Technische Hochschule Georg Simon Ohm

Fakultät Maschinenbau und Versorgungstechnik
Studiengang Maschinenbau

Projektarbeit

Solarthermie für Fernwärme in Nürnberg

SOLFERN

Potentialanalyse unterschiedlicher Systeme für zentrale Solarthermienutzung zur Einspeisung in das Fernwärmenetz Nürnberg

Autor: **Dario Streller**

Betreuung: **Prof. Dr. Matthias Popp**

Ort, Abgabetermin: **Nürnberg, 29.06.2024**

Abstract

Gesellschaftliche und politische Verpflichtungen im Bereich des Klimaschutzes sowie ein weltweit steigender Energiebedarf erfordern ein Umdenken in der Energieerzeugung. Darunter fällt auch die Wärmeerzeugung, welche aktuell zu Großteilen über fossile Energieträger abgedeckt wird. Die großtechnische Nutzung von Solarthermie zur Erhitzung von Brauchwasser kann einen maßgeblichen Beitrag leisten, die Wärmeversorgung umweltfreundlicher umzusetzen.

In diesem Zusammenhang setzt sich diese Projektarbeit das Ziel, Potentiale von Solarthermie zur Transformation des Fernwärmenetzes in Nürnberg aufzuzeigen und theoretisch aufzuarbeiten. Neben den Grundlagen für die solare Wärmeerzeugung sind die Hauptaspekte die Ermittlung der geneigten Bestrahlungsstärke ausgewählter Testreferenzjahre für einen Standort in Nürnberg sowie die Gegenüberstellung von Flach- und Vakuumröhrenkollektoren hinsichtlich des Kollektorertrags und des Grundstücksflächenbedarfs für eine gewünschte abzugebende Wärmemenge.

Bei den Untersuchungen hat sich herausgestellt, dass Vakuumröhrenkollektoren mit Wasser als Wärmeträgermedium und in Kombination mit einer hydraulischen Einbindung vom Fernwärmerücklauf in den Vorlauf am sinnvollsten sind. Gerade die verringerten Wärmeverluste und der erhöhte Wirkungsgrad dieser Kollektoren reduzieren den Flächenbedarf maßgeblich. Außerdem wird in den kommenden 20 Jahren nicht mit starken Schwankungen der Globalstrahlung gerechnet, was die Betriebssicherheit für ein solches Großprojekt sicherstellt.

Inhaltsverzeichnis

Abstract 2

Inhaltsverzeichnis 3

Abbildungsverzeichnis 4

Tabellenverzeichnis 5

1 Problemstellung und Zielsetzung der Arbeit 6
1.1 Ausgangssituation der Energieversorgung 6
1.2 Gesellschaftliche und politische Relevanz 7
1.3 Forschungsfragen und Gliederung der Arbeit 8

2 Grundlagen der solaren Wärmeversorgung 9
2.1 Etablierte Großprojekte zur solaren Wärmeversorgung 9
2.1.1 Solarthermie in Deutschland 9
2.1.2 Solarthermie in Dänemark 10
2.2 System der solaren Wärmeerzeugung 11
2.2.1 Kollektorbauarten und Bedeutung des Wärmeträgermediums 12
2.2.2 Rolle von Wärmespeichern 13
2.2.3 Möglichkeiten zur Einbindung solarer Energie in ein Fernwärmenetz 13

3 Rahmenbedingungen und Grundlage der Berechnungen 16
3.1.1 Bestimmung der geneigten Bestrahlungsstärke 16
3.1.2 Bestimmung des linearisierten Kollektorwirkungsgrades 19
3.1.3 Bestimmung des Flächennutzungsgrades 23
3.1.4 Berechnung der abgegebenen Wärmemenge des Kollektors 25
3.1.5 Bestimmung des Flächenbedarfs 26

4 Ergebnisse der Berechnungen 28
4.1 Geneigte Bestrahlungsstärke und Heatmap 28
4.2 Wärmeertrag pro Modul Flachkollektor und Vakuumröhrenkollektor 29
4.3 Flächenbedarf und Modulanzahl zur Deckung eines angenommenen Wärmeertrags des Gesamtsystems 31

5 Fazit und Ausblick 34

Literaturverzeichnis 36

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Hydraulische Schaltungen zur solaren Einspeisung in ein Wärmenetz 15
Abbildung 2: Gitterzelle für die gewählten Testreferenzjahre in Nürnberg 17
Abbildung 3: Winkelbeziehungen der geneigten Fläche 18
Abbildung 4: Reale und linearisierte Kollektorwirkungsgrade der ausgewählten Module über der Temperaturdifferenz 22
Abbildung 5: Geometrische Verhältnisse der angewinkelten Modulreihen 23
Abbildung 6: Abschattungswinkel α in Abhängigkeit des Flächennutzungsgrades f und der Anlagenneigung γ_E 24
Abbildung 7: Änderung der jährlichen solaren Bestrahlung in Nürnberg für das Testreferenzjahr 2015 in Abhängigkeit von Kollektorazimuth und -neigung im Vergleich zur Horizontalen 28
Abbildung 8: Änderung der jährlichen solaren Bestrahlung in Nürnberg für das Testreferenzjahr 2045 in Abhängigkeit von Kollektorazimuth und -neigung im Vergleich zur Horizontalen 29
Abbildung 9: Jahresgesamtenergie pro Modul in Abhängigkeit der Kollektortechnologie und Kollektorneigung 30
Abbildung 10: Wärmemenge Q_K pro Modul für Vakuumröhrenkollektoren unter 25° Neigung und Südausrichtung für das Testreferenzjahr (TRJ) 2015 und 2045 31
Abbildung 11: Flächenbedarf in Abhängigkeit des Flächennutzungsgrades und der durchschnittlichen Wärmemenge $Q_{K,m}$ der verschiedenen Kollektortechnologien 32
Abbildung 12: Modulanzahl in Abhängigkeit der Kollekotrneigung und der durchschnittlichen Wärmemenge $Q_{K,m}$ der verschiedenen Kollektortechnologien 33
Abbildung 13: Ausgewählte benötigte Grundstücksflächen zur Deckung einer Wärmemenge pro Stunde abhängig von der Kollektortechnologie und -neigung 35

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Leistungsübersicht des HKW Sandreuth 7

Tabelle 2: Übersicht über die größten solarthermischen Anlagen für Fernwärme in Deutschland, nach Kollektorfläche 10

Tabelle 3: Übersicht über die größten solarthermischen Anlagen für Fernwärme in Dänemark, nach Kollektorfläche 11

Tabelle 4: Temperaturniveaus der solarthermischen Anlage abhängig von der Kollektortechnologie 21

Tabelle 5: Technische Daten der verwendeten Kollektormodelle 22

Tabelle 6: Flächennutzungsgrad in Abhängigkeit von der Kollektorneigung 24

1 Problemstellung und Zielsetzung der Arbeit

Dieses Kapitel erklärt die Ausgangssituation und aktuelle Lage zum Thema Solarthermie für Fernwärmenetze und erörtert die Vorgehensweise in dieser Projektarbeit.

1.1 Ausgangssituation der Energieversorgung

Durch die Vorgaben des Gesetzes für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze wird festgelegt, dass bis zum 1. Januar 2030 mindestens 50 % der Nettowärmeerzeugung in Wärmenetzen aus erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme stammen muss (Bundesministerium der Justiz, 2023, S. 3). Bis zum 31. Dezember 2044 müssen alle Wärmenetze vollständig aus diesen beiden Energieformen versorgt werden und gleichzeitig gilt ab dem 1. Januar 2045 eine Obergrenze für die jährlich erzeugte Wärmemenge aus Biomasse in Fernwärmenetzen > 50 km Leitungslänge von 15 % (Bundesministerium der Justiz, 2023, S. 18).

Aus diesen Forderungen entsteht eine Dringlichkeit für Energieversorger, ihren Energiemix in den kommenden Jahren umzustellen. Als Versorgungsunternehmen umfasst das Fernwärmenetz der N-ERGIE in der Stadt Nürnberg eine Leitungslänge von 342 km, welches nach aktuellem Stand noch zu Großteilen mittels fossiler Brennstoffe betrieben wird. Während die Grundlast aus einer Holzhackschnitzel- und Müllverbrennungsanlage entstammen, wird die wechselnde Anforderungsmenge durch die Verbrennung von Gas und Öl bereitgestellt. Dies verdeutlicht sich durch die in Tabelle 1 dargestellten Leistungen, welche die starke Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen darstellt. Die Daten beziehen sich dabei auf das Heizkraftwerk Sandreuth, welches die Hauptlast des Fernwärmebedarfs deckt und durch Satellitenkraftwerke, verteilt in Nürnberg, unterstützt werden kann. Zudem ist zu beachten, dass die Energieerzeugung aus Abfallstoffen zwar als grüne Energie zählt, jedoch mitunter umstritten ist. (Theiss, 2024)

Tabelle 1: Leistungsübersicht des HKW Sandreuth
Eigene Darstellung nach (Theiss, 2024)

Fossile Energieerzeugung		**Nachhaltige Energieerzeugung**	
Gas/ Ölkessel 1	115 MW_{FWL}	Biomasse HKW	23,5 MW_{FWL}
Gas/ Ölkessel 2	60 MW_{FWL}	Dampf aus Müllverbrennung	65 MW_{FWL}
Sattdampfkessel Gas/ Öl 1	18,5 MW_{FWL}		
Sattdampfkessel Gas/ Öl 2	18,5 MW_{FWL}		
Gasturbine 1	125 MW_{FWL}		
Gasturbine 2	125 MW_{FWL}		

In diesem Zusammenhang sollen Potentiale zur regenerativen Transformation des Fernwärmenetzes in Nürnberg aufgezeigt werden, wobei im Rahmen dieser Arbeit die zentrale solare Fernwärmeerzeugung analysiert wird. Darüber hinaus wurden im Zuge dieses Projekts noch weitere Untersuchungen durchgeführt, die sich mit Nutzungsmöglichkeiten von Geothermie (Pfab, 2024) sowie den Wärmepotentialen von Biomasse und Müllverbrennung auseinandersetzen (Metzger, 2024) und alternative Ansätze für diese Region aufzeigen.

1.2 Gesellschaftliche und politische Relevanz

Die treibenden Faktoren für die Transformation des Wärmenetzes sind, neben einem vermehrten gesellschaftlichen Bewusstsein für Klimaschutz, allem voran die gesetzlichen Rahmenbedingungen. Dabei spielt die Politik eine entscheidende Rolle bei dieser Thematik, gerade wenn es um die Schaffung wirtschaftlicher Anreize durch Förderungspakete geht.

Umwelttechnisch ist Solarthermie aus vielerlei Aspekten relevant. Zum einen wird bei der solarthermischen Wärmeerzeugung der Wärmeträger direkt erwärmt. Somit können Übertragungsverluste durch Wärmeübertrager minimiert werden und es sind keine weiteren Geräte zur Umwandlung von Energieträgern nötig, welche ebenfalls wirkungsgrad- und verschleißbehaftet sind.
Zum anderen weist Solarthermie eine lange Lebensdauer von 25 Jahren mit gleichzeitig hohen

Recyclingquoten auf, was insbesondere in Hinsicht auf die steigende Relevanz der Kreislaufwirtschaft wichtig ist. Investitionen in diesem Bereich schaffen dabei eine hohe Wertschöpfung für heimische Regionen. Zusätzlich erfolgt eine energetische Amortisation solcher Anlagen in der Regel innerhalb eines Jahres (Bundesverband Solarwirtschaft e.V., 2022, S. 2).

1.3 Forschungsfragen und Gliederung der Arbeit

Ziel dieser Projektarbeit ist es, zwei solarthermische Kollektorbauarten für den Standort Nürnberg hinsichtlich abgegebener Energiemenge und dem Flächenbedarf zu vergleichen.
Es ist zu beachten, dass die Arbeit keine konkrete Systemauslegung darstellen soll. Vielmehr sollen die Potentiale von Solarthermie für das Nürnberger Fernwärmenetz aufgezeigt werden. Solarthermie ist stark abhängig von dessen Aufstellort und der Ausrichtung, weswegen dafür und für weitere gekennzeichnete Themen Annahmen getroffen werden. Das Ergebnis dieser Arbeit wird dadurch nicht maßgeblich beeinflusst.

