

# Solarpioniere als Gewinner in Zeiten des Klimawandels

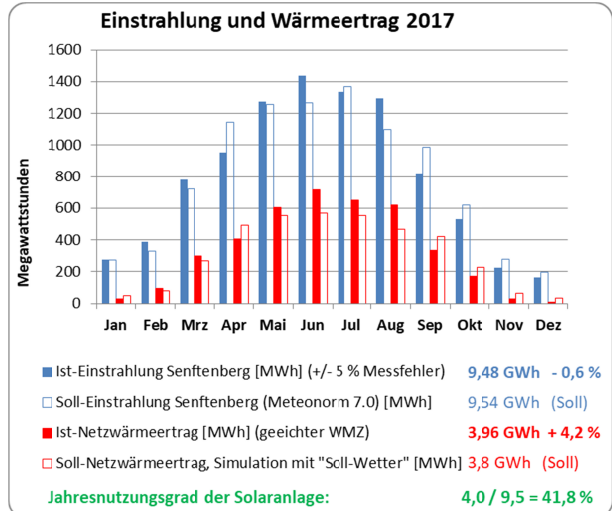
Rolf Meißner, Ritter XL Solar, [r.meissner@ritter-xl-solar.de](mailto:r.meissner@ritter-xl-solar.de)  
 Detlef Moschke, Stadtwerke Senftenberg, [detlef.moschke@stadtwerke-senftenberg.de](mailto:detlef.moschke@stadtwerke-senftenberg.de)

*Das Jahr 2018 war für Deutschland das wärmste und sonnenreichste seit 1881, dem Beginn systematischer Wetteraufzeichnungen. Am Beispiel der bislang größten thermischen Solaranlage Deutschlands in Senftenberg wird gezeigt, wie Investoren, die auf Solarenergie setzen, mit einer außergewöhnlichen Dividende belohnt wurden. Diese Solarthermieanlage ging im August 2016 auf einer ehemaligen Deponie nach ca. 5-monatiger Bauzeit in Betrieb und unterstützt seitdem mit 8300 m<sup>2</sup> Vakuumröhrenkollektoren ein städtisches Fernwärmenetz. Im Rekordjahr 2018 lieferte sie 1/4 mehr Fernwärme als durchschnittlich erwartet wird und 1/3 mehr als dem Energieversorger von den Erbauern der Anlage garantiert wurde. Doch dieser Mehrgewinn übersteigt weit die Abweichung der Jahreseinstrahlung vom Mittel. Ist das noch plausibel?*

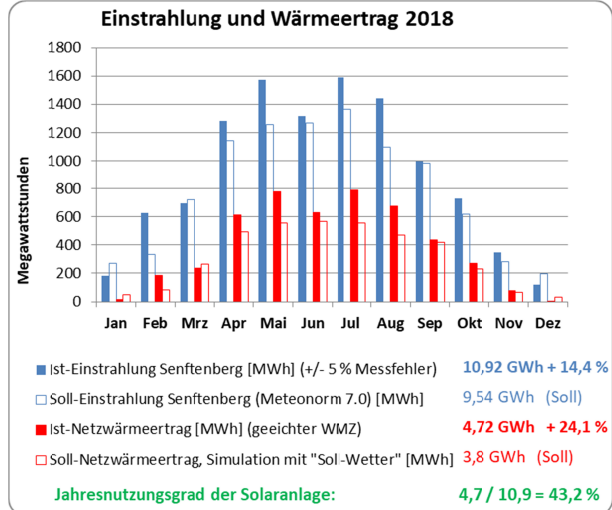


**Abb. 1:** Das Kollektorfeld in Senftenberg

Am 15. August 2016 wurde die Solaranlage in Betrieb genommen. Vom 16. bis 18. August wurden unter Aufsicht eines Sicherheitsbeauftragten thermische Stagnationen bei wechselhaftem Wetter und bei voller Einstrahlung von ca. 1000 W/m<sup>2</sup> getestet. Bis Ende 2018 speiste die Anlage dann 9,66 GWh in das Fernwärmenetz, wobei es über 29 Monate nur zwei weitere Stagnationen als Folge von Netzarbeiten gab, die letzte im August 2018. Die Einspeisung der Solarwärme erfolgt wie im Heizwerk in den Vorlauf mit jahreszeitlich gleitenden Kollektortemperaturen zwischen 90 und 105 °C. Nur bei sehr schwacher Einstrahlung, vor allem morgens beim Anfahren und abends zur „Resternte“, schaltet die Solaranlage auf Rücklauftemperaturenanhebung um. Der Übersichtlichkeit halber werden im Folgenden die beiden Kalenderjahre 2017 und 2018 ausgewertet. 2017 brachte 0,6 % weniger Einstrahlung als im Durchschnitt erwartet, wobei die monatlichen Ist-Soll-Differenzen von -17 % (April) bis +18 % (August) reichten. Dank konservativer Planung wurde der Wärmegewinn ins Netz mit knapp 4 GWh um ca. 4 % überschritten. Von der gesamten Einstrahlung auf die Bruttofläche des Kollektorfelds kamen 41,8 % dem Wärmenetz zugute.



