

SDHp2m

... from policy to market

Regulatorische und marktunterstützende Maßnahmen für die Mobilisierung von Investitionen in erneuerbare Wärmenetze in europäischen Regionen und Ländern

EINBINDUNG VON SOLARTHERMIE IN BESTEHENDE STÄDTISCHE FERNWÄRMESYSTEME



Dieses Projekt wird durch das Forschungs- und Innovationsprogramm Horizon 2020 der Europäischen Union gefördert (Förderkennzeichen 691624)

Dokumentinformationen:

AutorInnen: Sebastian Grimm, Heiko Huther
AGFW
Per Alex Sørensen
Planenergi
Simona Weisleder
Hamburg Institut
Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz
Magdalena Berberich, Thomas Pauschinger
Solites



Kontakt: Sebastian Grimm
AGFW-Projektgesellschaft für Rationalisierung,
Information und Standardisierung mbH
Stresemannallee 30
60596 Frankfurt/Main
Tel.: +49 (0)69 6304-200
Email: s.grimm@agfw.de

Stand: April 2018

Arbeitspaket: WP 4: Mobilization of projects and investments
Task: 4.1-4.4
Deliverable: D4.5: Manuals with standardized (plug and play) organizational processes
and technical solutions (3)

Status: Öffentlich

Projekt Website: www.solare-fernwaerme.de

Die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieser Publikation liegt bei den AutorInnen. Sie gibt nicht unbedingt die Meinung der Fördermittelgeber wieder. Weder die Fördermittelgeber noch die AutorInnen übernehmen Verantwortung für jegliche Verwendung der darin enthaltenen Informationen.

INHALTSVERZEICHNIS

Inhaltsverzeichnis	1
1. Einleitung	2
2. Zielsetzung	3
3. Rahmenbedingungen	4
3.1. Wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen	4
3.2. Flächenfindung / Flächen-Screening	5
3.3. Rechtliche Grundlagen	7
3.4. Öffentliche Akzeptanz und Akteursbeteiligung	9
3.5. Kosten, Finanzierung und Förderung	11
4. Empfehlungen:	14
4.1. Umsetzung und Ausblick	14
4.2. Weiterführende Hinweise	15
Anhang 1: Big Solar Graz	16
Anhang 2: Solarthermische Anlage Senftenberg	22
Quellen	25

1. EINLEITUNG

Das Projekt SDHp2m (Solar District Heating ... from policy to market) zielt auf einen Ausbau solarer Wärmenetze in neun europäischen Regionen (Thüringen und Hamburg in Deutschland, Steiermark in Österreich, Auvergne-Rhône-Alpes in Frankreich, Masowien in Polen, Varna in Bulgarien, Västra Götaland in Schweden, Aosta und Veneto in Italien).

Die lokalen Randbedingungen für den Ausbau von Wärmenetzen mit Solarthermie unterscheiden sich von Region zu Region. Dennoch ließen sich folgende drei „Standardlösungen“ identifizieren, die in fast allen Regionen angewendet werden können.

- Energiedörfer – Umsetzung von neuen solaren Wärmenetzen kombiniert mit Biomasse
- Einbindung von Solarthermie in biomassebasierte Wärmenetze
- Einbindung von Solarthermie in bestehende städtische Fernwärmesysteme

Dieser Leitfaden beschreibt, wie die **Einbindung von Solarthermie in ein bestehendes städtisches Fernwärmesystem** entwickelt und umgesetzt werden kann.

Dabei treten insbesondere zwei wesentliche Herausforderungen auf. Zum einen wird die Sommerwärmelast in städtischen Fernwärmesystemen üblicherweise über KWK-Anlagen oder über Überschusswärmequellen, wie Müllverbrennung bereitgestellt und ist somit fest „besetzt“. Zum anderen sieht sich die großflächige Solarthermie, vor allem in den Städten, einer großen Konkurrenz um die raren urbanen Flächen gegenüber, die u.a. für den Wohnungsbau, Erholung und Gewerbebetriebe benötigt werden.

Dennoch ist die Solarthermie ein wichtiger Baustein und sollte in bestehende städtische Fernwärmesysteme integriert werden, insbesondere da immer mehr Versorgungsunternehmen und Städte erkannt haben, dass ihre Wärmeversorgungssysteme von fossilen Brennstoffen hin zu erneuerbaren Energieträgern umgebaut werden müssen. Ergänzend zur Solarthermie ist aus technischer Sicht oft die Integration eines Wärmespeichers in das lokale Fernwärmesystem sinnvoll.

Dieser Leitfaden ist nicht als abgeschlossenes Dokument zu betrachten, sondern wird durch neue Erkenntnisse erweitert.

2. ZIELSETZUNG

Gründe für die Integration von solarthermischer Wärme in ein bestehendes, städtisches Fernwärmesystem:

- Vermeidung von Emissionen durch die Verdrängung fossiler Erzeuger in den Sommermonaten.
- Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien zur Erreichung städtischer Klimaziele (und eines niedrigen CO₂-Ausstoßes).
- Gezielte Erhöhung der Übertragungskapazität an Engpässen, wo ohne zusätzliche (dezentrale) solarthermische Erzeuger nicht oder nur durch großen (finanziellen) Aufwand weitere Abnehmer angebunden werden könnten.
- Ersatz von Erdgas in Systemen, in denen eine KWK-Produktion in der Sommerzeit nicht rentabel ist.

Sofern der Wärmebedarf einer Stadt in den Sommermonaten ausreichend gedeckt ist, stellt die Integration solarthermischer Anlagen oft nicht die oberste Priorität dar. Diese Situation kann sich, beispielsweise durch neue Einspeisetarife für Strom aus KWK Anlagen, sehr grundlegend verändern. Ein Beispiel hierfür sind dänische Gas-KWK-Anlagen, deren Einspeisetarife für Strom, vor mehr als 10 Jahren, auf Marktpreise umgestellt wurden. Daraufhin hat sich die durchschnittliche Betriebsdauer von 4.000 auf 500 Stunden pro Jahr reduziert. Der damit verbundene Rückgang bereitgestellter Wärme aus diesen Anlagen wird dann durch den längeren und teureren Betrieb der Erdgaskessel ausgeglichen, wodurch die Einbindung solarthermischer Erzeuger deutlich attraktiver wurde.

Viele Großstädte verfügen theoretisch über ausreichend überschüssige Wärme aus verschiedenen Quellen (Müllverbrennung, Raffinerien, Stahl- und Aluminiumindustrien usw.), welche den Wärmebedarf in den Sommermonaten, teilweise gar mit Überschuss, decken könnten. Durch entsprechend dimensionierte, saisonale Wärmespeicher kann dieser Wärmeüberschuss auch in Zeiten höheren Bedarfes transferiert werden. Solarthermie kann dann eine zusätzliche Quelle, zur Füllung des Wärmespeichers für die Wintermonate, darstellen, wodurch eine vollständige (oder größere) Abdeckung des Wärmebedarfs durch EE ermöglicht wird. Sowohl die Speicher, als auch die solarthermischen Anlagen müssen zu diesem Zweck ausreichend groß dimensioniert werden. Größere Dimensionen von Speicher und Erzeugung ermöglichen auch längere Übertragungsleitungen und niedrigere Wärmegestehungskosten.

Bevor mit der Umsetzung einer solarthermisch gestützten Fernwärmeversorgung begonnen werden kann, müssen einige grundlegende Rahmenbedingungen bedacht werden.

3. RAHMENBEDINGUNGEN

Wird Solarthermie als Erzeugungsoption in Betracht gezogen, ist es wichtig, die notwendigen Rahmenbedingungen zu erfassen und zu prüfen. Denn es braucht ein sorgfältiges und strukturiertes Vorgehen bei der Projektentwicklung, um Vorbehalten und Vorurteilen zu begegnen, Konflikte zu vermeiden und zu lösen. Die nachfolgenden Themenschwerpunkte haben sich hierbei als besonders relevant erwiesen:

1. Wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen
2. Flächenfindung
3. Rechtliche Grundlagen
4. Einbindung und Überzeugung der lokalen Akteure
5. Eigentumsverhältnisse
6. Kosten, Finanzierung und Förderung

3.1. Wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen

Solarthermie ist in Deutschland bisher fast ausschließlich auf Gebäudedächern im Einsatz – ganz überwiegend auf Ein- und Zweifamilienhäusern. Große Freiflächensolaranlagen, wie sie vor allem in Dänemark sehr verbreitet sind, haben in Deutschland bisher nur einen sehr geringen Marktanteil. Dies kann sich aber ändern, denn durch die geringen Wärmegestehungskosten ist diese Art der Wärmeerzeugung bereits heute wirtschaftlich attraktiv gegenüber fossilen Brennstoffen. Hier liegen große Potenziale für die notwendige Wärmewende zu erneuerbaren Energien und zu einer wirtschaftlichen und sozial verträglichen Energieversorgung.

Anders als bei der Strom- und Gasversorgung sind in der leitungsgebundenen Wärmeversorgung die Erzeugung, die Verteilung und der Verbrauch lokal bzw. regional verortet.

Somit ist die Wärmeversorgung vor allem eine lokale Aufgabe und auch im Verantwortungsbereich der Kommunen angesiedelt. Sie stehen vor der großen Herausforderung – im Einklang mit den nationalen und europäischen Klimaschutzzielen – die **Wärmeversorgung bis 2050 klimaneutral** zu gestalten.

Zur **kostengünstigen und großtechnischen Integration der Solarthermie** bietet sich die Nutzung von Wärmenetz-Infrastrukturen in besonderem Maß an. Die erforderlichen großen Kollektorfelder werden hierbei auf Freiflächen installiert oder in Gebäudedachflächen integriert. Es kommen dabei beide Kollektorarten, Flachkollektoren und Vakuumröhrenkollektoren, in Frage. Die Kollektorfeldgrößen reichen von ca. 500 m² bis zu 150.000 m² – bei der derzeit größten realisierten Anlage in Silkeborg in Dänemark.

Zahlreiche großflächige Solarthermie-Anlagen im Leistungsbereich bis 50 MW_{th} werden inzwischen im Nachbarland Dänemark betrieben – aber auch in Deutschland gibt es bereits gute Beispiele. **Sie erzeugen Wärme zu wettbewerbsfähigen Gestehungskosten von unter 50 Euro je MWh** und somit wesentlich kostengünstiger, als dies mit dezentralen Lösungen auf Gebäudedächern möglich ist.

