Wärmespeicher (im Erdreich) betrachtet. Nachfolgend werden zwei Simulationsmodelle zur Berechnung des thermischen Verhaltens solar unterstützter Nahwärmesysteme sowohl mit erdvergrabenen Heißwasser-Wärmespeicher (Anlage Hannover) als auch mit einem oberirdisch aufgestellten Wärmespeicher (Anlage Gneis-Moos) neu erstellt und anhand von Messdaten zweier existierender Anlagen validiert. Im sechsten Kapitel werden Parameteruntersuchungen durchgeführt, um den Einfluss verschiedener Kollektorkennwerte, der Ausrichtung des Kollektors, der Wärmedämmung des Wärmespeichers u. a. zu bestimmen. In Kapitel 7 wird der Einfluss ausgewählter Eingangsgrößen der Simulation (Wärmelast, Klimadatenätze) beschrieben.

In Kapitel 8 sind die Ergebnisse einer breit angelegten Simulationsstudie mit den in Kapitel 5 erstellten und validierten Simulationsmodellen zusammengefasst. Die Ergebnisse werden energetisch und wirtschaftlich bewertet und dienen der Erstellung der Dimensionierungsrichtlinien (Kapitel 9). Anschließend werden die wichtigsten Ergebnisse der Arbeit zusammengefasst. Das Vorgehen im Überblick ist im Blockscheema in Bild 3 zusammengefasst.

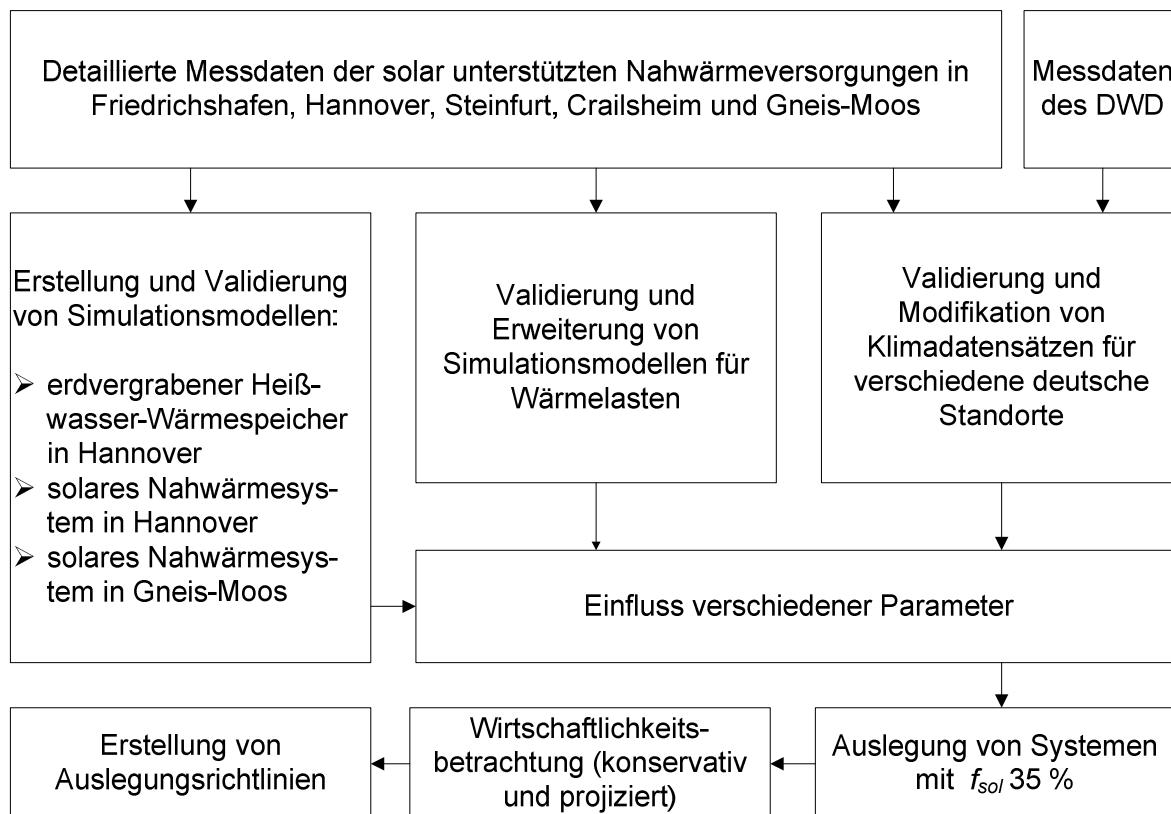


Bild 3: Blockscheema des Vorgehens (DWD: Deutscher Wetterdienst)