**Abb. 2:** Ist-Soll-Vergleich Einstrahlung und Erträge 2017



**Abb. 3:** Ist-Soll-Vergleich Einstrahlung und Erträge 2018

Dagegen war 2018 mit 14,4 % Einstrahlung über dem Durchschnitt spektakulär, ebenso mit monatlichen Ist-Soll-Differenzen von +89,3 % (Februar) bis -38,7 % (Dezember). 7 Monate waren weit über Soll, nur der März, Juni und September waren halbwegs normal. Der Wärmegewinn ins Netz wurde mit 4,72 GWh um ca. 24 % überschritten. Von der gesamten Einstrahlung auf die Bruttofläche des Kollektorfelds kamen 43,2 % dem Wärmenetz zugute – ein noch höherer Jahresnutzungsgrad als 2017, weil der Mehrertrag überwiegend an Sommertagen mit höheren Tagesnutzungsgraden erwirtschaftet wurde.

Abbildung 4 zeigt für die ersten 865 Betriebstage die Tagesnutzungsgrade (rote Punkte und linke y-Achse) als Funktion der Tageseinstrahlung und die entsprechenden Tageserträge (blaue Punkte und rechte y-Achse). Der Ertrag stellt sich proportional zur Einstrahlung ein, der Tagesnutzungsgrad nimmt hingegen bei kurzen Tagen und schlechtem Wetter überproportional ab. Der Break-

even-Point, ab dem die Anlage überhaupt etwas bringt, liegt dank der hohen Kollektoreffizienz bei nur etwa 1 kWh/m<sup>2</sup> Tageseinstrahlung. Um täglich mindestens 10 MWh ins Netz einspeisen zu können, was im Mittel von der Anlage erwartet wird, sind Tageseinstrahlungen von mindestens 3 kWh/m<sup>2</sup> notwendig.

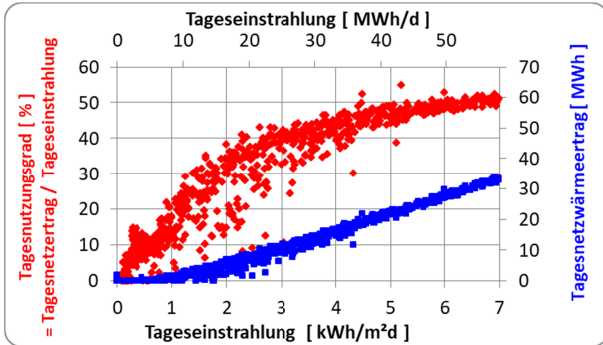


Abb. 4: Tagesnutzungsgrad (rot) und Tagesnetzertrag (blau) in Abhängigkeit von der täglichen Einstrahlung

Die mit stets über 42 % hohen Jahresnutzungsgrade sind ebenfalls Ausdruck einer hohen Kollektorflächeneffizienz, welche aktuelle PV um Faktor 3 und Flachkollektoren bei den Senftenberger Netztemperaturen um Faktor 1,5 übertrifft. Sie zeigen nebenbei, dass vor allem die Tage mit einer Einstrahlung über 2,5 kWh/m<sup>2</sup> für den Solarertrag maßgebend sind.

Der Wärmebedarf für den Frostschutz wird, wie auch die Anfahrverluste, immer mit gemessen und spielt offensichtlich so gut wie keine Rolle. Der Frostschutzbedarf von ca. 1,3 % des Netzwärmeertrags entsteht jährlich von Oktober bis April. Davon wurden bisher erst 5,9 MWh, also nur 0,06 % des Netzwärmegeinns, wieder aus dem FW-Netz geholt. Zu > 99,94 % genügte dazu in Senftenberg die ungenutzte Restwärme, die bei Vakuumkollektoren auch bei wenig Strahlung noch übrig bleibt.