Energiegewinnung hat Raumbedarf – ob man nun an Kohle, Wind, Fotovoltaik, Leitungen oder Biomasse denkt. Vergleicht man allerdings den Flächenbedarf von Solarthermie mit der Bioenergie, so benötigt beispielsweise Mais zur Produktion einer kWh Energie eine Fläche, die 40 bis 50fach größer ist. [2]

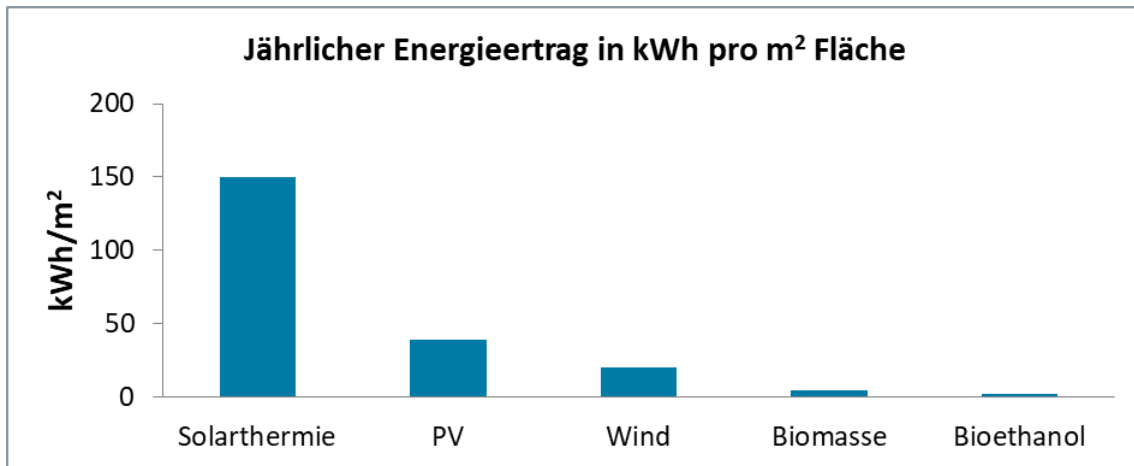


Abbildung 1: Jährlicher Energieertrag in kWh/m²

Wirtschaftliche und ökologische Konsequenzen

Um die wirtschaftlichen Auswirkungen des Projekts zu berechnen, müssen die Solarthermieanlage ausgelegt und wichtige Kennwerte bestimmt werden:

- Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten für Anschlussleitungen.
- Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten für die Solarkollektoren. Preise können aus [3] entnommen werden. Häufig können auch direkte Angebote bei Herstellern eingeholt werden.
- Wirkungsgradkennlinien für Solarkollektoren und Lastkurve des Wärmenetzes.
- Jährliche Wärmeproduktion der Solarthermieanlage
- Kostenersparnis gegenüber dem bestehenden Fernwärmesystem
- Finanzierungsbedingungen

Mit Hilfe dieser Kennwerte können die Gesamtkosten für notwendige Investitionen, Wärmegestehungskosten und die Wirkungsgrade berechnet werden. Danach können die jährlichen Kosten für die Beheizung eines Standardhauses berechnet und mit den Kosten des bereits bestehenden Fernwärmesystems verglichen werden.

3.2. Flächenfindung / Flächen-Screening

Es ist nicht von der Hand zu weisen, dass große Solarthermie-Anlagen in einem erheblichen Maße Flächen in Anspruch nehmen und einen entsprechenden Eindruck im Stadt- und Landschaftsbild hinterlassen. Gerade in Stadtnähe ist die **Flächenkonkurrenz enorm. Insofern besteht ein Spannungsfeld zwischen den Zielen des Klimaschutzes und des sparsamen und sorgsamem Umgangs mit der Ressource Fläche.** Dies ist von vorneherein bei der Standortsuche zu bedenken – durch geeignete Planung und Kommunikation lassen sich viele Konflikte vermeiden oder minimieren.

Um die geeigneten Freiflächen zu identifizieren, sollte ein **Flächenscreening** unter energiewirtschaftlichen, rechtlichen und auch akzeptanzbezogenen Kriterien vorgenommen werden.

Energiewirtschaftliche Kriterien

Eine großflächige solarthermische Anlage kann heute schon wirtschaftlich realisiert werden, wenn einige Parameter eingehend betrachtet werden:

- **Entfernung** zum Fernwärmenetz
- Geografische **Lage**, Ausrichtung (z.B. Hangflächen)
- Sinnvolle **hydraulische Einbindung** in das Fernwärmenetz
- Bei mehreren vorhandenen Wärmenetzen: Zuvor Auswahl des energiewirtschaftlich am besten für die Integration von Solarthermie **geeigneten Netzes** (z.B. Kombination mit Holzhackschnitzel-Kessel)
- Bodenpreis

Akzeptanzbezogene Kriterien

Große Anlagen erzeugen viel Energie aber auch oft – vermeidbare – Konfliktsituationen. Wenn diese vorher untersucht und beachtet werden, kann die Akzeptanz erhöht werden.

- Konfliktpotenzial **Anwohner**: Wie ist die Entfernung und Ausrichtung zur nächsten Wohnbebauung oder Erholungsgebieten?
- Konfliktpotenzial **Gewerbe**: Gibt es eine direkte Flächenkonkurrenz zu anderen gewerblichen Nutzungen?
- Konfliktpotenzial **Naturschutz**: Wie ist der ökologische Wert der Flächen?
- Bestehen **ökologische Aufwertungspotenziale** und Ausgleichsmöglichkeiten?
- Konfliktpotenzial **Landwirtschaft**: Kann eine bestehende landwirtschaftliche Nutzung fortgesetzt werden, ggf. auf Ausweichflächen?

Verfahrensbezogene Kriterien

- Wo wird ohnehin gerade geplant?
- An welche Planvorhaben kann ein Solarthermieprojekt „angedockt“ werden?

Rechtliche Kriterien:

- Gibt es **bestehendes Planrecht**, z.B. ungenutzte Festsetzungen in Flächennutzungs- und Bebauungs-Plänen für PV-Flächen oder ungenutzte Gewerbe- und Industriegebiete in der Kommune?
- Wo kann Planrecht geschaffen werden?
- Wo gibt es **rechtliche Ausschlussgründe** für einzelne Flächen?
- Wo verfügt der Projektträger über Flächen in seinem **Eigentum**?

In aller Regel aus ökologischer Sicht **unproblematische Flächen**:

- Vorbelastete **Konversionsflächen** aus militärischer, gewerblicher oder ehemals wohnungsbaulicher Nutzung mit hohem Versiegelungsgrad
- Flächen entlang großer **Verkehrswege** (z.B. Autobahnen, Schienenwege)
- Intensiv bewirtschaftete **Ackerflächen**
- **Deponien** und Halden

3.3. Rechtliche Grundlagen

In Dänemark haben die meisten Anlagen bisher eine Größe von ca. 5.000-10.000 m² Kollektorfläche. Der gesamte Platzbedarf der Anlage ist zwei bis drei Mal größer. Die Rolle des Planungsrechts besteht darin, die Flächennutzung planerisch zu ordnen und zu steuern. Bezogen auf große solarthermische Anlagen heißt dies, dass die gemeindliche und die übergeordnete Planung die Aufgabe hat, entsprechend geeignete Flächen zu identifizieren und zu sichern. Was bei der Planung z.B. von Windkraftanlagen mittlerweile Standard ist, findet für die Solarthermie bisher jedoch noch nicht statt.

3.3.1. Raumordnungs- und Landesplanungsrecht

Große Solaranlagen haben relevante Auswirkungen auf die Raumnutzung und stellen demzufolge raumbedeutsame Vorhaben dar.

Noch stärker als Windkraft- oder Fotovoltaik-Anlagen sind große Solarwärme-Anlagen an bestimmte Standort-Bedingungen geknüpft. Während Strom ohne erhebliche Verluste über große Entfernungen vom Erzeugungsort zum Verbraucher transportiert werden kann, ist die Transportfähigkeit von Wärmeenergie begrenzt – die hohen Kosten für den Bau und Betrieb der Wärmeleitung und höhere Energieverluste sprechen dafür, dass eine **solarthermische Wärmeversorgung immer in der Nähe zu den Wärmeverbrauchern** erfolgen muss. Also innerhalb weniger Kilometer zu Wärmesenken mit Wärmeverteilnetzen und den Verbrauchern.

Aus diesen natürlichen und wirtschaftlichen Randbedingungen folgt ein besonderer Planungsbedarf. In der Umgebung von Städten und größeren Gemeinden ist die **Flächenkonkurrenz** besonders groß. Solarthermie zur Einbindung in Wärmenetze ist daher auf eine **vorausschauende Flächensicherung** für solarthermische Anlagen sowie für Transportleitungen zu bestehenden oder neuen Wärmenetzen angewiesen.

Das Raumordnungsgesetz des Bundes und die Landes-Planungsgesetze enthalten keine gesonderten Vorgaben für Freiflächen-Solaranlagen. Bei den allgemeinen Vorgaben zur Konkretisierung von Raumordnungsplänen findet man einige Präzisierungen:

- Die Versorgung u.a. mit Infrastrukturen der Daseinsvorsorge ist zu gewährleisten
- Räumlichen Erfordernissen des Klimaschutzes ist dadurch Rechnung zu tragen, dass die räumlichen Voraussetzungen für den Ausbau erneuerbarer Energien geschaffen werden
- Sichere Standorte und Trassen für Infrastruktur sind festzulegen, wozu auch Versorgungsinfrastruktur zählt

In der Planungspraxis finden sich bisher noch kaum Anwendungsbeispiele. Das dürfte sich aber in absehbarer Zeit ändern und damit der Bedarf an einer strategischen räumlichen Flächensicherung insbesondere am Rande von Ballungsräumen steigen.