Für die Gegenüberstellung soll eine Grundlage geschaffen werden, mit der eine Auswahl an in Frage kommender Kollektortypen getroffen wird, auch unter Beachtung bereits existierender Solarparks in Deutschland und Europa.
Anschließend wird anhand von bestehenden solarthermischen Anlagen ein sinnvoller Wärmemengenbereich festgelegt. Die größte Anlage Deutschlands mit 11 MW (Stadtwerke Greifswald, 2024)) und weltweit, welche mit 110 MW Spitzenleistung in Silkeborg, Dänemark (Kühl, 2017) liegt, gibt hierfür eine ungefähre Größenordnung vor.

Anhand dieser Wärmemenge kann eine benötigte Fläche für Solarthermie definiert werden. Beeinflusst wird dies von der Leistung der ausgewählten Kollektortypen und der über das Jahr schwankenden Globalstrahlung.
Um eine Berechnungsgrundlage für die Bestrahlungsstärke auf der geneigten Ebene zu bekommen (Quaschning, 2024, S. 92-98) werden die ortsgenauen Testreferenzjahre von Deutschland vom Klimaberatungsmodul des Deutschen Wetterdienstes hergenommen. (Deutscher Wetterdienst, 2017). Diese bilden für einen definierten Zeitraum ein mittleres Jahr ab und sollen einerseits für vergangene Wetterdaten von 1995-2012 und andererseits für prognostizierte Wetterdaten von 2031-2060 für einen Standort in der Mitte Nürnbergs in die Bestrahlungsstärke auf die geneigte Fläche umgerechnet werden (Deutscher Wetterdienst, 2017, S. 31-33). Hierdurch wird, neben der Berechnungsgrundlage für kommende Kapitel, eine Gegenüberstellung der solaren Strahlung in 2015 und der in 2045 zu erwartenden geschaffen.

2 Grundlagen der solaren Wärmeversorgung

In diesem Kapitel werden die grundlegenden Prinzipien der Wärmeerzeugung durch solare Systeme sowie Grundlagen zur Fernwärmeversorgung erläutert, um einen umfassenden Überblick und eine solide Wissensbasis für die Themen dieser Arbeit zu bekommen.

2.1 Etablierte Großprojekte zur solaren Wärmeversorgung

Die fünf größten solarthermischen Anlagen in Deutschland und Dänemark werden hinsichtlich ihrer Dimensionen, Leistungsbereiche und verwendeten Kollektorbauarten analysiert, um grundlegende Annahmen für die Berechnungen treffen zu können.

2.1.1 Solarthermie in Deutschland

In Deutschland sind solarthermische Großanlagen vor allem ab 2020 entstanden, wobei die fünf größten Anlagen eine Gesamtkollektorfläche von gerundet 59.500 m² aufweisen. Tabelle 2 zeigt eine Übersicht über diese Solarthermieanlagen in Deutschland.

Die größte Anlage befindet sich in Greifswald und wurde 2023 mit einer Kollektorfläche von 18.732 m² in Betrieb genommen. Sie speist direkt in das Hauptfernwärmenetz von Greifswald ein. Die Anlage ist für 8 GWh/ Jahr ausgelegt, was einem Wärmeanteil von circa 3 % der gesamten Wärmeerzeugung im Stadtgebiet entspricht. An Sommertagen steigt die Wärmeleistung auf bis zu 11 MW und deckt damit die Grundlast ab. (Stadtwerke Greifswald, 2024)

Tabelle 2: Übersicht über die größten solarthermischen Anlagen für Fernwärme in Deutschland, nach Kollektorfläche
Eigene Darstellung, Quellenangabe in Tabelle

Standort	In Betrieb genommen	Kollektorfläche [m²]	Peak-Leistung [MW]	Technologie
Greifswald (Stadtwerke Greifswald, 2024)	2023	18.732	11	Vakuumröhren
Ludwigsburg (Stadtwerke Ludwigsburg-Kornwestheim, 2020)	2020	14.800	9	Flachkollektoren
Lemgo (Steube, 2022)	2022	9.128	5,2	Vakuumröhren
Bernburg (Bröer, 2022)	2020	8.603	5,5	Flachkollektoren
Senftenberg (EEM Energy & Environment Media GmbH, 2018)	2016	8.300	4,5	Vakuumröhren

2.1.2 Solarthermie in Dänemark

Dänemark ist im Bereich Solarthermie für Fernwärmesysteme in vielen Aspekten ein Vorreiter, welcher bereits deutlich früher als andere Länder in Europa mit der Installation von Großanlagen begonnen hat. Die fünf größten Anlagen besitzen eine Gesamtkollektorfläche von circa 342.000 m². Tabelle 3 zeigt eine Übersicht über diese Solarthermieanlagen in Dänemark.

Das System in Silkeborg ist die weltweit größte Anlage für Solarthermie in Fernwärmenetzen und deckt 20 % des jährlichen Wärmebedarfs der Stadt mit 43.000 Einwohnern ab. (Augsten, 2016)

Tabelle 3: Übersicht über die größten solarthermischen Anlagen für Fernwärme in Dänemark, nach Kollektorfläche
Eigene Darstellung, Quellenangabe in Tabelle

Standort	In Betrieb genommen	Kollektorfläche [m²]	Peak-Leistung [MW]	Technologie
Silkeborg (Epp, 2017)	2016	156.964	110	Flachkollektoren
Vojens (Epp, 2017)	2016	70.000	48,9	Flachkollektoren
Gram (European Science Communication Institute, 2016)	2015	44.800	35	Flachkollektoren
Dronninglund (GREENoneTEC Solarindustrie GmbH, 2014)	2014	37.573	26	Flachkollektoren
Marstal (Marstal Fjernvarme, 2014)	2012	33.300	25	Flachkollektoren

2.2 System der solaren Wärmeerzeugung

Im Folgenden werden die verschiedenen Kollektorbauarten, die Bedeutung des Wärmeträgermediums sowie der Wärmespeicher und die Möglichkeiten zur Integration solarer Energie in Fernwärmenetze näher betrachtet.

2.2.1 Kollektorbauarten und Bedeutung des Wärmeträgermediums

Es gibt drei Hauptbauarten an solarthermischen Kollektoren, wobei Speicherkollektoren aufgrund ihrer geringen Verwendung in solarthermischen Großprojekten nicht genauer betrachtet werden.

Flachkollektoren (FK) sind die am meisten verbauten Kollektortypen in Europa und bestehen aus ein- oder zweischichtigem Solarglas, Rohren mit Solarflüssigkeit (Wasser/Glykol-Gemisch), einem Absorber und einer Dämmung auf der Rückseite. Die Ausführung der Rohrleitung mit dem Absorber ist häufig als Harfen- oder Mäanderabsorber. Die Dämmung auf der Rückseite soll Wärmeverluste verringern, wohingegen die Glasscheibe die Konvektionsverluste auf der Vorderseite des Kollektors verkleinert. (Quaschning, 2024, S. 125-131)
Diese Kollektorbauart zeichnet sich vor allem durch eine günstige Anschaffung und Robustheit aus. Negative Punkte dieser Technologie sind die größeren Wärmeverluste, vor allem im Winter sowie der geringere Wirkungsgrad und somit solare Ertrag bei gleicher Dachfläche im Vergleich zu Vakuumröhrenkollektoren. Dadurch sind gerade höhere Temperaturbereiche nur bedingt und unter hohen Wärmeverlusten möglich. (Doormann, 2023)

Vakuumröhrenkollektoren (VK) sind aus abgeschlossenen Glasröhren aufgebaut, in denen ein Vakuum erzeugt wurde. In diesen Glasröhren sind Rohrleitungen mit Absorbern verbaut, durch die in den meisten Fällen ein Wasser/Glykol-Gemisch strömt. Über die Betriebsdauer eines solchen Kollektors diffundiert atmosphärischer Wasserstoff in die Röhren und zerstört das Vakuum. Diesem Effekt wird durch den Einbau von sogenannten Gettern vorgebeugt, die über die vorgesehene Betriebsdauer hinweg den Wasserstoff absorbieren. (Quaschning, 2024, S. 131f.)
Da ein Vakuum sehr gute Wärmedämmungseigenschaften aufweist, zeichnet sich diese Technologie durch hohe Wirkungsgrade und geringe Wärmeverluste aus. Dadurch können höhere Temperaturen erreicht werden bei gleichzeitig niedrigen Verlusten. Dem gegenüber stehen hohe Anschaffungspreise für diese Kollektorbauart. (Doormann, 2023)

Ein weiterer wichtiger Unterscheidungsgrund der beiden Kollektortechnologien ist die Sicherstellung des Frostschutzes im Winter. Hierbei gilt es zwischen zwei grundlegenden Herangehensweisen zu differenzieren. Solare Großanlagen können entweder mittels Wasser-Glykol-Gemischen oder über Niedertemperaturwärme aus dem Speicher beziehungsweise dem Wärmenetz frostsicher gemacht werden. Der Vorteil von reinem Wasser als Wärmeträger ist die höhere spezifische Wärmekapazität und die hohen Stagnationstemperaturen. Außerdem kann sich ein Wasser-Glykol-Gemisch bei hohen Temperaturen langfristig thermisch zersetzen und

die Frostsicherheit wird nicht mehr sichergestellt, weswegen eine regelmäßige Wartung mit Austausch der Flüssigkeit vonnöten ist. Zudem kann auf einen Solarwärmeübertrager und die damit verbundene Sekundärkreispumpe verzichtet werden, wodurch die Wärmeverluste und der Strombedarf sinken.
Ein Nachteil besteht darin, dass der Frostschutz bei Großanlagen durch Niedertemperaturwärme aus den Speichern oder dem Wärmenetz sichergestellt werden muss. Dabei müssen jedoch minimale Wärmeverluste im Kollektorsystems ermöglicht werden, was in Mitteleuropa mit einem herkömmlichen Flachkollektorfeld besonders schwierig ist. Daher ist eine Anlage mit reinem Wasser als Wärmeträger nur für Vakuumröhrenkollektoren geeignet. (Zinganell, 2013, S. 69-71)

2.2.2 Rolle von Wärmespeichern

Der Wärmespeicher ist bei der Benutzung von Flach- oder Vakuumröhrenkollektoren notwendig, da in den Kollektoren nur geringe Mengen des Wärmeträgers vorhanden sind. Dieses wäre bei starker Sonneneinstrahlung ohne stattfindenden Austausch schnell bei Temperaturen über 100°C, wodurch die eintreffende Strahlungsenergie durch Wärmeverluste verloren ginge. (Quaschning, 2024, S. 126)

Ein Speicher gleicht die natürlichen Schwankungen des solaren Angebots und die Differenz zwischen erzeugter und verbrauchter Wärmemenge aus. Verschiedene Bauformen ermöglichen ein breites Anwendungsspektrum. Wärmespeicher können hinsichtlich der Art des Speichermediums, z.B. Wasserspeicher oder Steinspeicher, der verwendeten Speichermaterialien wie beispielsweise Stahl oder Kunststoff oder anhand ihrer physikalischen Eigenschaften, wie drucklosen Speichern, Druckspeichern oder Latentwärmespeichern, unterschieden werden. (Zinganell, 2013, S. 30)

In diesem konkreten Fall dient das Fernwärmenetz der N-ERGIE in Nürnberg, inklusive dem 1500 MWh – fassenden Warmwasserspeicher, als Speichersystem. (Theiss, 2024, S. 8)

2.2.3 Möglichkeiten zur Einbindung solarer Energie in ein Fernwärmenetz

Grundsätzlich gibt es drei verschiedene hydraulische Schaltungen zur Einspeisung in ein Wärmenetz, welche in Abbildung 1 dargestellt sind und im Folgenden kurz beschrieben werden. Zu beachten ist, dass alle drei Systeme einen solaren Wärmeübertrager verbaut haben. Wie unter 2.2.1 beschrieben, besteht bei Vakuumröhrenkollektoren die Möglichkeit, diesen wegfallen zu lassen.