1.3 Begriffsdefinitionen

Solarer Deckungsanteil

Der solare Deckungsanteil f_{sol} wird gemäß Gleichung (1) als Quotient zwischen der an das Nahwärmenetz abgegebenen solaren (Nutz-) Wärme Q_{sol} [MWh/a] und der gesamten in das Nahwärmenetz gelieferten Wärme Q_{netz} [MWh/a] definiert. Die Wärmeverluste des Wärmespeichers werden dabei komplett dem solaren Teilsystem zugerechnet. Im Folgenden wird – wenn nicht anders gekennzeichnet – die Definition des solaren Deckungsanteils nach Gleichung (1) weiterverwendet.

$$f_{sol} = \frac{Q_{sol}}{Q_{netz}} \quad (1)$$

Eine weitere verbreitete Berechnungsmethode des solaren Deckungsanteils f_{sol}^* ist in Gleichung (2) gezeigt. Diese wird besonders bei Verwendung des Wärmespeichers als Puffer für die Solaranlage und für den Kessel angewandt. Dabei wird f_{sol}^* als das Verhältnis der in den Speicher eingebrachten solaren Wärmemenge $Q_{solar\ ein\ Speicher}$ [MWh/a] und der Summe aus $Q_{solar\ ein\ Speicher}$ und der von der Zusatzheizung in den Speicher eingebrachten Wärme $Q_{aux\ ein\ Speicher}$ definiert. Im Falle von f_{sol}^* werden die Wärmeverluste des Wärmespeichers gleichmäßig auf beide Wärmeerzeuger aufgeteilt.

$$f_{sol}^* = \frac{Q_{solar\ ein\ Speicher}}{Q_{solar\ ein\ Speicher} + Q_{aux\ ein\ Speicher}} \quad (2)$$

Der endenergetisch betrachtete elektrische Hilfsenergieaufwand Q_{HE} [MWh/a] für den Betrieb von Pumpen und Regelung wird durch die Gleichungen (1) und (2) nicht berücksichtigt. Bei Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung beträgt das Verhältnis Q_{HE}/Q_{sol} im Durchschnitt von 16 untersuchten Anlagen 3%. Das Minimum liegt bei 1%, das Maximum bei 7% (STIWA, 2002). Eine Untersuchungsreihe an elf Solaranlagen zur kombinierten Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung ergab ein mittleres Verhältnis Q_{HE}/Q_{sol} von 3% mit einem Minimum bei 1% und einem Maximum bei 5% (STIWA, 2003; Streicher, 2005). Die große Variationsbreite ergibt sich aus der eingesetzten Pumpentechnik und der Regelung der Anlage (überwiegend Pumpenlaufzeit).

Messungen an der solar unterstützten Nahwärmeversorgung in Friedrichshafen im Jahr 2002 ergaben ein Verhältnis Q_{HEges}/Q_{sol} von 4,1%. In diesem Verhältnis ist der Hilfsenergiebedarf der gesamten Anlagenregelung (inklusive konventionelle Anlagentechnik), der Kesselpumpen und der Pumpen zur Versorgung des Nahwärmenetzes mit Laufzeiten von 8760 h enthalten. Berechnungen auf Basis der gemessenen Laufzeiten und Leistungen aller Pumpen des Systems ergeben ein Verhältnis Q_{HE}/Q_{sol} von 1,4%. Der nach Gleichung (1) berechnete solare Deckungsanteil vermindert sich ebenfalls um 1,4% relativ.

Maximale Speicherkapazität

Die maximale Speicherkapazität $Q_{Sp\ max}$ [MWh] wird entsprechend Gleichung (3) berechnet. Dabei ist V_{Sp} [m³] das Volumen des Wärmespeichers, c_{H2O} [kJ/(kg K)] die spezifische Wärmekapazität des Speichermediums (in der Regel Wasser), ρ_{H2O} [kg/m³] die Dichte des Speichermediums, $\vartheta_{Sp\ max}$ [°C] die maximale Temperatur des Speichers und $\vartheta_{Sp\ min}$ [°C] die minimale Speichertemperatur im Jahresverlauf.

$$Q_{Sp\ max} = V_{Sp} \rho_{H2O} c_{H2O} (\vartheta_{Sp\ max} - \vartheta_{Sp\ min}) \quad (3)$$

Nutzungsgrad des Wärmespeichers

Der jährliche Nutzungsgrad des Wärmespeichers η_{Sp} errechnet sich gemäß Gleichung (4) aus dem Verhältnis von ausgebrachter Wärme $Q_{Sp\ aus}$ [MWh/a] zu eingebrachter Wärme $Q_{Sp\ ein}$ [MWh/a] $- Q_{diff}$ [MWh/a]. Q_{diff} gibt die Differenz des Wärmeinhalts des Wärmespeichers zwischen Beginn und Ende des betrachteten Zeitintervalls an.