3.3.2. Flächennutzungsplan

Das Baugesetzbuch ist das wichtigste Gesetz des Bauplanungsrechts. Es regelt die Zulässigkeit von Vorhaben aus städtebaulicher Sicht und definiert in erster Linie übergeordnete Ziele und Grenzen für eine strukturierte Bebauung. Das BauGB formuliert dabei die stadtplanerischen Instrumente, die den Gemeinden für die Umsetzung ihrer städtebaulichen Ziele zur Verfügung stehen.

Mit Festsetzungen im Flächennutzungsplan schaffen die Gemeinden zwar kein unmittelbares Baurecht, sie binden sich aber für die weitere inhaltliche Ausgestaltung der Bebauungspläne.

Dort sind folgende Darstellungen nach § 5 Abs. 2 Nr. 2 b) BauGB möglich:

- Bauflächen für die Nutzung von Solarenergie zur Wärmeversorgung,
- Flächen für die leitungsgebundene Wärmeversorgung oder
- Flächen für die Energieerzeugung aus Solarthermie.

Mit Hilfe des Flächennutzungsplans kann die Gemeinde somit die Sicherung geeigneter Flächen für solarthermische Freiflächen-Anlagen betreiben und damit die Voraussetzungen für eine langfristig orientierte Investitions- und Standortplanung schaffen.

3.3.3. Kommunale Wärmeplanung

Die **Wärmewende** ist zu wesentlichen Teilen eine planerische Aufgabe, die nur auf kommunaler Ebene bewältigt werden kann. Im geltenden Planungsrecht spiegelt sich dies jedoch noch nicht wieder. Der Umbau der Wärmeversorgung wird durch die Energieeinsparverordnung und das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz ganz wesentlich als Aufgabe der Gebäudeeigentümer gesehen.

In nur wenigen deutschen Kommunen gibt es bisher auf freiwilliger Basis einen strukturierten Prozess, in dem Strategien zum Ausbau Erneuerbarer Wärmeversorgungsnetze mit hierauf abgestimmten Strategien zur energetischen Gebäudesanierung entwickelt werden.

Eine **kommunale Wärmeplanung** eröffnet weitreichende Möglichkeiten, Interessen und Maßnahmen zu koordinieren sowie Wärmeezeugung und Bedarfsdichten konzeptionell abzustimmen. Ziel eines solchen Planungsprozesses ist die Identifikation und Umsetzung der lokal jeweils günstigsten Strategie für die langfristige Wärmeversorgung der Kommunen.

In aller Regel gibt es weder in Landes- und Regionalplänen noch in einem Flächennutzungsplan bestehende Festsetzungen für Flächen zur Nutzung von Solarthermie. Auch ohne solche Festsetzungen können jedoch Projekte in den Kommunen geplant und entwickelt werden. Die baurechtliche Zulässigkeit von entsprechenden Anlagen richtet sich nach den Vorschriften des BauGB. Grundsätzlich kommen hierfür verschiedene Wege in Betracht:

- Flächen im unbeplanten Außenbereich
- Flächen in bestehenden Industrie- und Gewerbegebieten
- Flächen in Gebieten, für die ein neuer Bebauungsplan geschaffen wird

Will eine Gemeinde die planungsrechtliche Zulässigkeit einer Solarthermie-Anlage sichern, die im Außenbereich als selbständige Anlage errichtet werden soll, empfiehlt sich eine entsprechende Gebietsfestsetzung im Rahmen der kommunalen Bebauungspläne.

Gebiete zur Nutzung von Sonnenenergie im Flächennutzungsplan und im Bebauungsplan können als **Sondergebiete mit entsprechender Zweckbestimmung** festgesetzt werden.

Im Rahmen der Erstellung von Bebauungsplänen haben die Kommunen die Möglichkeit, auch **energetische Festsetzungen** zu treffen. Auf diese Weise kann die Kommune die Nutzung der Solarthermie in Wärmenetzen begünstigen.

Festsetzungen können sich beispielsweise auf **Versorgungsflächen**, einschließlich Flächen für Anlagen und Einrichtungen zur dezentralen und zentralen Erzeugung, Nutzung, Verteilung oder Speicherung von Strom, Wärme und Kälte aus Erneuerbaren Energien beziehen.

Außerdem könnten Festsetzungen bezogen werden auf **Gebiete**, in denen bei der Errichtung von Gebäuden oder bestimmten sonstigen baulichen Anlagen bestimmte bauliche Maßnahmen für die Erzeugung, Nutzung oder Speicherung von Wärme aus Erneuerbaren Energien getroffen werden müssen.

Im Vergleich zu Anlagen im Außenbereich dürfte die Zulassung großer solarthermischer Anlagen in baulich entwickelten Gebieten auf höhere Akzeptanz stoßen. Hierfür kommen insbesondere **Konversions- oder Flächen in bestehenden Industrie- und Gewerbegebieten** in Frage, die lange nicht für anderweitige Zwecke vermarktet werden konnten.

Die erforderlichen Planungs- und Genehmigungsverfahren zur Steuerung und Zulassung großer Freiflächen-Solarthermie-Anlagen können mit den vorhandenen gesetzlichen Instrumentarien ohne Probleme bewältigt werden.

3.4. Öffentliche Akzeptanz und Akteursbeteiligung

Im Juni 2017 wurden in Deutschland 490 potentielle Endverbraucher zum Thema „häusliche Wärmeversorgung“ befragt. Detailliertere Ergebnisse sind zeitnah auf der Projektseite verfügbar. Auf Grundlage der Antworten können Rückschlüsse auf die Wahrnehmung einzelner Versorgungsalternativen (siehe Abbildung 2) und der zugehörigen Zahlungsbereitschaft (im Vergleich zu einer gasgebundenen Versorgung, Abbildung 3) gezogen werden. Weitere Details zur Mehrzahlungsbereitschaft von Privathaushalten, Gemeinden und Energieversorgern aus Deutschland, Österreich und Frankreich finden sich in der „Executive Summary“[11].

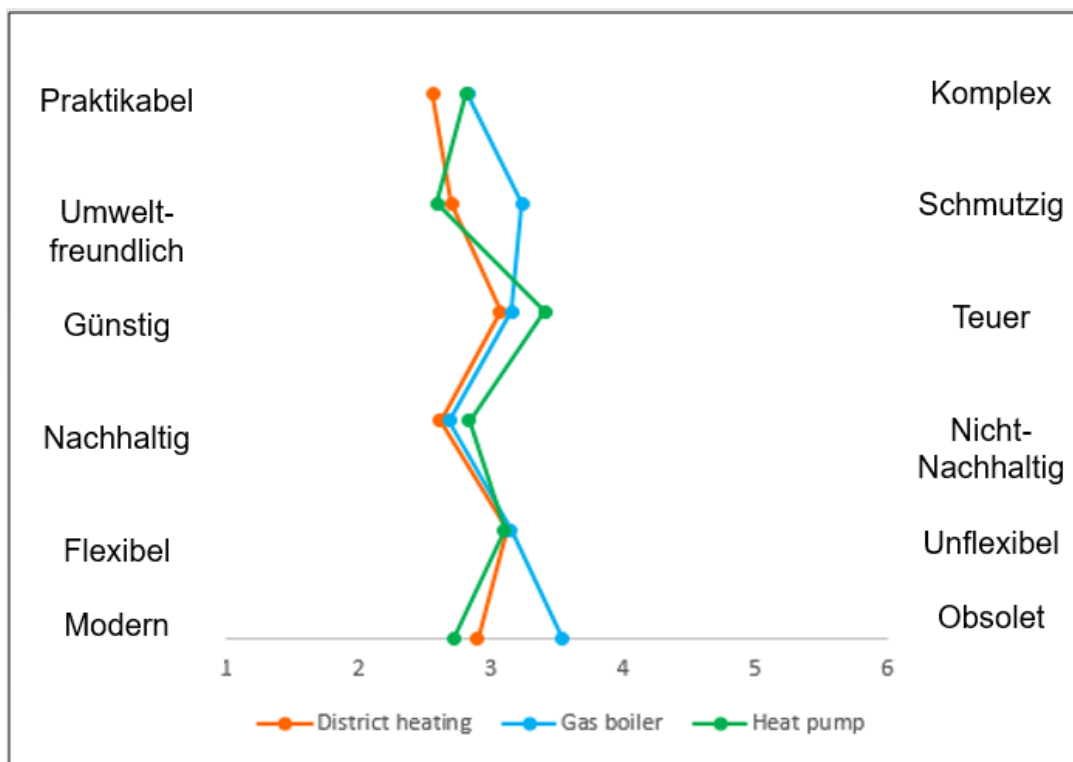


Abbildung 2: Einschätzung verschiedener Wärmeversorgungsalternativen durch potentielle Endverbraucher

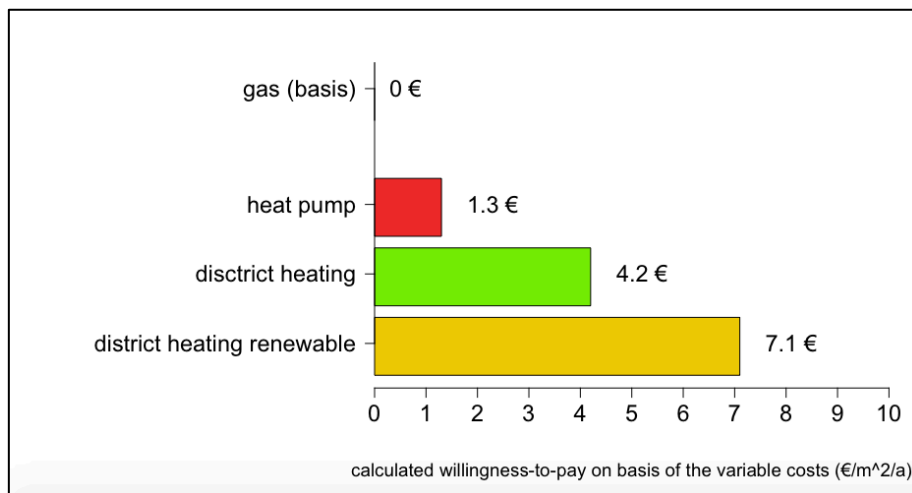


Abbildung 3: Zahlungsbereitschaft der Endverbraucher

Ein hypothetisches Szenario ist, das in Ballungsräumen bis 2030 ein starker Ausbau von Fernwärme stattfindet, der die Einbindung eines hohen Anteils erneuerbarer Energien ermöglicht. Dies wurde von den Befragten als äußerst wünschenswert, jedoch nur bedingt realistisch eingestuft (siehe Abbildung 4).