Entnahme und Einspeisung in den Vorlauf (Abbildung 1a)

Aufgrund höheren erforderlichen Netztemperaturen arbeitet der solare Einspeiser bei einer Vorlauftemperaturerhöhung mit dem geringsten Wirkungsgrad der drei Systeme. Vorteilhaft dabei ist jedoch, dass die Pumpenergie, welche die Druckverluste im Wärmeübertrager und in den Verbindungsleitungen abdeckt, vom Netz bereitgestellt wird. Für den Betreiber des Fernwärmenetzes ist diese Vorlauftemperaturanhebung allerdings nachteilig, da ein Strömungswiderstand in die Fernwärmeleitung eingebaut werden muss, um einen regelbaren Durchfluss durch den Wärmeübertrager des solaren Einspeisers zu gewährleisten. (Bucar, 2006, S. 15)

Entnahme und Einspeisung in den Rücklauf (Abbildung 1b)

Eine Anhebung der Rücklauftemperatur ermöglicht es dem solaren Einspeiser, im Gegensatz zur Vorlaufanhebung, mit dem höchsten Wirkungsgrad zu arbeiten. Die benötigte Pumpenergie für die Druckverluste des Wärmeübertragers und der Verbindungsleitungen wird, ähnlich wie bei der Entnahme und Einspeisung in den Vorlauf, wieder von den Netzpumpen bereitgestellt. Für den Betreiber des Fernwärmenetzes ist die Rücklauftemperaturanhebung allerdings nachteilig, da ein Strömungswiderstand in die Fernwärmeleitung eingebaut werden muss, um einen regelbaren Durchfluss durch den Wärmeübertrager des solaren Einspeisers zu gewährleisten. Außerdem führen höhere Rücklauftemperaturen zu erhöhten Wärmeverlusten im Netz. (Bucar, 2006, S. 15)

Entnahme im Rücklauf und Einspeisung in den Vorlauf (Abbildung 1c)

Die Vor- und Rücklauftemperaturen des Fernwärmenetzes beeinflussen die Temperaturerhöhung im Wärmeeinspeiser. Daher muss dieser nach der benötigten Vorlauftemperatur geregelt werden, entweder über eine variable Leistung oder einen variablen Volumenstrom. Die erforderliche Pumpenergie ist aufgrund des Druckunterschiedes zwischen Rück- und Vorlauf hoch und muss vom Wärmeeinspeiser bewältigt werden.
Dieses System wird von Netzbetreibern bevorzugt, da die Rücklauftemperatur unverändert bleibt und ein Teil der Pumpkosten vom Einspeiser übernommen werden.

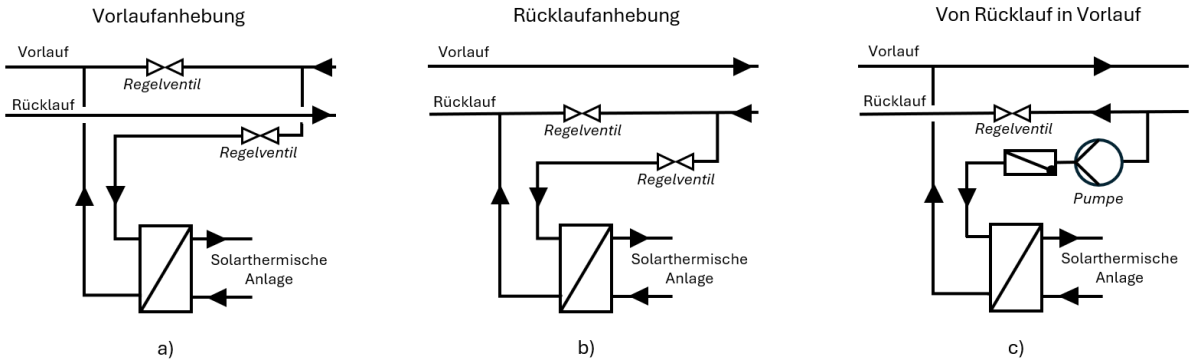

Abbildung 1: Hydraulische Schaltungen zur solaren Einspeisung in ein Wärmenetz
Eigene Darstellung modifiziert nach (Bucar, 2006, S. 16)

3 Rahmenbedingungen und Grundlage der Berechnungen

In den folgenden Kapiteln soll auf die verwendeten Berechnungsformeln eingegangen und Prämissen erläutert werden.

3.1.1 Bestimmung der geneigten Bestrahlungsstärke

Die Berechnung erfolgt nach dem Algorithmus in DIN 5034. Die Gleichungen zur Berechnung wurden alle aus Quaschning, V. entnommen. (Quaschning, 2024, S. 87-93)
Folgende Annahmen wurden getroffen:

- Wetterdaten für eine Gitterzelle in der Mitte Nürnbergs mit den Bezugskoordinaten 11,0923° (geografische Länge λ) und 49,4488° (geografische Breite ϕ) (siehe Abbildung 2) (Deutscher Wetterdienst, 2017)
- Mitteleuropäische Zeitzone
- Albedo-Wert = 0,2 für Rasen als Untergrund (Quaschning, 2024, S. 93)
- Berechnung der diffusen Strahlung mittels des isotropen Ansatzes (gleichmäßige Verteilung der Strahlungsdichte) (Quaschning, 2024, S. 91)

Die Testreferenzjahre für das Jahr 2015 werden vom Deutschen Wetterdienst aus den aufgetretenen Witterungsabschnitten so zusammengesetzt, dass die Mittelwerte der Globalstrahlung und der Lufttemperatur so gut wie möglich mit den langjährigen Mittelwerten der Basisperiode 1995 – 2012 übereinstimmen.
Für die vorhergesagten Wetterdaten werden vom Deutschen Wetterdienst zusätzliche Testreferenzjahre für den Zeitraum 2031 – 2060 auf Grundlage von 24 regionalen Klimamodellen erstellt, diese sind identisch mit den übrigen Testreferenzjahr-Datensätzen bezüglich ihres Aufbaus. (Deutscher Wetterdienst, 2017, S. 2-7)

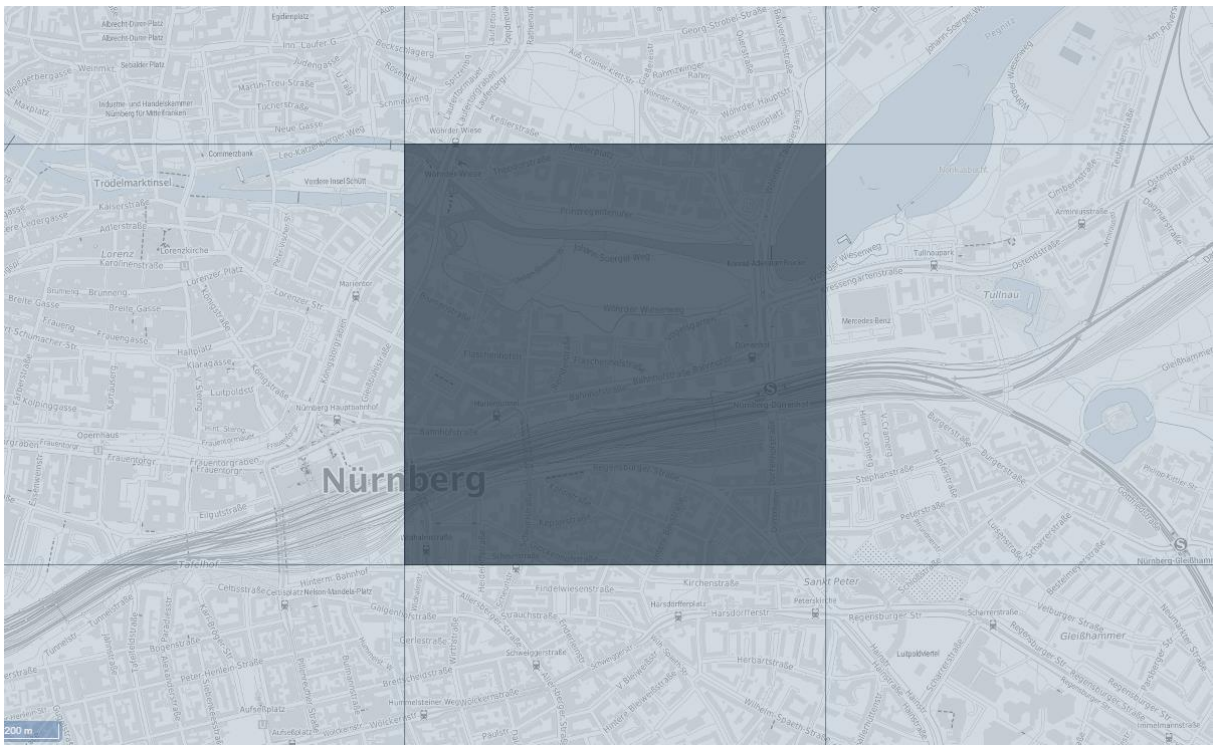

Abbildung 2: Gitterzelle für die gewählten Testreferenzjahre in Nürnberg Entnommen aus (Deutscher Wetterdienst, 2017)

Für die Berechnung der geneigten Bestrahlungsstärke steht an erster Stelle die Ermittlung der Sonnenhöhe und des Sonnenazimuts zu jeder Stunde des Jahres. Diese sind abhängig von Standort, Datum und Uhrzeit.

Von größter Bedeutung ist hierbei der Winkel zwischen dem Sonnenmittelpunkt und dem Himmelsäquator, die Sonnendeklination δ, welche mittels des Hilfsparameters J‘ berechnet wird:

$$J' = 360° \cdot \frac{Tag\ des\ Jahres}{Anzahl\ Tage\ pro\ Jahr} \tag{3-1}$$

Die Sonnendeklination bestimmt sich wie folgt:

$$\delta(J') = (0{,}3948 - 23{,}2559 \cdot \cos(J' + 9{,}1°) - 0{,}3915 \cdot \cos(2 \cdot J' + 5{,}4°) - 0{,}1764 \cdot \cos(3 \cdot J' + 26°)) \tag{3-2}$$

Die Zeitgleichung, welche zur Berechnung der wahren Ortszeit für den Standort benötigt wird, berechnet sich wie folgt:

$$Zgl(J') = (0{,}0066 + 7{,}3525 \cdot \cos(J' + 85{,}9°) + 9{,}9359 \cdot \cos(2 \cdot J' + 108{,}9°) + 0{,}3387 \cdot \cos(3 \cdot J' + 105{,}2°))min \tag{3-3}$$

Die mittlere Ortszeit für den Standort wird aus der lokalen Zeit LZ, der Zeitzone und der geografischen Länge λ ermittelt:

$$MOZ = LZ - Zeitzone + 4 \cdot \lambda \cdot \frac{min}{^\circ} \tag{3-4}$$

Mittels der wahren Ortszeit WOZ

$$WOZ = MOZ + Zgl \tag{3-5}$$

wird der Stundenwinkel ω, welcher die wahre Ortszeit in einen Winkel umrechnet,

$$\omega = (12.00h - WOZ) \cdot 15 \frac{^\circ}{h} \tag{3-6}$$

und anschließend die Sonnenhöhe γ_S und der Sonnenazimuth α_S berechnen:

$$\gamma_S = \arcsin(\cos\omega \cdot \cos\phi \cdot \cos\delta + \sin\phi \cdot \sin\delta) \tag{3-7}$$

$$\alpha_S = \begin{cases} 180° - arccos\frac{\sin\gamma_S \cdot \sin\phi - \sin\delta}{\cos\gamma_S \cdot \cos\phi} & für\ WOZ \leq 12{:}00h \\ 180° + arccos\frac{\sin\gamma_S \cdot \sin\phi - \sin\delta}{\cos\gamma_S \cdot \cos\phi} & für\ WOZ > 12{:}00h \end{cases} \tag{3-8}$$

Der Einfallswinkel θ_{gen} ist abhängig von der Kollektorneigung γ_E und dem Kollektorazimuth α_E und wird gemäß folgender Berechnung bestimmt:

$$\theta_{gen} = \arccos(-\cos\gamma_S \cdot \sin\gamma_E \cdot \cos(\alpha_S - \alpha_E) + \sin\gamma_S \cdot \cos\gamma_E) \tag{3-9}$$

Die entsprechenden Winkelbeziehungen sind in Abbildung 3 dargestellt.