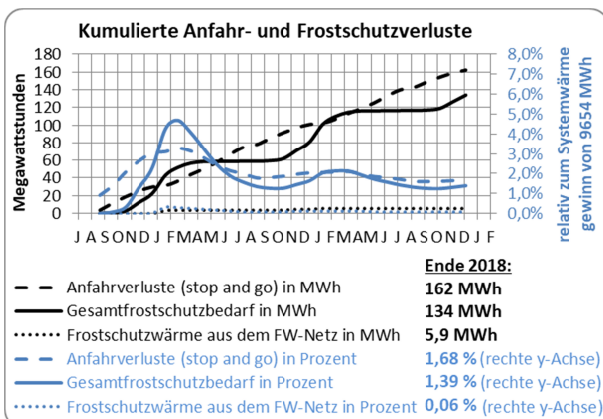


Abb. 5: Frostschutz- und Anfahrverluste

Die Anfahrverluste bestehen aus der erforderlichen Wärme zum Aufwärmen der Anlage, v. a. am Morgen, sowie aus den Verlusten nach dem Abschalten, v. a. nachts. Sie verteilen sich übers Jahr fast gleichmäßig. Dabei gleicht

es sich aus, dass sie an Wintertagen natürlich viel höher sind, die Anlage dafür dann aber seltener startet. Insgesamt sind die Anfahrverluste umso geringer, je geringer die Speicherkapazität des Kollektorfeldes ist, weshalb dabei flinke Vakuumkollektoren mit Wasser als Wärmeträger besonders gut abschneiden, weil Wasser mit den geringsten Rohrquerschnitten und damit insgesamt mit dem geringsten Kollektorfeld-Wärmeträgerinhalt auskommt. Die Theorie und eine weltweite ca. 40-jährige Solarthermiepraxis zeigten bisher, dass nur Hochleistungskollektoren dank ihrer Vakuumdämmung auch bei Wintern wie in Mitteleuropa einen ganzjährigen Betrieb mit Wasser sinnvoll ermöglichen.

Abbildung 6 zeigt für die ersten 865 Tagesergebnisse den Gesamtertrag (rot), den Tagesertrag (blau) und den Tagesnutzungsgrad (grün). Zwischen März und September gibt so gut wie keinen Tag ohne Solarernte und es werden ca. 6/7 des Wärmeertrags gewonnen. Doch auch im finsternen Dezember und Januar gab es bisher jedes Jahr Tage mit für die erforderlichen Netztemperaturen sensationellen Tagesnutzungsgraden von 20 %.

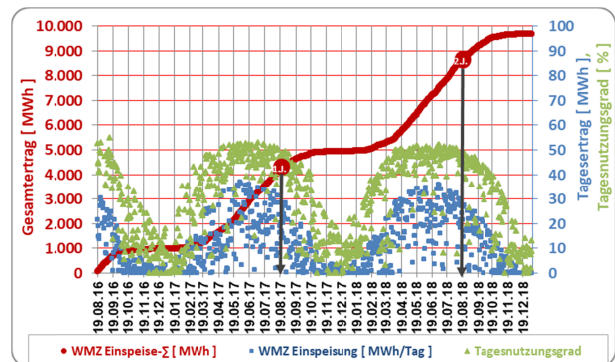


Abb. 6: Kumulierter Ertrag (rot), Tagesertrag (blau) und Tagesnutzungsgrad (grün)

Trotzdem ist Solarthermie offensichtlich eine Energiequelle für lange Tage mit nicht allzu niedrigem Sonnenstand. Jahreszeitlich bedingte niedrigere Außentemperaturen können hingegen die Solarernte von Vakuumkollektoren auch bei hohen Wärmenetztemperaturen kaum reduzieren, im Gegensatz zu Flachkollektoren, Luftkollektoren oder Schwimmbadabsorbbern.

Zeitraum		Einstrahlung [GWh]			FW-Einspeisung [GWh]			Garantie [GWh]		
		Ist	Soll	Δ	Ist	Soll	Δ	Ist	Δ	
1. Jahr	1.1.17 - 31.12.17	9,48	9,54	+0,6 %	3,96	3,8	+4,2 %	3,42	+15,8 %	
2. Jahr	1.1.18 - 31.12.18	10,92	9,54	+14,4 %	4,72	3,8	+24,1 %	3,42	+37,9 %	
2 Jahre		20,40	19,09	+6,9 %	8,68	7,6	+14,2 %	6,84	+26,9 %	