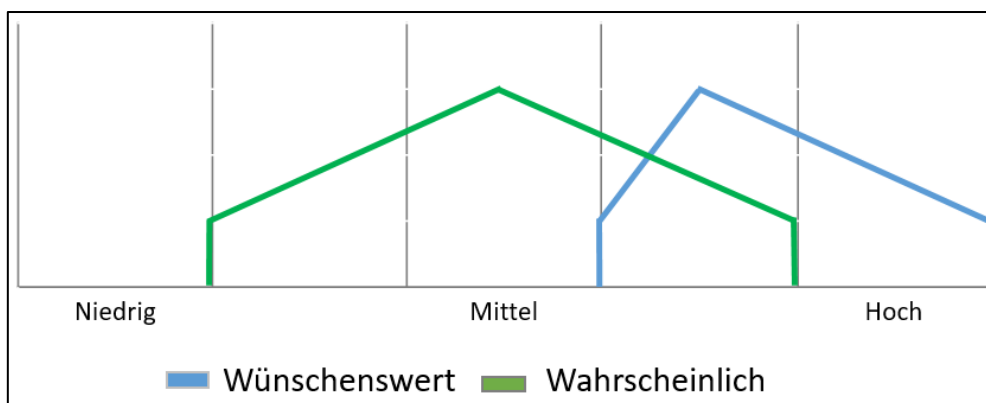


Abbildung 4: Darstellung für wie wünschenswert und wahrscheinlich Endverbraucher das hypothetische Szenario halten.

Als Grundlage für eine mögliche Umsetzung derartiger Projekte, stellt eine fundierte Machbarkeitsstudie ein wichtiges Instrument dar. Diese kann nicht nur zeigen, dass ein Projekt realistisch umsetzbar wäre, sondern auch skeptische Akteure von den Möglichkeiten und damit verbundenen Vorteilen überzeugen. Um möglichst allen Betroffenen Antworten auf Ihre spezifischen Fragestellungen zu bieten, sollte eine Machbarkeitsstudie folgende Punkte behandeln:

Für Energieversorger

- Beschreibung möglicher Wärmeversorgungsvarianten
- Gründe für die Integration von Solarthermie in das bestehende Fernwärmesystem
- Flächenoptionen für die Solarthermieanlage
- Kosten und Finanzierungsmöglichkeiten der Solarthermieanlage
- Wirtschaftliche Kennwerte aus Referenzprojekten
- Umweltfolgen (Emissionen in Boden, Wasser und Luft), CO₂-Einsparungen
- Zeitplan

- Diskussion möglicher Hindernisse bei der Projektrealisierung

Für Kommunen

- Konsequenzen für Arbeitsplätze in der Gemeinde
- Umweltfolgen (Emissionen)
- Konsequenzen für die kommunale Planung
- soziale Aspekte

Für Verbraucher

- Wärmepreise mit und ohne Solarthermie
- Versorgungssicherheit

3.5. Kosten, Finanzierung und Förderung

Für die Entscheidung, ob ein solches Projekt der großflächigen Solarthermie umgesetzt wird sind natürlich auch die Kosten ausschlaggebend. In Deutschland zeigen die Erfahrungen, dass für große Anlagen, Wärmegestehungskosten von 50 €/MWh möglich sind – berücksichtigt man die z.Zt. recht attraktiven Fördermittel, so sind 30 €/MWh erreichbar.

Investitionen in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien und Speicher bzw. in Wärmenetze sind grundsätzlich kapitalintensive Projekte. Betrachtet man aber die Kosten für Brennstoff, Wartung- und Betrieb, so zeigen sich deutliche Kostenvorteile und Planungssicherheiten gegenüber fossil betriebenen Anlagen. Die Kostenstruktur einer großflächigen Solaranlage unterscheidet sich grundlegend von herkömmlichen Heizanlagen(siehe Abbildung 5):

- Bei einem Öl- oder Gaskessel sind die Kapitalkosten in die Anlage verhältnismäßig gering. Jedoch muss im Betrieb ein Vielfaches der Anfangsinvestition für den Kauf von Brennstoffen aufgewendet werden.
- Im Fall der solaren Wärmeerzeugung fallen die wesentlichen Kosten bei der Anschaffung an; hingegen sind die operativen Kosten in der Betriebsphase sehr gering. Brennstoffe werden nicht benötigt.

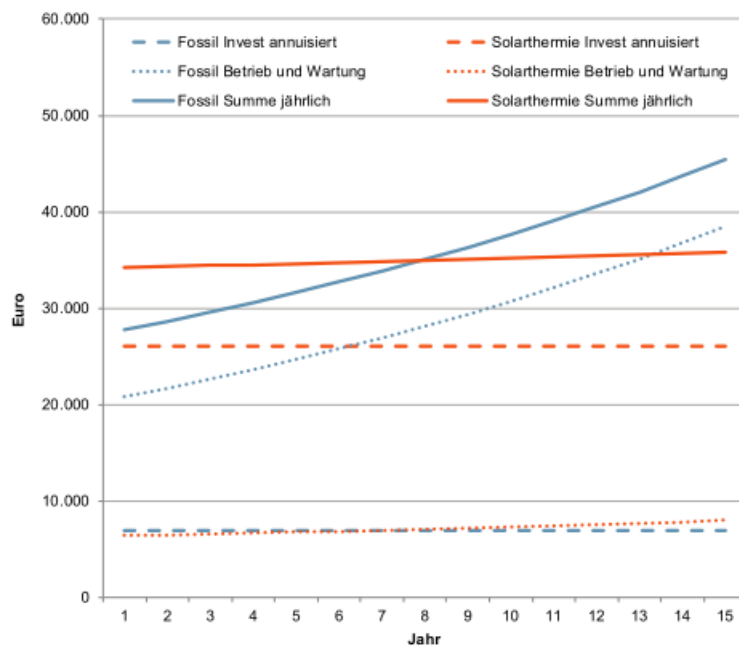


Abbildung 5: Vergleich der Kosten bei fossilen Brennern und Solarthermie. (Quelle: solites)

Ziel eines Finanzierungskonzeptes ist eine langfristige Kostensicherheit, die zu stabilen Preisen für die Wärmekunden führen. Da für Solarthermie keine Rohstoffkosten anfallen, entsteht eine bisher im Wärmebereich nicht bekannte Stabilität des Wirtschaftsplans.

Die wesentlichen **Kosten-Komponenten einer Investition** in Solarthermie sind:

- Kollektoren (Flach- oder Vakuumröhrenkollektoren)
- Anlagentechnik
- Mess-, Steuerungs- und Regeltechnik (MSR)
- Übergabestation zum Netz
- Wärmespeicher
- Planung und Genehmigung

Die **operativen Kosten** bestehen im Wesentlichen aus:

- Versicherung
- Abrechnung und sonstige Verwaltung
- Laufende technische Wartung
- Pflege des Geländes
- Strombedarf für Pumpen

Jedes Projekt bedarf der genauen Einzelfall-Betrachtung, aber auf Grund von Erfahrungswerten können folgende Werte aus Tabelle 1 als Richtschnur zur Kalkulation angenommen werden:

Tabelle 1: Kapital-bezogene Kosten:

Kollektoren	Kostenkurve oder Angebot
Speicher	Kostenkurve oder Angebot

Hydraulik	Ca. 7% bezogen auf die Hauptkomponenten
Gebäude	Ca. 5% bezogen auf die Hauptkomponenten
Mess- und Regelungstechnik	Ca. 3% bezogen auf die Hauptkomponenten
Planung	Ca. 5% bezogen auf die Hauptkomponenten bei dezentralen Anlagen, 10% bei zentralen Anlagen

Die Kapitalkosten stellen einen wesentlichen Anteil der Gesamtkosten dar. Hingegen spielen die **Betriebskosten** eine eher untergeordnete Rolle. Müssen jedoch berücksichtigt werden.

Auf Basis der Untersuchungen zu den laufenden Kosten lassen sich Richtwerte für die jährliche Instandsetzung und die Wartungskosten ermitteln – siehe Tabelle 2.

Tabelle 2: Übersicht der Randbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung [4]

	Nutzungsdauer (in Jahren)	Jährliche Instandhaltungskosten (in % der Inv.-Kosten)	Jährliche Wartungskosten (in % der Inv.-Kosten)
Vakuümrohrenkollektoren	25	0,50%	0,50%
Flachkollektoren	25	0,50%	0,50%
Wärmespeicher ^{II}	40	1,00%	0,25%
Solarnetz ^{III}	40	1,00%	0,00%
Anlagentechnik ^{III}	15	1,50%	0,75%
Gebäude ^{III}	50	1,00%	1,00%
MSR-Technik ^{III}	20	1,50%	1,00%

Die niedrigen Betriebs- und der Wegfall der Brennstoffkosten bedeuten: langfristige Kalkulierbarkeit, Planungssicherheit und Stabilität der Wärmegestehungskosten.

Für eine erste Einschätzung der Wirtschaftlichkeit bei anzunehmender Dimensionierung steht ein hilfreiches, kostenloses Instrument unter: <http://www.sdh-online.solites.de/> zur Verfügung.

Die wesentlichen Voraussetzungen für günstige Wärmegestehungskosten sind:

- Eine ausreichende Anlagengröße (>1.000 m² Kollektorfläche)
- Einfache Anlagentechnik (z.B. Freilandaufstellung)
- Solare Deckungsanteile an der Gesamt-Wärmeerzeugung bis 20% (d.h. Auslegung an der sommerlichen Wärmelast)
- Möglichst niedrige Temperaturen im nachgelagerten Wärmenetz

Finanzierung

Die Finanzierung kann über die Hausbanken und/oder die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) erfolgen. In Deutschland stehen z.Zt. attraktive Förderangebote zur Verfügung. Das wichtigste Programm bietet die KfW mit dem 271/272 Premium. Hier sind Förderquoten je nach Unternehmensart und –größe von bis zu 45-65% möglich. Aber auch das Förderprogramm Wärmenetze 4.0 des BMWi fördert vorbereitende Studien und Modellvorhaben zu Wärmenetzen mit erneuerbaren Energien mit bis zu 50%.