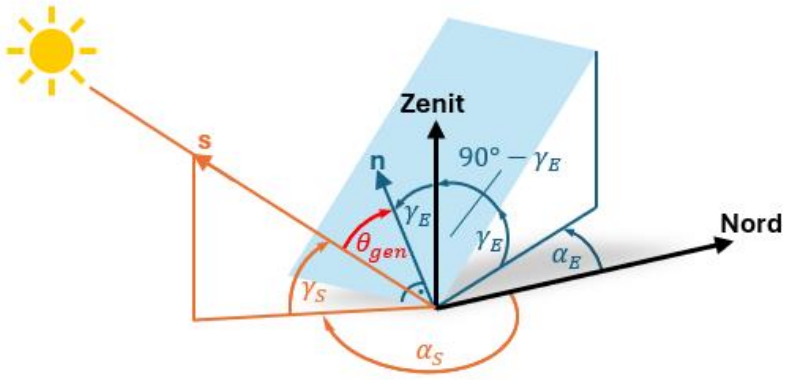

Abbildung 3: Winkelbeziehungen der geneigten Fläche
Eigene Darstellung nach (Quaschning, 2024, S. 89)

Mittels des Einfallswinkels kann die globale Bestrahlung auf die geneigte Fläche $E_{G,gen}$ ermittelt werden. Diese setzt sich aus der auf die geneigte Fläche umgerechneten direkten Bestrahlungsstärke $E_{dir,gen}$, der diffusen Bestrahlungsstärke $E_{diff,gen}$ und des vom Boden reflektierten Anteils $E_{refl,gen}$ zusammen:

$$E_{G,gen} = E_{dir,gen} + E_{diff,gen} + E_{refl,gen} \tag{3-10}$$

Direkte Strahlung auf die geneigte Fläche

Aus den Testreferenzjahren des Deutschen Wetterdienstes bekommt man die direkte Bestrahlungsstärke auf die Horizontale $E_{dir,hor}$, welche über folgende Beziehung auf die geneigte Fläche umgerechnet werden kann:

$$E_{dir,gen} = E_{dir,hor} \cdot \frac{\cos\theta_{gen}}{\sin\gamma_S} \tag{3-11}$$

Diffuse Strahlung auf die geneigte Fläche

Aus den Testreferenzjahren des Deutschen Wetterdienstes bekommt man die diffuse Bestrahlungsstärke auf die Horizontale $E_{diff,hor}$, welche über folgende Beziehung mittels des isotropen Ansatzes auf die geneigte Fläche umgerechnet werden kann:

$$E_{diff,gen} = E_{diff,hor} \cdot \frac{1}{2} \cdot (1 + \cos\gamma_E) \tag{3-12}$$

Reflektierte Strahlung auf die geneigte Fläche

Mittels der gesamten Bestrahlungsstärke auf die Horizontale $E_{G,hor}$

$$E_{G,hor} = E_{dir,hor} + E_{diff,hor} \tag{3-13}$$

lässt sich über den isotropen Ansatz und dem Albedo-Wert A die reflektierte Strahlung auf die geneigte Fläche $E_{refl,gen}$ berechnen:

$$E_{refl,gen} = E_{G,hor} \cdot A \cdot \frac{1}{2} \cdot (1 - \cos\gamma_E) \tag{3-14}$$

3.1.2 Bestimmung des linearisierten Kollektorwirkungsgrades

Eine große Auswirkung auf die benötigte Fläche hat neben der Bestrahlungsstärke der Kollektorwirkungsgrad η_K.

Die Gleichungen zur Berechnung werden alle aus Quaschning, V. entnommen. (Quaschning, 2024, S. 135f.)

Der Kollektorwirkungsgrad kann aus der Kollektornutzleistung $\dot{Q}_{KN}$, der Kollektoraperturfläche $A_{K,Ap}$ und der gesamten Bestrahlungsstärke auf die geneigte Fläche $E_{G,gen}$ ermittelt werden:

$$\eta_K = \frac{\dot{Q}_{KN}}{E_{G,gen} \cdot A_{K,Ap}} \tag{3-15}$$

Er kann aber auch über den optischen Wirkungskrad η_0, den linearen Wärmedurchgangskoeffizienten a_1, den quadratischen Wärmedurchgangskoeffizienten a_2, der Kollektortemperatur ϑ_K, der Umgebungstemperatur ϑ_U sowie der gesamten Bestrahlungsstärke auf die geneigte Fläche $E_{G,gen}$ genau ermittelt werden über

$$\eta_K = \eta_0 - \frac{a_1 \cdot (\vartheta_K - \vartheta_U) + a_2 \cdot (\vartheta_K - \vartheta_U)^2}{E_{G,gen}} \tag{3-16}$$

oder mittels dem Ersatzwärmedurchgangskoeffizienten a vereinfacht berechnet werden:

$$\eta_K \approx \eta_0 - \frac{a \cdot (\vartheta_K - \vartheta_U)}{E_{G,gen}} \tag{3-17}$$

Die mittlere Kollektortemperatur ϑ_K berechnet sich aus der Eintrittstemperatur ϑ_{Ein} und Austrittstemperatur ϑ_{Aus} aus dem Modul:

$$\vartheta_K = \frac{\vartheta_{Ein} + \vartheta_{Aus}}{2} \tag{3-18}$$

Da das System in ein Fernwärmesystem mit Wärmespeicher einspeist, kann davon ausgegangen werden, dass die Eintrittstemperatur ϑ_{Ein} und Austrittstemperatur ϑ_{Aus} des Moduls ganzjährig konstant ist. Für die Betrachtung wird die unter Kapitel 2.2.3 betrachtete hydraulische Einbindung der Entnahme im Rücklauf und Einspeisung im Vorlauf verwendet. Dadurch wird zwar eine hohe Pumpenenergie benötigt, jedoch ist dieses System zu bevorzugen, da zum einen ohne weitere Schritte auf die Fernwärmevorlauftemperatur erhitzt wird und zum anderen die Rücklauftemperatur des Netzes nicht durch die schwankende solarthermische Leistung beeinflusst wird.

Die in Tabelle 4 dargestellten Temperaturen wurden für die jeweilige Kollektortechnologie ausgewählt, um knapp über der Fernwärmenetztemperatur einspeisen zu können. Diese Temperaturüberhöhung ist insbesondere bei den Flachkollektoren relevant, da hier mit einem solaren Wärmeübertrager gerechnet wird. Die Eintrittstemperatur wird aus dem Fernwärmerücklauf entnommen und ist deswegen als annährend konstant mit 60°C anzunehmen.

Tabelle 4: Temperaturniveaus der solarthermischen Anlage abhängig von der Kollektortechnologie

Kollektortechnologie	**Eintrittstemperatur ϑ_{Ein} [°C]**	**Austrittstemperatur ϑ_{Aus} [°C]**
Flachkollektor	60	100
Vakuumröhrenkollektor	60	95

Um im nächsten Schritt eine abgegebene Wärmemenge zu bestimmen, werden die Angaben zur Berechnung des Kollektorwirkungsgrades benötigt. Hierfür wird das vereinfachte System nach Gleichung 3-17 verwendet. Der dadurch entstehende Fehler kann minimiert werden, indem man den Ersatzwärmekoeffizienten für den Einsatzbereich optimiert.

Aus dem Testreferenzjahr des Deutschen Wetterdienstes kann die niedrigste Umgebungstemperatur von -9,00°C sowie die größte Umgebungstemperatur von +32.90°C im Jahresverlauf ermittelt werden und als obere und untere Einsatzgrenze im Kollektorwirkungsgraddiagramm (siehe Abbildung 4) verwendet werden.

Damit kommt man auf die in Tabelle 5 ermittelten Ersatzwärmekoeffizienten a. Zudem sind hier auch die realen Wärmedurchgangskoeffizienten sowie die Aperturfläche der Kollektoren angegeben. Hierbei wurde darauf geachtet, Module mit vergleichbaren Aperturflächen zu wählen, um eine Gegenüberstellung zu ermöglichen.

Die Kollektorwirkungsgradkennlinien, real und linearisiert mittels Ersatzwärmekoeffizient, sind in Abbildung 4 dargestellt. Hieraus ist ersichtlich, dass die Abweichungen des Kollektorwirkungsgrades durch die vereinfachte Betrachtung < 3 % sind und somit der Fehler durch den linearisierten Ansatz minimal ausfällt.

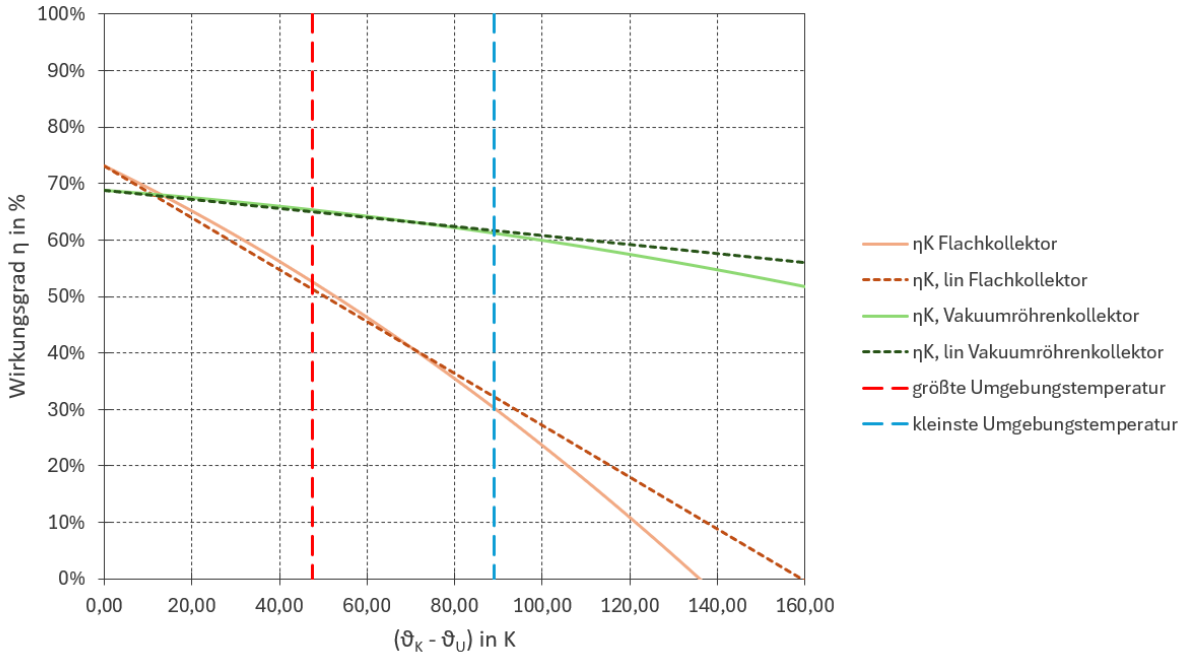

Abbildung 4: Reale und linearisierte Kollektorwirkungsgrade der ausgewählten Module über der Temperaturdifferenz
Eigene Darstellung

Tabelle 5: Technische Daten der verwendeten Kollektormodelle
Eigene Darstellung, Quellenangabe in Tabelle
Ermittlung des Ersatzwärmedurchgangskoeffizient a nach Kapitel 3.1.2

Bezeichnung	$a_1 \left[\frac{W}{m^2 \cdot K}\right]$	$a_2 \left[\frac{W}{m^2 \cdot K^2}\right]$	$a \left[\frac{W}{m^2 \cdot K}\right]$	η_0	$A_{K,Ap}$ [m²]
CitrinSolar CS 350 Flachkollektor (Citrin Solar GmbH, 2024)	3,75	0,012	4,6	0,732	2,35
Vakuumröhrenkollektor Ritter XL 15/26 P (Ritter Energie- und Umwelttechnik GmbH & Co. KG, 2024)	0,613	0,003	0,8	0,687	2,33

3.1.3 Bestimmung des Flächennutzungsgrades

Neben dem Kollektorwirkungsgrad η_K beeinflusst auch der von der Kollektorneigung abhängige Flächennutzungsgrad f stark die benötigte Grundstücksfläche und gibt an, wie viel Prozent der Grundstücksfläche für die Kollektorfläche genutzt werden kann.
Die Gleichungen zur Berechnung wurden alle aus Quaschning, V. entnommen. (Quaschning, 2024, S. 101f.)