$$\eta_{Sp} = \frac{Q_{Sp\ aus}}{Q_{Sp\ ein} - Q_{diff}} \quad (4)$$

Zyklenzahl

Aus dem Quotienten von $Q_{Sp\ aus}$ und $Q_{Sp\ max}$ kann die Zyklenzahl des Wärmespeichers CN [a⁻¹] entsprechend Gleichung (5) berechnet werden (Hadorn et al., 1990). Ein rein saisonal betriebener adiabater Wärmespeicher weist eine Zyklenzahl von 1 a⁻¹ auf. Der Wärmespeicher wird demnach genau einmal im Jahr komplett beladen und anschließend vollständig entladen. Ein täglich komplett be- und entladener adiabater Pufferspeicher hat eine Zyklenzahl von 365 a⁻¹. Im realen Betrieb eines Langzeit-Wärmespeichers wird die saisonale Wärmespeicherung von Kurzzeiteffekten überlagert, so dass sich Zyklenzahlen größer 1 a⁻¹ einstellen.

$$CN = \frac{Q_{Sp\ aus}}{Q_{Sp\ max}} \quad (5)$$

Nutzungsgrad des Kollektorfeldes

Der jährliche Nutzungsgrad des Kollektorfeldes η_{koll} wird gemäß Gleichung (6) definiert. Dabei ist Q_{koll} [MWh/a] die in einem Jahr vom Kollektorfeld an den Wärmespeicher abgegebene Wärme und E_{koll} [MWh/a] die auf die Kollektorfläche auftreffende Strahlungssumme. Die Wärmeverluste der Rohrleitungen des Solarkreises sind dabei berücksichtigt.

$$\eta_{koll} = \frac{Q_{koll}}{E_{koll}} \quad (6)$$

Auslastung des Kollektorfeldes

Die Auslastung des Kollektorfeldes AG [kWh/(m² a)] berechnet sich gemäß Gleichung (7) als Quotient von gesamter Netzwärme Q_{netz} und Kollektorfläche A_{koll} [m²]. Die Auslastung AG charakterisiert den Betrieb eines Kollektorfeldes.²

$$AG = \frac{Q_{netz}}{A_{koll}} \quad (7)$$

Weitere Definitionen zur Charakterisierung solarthermischer Komponenten sind in (Duffie und Beckman, 1991) zusammengefasst.

1.4 Simulationsumgebung

Zur dynamischen Simulation des thermischen Verhaltens von Nahwärmenetzen und solar unterstützten Nahwärmesystemen kommt in der vorliegenden Arbeit das Simulationsprogramm TRNSYS (Transient System Simulation) zum Einsatz. Das vornehmlich in der Wissenschaft eingesetzte Simulationsprogramm wurde am Solar Energy Laboratory der Universität Wisconsin entwickelt (Klein et al., 1976; Duffie und Beckman, 1991). TRNSYS ist ein modular aufgebautes Programmpaket, das die Simulation von Gebäuden und beliebigen energie- und solartechnischen Anlagen in Abhängigkeit von sich ändernden Eingangsgrößen wie z. B. Solarstrahlung und/oder Leistung und Temperaturniveau des Wärmeverbrauchers ermöglicht. Zur Simulation eines komplexen Systems werden verschiedene Einzelkomponenten durch die gegenseitige Übergabe von Ein- und Ausgangsgrößen in einem editierbaren Programmcode miteinander verbunden. Das Verhalten jeder Einzelkomponente (Type) wird durch ein separates Programmmodul berechnet, das in der Programmiersprache Fortran geschrieben ist. Das Verhalten der einzelnen Komponente kann durch einfache algebraische Gleichungen oder Differentialgleichungen (siehe z. B. Gleichung (22) in Abschnitt 5.1.3.1) wiedergegeben sein.

Struktur einer Komponente

Jede Komponente weist eine charakteristische Anzahl von zeitveränderlichen Ein- bzw. Ausgangsgrößen und konstanten Parametern auf. Die Reihenfolge dieser Größen ist entweder vorgegeben oder wird bei selbst erstellten Modellen vom Autor festgelegt. Die Werte der Parameter sind abhängig von der Anwendung und müssen vor dem Simulationsstart definiert werden. Bild 4 zeigt die Anzahl sowie beispielhaft die Bezeichnung einiger Größen für das TRNSYS-Modul zur Berechnung des thermischen Verhaltens von erdvergrabenen Wärmespeichern (XST). Die Eingangsgrößen können je nach System mit Ausgangsgrößen benach-

² Hohe Auslastungen werden in der Regel bei relativ niedrigen solaren Deckungsanteilen, niedrige Auslastungen bei relativ hohen solaren Deckungsanteilen erreicht.