(http://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/waermenetze_node.html)

Eine wichtige Quelle, um sich einen aktuellen Überblick über Fördermöglichkeiten zu verschaffen, ist die Förderdatenbank des Bundes: <http://foerderdatenbank.de/>

Weitere interessante Wege der Finanzierung und Beteiligung der Bürger/innen bei der Umsetzung von Solarthermie-Projekten werden in der Steiermark begangen mit dem Invest-Angebot der Firma SOLID: <https://solid.at/invest/>

In Dänemark hingegen werden sehr viele Anlagen durch Energie-Genossenschaften umgesetzt, die damit ihre eigene Wärmeversorgung betreiben.

4. EMPFEHLUNGEN:

1. Die systematische Flächensuche und -entwicklung spielt eine Schlüsselrolle für solare Fernwärme.
2. Zu Beginn der Projektentwicklung sollte ein systematisches Flächenscreening anhand energiewirtschaftlicher, politischer sowie rechtlicher Kriterien durchgeführt werden.
3. Möglichst frühzeitig sollte mit der umfassenden Behörden-, Bürger- und Stakeholder-Beteiligung begonnen werden.
4. Es sollte von vornherein ein integriertes, ökologisches Nutzungskonzept verfolgt werden.
5. Das Landesplanungsrecht sollte von den zuständigen Planungsträgern genutzt werden, um eine geregelte Steuerung und Sicherung geeigneter Flächen für große solarthermische Anlagen zu gewährleisten. Die Regionalpläne sollten entsprechend fortentwickelt werden.
6. Eine planungsrechtliche Festsetzung durch die Gemeinden sollte mindestens auf Ebene des Flächennutzungsplans durchgeführt werden, möglichst auch in einem Bebauungsplan.
7. Das Umweltrecht dürfte in der Regel keine unüberwindbaren Hindernisse verursachen.
8. Perspektivisch ist die Einführung verbindlicher Instrumente der kommunalen Wärmeplanung sinnvoll. Auf freiwilliger Basis kann und sollte dieses Instrument von den Gemeinden bereits heute genutzt werden, um die Weichen für ihre Kommune in Richtung einer wirtschaftlichen und klimaverträglichen Wärmeversorgung zu stellen.

4.1. Umsetzung und Ausblick

Wenn die notwendigen Genehmigungen eingeholt wurden, kann die Umsetzung des Projekts beginnen. Dazu muss die Ausschreibung für die Projektumsetzung veranlasst werden, eine Vergabe und schließlich die Installation der Wärmeerzeuger erfolgen. Soll das Wärmenetz um neue Anschlussnehmer erweitert werden, müssen Verträge mit den Neukunden geschlossen und Termine für die Installation der Hausanschlussstationen an das Wärmenetz und die Deinstallation der Einzelheizungen angekündigt und individuell vereinbart werden. Diese Arbeiten sind von Experten durchzuführen. Es ist jedoch sehr wichtig, die Anwohner vor Ort kontinuierlich über kommende Schritte und den Vorgang des Projekts informieren. Denn insbesondere eine eventuelle Verlegung

neuer Wärmenetzstränge kann zu Beeinträchtigungen des Straßenverkehrs führen und sollte rechtzeitig erläutert und angekündigt werden, um Ärger zu vermeiden.

4.2. Weiterführende Hinweise

- Angaben zu Emissionen von Heizkesseln sind in [5] und [6] zu finden.
- Mögliche Berechnungswerkzeuge für die Solarertragsberechnung sind
 - energyPRO (<https://www.emd.dk/energypro/>),
 - Polysun (<http://www.velasolaris.com/english/home.html>),
 - T*Sol (<http://valentin.de/calculation/thermal/start/en>),
 - TRNSYS (<http://www.trnsys.com/>) und weitere.
- Richtlinien für ein detailliertes Design finden sich in [6], Kapitel 6, 7 und 8. Ein Beispiel für eine Berechnung der Wirtschaftlichkeit einer solarthermischen Anlage, deren Investition durch einen regionalen Versorger übernommen wurde und die durch ihn betrieben wird, findet sich in Anhang 1 und Anhang 2.

ANHANG 1: BIG SOLAR GRAZ

1 Zusammenfassung

Über nunmehr Jahrzehnte ist die Fernwärme in Graz gewachsen und stellt inzwischen 39% (rund 1.000 GWh in 2013) des städtischen Wärmebedarfs zur Verfügung. Zukünftig ist ein intensiver Ausbau des städtischen Fernwärmenetzes in den kommenden Jahren und Jahrzehnten vorgesehen. Die Aufbringung der Energie für die Fernwärme wird derzeit zu einem großen Teil durch Abwärme aus fossil betriebenen Kraft-Wärme-Kopplungen (KWK) gewährleistet. Die Betreiber dieser Kraftwerke haben im Mai 2014 deren Schließung verlautbart. Die modernen Gas- und Dampf (GuD) Kombikraftwerke können aufgrund der Situation am europäischen Elektrizitätsmarkt zeitweise nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden, während das noch in Betrieb befindliche Kohlekraftwerk bereits seine technische Lebensdauer überschritten hat. Mit Ende des Liefervertrages soll der betreffende Kraftwerkspark 2020 außer Betrieb gehen. Nicht weniger als 80% der Energieaufbringung für die Grazer Fernwärme werden dadurch zu ersetzen sein. Die Stadt Graz hat aus diesem Grund 2014 gemeinsam mit den wichtigsten lokalen Energieversorgern ein Projektteam gegründet, welches sich dieser Herausforderung gestellt hat. In einer Reihe von Workshops mit Beiträgen von über 200 Experten entstand unter anderem ein Großsolaranlagenkonzept als vielversprechende Möglichkeit. Zu diesem Zweck wurde neben der Evaluation passender Flächen für Solarfelder und Speicher und der technischen Optimierung mittels Simulationsrechnungen vor allem auch eine wirtschaftliche Detailanalyse durchgeführt. Als Baseline wird die Produktion der Wärme durch gewöhnliche Gaskessel verwendet, welche die derzeit günstigste und realistischste Alternative darstellt. Die Analysen ergeben ein wirtschaftlich konkurrenzfähiges Solarsystem mit einer Größe von 450.000 m² Kollektorfläche, was einer solaren Deckung von ca. 20 % der derzeitigen Grazer Fernwärme bedeuten würde. Diese Ergebnisse weisen auf ein sehr hohes Umsetzungspotential des Konzepts hin.

2 Hintergrund und Problemstellung

Erneuerbare Energien bilden einen zentralen Baustein der nachhaltigen Energieversorgung von Städten. Traditionelle Versorgungstechnologien und Strukturen unterliegen heute massiven Herausforderungen, die zu erheblichen Veränderungen im Aufkommen der Speicherung und Verteilung von Energie führen. Aus diesen Spannungsfeldern ergeben sich nun neue, wirtschaftlich attraktive und technologisch innovative Möglichkeiten für Solarthermie in Städten Europas und darüber hinaus.

Das Fernwärmenetz der Stadt Graz liefert 1.050 GWh Wärme pro Jahr an 54.000 Haushalte. 80% der Energieversorgung basieren auf zwei großen, mit fossilen Energieträgern betriebenen KWK-Anlagen von der Fa. Verbund/ATP in Werndorf-Mellach. Aufgrund zahlreicher Preisschwankungen am europäischen Elektrizitätsmarkt ist es dem Betreiber nicht mehr möglich, das 2011 errichtete Gas- und Dampfkraftwerk wirtschaftlich zu führen. Zusätzlich hat die kohlebetriebene KWK Anlage ihre geplante Lebensdauer bereits überschritten. Aus diesem Grund hat das Unternehmen Verbund in einer Presseaussendung am 14. Mai 2014 bekannt gegeben, den gesamten Standort stillzulegen. Des Weiteren endet der Wärmeliefervertrag zwischen Verbund und der Energie Steiermark im Jahr 2020. Die Wärmeversorger der Region und die Stadt Graz selbst sind auf der Suche nach alternativen Möglichkeiten die Fernwärmeversorgung auch nach dem Jahr 2020 sicherzustellen. Das Ziel ist, leistbare langlebige, unabhängige und erneuerbare Energien zu integrieren. Mit mehr als 15.000 m² Solarkollektorfläche ist Graz bereits heute eine der Pionierstädte für solarthermische Lösungen im Fernwärmebereich.

3 Ergebnisse der technischen Studie

Zur Beurteilung der Rahmenbedingungen im Fernwärmenetz für eine Integration neuer Komponenten wurden das Last- und Temperaturprofil des Fernwärmenetzes untersucht. Das Last- und Temperaturprofil wurde in Klassen zur besseren Einschätzung der Anforderungen an das Konzept und dessen Komponenten geteilt. Das Temperaturregime ist in weiterer Folge wesentlich für die mögliche Auswahl von Wärmepumpen zur Unterstützung des Systems und bedingt die Effizienz der Solarkollektoren. Beide Profile, das der Last und das der Temperatur, sind die Grundlage für die Dimensionierung der einzelnen Komponenten des Konzepts.

Mit der Analyse der Temperatur- und Lastverläufe war eine Vordimensionierung der Komponenten möglich, welche als Rahmenbedingungen für die folgenden, detaillierteren Simulationsrechnungen dienen. Die Vordimensionierungen der Komponenten wurde auf eine Kollektorfläche von 50.000 m² – 1 Mio. m², ein Speichervolumen von 200.000 m³ – 2 Mio. m³ und Absorptionswärmepumpen von 50 MW – 150 MW ausgelegt.

Das Konzept sieht einen maximalen solaren Deckungsanteil vor, bei welchem der Preis für die Wärme mit jenem konventioneller Gasboiler wirtschaftlich konkurrenzfähig ist. Um das ökonomisch-technisch optimale Szenario zu identifizieren wurden die einzelnen Komponenten daher innerhalb festgelegter Bandbreiten simuliert.