Der Flächennutzungsgrad f ist das Verhältnis der Höhe l eines Kollektors zum Abstand zur nächsten Kollektorreihe d (siehe Abbildung 5) und ist wie folgt definiert:

$$f = \frac{l}{d} \tag{3-19}$$

Von dem Flächennutzungsgrad beeinflusst wird der Abschattungswinkel α, welcher abhängig von der Kollektorneigung γ_E ist:

$$\alpha = \arctan\left(\frac{f \cdot \sin\gamma_E}{1 - f \cdot \cos\gamma_E}\right) \tag{3-20}$$

In erster Näherung wird der Reihenabstand so gewählt, dass der unterste Punkt P_0 (siehe Abbildung 5) am kürzesten Tag am Mittag gerade noch Sonnenstrahlung bekommt. Dafür muss die minimale Sonnenhöhe $\gamma_{S,min}$, berechnet mit dem Breitengrad ϕ des Standortes, größer als der Abschattungswinkel α sein:

$$\gamma_{S,min} = 90° - |\phi| - 23{,}44° > \alpha \tag{3-21}$$

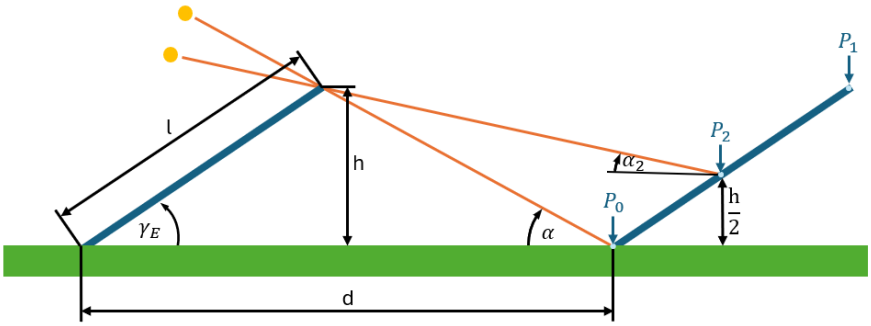

Abbildung 5: Geometrische Verhältnisse der angewinkelten Modulreihen
Eigene Darstellung nach (Quaschning, 2024, S. 101)

Dadurch kommt man auf eine minimale Sonnenhöhe von $\gamma_{S,min} = 17{,}1°$, welche die Untergrenze des Abschattungswinkels α festlegt. Durch die Berechnungen der geneigten Bestrahlungsstärke (siehe Kapitel 4.1) erhält man sinnvolle Kollektorneigungen γ_E von 15°, 20° sowie

25° und kann daraus mittels der nach dem Flächennutzungsgrad f umgestellten Gleichung 3-20 und der Annahme $\alpha = \gamma_{S,min}$ die jeweils kleinstmöglichen Flächennutzungsgrade bestimmen.

$$f = \frac{\tan \alpha}{\sin \gamma_E + (\tan \alpha \cdot \cos \gamma_E)} \tag{3-22}$$

Rundet man diese Werte auf ganze Zahlen ab (da $\alpha = \gamma_{S,min} = 17{,}1°$ die Untergrenze bildet), bekommt man die in Tabelle 6 dargestellten Werte. Grafisch lässt sich das Verhältnis zwischen Abschattungswinkel und Flächennutzungsgrad wie in Abbildung 6 darstellen, die minimale Sonnenhöhe ist hier ebenfalls eingetragen.

Tabelle 6: Flächennutzungsgrad in Abhängigkeit von der Kollektorneigung
Eigene Darstellung

Kollektorneigung γ_E [°]	15	20	25
Flächennutzungsgrad f [%]	55	48	43

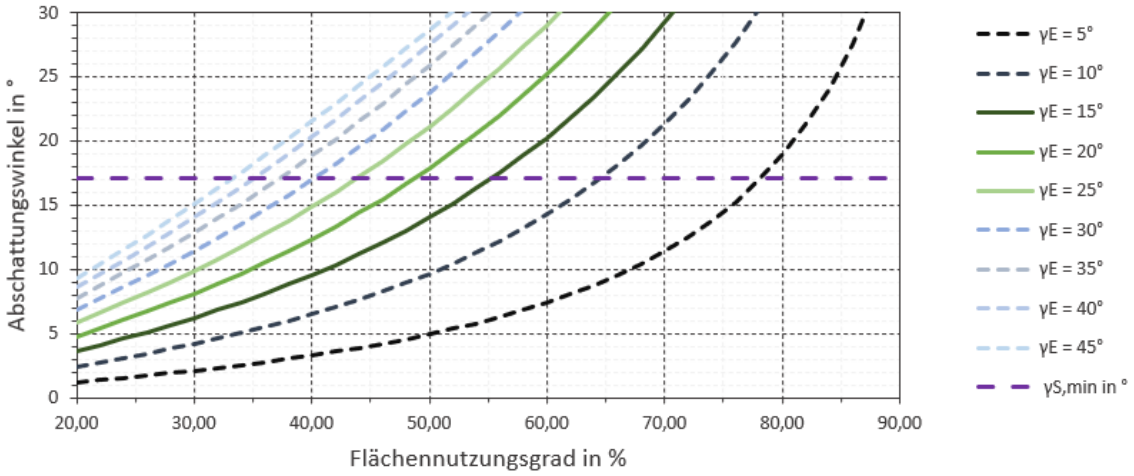

Abbildung 6: Abschattungswinkel α in Abhängigkeit des Flächennutzungsgrades f und der Anlagenneigung γ_E
Eigene Darstellung

3.1.4 Berechnung der abgegebenen Wärmemenge des Kollektors

Unter der Annahme, dass die Kollektornutzleistung $\dot{Q}_{KN}$ aus dem Massenstrom $\dot{m}$, der spezifischen Wärmekapazität des Wärmeträgers c_p und der Kollektorein- (ϑ_{Ein}) und Austrittstemperatur ϑ_{Aus} bestimmt werden kann,

$$\dot{Q}_{KN} = \dot{m} \cdot c_p \cdot (\vartheta_{Aus} - \vartheta_{Ein}) \tag{3-23}$$

ist es möglich, die Gleichungen für den Kollektorwirkungsgrad 3-15 und 3-17 gleichzusetzen und mittels der Gleichung 3-23 einen Massenstrom $\dot{m}$ aus dem Ersatzwärmekoeffizienten a, dem optischen Wirkungsgrad η_0 und der gesamten Bestrahlungsmenge auf die geneigte Fläche $E_{G,gen}$ für das System bestimmen zu können:

$$\dot{m} = \frac{E_{G,gen} \cdot \eta_0 - a \cdot (\frac{\vartheta_{Ein} + \vartheta_{Aus}}{2} - \vartheta_U)}{c_p \cdot (\vartheta_{Aus} - \vartheta_{Ein})} \cdot A_{K,Ap} \tag{3-24}$$

Die Gleichungen zur Berechnung wurden alle aus Quaschning, V. entnommen. (Quaschning, 2024, S. 138)

Anschließend kann mittels dem ermittelten Massenstrom eine Kollektorleistung über Gleichung 3-23 und eine Wärmemenge pro Stunde $Q_K \; in \; Wh$ ermittelt werden.
Es wird mit einer über den Temperaturbereich konstanten spezifischen Wärmekapazität gerechnet.

Aufgrund der unter Kapitel 2.2.1 genannten Gründe werden unterschiedliche Wärmeträger für die beiden Systeme eingesetzt. Für die Betrachtung der Flachkollektoren wird das von Zinganell, C. verwendete Antifrogen SOL HT verwendet (Zinganell, 2013, S. 69). Dieses weist eine Frostsicherheit von -23°C und eine maximale Stillstandstemperatur von 200°C auf sowie zusätzlich einen entsprechenden Korrosionsschutz. Dieses wird nach Herstellerempfehlung unverdünnt verwendet und besitzt eine spezifische Wärmekapazität von 3,2 kJ/(kg*K) bei 20°C. (Clariant, 2011)

Für die Vakuumröhrenkollektoren wird reines Wasser mit einer spezifischen Wärmekapazität von 4,18 kJ/(kg*K) bei 20°C eingesetzt (Verein Deutscher Ingenieure, 2002, S. Dba 2). Aufgrund der geringen Wärmeverluste von Vakuumröhrenkollektoren und der Vorteile des Wärmeträgers eignet sich Wasser für dieses System.

Es ist zu beachten, dass in der Realität eine stufenlose Regelung für eine Pumpe zum Einsatz im solaren Kreislauf nur bedingt möglich ist. Die Regelung könnte durch die Taktung der Pumpe durchgeführt werden. Aus diesem Grund können Massenstromwerte bis $0\,\frac{kg}{h}$ verwendet werden.

3.1.5 Bestimmung des Flächenbedarfs

Die Modulleistung wird von den sich einstellenden Wärmeverlusten des Gesamtsystems beeinflusst. Zur Beachtung der Verluste durch die Niedertemperaturwärme wird ein Energiebetrag von 2 % (Mittelwert) des solaren Jahresenergieertrages für den Frostschutz verwendet (Ritter Energie- und Umwelttechnik GmbH & Co. KG, 2024).
Die Verluste durch den Solarwärmeübertrager bei Flachkollektoren werden mit näherungsweise 1 % angenommen.
Zudem entstehen durch die Rohrleitungslänge Wärmeverluste. Diese werden nach einer Richtlinie für solare Fernwärme für einen Flächenbedarf > 20.000 m² mit konstanten 1,5 % angenähert. (Solar Distric Heating, 2012, S. 25)
Aufgrund der gewählten Einbindung in das Fernwärmesystem (siehe Kapitel 3.1.4) liegen die Wärmeverluste somit bei 2,5 % für Flachkollektoren und 3,5 % bei Vakuumröhrenkollektoren bezogen auf die Modulleistung eines Kollektors, der Wirkungsgrad des Gesamtsystems η_G beträgt somit 97,5% für Flach- und 96,5% für Vakuumröhrenkollektoren. Der Modulwirkungsgrad wird dazu separat nach Kapitel 3.1.2 einberechnet.

Dadurch entstehen Ungenauigkeiten, welche aber im Rahmen dieser Arbeit im Anforderungsprofil liegen.
Es wird außerdem bei der Berechnung von einem zusammenhängenden Grundstück, welches Kollektorreihen in der gewünschten Himmelsausrichtung zulässt, ausgegangen. Zudem wird zusätzlich benötigter Raum für Hydraulik, Übergabestationen an das Fernwärmenetz und eventueller Abstand zwischen den Platten nicht mit eingerechnet.

Mittels der Kollektorwärmemenge Q_K pro Modul pro Stunde in Wh kann ein Flächenbedarf berechnet werden. Hierfür wird die über das gesamte Jahr ermittelte Wärmemenge $Q_{K,m}$ gemittelt. Als gewünschte abgegebene Wärmemenge pro Stunde Q_W wird ein Bereich von 0-100 MWh festgelegt. Dieser orientiert sich an den unter Kapitel 2.1.2 aufgelisteten Peakleistungen von Großprojekten in Dänemark und ermöglicht einen guten Gesamtüberblick über mögliche Flächenbedarfe.

Die Grundstücksfläche A_G ist dabei abhängig von der gewünschten Wärmemenge pro Stunde Q_W, der Kollektorwärmemenge pro Stunde $Q_{K,m}$, der Kollektorneigung γ_E, dem Flächennutzungsgrad f und dem Wirkungsgrad für das Gesamtsystem η_G. Es ist zu beachten, dass für diese Berechnung die Kollektorbruttofläche $A_{K,Br}$ verwendet werden muss.

$$A_G = \frac{Q_W}{\frac{Q_{K,m}}{1x10^6 \frac{Wh}{MWh}} \cdot \eta_G} \cdot A_{K,Br} \cdot \frac{1}{f} \tag{3-25}$$

4 Ergebnisse der Berechnungen

Im Folgenden werden die Ergebnisse der einzelnen Berechnungsschritte präsentiert und anhand dessen eine Empfehlung für ein zu bevorzugendes solarthermisches System ausgesprochen.

4.1 Geneigte Bestrahlungsstärke und Heatmap

Mittels der Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes kann die globale Bestrahlung auf die geneigte Fläche $E_{G,gen}$ für jede Stunde des Jahres mit einem Kollektorazimuth α_E von -180° (Norden) über 0° (Süden) bis +180° (Norden) und einer Kollektorneigung γ_E von 0 - 90° berechnet werden (siehe Kapitel 3.1.1). (Quaschning, 2024, S. 95)

Die ermittelten Bestrahlungswerte werden in Abbildung 7 relativ zu der Strahlung auf die Horizontale dargestellt. Durch diese Darstellung kann ein optimaler Azimuth- und Neigungswinkel für eine solarthermische Anlage in Nürnberg bestimmt werden. Die höchsten Werte stellen sich dabei bei einer Südausrichtung (0°) mit einem Neigungswinkel von 25° ein.
Es ist zudem eine leichte Verschiebung der Mitte nach links Richtung Südosten zu erkennen, die Werte bei -15° sind nur minimal geringer als bei 0°. Dies ist damit zu erklären, dass die Bewölkung am Vormittag in der Regel geringer ausfällt als am Nachmittag.