barter Komponenten verbunden sein oder als konstante Werte eingegeben werden. Die Ausgangsgrößen \vec{O} werden in Abhängigkeit der Zeit t , der Zeitschrittweite Δt , der Eingangsgrößen \vec{I} und der Parameter \vec{P} berechnet, an weitere Systemkomponenten als Eingangsgrößen weitergegeben und zur Bilanzierung der Temperaturen, Massenströme und Wärmemengen der Komponente verwendet. Da jeder Type in einem System mehrfach vorkommen kann, wird er zusätzlich zur Type-Nummer noch mit einer Unit-Nummer bezeichnet, die nur einmal im System vergeben wird. Die Eingangsgröße eines Types ist durch die Unit-Nummer und die Bezeichnung der Ausgangsgröße des Types, von dem die Information bezogen wird, beschrieben. Die Eingangsgröße [5,26] wird beispielsweise aus der 26. Ausgangsgröße des Moduls mit der Unit-Nummer 5 bezogen. Im Falle des erdvergrabenen Wärmespeichers (Unit 5) ist das die maximale Temperatur im Wärmespeicher.

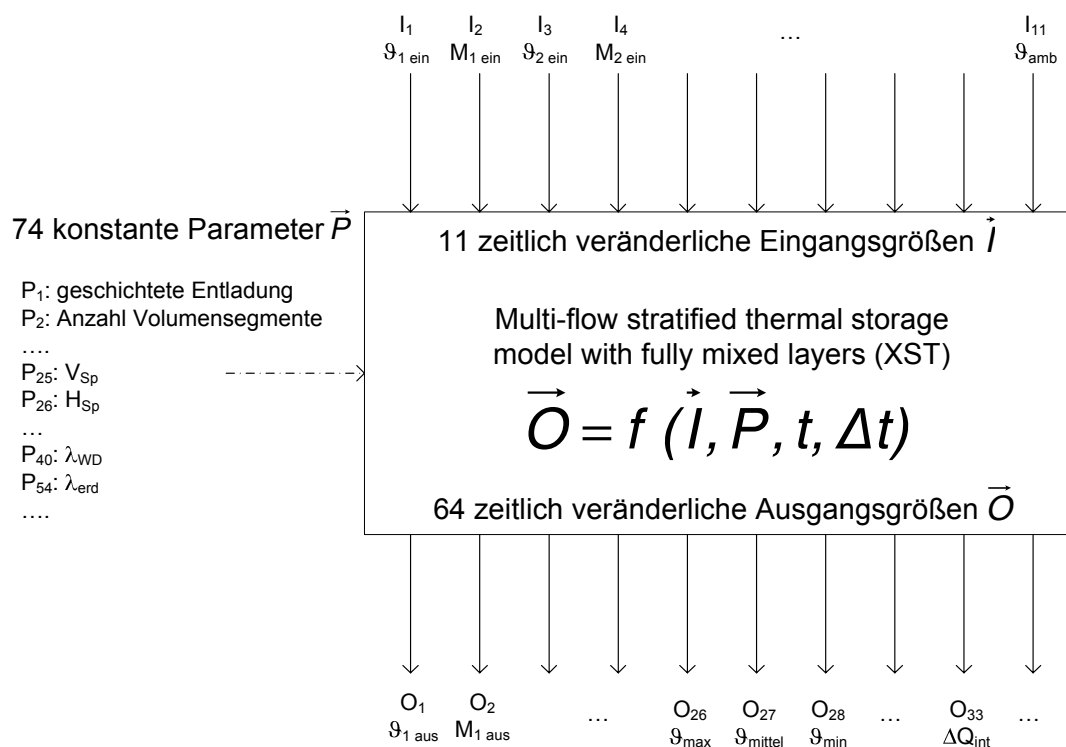


Bild 4: Informationsstruktur einer Systemkomponente (Unterroutine in Fortran) am Beispiel des TRNSYS-Types zur Berechnung des thermischen Verhaltens von erdvergrabenen Wärmespeichern

Struktur eines Systems

Das TRNSYS-Basispaket ist mit einer Vielzahl von Modulen (Types) zur Berechnung des Verhaltens von z. B. Pumpen, Reglern, Rohrleitungen, Wärmeübertragern, Solarstrahlung oder Gebäuden ausgestattet. Benutzerdefinierte Fortran-Programmcodes zur Simulation von Nicht-Standardanwendungen (UnterROUTINEN) können vom Nutzer verfasst werden. Derartige Non-Standard-Types sind z. B. zur Simulation des thermischen Verhaltens von thermischen Solarkollektoren, Gas-Brennwertkesseln, Erdwärmesonden, Erdsonden-Wärmespeichern, Heißwasser-Wärmespeichern etc. vorhanden.