Absorptionswärmepumpen spielen eine Schlüsselrolle bei der Optimierung der Solaranlage. Sie ermöglichen es den saisonalen Wärmespeicher effizienter zu entleeren, wodurch sich die Solarerträge erhöhen und die benötigte Speichergröße reduziert wird. Dies verringert die Kosten des Gesamtsystems und verbessert die Netto-Leistung der Anlage.

Zur ersten Abschätzung des Potenzials für den Solaranteil wurde das Lastprofil des Grazer Fernwärmenetzes in einen Nieder- und einen Hochtemperaturbereich aufgeteilt. Der niedrigere Temperaturbereich kann aus der Solaranlage und dem Speicher abgedeckt werden. Höhere Temperaturen werden kaskadisch¹ durch Nachheizsysteme abgedeckt. Grundsätzlich könnten unter derzeitigen Rahmenbedingungen so ca. 55% des Wärmebedarfs durch das BIG Solar Konzept bereitgestellt werden. Effektiv könnten somit 33% der Grazer Fernwärme durch Solarenergie, und weitere 22% durch ein Nachheizsystem mit Wärmepumpen abgedeckt werden. Detailliertere Simulationsrechnungen wurden in Folge bis zu einem solaren Deckungsanteil von 30% durchgeführt.

Ein Großteil der Ergebnisse der Machbarkeitsstudie basiert auf der Simulation der gesamten Anlage. Besonders herausfordernd war die Schnittstelle zwischen dem Fernwärmenetz und der Solaranlage selbst. Messdaten aus dem Fernwärmenetz von 2014 wurden als Basis für alle Berechnungen herangezogen.

¹ stufenweises Erhitzen des Wärmeträgermediums: das von Solaranlage/Speicher/Wärmepumpen auf 85-90°C erhitzte Wasser wird von Nachheizsystemen (Feuerungsanlagen) auf Zieltemperatur gebracht

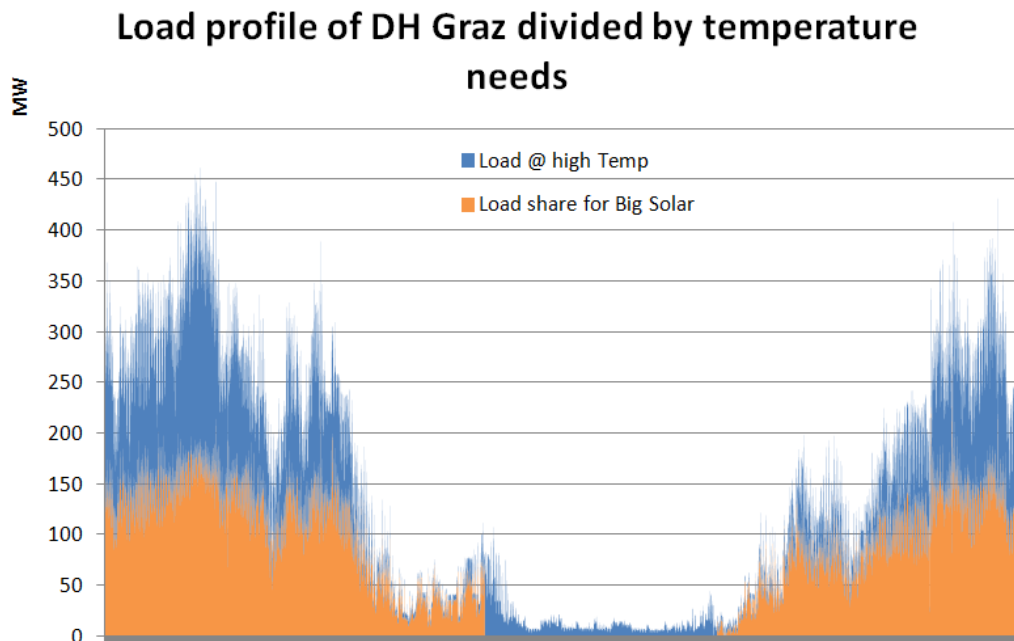


Abbildung 6: Lastprofil der Grazer Fernwärme aufgeteilt nach dem Temperaturbedarf über ein Jahr

ökonomischen Optimums wurde eine Parameterstudie durchgeführt. Das zentrale Ergebnis zeigt den niedrigsten Wärmepreis innerhalb des Systems mit 450.000 m² Kollektorfläche, einem Saisonspeicher mit 1.800.000 m³ und Absorptionswärmepumpen mit einer Gesamtleistung von 96 MW bei einem solaren Deckungsanteil von 23% im Fernwärmenetz Graz. Bei diesen Dimensionen liegt folglich das wirtschaftlich-technische Optimum der Anlage. Die folgende Abbildung zeigt dieses Optimum anhand eines Systemschemas.

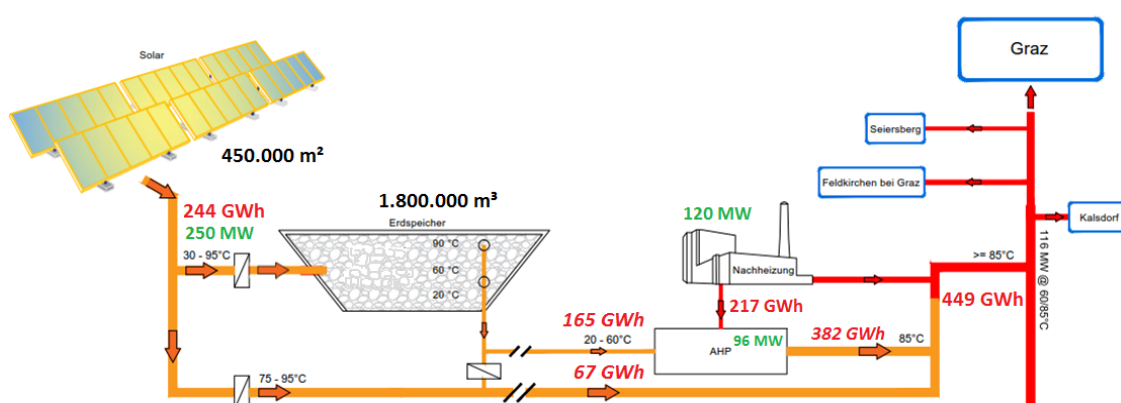


Abbildung 7: Konzept Big Solar Graz – Schema des wirtschaftlichen und technischen Optimums

derzeitigen Berechnungen zeigen auch, dass konkurrenzfähige Preise mit abgeänderten Dimensionen möglich sind. Das Projekt ist hinsichtlich der Rahmenbedingungen somit flexibler als ursprünglich angenommen.

Berücksichtigt man die vorherrschenden Bedingungen in Graz -wie die verfügbaren Flächen- so kann ein Kollektorfeld wirtschaftlich zwischen 150.000 m² und 650.00 m² Fläche einnehmen. Folglich sind die Rahmenbedingungen vor Ort neben den Systembegrenzungen errechnet in der Simulation die ausschlaggebenden Faktoren für die Realisierung der Anlage.

Als Beispiel wurde der Flächenbedarf genauer untersucht. Für 450.000 m² Kollektorfläche sind ausreichend Leerflächen im Umland des Netzes vorhanden. Ca. 300.000 m² Kollektoren könnten rechtlich und mit Rücksicht auf ökologische Bedingungen im Wasserschongebiet errichtet werden (die Solaranlage gefährdet das Gebiet nicht). Weiteres benötigtes Land kann zu marktüblichen Preisen für die landwirtschaftliche Nutzung erworben werden. Der Flächenbedarf des Speichers darf bei maximal 9,9 ha liegen. Sollte dieser Wert überschritten werden, kann das Projekt nur mit einer Umweltverträglichkeitsprüfung realisiert werden.

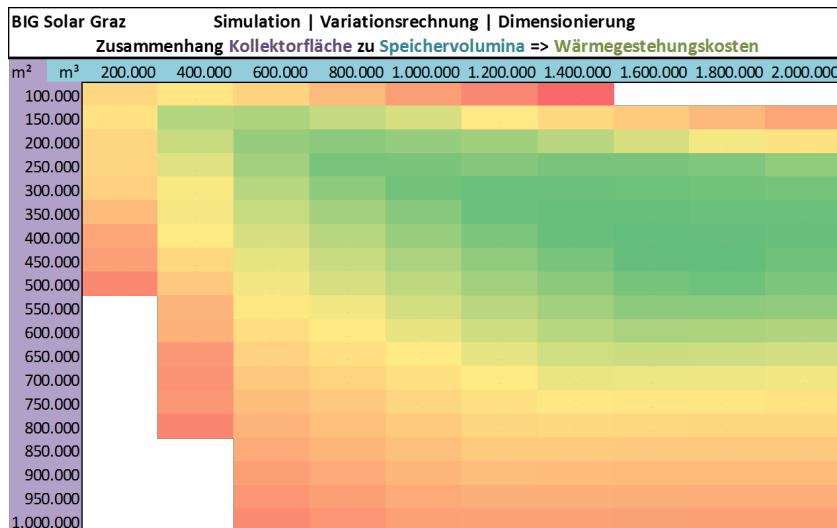


Abbildung 8: Ökonomische Kalkulation von verschiedenen großen Kollektorflächen (links) und Speichergößen (oben); grüne Felder bedeutet niedrige Wärmegestehungskosten

Grundsätzlich wird eine sehr kompakte Anordnung sämtlicher Komponenten angestrebt und Kollektorfelder sowie Speicher möglichst nahe an der Fernwärmeleitung zur optimalen Systemnutzung aufgestellt.

4 Ergebnisse der wirtschaftlichen Studie

Wie bereits oben erwähnt, ist das System mit 450.000 m² Solarkollektorfläche wirtschaftlich optimal dimensioniert. Die gesamten Investitionskosten wurden auf 189 Mio. EUR geschätzt.

Anhand der Investitionskosten und der Finanzierung wurde eine gesamtwirtschaftliche Analyse durchgeführt, die sich auf 30 Jahre bezieht. In dieser gesamtwirtschaftlichen Rechnung wurde mittels eines internen Berechnungstools die wirtschaftliche Machbarkeit des Konzeptes geprüft und bewertet. Auf Basis zahlreicher Einflussfaktoren wurden unter anderem die jährlichen Betriebskosten des Solarsystems, die Wärmeerlöse, Fremd- und Eigenkapitalzinsen errechnet, sowie auch der Netto-Cashflow, der Return on Investment (ROI), und der Net Present Value (NPV) ermittelt. Bei einem Wärmepreis von 35€/MWh mit einer jährlichen Preissteigerungsrate von 1,5% lässt sich ein **ROI** von 15,5 Jahre ableiten.