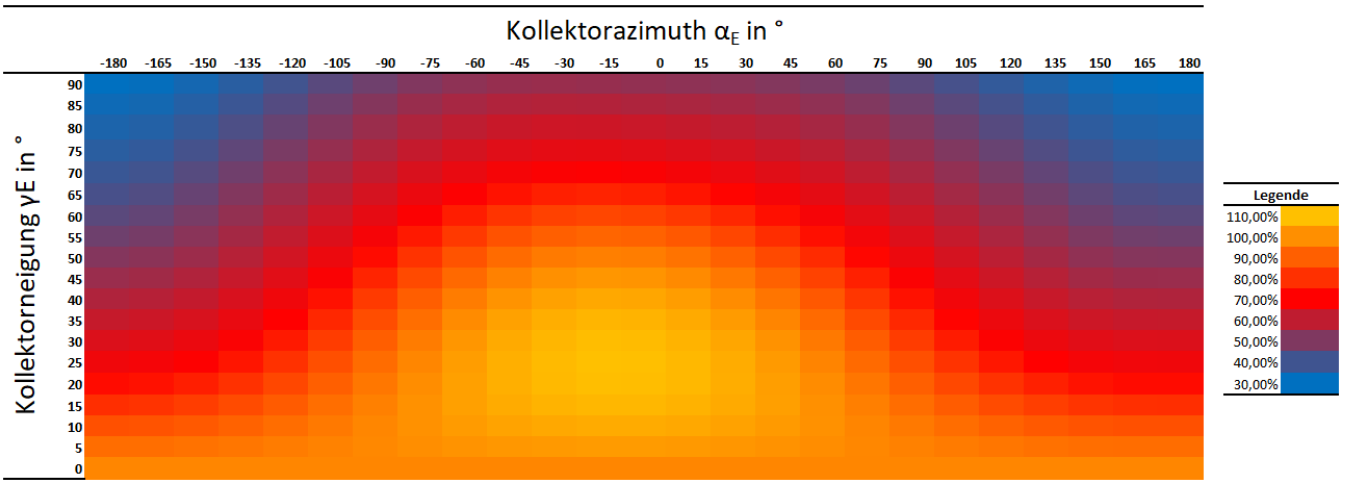

Abbildung 7: Änderung der jährlichen solaren Bestrahlung in Nürnberg für das Testreferenzjahr 2015 in Abhängigkeit von Kollektorazimuth und -neigung im Vergleich zur Horizontalen
Eigene Darstellung

Es ist zu erwähnen, dass bei einem realen Kollektorfeld der Kollektorazimuth an die Ausrichtung des Grundstücks angepasst wird. Es ist nicht sinnvoll, zwangsweise die Südausrichtung

einzuhalten und dabei mehrere gestückelte Kollektorreihen zu bekommen. In einem solchen Fall werden häufig durchgehende Kollektorreihen einer perfekten Ausrichtung bevorzugt.

In einem nächsten Schritt wurden zudem die Einstrahlungswerte für das prognostizierte Testreferenzjahr 2045 bestimmt. Solarthermische Großprojekte werden in der Regel für lange Zeiträume konzipiert. Daher ist es bei der Planung von Interesse, wie die zukünftigen Klimaentwicklungen gerade unter dem Aspekt des Klimawandels aussehen. Dieses Testreferenzjahr ermöglicht somit eine Abschätzung der Bestrahlungsstärke und abgegebenen Kollektorwärmemenge in 20 Jahren. (Deutscher Wetterdienst, 2017, S. 4)

Wie in Abbildung 8 zu erkennen ist, gibt es keine Veränderung in den Verhältnissen zwischen Bestrahlung auf die geneigte Fläche und auf die Horizontale. Der Punkt bei Südausrichtung (0°) sowie 25° Kollektorneigung unterscheidet sich nur um ein Plus von circa 9 kWh pro Jahr für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2015 (2015: 1410,06 kWh/m²; 2045: 1419,41 kWh/m²).

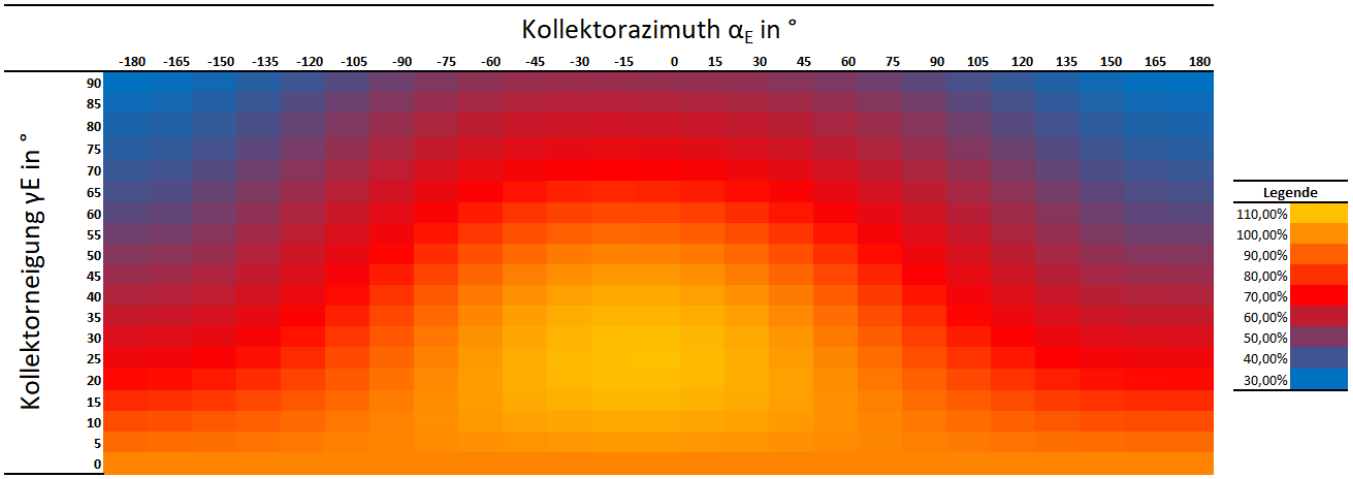

Abbildung 8: Änderung der jährlichen solaren Bestrahlung in Nürnberg für das Testreferenzjahr 2045 in Abhängigkeit von Kollektorazimuth und -neigung im Vergleich zur Horizontalen
Eigene Darstellung

4.2 Wärmeertrag pro Modul Flachkollektor und Vakuumröhrenkollektor

Der Wärmeertrag wird über die Bestrahlung auf die geneigte Fläche, wie in Kapitel 3.1.4 dargestellt, zunächst für ein Modul der jeweiligen Bauart berechnet. Wie in Tabelle 5 ersichtlich, unterscheidet sich die Aperturfläche der gewählten Kollektoren nur um 0,02 m², weswegen der direkte Vergleich hier möglich ist. Die Kollektoreintrittstemperatur beträgt 60°C, die Austrittstemperatur liegt für die Flachkollektoren bei 100°C und für die Vakuumröhrenkollektoren bei 95°C (siehe Tabelle 4).

Hierbei ist ersichtlich, dass die Vakuumröhrenkollektoren aufgrund ihrer besseren Wärmedämmung und somit geringeren Verluste gerade im hohen Temperaturbereich, eine deutlich größere Wärmemenge bereitstellen können (siehe Abbildung 9). Es ist zudem erkennbar, dass sich die Wärmemenge pro Modul für ein Jahr kaum in Abhängigkeit der Kollektorneigung verändert. Bei Flachkollektoren ist die Differenz zwischen 15° und 25° circa 23,1 kWh, bei den Vakuumröhrenkollektoren circa 20,77 kWh auf das ganze Jahr gesehen. Der Unterschied von 15° auf 20° fiel dabei größer aus als von 20° auf 25°, welches analog bei beiden Technologien berechnet wurde.

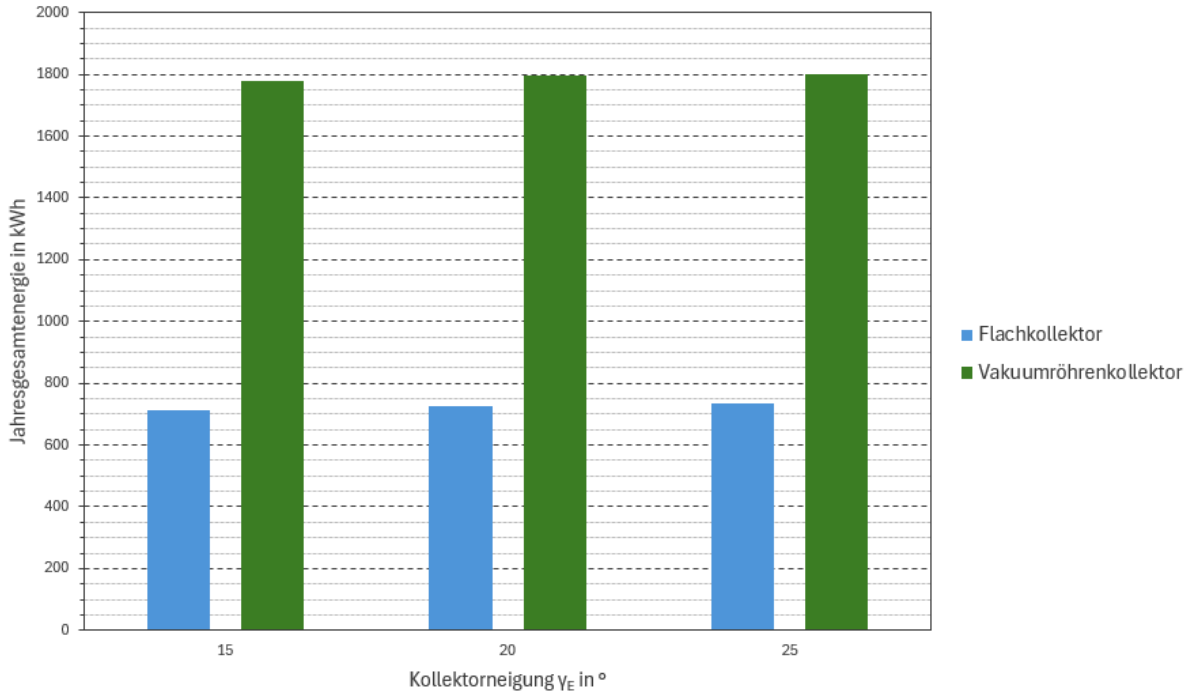

Abbildung 9: Jahresgesamtenergie pro Modul in Abhängigkeit der Kollektortechnologie und Kollektorneigung
Eigene Darstellung

Zudem wurde noch eine Betrachtung des Verlaufs der Wärmemenge über ein Jahr für Vakuumröhrenkollektoren mit der optimalen Aufständerung von 25° und den Testreferenzjahren 2015 sowie 2045 durchgeführt. Hierbei wurden auch die unterschiedlichen Umgebungstemperaturen der beiden Jahre berücksichtigt. Dabei stellt sich heraus, dass sich ein ähnlicher Verlauf über das Jahr einstellt. Die Peaks fallen in 2045 über die Gesamtmenge gesehen geringfügig größer aus und der Jahresgesamtenergieertrag vergrößert sich von ursprünglich 1801 kWh in 2015 auf 1822 kWh in 2045. Die Zunahme durch die klimatischen Veränderungen der kommenden Jahre fällt somit nicht stark ins Gewicht (siehe Abbildung 10).

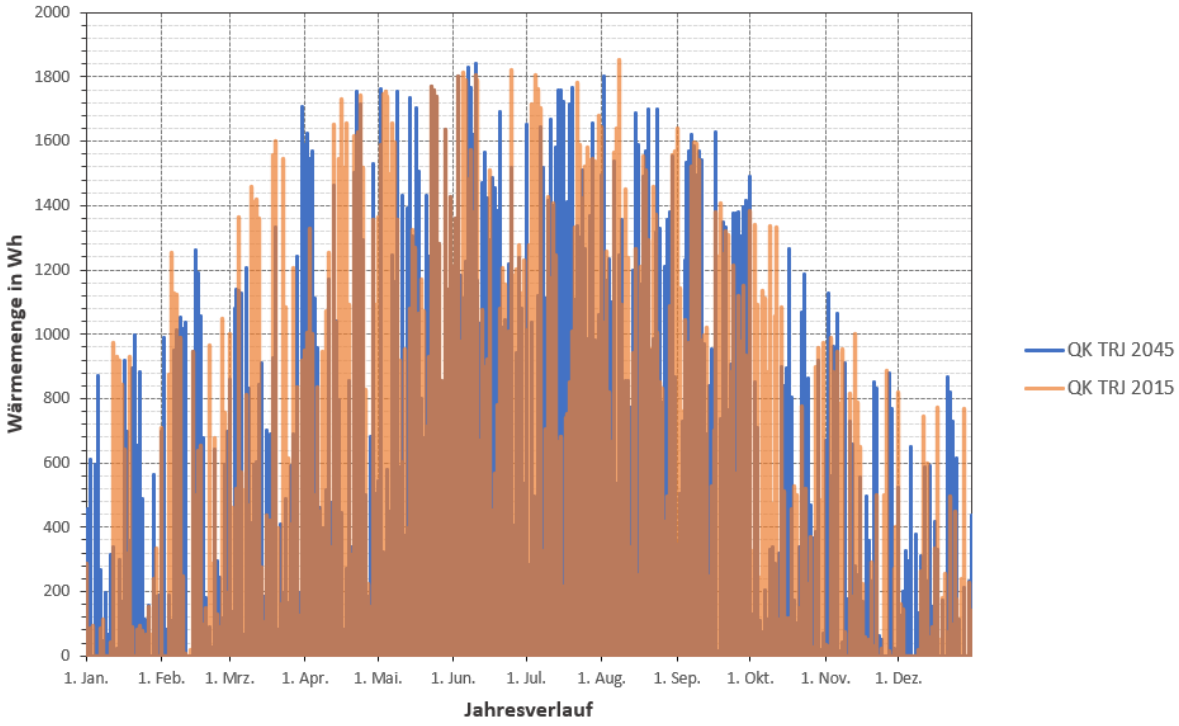

Abbildung 10: Wärmemenge Q_K pro Modul für Vakuumröhrenkollektoren unter 25° Neigung und Südausrichtung für das Testreferenzjahr (TRJ) 2015 und 2045
Eigene Darstellung

4.3 Flächenbedarf und Modulanzahl zur Deckung eines angenommenen Wärmeertrags des Gesamtsystems

Wie in Kapitel 3.1.5 erläutert, wird der Bereich der durchschnittlich gewünschten abgegebenen Wärmemenge pro Stunde auf 0-100 MWh festgelegt.