Die Ergebnisse zeigen, dass das BIG Solar Graz Konzept aus technischer und wirtschaftlicher Sicht erfolgreich umsetzbar ist. Selbst bei Schwankungen bezüglich der Größe des Kollektorfeldes von 150.000 m² bis zu 650.000 m² (inklusive der Größenadaptierung des Speichers und der Absorptionswärmepumpen) ist das Projekt wirtschaftlich realisierbar.

5 Fazit und Ausblick

Das große Solarsystem birgt Vorteile für den Versorger und die Fernwärmekunden:

- Wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit (trotz hoher Netztemperaturen in Graz)
- Systemlösung für jederzeit verfügbare Wärme
- Versorgungssicherheit
- klimafreundliche Wärmeversorgung, keine Feinstaubbelastung (in Graz sehr wichtig)
- Langfristige Preisstabilität
- Refinanzierungskosten sind kalkulierbar, da sie unabhängig von der Entwicklung der Preise für fossile Energieträger sind

Die Fernwärmeversorger und Partnerunternehmen entschieden sich für den Bau des BIG Solar-Systems und verhandelten Ende 2017 über die benötigte Landfläche von rund 100 ha. Darüber hinaus wird das Systemkonzept weiterentwickelt und die Strategie für Betrieb, Kontrolle und Sicherheitsaspekte ausgearbeitet. Auch die Vorbereitung von Genehmigungen und administrativen Verfahren wird fortgesetzt.

BIG Solar Graz

Solar District Heating in Graz - 500,000 m² for 20% solar fraction



Hannes Poier¹, Patrick Reiter¹, Christian Holter¹, Robert Söll¹, Gerald Moravi², Otwin Kreuzer², Niels From³, Ernst Meißner⁴



¹ S.O.L.I.D. Gesellschaft für Solar-Installation und Design mbH
Puchstrasse 05, A-8020 Graz
www.solid.at



² Energie Steiermark AG
Leonhardgürtel 10
A-8010 Graz
www.energie-st.com



³ PlanEnergi
Jyllandsgade 1
DK-9520 Skarping
www.planenergi.dk



⁴ Grazer Energieagentur GmbH
Kaiserfeldgasse 13/1
A-8010 Graz
www.grazee-agentur.at

Technical and economical feasibility study of integrating large-scale solar thermal systems into urban district heating

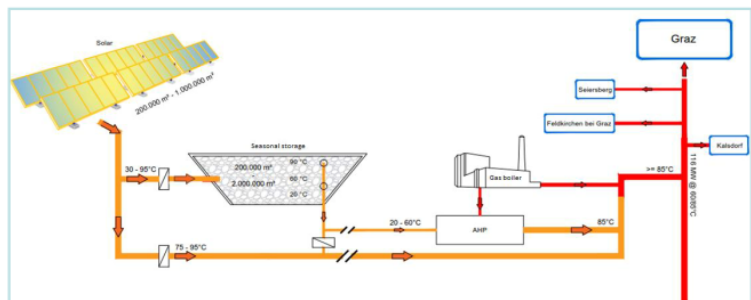
- + Assessment of available land
- + Dynamic simulation of energy balance
- + Economic analysis
- + Business case
- + Project financing
- + Legal framework

Targets

- + Determine optimum size for solar system
- + Competitive heat price (compared to Gas)

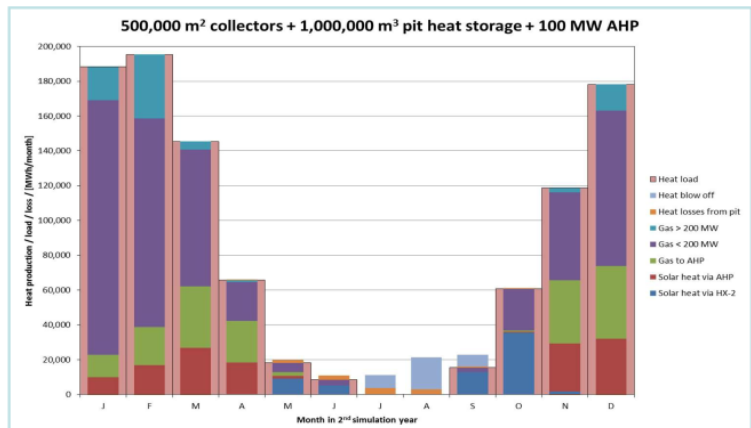
Concept

- + Large-scale solar thermal plant
- + Seasonal pit storage
- + Absorption heat pumps (AHPs)
- + Simulation scenarios up to:
 - + 30% solar fraction
 - + 1,000,000 m² collector field
 - + 2,000,000 m³ seasonal pit storage
 - + Stack of AHPs: 100 MW



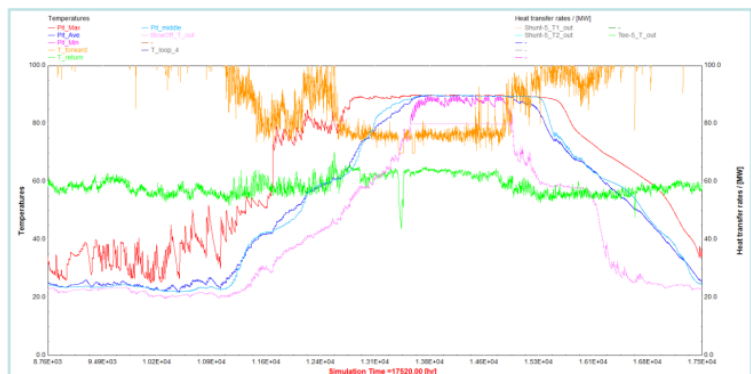
Current situation & boundary conditions

- + DH covers 39% of the heat demand and will be extended up to 56% until 2030
- + 1200 GWh/year DH demand
- + > 80% covered by CHP power plants
- + CHPs will be shut down due to economic reasons by the year 2020
- + Working group for future DH supply was established 2014:
 - + 13 Workshops, 200 experts
- + Introduction of BIG Solar Graz concept



Intermediate results / indicative values

- + Land for 500,000 m² solar collectors
- + Potential location for pit storage
- + Solar Heat: ~250 GWh/a (~ 50,000 t_{CO2}/a)
- + Heat price: 30 – 40 €/MWh



Developed in cooperation between S.O.L.I.D. and Energie Steiermark with support from PlanEnergi and Energy Agency Graz

supported by Austrian Research Promotion Agency Climate and Energy Fund Province of Styria City of Graz

Das Land Steiermark

FFG

GRAZ STADT

bm vif

klimatenergiefonds

ANHANG 2: SOLARTHERMISCHE ANLAGE SENFTENBERG

1. Motivation

Die 25.000 Einwohner Stadt Senftenberg galt einst aufgrund ihrer großen Braunkohlevorkommen als Energiezentrum Brandenburgs. Die Bedeutung der Braunkohle nahm über die Jahre immer weiter ab und 1999 stellte der letzte Tagebaubetrieb der Region seinen Betrieb ein.

Die Energiestrategie des Landes Brandenburg sieht vor, bis 2030 den CO₂-Ausstoß gegenüber 1990 um 72% zu senken und den Anteil Erneuerbarer-Energien (EE) am Primärenergieverbrauch auf 32% zu steigern. Da der Wärmebedarf der Kommune den größten Anteil am Gesamtenergieverbrauch ausmacht, rückt im Leitbild „Energetische Zukunft Senftenberg 2030“ der Wärmesektor in den Fokus. Kernthema im Bereich Wärme des entwickelten Energiekonzepts, das kommunalen und regionalen Akteuren die Identifikation von Energieeinsparpotenzialen erleichtern soll, ist eine Solarthermieanlage [7]. Obwohl sich in Deutschland das Finden geeigneter Flächen und der Nachweis der Wirtschaftlichkeit häufig größere Herausforderungen darstellen [8], konnten diese in Senftenberg gelöst werden. Das rund 33 km lange, 10.000 Haushalte versorgende Fernwärmenetz (Jahresbedarf von rund 110 GWh bei einer Mindestlast von ca. 3,8 MW) wird deshalb seit 2016 auch durch die bis dahin größte Solarthermieanlage Deutschlands gespeist.

2. Auslegung, Vorgehen, Umsetzung

Für die Solaranlage in Senftenberg wurde ein 8.300 m² großes Kollektorfeld aus 1.680 Röhrenkollektoren errichtet. Dieses liefert mit den durchschnittlichen 1.700 Sonnenstunden im Jahr 4GWh (≈4% des Jahresbedarfs) bei einer maximalen Leistung von 4,5 MW. Im Juli und August wird tagsüber (6h) sogar ein Überschuss (bis zu 20%) erzielt, weshalb die Solaranlage zu diesen Zeiten die alleinige Versorgung des Netzes übernehmen kann. Aufgrund der Wärmespeicherkapazität der gut 2.000 m³ Netzinhalt ist hierfür kein zusätzlicher Speicher notwendig. Das asymmetrisch verrohrte Kollektorfeld wurde streng graduell und exakt mathematisch dimensioniert und ist selbstbefüllend, -entlüftend und -abgleichend (siehe Abbildung 7). [8], [9]

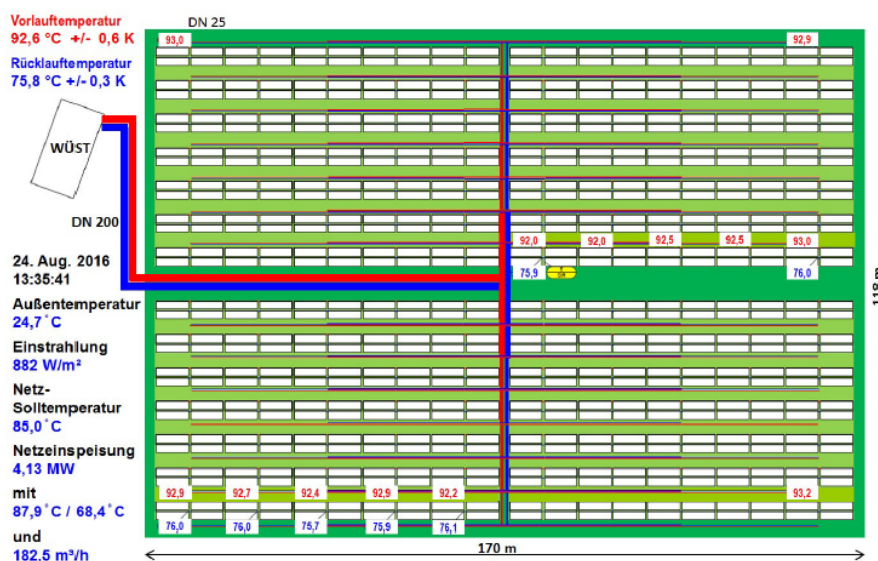


Abbildung 9: Momentaufnahme der Temperaturen im Kollektorfeld am 24.08.2016 [10]

Der Ringschluss zweier Netzweige zur Anbindung ermöglicht es der Solaranlage aus der Mitte heraus in zwei Richtungen einzuspeisen und durch einen zusätzlichen, schaltbaren Bypass am Kraftwerk in Schwachlastzeiten das ganze Netz zu versorgen. Bei hohen Lasten oder in Zeiten niedriger Solareinstrahlung kann die Solarenergie auch zur Anhebung des Rücklaufes eingesetzt werden.

3. Ertrag

Die im August 2016 in Betrieb genommene Anlage erreichte zu Beginn einen Tagesgewinn von bis zu 30 MWh und nach 14 Tagen schon 10% des garantierten Jahresertrags. In Abbildung 7 sind für den 01.06.2017 relevante Kennwerte eingetragen, die auf eine gute Performance an diesem Tag schließen lassen (Einspeisung von bis zu knapp 5 MW und insgesamt ca. 37 MWh kumuliert).

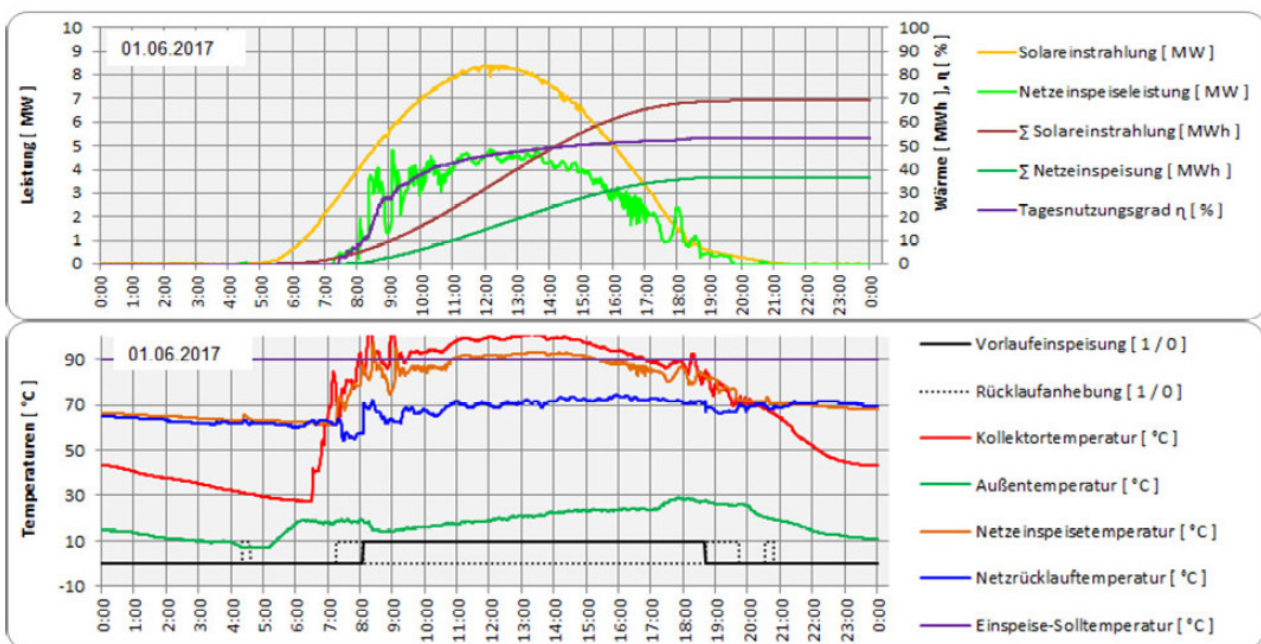


Abbildung 10: Bester Tag im ersten Betriebsjahr 01.06.2017 [10]

Doch auch unter nicht ganz so idealen Bedingungen, wie sie am 04.09.2016 eintraten (wolkig und am späten Vormittag Regen) erreicht die Solaranlage knapp 8h lang ihre Solltemperatur (3h VL, 5h RL Einspeisung) und ertete gute 8 MWh (siehe Abbildung 8). [8]

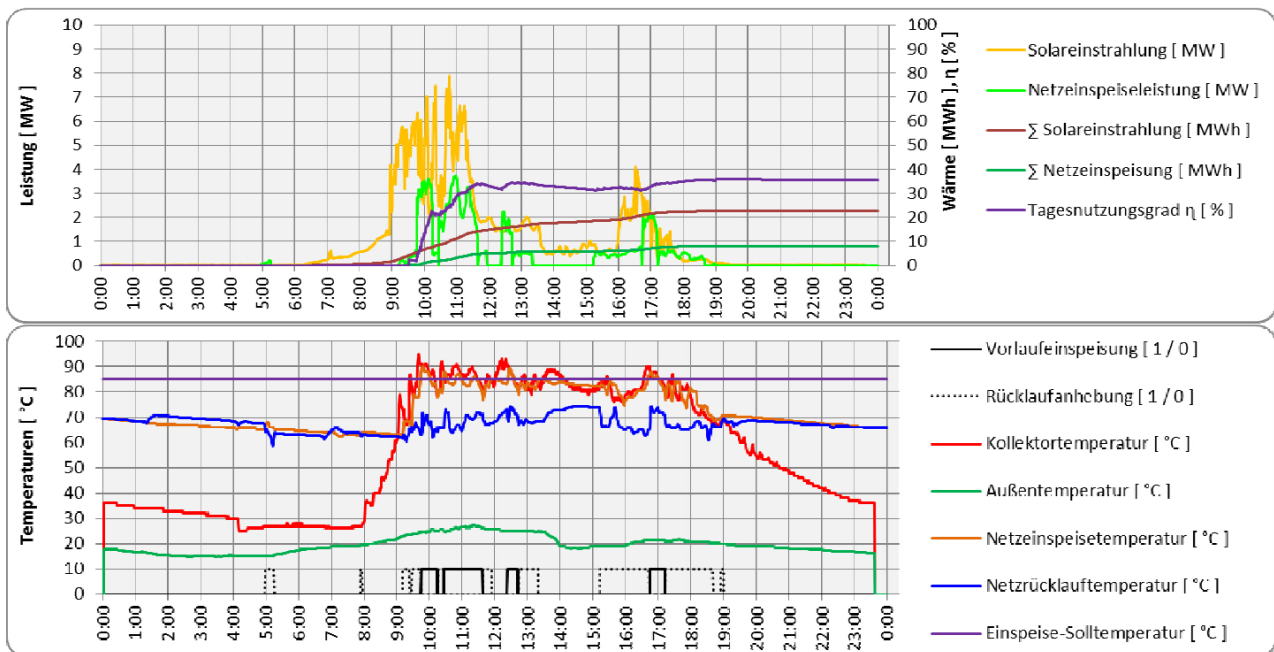


Abbildung 11: Tageswerte des 04.09.2016 [10]

4. Ziele

Die bis dato sehr guten Erfahrungen beruhen auch auf einer guten Zusammenarbeit zwischen Bürgern und Kommune, die auch weiterhin sichergestellt werden soll. Die ins Leben gerufene Arbeitsgruppe „Energie“ strebt, innerhalb der vorhandenen Strukturen eine Vernetzung und größtmögliche Transparenz, sowie eine frühe Beteiligung der Bürger Senftenbergs, an. [7]

QUELLEN

- [1] Wissenschaftliche Begleitforschung zur Erarbeitung einer Energieeffizienz-Strategie Gebäude, Prognos/ifeu- Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH/IWU – Institut für Wohnen und Umwelt. Berlin/Heidelberg/Darmstadt, 2015
- [2] Solar district heating guidelines – Collection of fact sheets, August 2012. http://solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3-D31-D32_August2012.pdf
- [3] Technology Data Catalogue for Energy Plants. Danish Energy Agency and Energinet.dk. August 2016. Updated June 2017. <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>
- [4] SolnetBW, Solare Wärmenetze für Baden-Württemberg. Grundlagen | Potenziale | Strategie, Juni 2015. http://solar-district-heating.eu/Portals/21/150701_SolnetBW_web.pdf
- [5] Technology Data for Energy Plants. Danish Energy Agency and Energinet.dk. May 2012. Updated 2015. <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>
- [6] Solar district heating guidelines Collection of fact sheets. <http://solar-district-heating.eu/Documents/SDHGuidelines.aspx>
- [7] Website der Agentur für Erneuerbare Energien unter Trägerschaft des Vereins Information und Kommunikation für Erneuerbare Energien e.V. <http://www.kommunal-erneuerbar.de/de/energie-kommunen/energie-kommunen/senftenberg.html>, zuletzt geprüft am 11.03.2018.
- [8] Die solarthermische Anlage Senftenberg R_Meisner 01.02.2016
- [9] TRIALOG: PUBLISHERS Verlagsgesellschaft, <http://www.transforming-cities.de/solarthermie-anlage-senftenberg/> zuletzt geprüft am 11.03.2018
- [10] Senftenberg – Ergebnisse des ersten Betriebsjahres R_Meisner 2017
- [11] Profeta et al., Präferenzen und Mehrzahlungsbereitschaften für Fernwärme aus erneuerbaren Energien in Deutschland, Frankreich und Österreich, in: Fernwärme + KWK – durch Forschung fit für die Zukunft, AGFW| Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., Frankfurt April 2018.