Aus Abbildung 11 wird ersichtlich, dass der Grundstücksflächenbedarf der verschiedenen Technologien bereits bei niedriger Wärmemenge signifikant divergiert, wobei die Flachkollektoren aufgrund ihrer geringeren Leistung pro Modul deutlich mehr benötigen. Bei einer Kollektorneigung von 15° und einer stündlich angeforderten Energie von 100 MWh wird von Flachkollektoren circa das 2,4-fache der Grundstücksfläche benötigt.
Außerdem ist zu erkennen, dass die Kollektorneigung maßgeblich Einfluss auf die gegenseitige Verschattung und somit den Flächennutzungsgrad hat, die benötigte Grundstücksfläche skaliert somit mit dem verwendeten Aufstellwinkel.

Es ist zu beachten, dass ein Unterschied der Kollektorbruttofläche zwischen den gewählten Modulen der jeweiligen Technologie vorliegt, wobei der Vakuumröhrenkollektor um 0,11 m² größer ist. Dies wirkt sich auf den Flächenbedarf dieser Modultechnologie aus und bedeutet

eine um circa 4 % verringerte Grundstücksfläche im Vergleich zu den Flachkollektoren. Durch die größere Kollektorfläche werden weniger Module benötigt und daraus folgend wird der Einfluss des Flächennutzungsgrads auf die gesamte Grundstücksfläche verringert. Diese Ungenauigkeit wurde jedoch in Kauf genommen, um reale Module von etablierten Herstellern verwenden zu können.

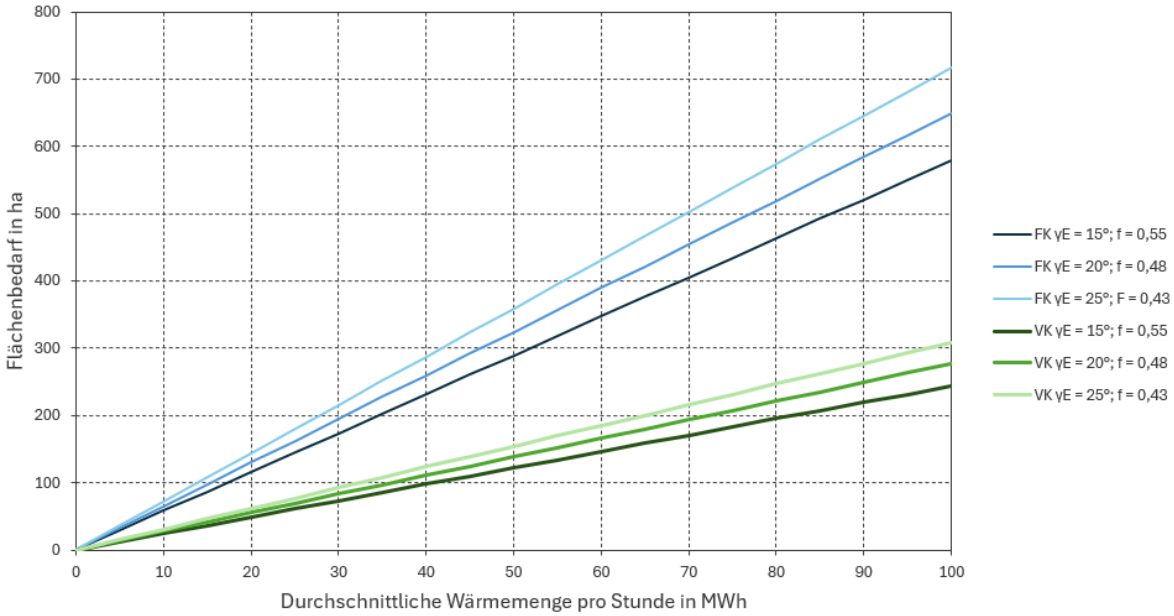

Abbildung 11: Flächenbedarf in Abhängigkeit des Flächennutzungsgrades und der durchschnittlichen Wärmemenge $Q_{K,m}$ der verschiedenen Kollektortechnologien
Eigene Darstellung

Betrachtet man rein die benötigte Modulanzahl stellt sich ein ähnlicher Verlauf ein und für eine stündliche Energie von 100 MWh bei 15° Neigung wird circa die 2,5-fache Anzahl an Flachkollektoren im Vergleich zu Vakuumröhrenkollektoren benötigt.
Während grafisch der Unterschied in der Anzahl bei den verschiedenen Neigungen weniger stark ersichtlich ist, muss beachtet werden, dass bei 100 MWh gewünschtem Wärmeertrag in der Stunde bei Flachkollektoren circa 40.000 Module und bei Vakuumröhrenkollektoren gerade einmal rund 6000 Module mehr für eine Aufstellung von 15° im Vergleich zu 25° benötigt werden (siehe Abbildung 12).
Dieser Kostenpunkt muss bei einer Wirtschaftlichkeitsprüfung den Ausgaben für den höheren Flächenbedarf gegenübergestellt und für individuelle Systeme abgewogen werden, um den Optimalpunkt zwischen Kosten für Grundstücksfläche sowie Module bei gleichzeitig hoher Gesamtenergiemenge zu finden.

Dabei ist zu beachten, dass sich stärker geneigte Kollektoren bei Regen besser selbst reinigen als flacher aufgestellte, was wiederum Wirkungsgradeinbuße und erhöhten Reinigungsaufwand mit sich bringt.

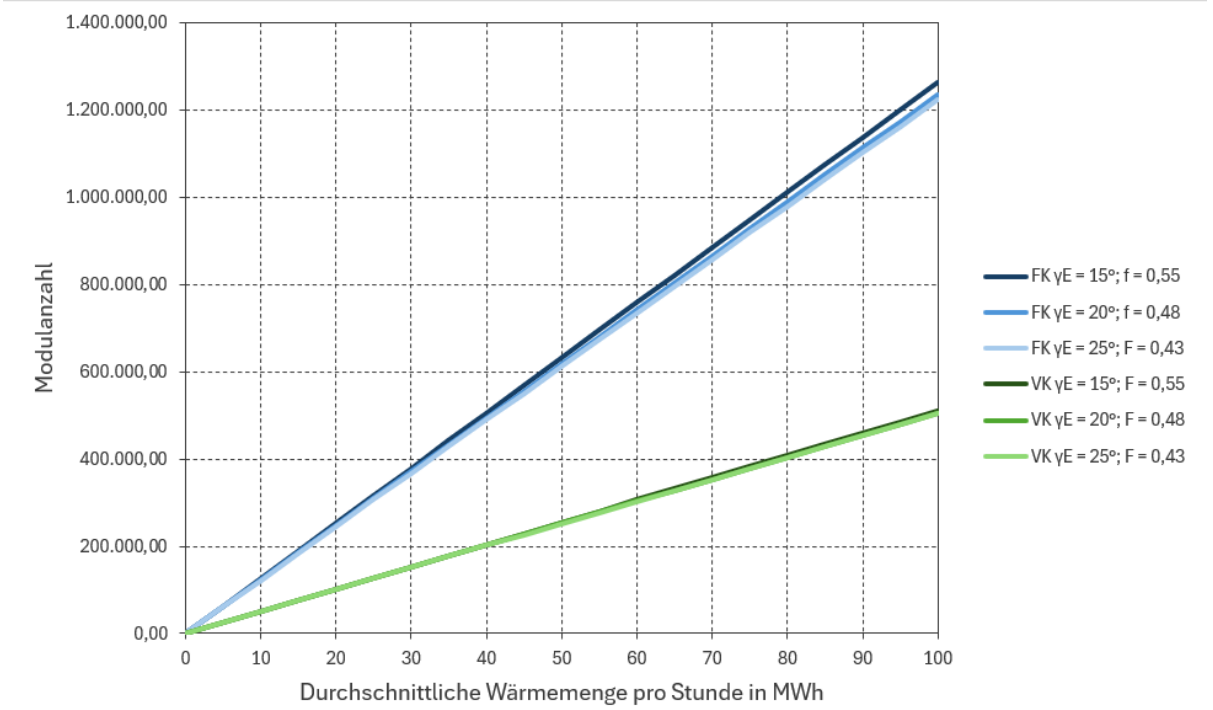

Abbildung 12: Modulanzahl in Abhängigkeit der Kollekotrneigung und der durchschnittlichen Wärmemenge $Q_{K,m}$ der verschiedenen Kollektortechnologien
Eigene Darstellung

5 Fazit und Ausblick

Schwankende Rohstoffpreise und wiederkehrende Lieferengpässe im Energie- und Rohstoffsektor machen alternative Technologien wie Solarthermie zunehmend wirtschaftlicher. Außerdem besteht starkes Bestreben der Politik, die Energie- und Wärmeerzeugung der Zukunft in eine erneuerbare, nachhaltige Richtung zu lenken. Da Solarthermie während des Betriebs emissionsfrei ist, kann damit der CO_2-Ausstoß in der Wärmeerzeugung des Energieversorgers reduziert werden. Während Deutschland gerade in den letzten Jahren vermehrt Großprojekte für Solarthermie umgesetzt hat, ist Dänemark klarer Vorreiter und Vorbild in Sachen solare Wärme für Fernwärmentze inklusive Großspeicheranlagen.

Durch die ausführliche Recherche wurde festgestellt, dass es verschiedene Möglichkeiten der Einbindung einer solarthermischen Heißwasserversorgung in ein Fernwärmenetz gibt. Zudem wurde die Relevanz von Wärmespeichern für Solarthermie angesprochen, welche im Fernwärmenetz von Nürnberg zwar bereits vorhanden sind, aber bei einer extensiven Nutzung von Solarthermie noch weiter ausgebaut werden müssen.
Eine zusätzliche Option bietet die Kombination von Solarthermie und Geothermie. Dabei wird überschüssige Wärme zur Aufheizung der Erdwärmequelle genutzt, was auch die Lebensdauer der Geothermieanlage verlängern kann. (Pfab, 2024, S. 14)
Betrachtet man Vakuumröhrenkollektoren, so würde sich bei einer gewünschten Vorlauftemperatur von 150°C und angepasstem Ersatzwärmedurchgangskoeffizienten der Wärmeertrag im Schnitt um etwa 10 % verschlechtern.

Bei der Berechnung der geneigten Bestrahlungsstärke konnte unter anderem festgestellt werden, dass der berechnete solare Wärmeertrag für die kommenden 20 Jahre kaum Änderungen unterliegen wird. Zudem hat sich herausgestellt, dass mittels Vakuumröhrenkollektoren die hohen Vorlauftemperaturen eines Fernwärmenetzes deutlich besser erreicht werden können und einen 2,4-fach geringeren Grundflächenbedarf mit sich bringen. Dies wurde in Abbildung 13 für ausgewählte Grundstücksflächen schematisch dargestellt, wobei die Karte von Nürnberg im Hintergrund eine Orientierung für die Größenmaßstäbe geben soll.
Da der mögliche Abstand zum Fernwärmenetz begrenzt ist, kann nicht allzu weit in das Umland ausgewichen werden und insbesondere in der Umgebung von Großstädten herrscht Flächenknappheit, weswegen Systemlösungen mit geringerem Flächenbedarf, also geringere Kollektorneigung und Vakuumröhrenkollektoren, zu bevorzugen sind.

Es ist zu erwähnen, dass der Flächenbedarf nicht nur über Freiflächenanlagen, sondern auch über vorhandene leerstehende Dachflächen gedeckt werden kann, wobei ein ausschlaggebender Punkt dabei die Gebäudestatik ist.

Zudem besitzen Vakuumröhrenkollektoren den Vorteil, dass der Frostschutz einfach mittels Niedertemperaturwärme umgesetzt werden kann und somit kein Wärmeträger auf Wasser/Glykol-Gemisch verwendet werden muss. Neben den verbesserten thermodynamischen Eigenschaften bietet dies den zusätzlichen Vorteil, dass kein regelmäßiger Austausch des Gemisches erforderlich ist und im Sommer sehr hohe Stagnationstemperaturen der Kollektoren ermöglicht werden (maximal 338°C) (Ritter Energie- und Umwelttechnik GmbH & Co. KG, 2024).

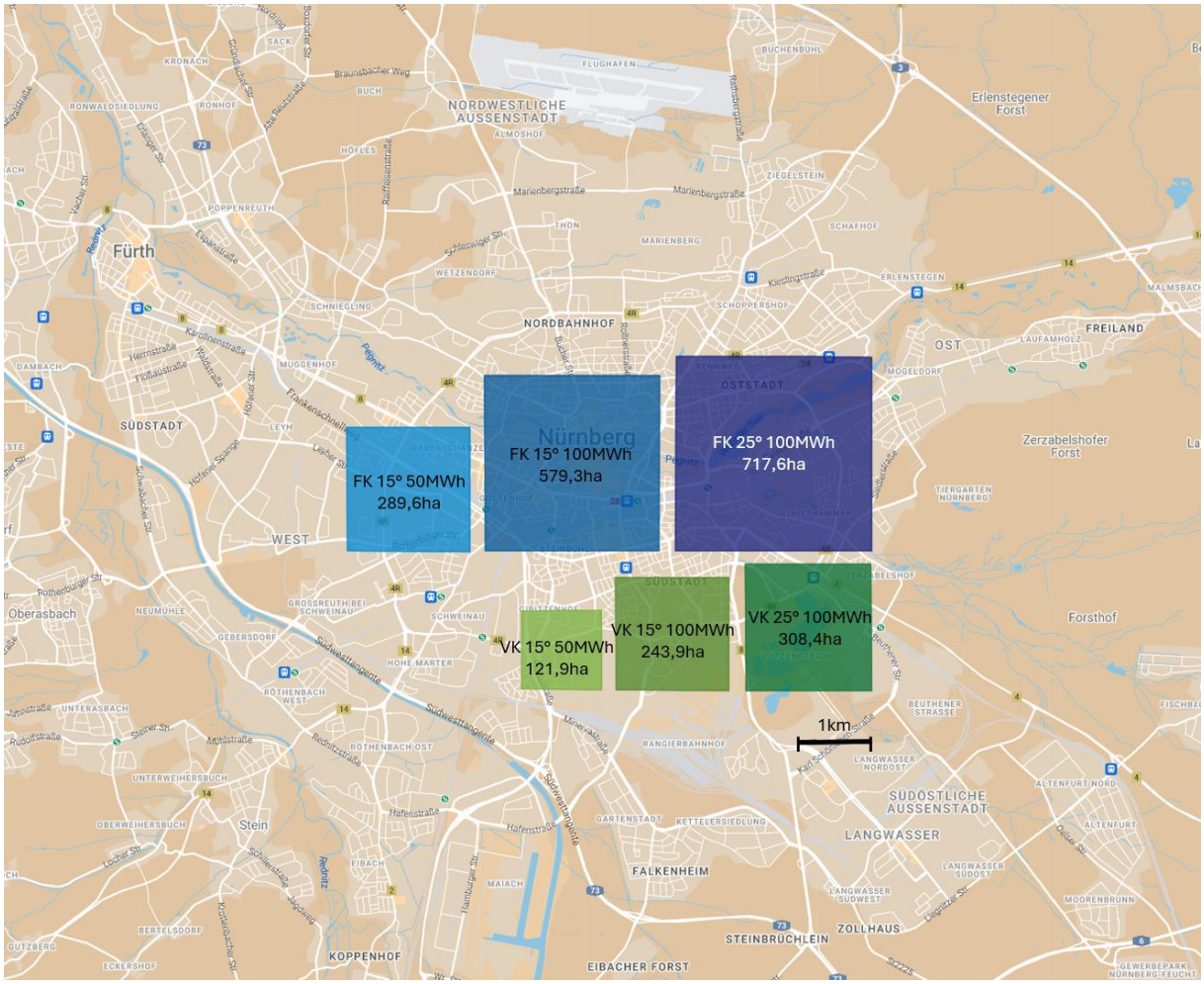

Abbildung 13: Ausgewählte benötigte Grundstücksflächen zur Deckung einer Wärmemenge pro Stunde abhängig von der Kollektortechnologie und -neigung Modifiziert nach (Google Ireland Limited, 2024)

Literaturverzeichnis

Augsten, E. (2016). *Denmark: Arcon-Sunmark Announces Silkeborg Solar Plant Development*. Abgerufen am 09. Juni 2024 von https://solarthermalworld.org/news/denmark-arcon-sunmark-announces-silkeborg-solar-plant-development/

Bröer, G. (2022). *Bernburg zapft Sonne Erfahrungen mit einer Fernwärme Solaranlage, Infoblatt 13.* Solites Steinbeis Innovation GmbH. Abgerufen am 28. April 2024 von https://www.solare-waermenetze.de/wp-content/uploads/2023/02/Infoblatt-Solare-Waermenetze-Nr-13-Betriebserfahrung-Bernburg.pdf

Bucar, G. (2006). *Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze.* Wien: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. Abgerufen am 09. Juni 2024 von https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/edz_pdf/0678_dezentrale_energieerzeugung_fuer_fernwaerme.pdf

Bundesministerium der Justiz. (22. Dezember 2023). *Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze.* Bonn: Bundesministerium der Justiz. Abgerufen am 26. April 2024 von https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/gesetzgebungsverfahren/Webs/BMWSB/DE/kommunale-waermeplanung.html

Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (2022). *Agenda Solarthermie 2022.* Berlin: Bundesverband Solarwirtschaft e.V. Abgerufen am 28. April 2024 von https://www.solarwirtschaft.de/wp-content/uploads/2022/02/agenda_solarthermie_2022.pdf

Citrin Solar GmbH. (2024). *Datenblatt Flachkollektor CS 350.* Abgerufen am 10. Juni 2024 von https://www.citrinsolar.de/loesungen/waermeloesungen/kollektoren

Clariant. (Januar 2011). *Datenblatt Antifrogen SOL HT.* Abgerufen am 08. Juni 2024 von https://westfalen.com/fileadmin/user_upload/Dateien_DE/PDF/GE/Merkblatt_Antifrogen_Sol-HT_compressed.pdf

Deutscher Wetterdienst. (2017). *Handbuch Ortsgenaue Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse.* Offenbach: Bundesamt

für Bauwesen und Raumordnung. Abgerufen am 28. April 2024 von https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/forschung/programme/zb/Auftragsforschung/5EnergieKlimaBauen/2013/testreferenzjahre/01-start.html;jsessionid=B6C4113098CA8BDFD95EB188B0B6E56E.live11311?pos=2#doc2799182bodyText1

Deutscher Wetterdienst. (2017). *Ortsgenaue Testreferenzjahre (TRY) von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse*. Abgerufen am 28. April 2024 von https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/forschung/programme/zb/Auftragsforschung/5EnergieKlimaBauen/2013/testreferenzjahre/01-start.html;jsessionid=B6C4113098CA8BDFD95EB188B0B6E56E.live11311?pos=2#doc2799182bodyText1

Doormann, G. (Juli 2023). *Vergleich Flachkollektor - Röhrenkollektor*. (DAA GmbH) Abgerufen am 08. Juni 2024 von https://www.solaranlagen-portal.com/solarthermie/kollektoren/vergleich-flachkollektor-roehrenkollektor

EEM Energy & Environment Media GmbH. (2018). *Solarserver*. Abgerufen am 20. April 2024 von https://www.solarserver.de/2018/04/19/senftenberg-mehr-sonne-im-waermenetz-als-gedacht/

Epp, B. (2017). *Denmark: New Solar District Heating World Record*. (Solrico, Herausgeber) Abgerufen am 09. Juni 2024 von https://solarthermalworld.org/news/denmark-new-solar-district-heating-world-record/#:~:text=The%20Danish%20town%20of%20Silkeborg,world's%20largest%20solar%20heating%20system.

European Science Communication Institute. (2016). *Gram Fjernvarme District Heating*. Abgerufen am 09. Juni 2024 von https://r-aces.eu/use_case/gram-fjernvarme-district-heating/

Google Ireland Limited. (2024). *Google Maps*. Abgerufen am 13. Juni 2024 von https://www.google.de/maps

GREENoneTEC Solarindustrie GmbH. (2014). *Solarthermische Großprojekte*. Abgerufen am 09. Juni 2024 von https://www.greenonetec.com/geschaeftsfelder/grossprojekte/

Kühl, A. (2017). *energynet*. Abgerufen am 20. April 2024 von https://www.energynet.de/2017/01/11/grosse-solarthermie-anlagen-weltrekord/#:~:text=In%20D%C3%A4nemark%20hat%20man%20das,weltgr%C3%B6%C3%9Fte%20Solarw%C3%A4rme%2DAnlage%20fertig%20gestellt.

Marstal Fjernvarme. (2014). *Sunstore 4 - Project Final Report.* (E. &. Power, Hrsg.) Abgerufen am Juni 09 2024 von https://www.euroheat.org/dhc/eu-projects/sunstore-4

Metzger, M. (2024). *Wärmepotentiale von Biomasse und Müllverbrennung für Nürnberg.* Technische Hochschule Nürnberg, Maschinenbau und Versorgungstechnik, Nürnberg. doi:https://doi.org/10.34646/thn/ohmdok-2219

Pfab, J. (2024). *Möglichkeiten der Geothermienutzung im Raum Nürnberg.* Technische Hochschule Nürnberg, Maschinenbau und Versorgungstechnik, Nürnberg. doi:https://doi.org/10.34646/thn/ohmdok-2220

Quaschning, V. (2024). *Regenerative Energiesysteme Technologie - Berechnung - Klimaschutz.* München: Carl Hanser.

Ritter Energie- und Umwelttechnik GmbH & Co. KG. (2024). *CPC Vakuumröhrenkollektoren*. Abgerufen am 08. Juni 2024 von https://www.ritter-xl-solar.de/cpc-vakuum-roehrenkollektoren/

Ritter Energie- und Umwelttechnik GmbH & Co. KG. (2024). *Datenblatt Vakuumröhrenkollektoren Baureihe XL P.* Abgerufen am 10. Juni 2024 von https://www.ritter-xl-solar.de/wp-content/uploads/2018/01/Datenblatt-XL-P-DE-V1-4_02.pdf

Solar Distric Heating. (2012). *Solar Distric Heating Guidelines.* Abgerufen am 11. Juni 2024 von https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2018/06/SDH-Guidelines_update_09.2017.pdf

Stadtwerke Greifswald. (2024). *Stadtwerke Greifswald*. Abgerufen am 20. April 2024 von https://www.sw-greifswald.de/erzeugung/strom-u-waermeerzeugung#c8268

Stadtwerke Ludwigsburg-Kornwestheim. (2020). *SWLB.* Abgerufen am 20. April 2024 von https://www.swlb.de/de/SWLB-Navigation/Spotlights/Spotlight-Seiten/Solarthermie-als-Teil-eines-gruenen-Netzes_1664313.html

Steube, D. (2022). *Plattform grüne Fernwärme*. Abgerufen am 20. April 2024 von https://www.gruene-fernwaerme.de/praxisbeispiele/lemgo

Theiss, H. (2024). *„Studenten TH Nürnberg“ - Kraftwerksführung durch das HKW Sandreuth.* Nürnberg: N-ERGIE.

Verein Deutscher Ingenieure, V.-G. V. (2002). *VDI-Wärmeatlas* (9 Ausg.). Berlin, Heidelberg, New York, Barcelona, Hongkong, London, Mailand, Paris, Tokio: Springer.

Zinganell, C. (2013). *Ökonomische Analyse von unterschiedlichen solarthermischen Systemen für eine Einbindung in das bestehende Fernwärmenetz der Fernwärme Wien.* Wien: Universität für Bodenkultur Wien. Abgerufen am 28. April 2024 von https://epub.boku.ac.at/obvbokhs/content/titleinfo/1082935