Die ersten beiden Kalender-Betriebsjahre		1.1.17 - 31.12.18	
Solarvorlauftemperaturen [ °C ]		85 im Sommer, bis 105 im Winter	
Solarrücklauftemperaturen [ °C ]		75 im Sommer, bis 66 im Winter	
mittlere Kollektortemperatur [ °C ]		> 80	
erwartete Einstrahlung [kWh/m²a]		1150	
gemessene Einstrahlung [kWh/m²a]		1229 (+6,9 %)	
erwartete FW-Netzeinspeisung [kWh/m²a]		458 (Bruttofl.) bzw. 503 (Apertur)	
gemessene Netzeinspeisung [kWh/m²a]		523 (+14,2 %) bzw. 574	
im 1. Jahr [kWh/m²a]		477 (+4,2 %) bzw. 524	
im 2. Jahr [kWh/m²a]		568 (+24,1 %) bzw. 624	
garantierte FW-Netzeinspeisung [kWh/m²a]		412 (Bruttofl.) bzw. 452 (Apertur)	
Mehrgewinn für die SW Senftenberg		14,2 % über der Erwartung 26,9 % über der Garantie	

Tabelle 1 und 2: Betriebsergebnisse 2017 und 2018

Die Tabellen fassen die Ergebnisse der ersten beiden Betriebs-Kalenderjahre zusammen – die erste Tabelle jahresweise und die zweite über beide Jahre. Für 90 % der erwarteten ins Netz zu speisenden Solarwärme bekamen die Stadtwerke Senftenberg eine pönalisierte Garantie als Grundlage einer seriösen garantierten Wirtschaftlichkeit, denn die Solaranlage entstand als unternehmerische Pionierleistung ohne Forschungsmittel unter Inanspruchnahme des KfW-Programms Erneuerbare Energien (271). Da die gemessenen Erträge die erwarteten um 4,2 % im ersten Jahr und 24,1 % im zweiten bzw. um 14,2 % über beide Jahre übertrafen, wurden die garantierten Werte 2017 um 15,8 %, 2018 um 37,9 % und über beide Jahre um 26,9 % übertroffen. Ein Überschuss an Einstrahlung schlägt sich offenbar in einem prozentual viel höheren Überschuss an Gewinn nieder, weil sich die anlagenspezifischen Wärmeverluste, insbesondere die täglichen Anfahrverluste, bei mehr oder weniger Einstrahlung kaum ändern, denn vor allem verlängern sich bei mehr Sonnenschein die Betriebsstunden mit überdurchschnittlichem Nutzungsgrad. Dann wird „überschüssiger“ Kollektorstrag weitgehend, d. h. bis auf Wärmeverluste, die nicht den Anfahrverlusten zuzuordnen sind, in Systemertrag überführt. Von dieser Verstärkung profitieren thermische Kollektoren absolut (d. h. in Mehrsystemertrag pro Mehreinstrahlung) umso mehr, je größer ihr Kollektorstrag überhaupt ist. Etwas salopp ausgedrückt werden dabei Klimaschwankungen bzw. „der Klimawandel“ vorteilhaft verstärkt. Andererseits fällt in einem unterdurchschnittlichen Jahr der Systemertrag ebenfalls prozentual noch schwächer aus als die Einstrahlung. Da sich in Mittel- und Nordeuropa (mit wechselhaftem Wetter und im Weltmaßstab eher wenigen Sonnenstunden) Minderungen der Jahreseinstrahlung rasch negativ auf die Anfahrverluste auswirken, ist die Verstärkung in diese Richtung jedoch schwächer. Allgemeiner ausgedrückt nimmt der „Klimawandel-Verstärkungseffekt“ mit zunehmend strahlungsreicheren Wetter und mit der Effizienz von Kollektoren zu.



**Abb. 7: Kollektorfeld und Wärmeübergabestation (WÜST)**

Solarthermie zur Fernwärmeunterstützung ist ein zunehmend aktuelles Thema für viele Netzbetreiber, seit KWK-

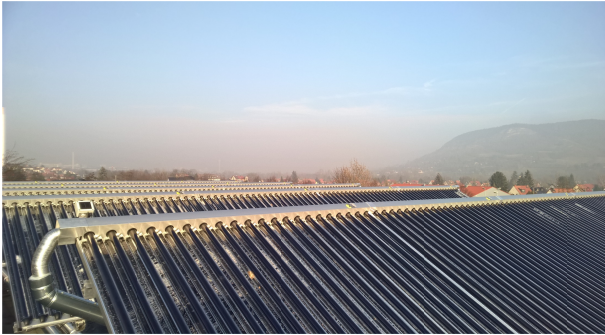
Strom aufgrund der anwachsenden PV-Stromanteile im Sommer immer unrentabler wird. Vor allem aber ist Sonnenwärme im Wärmesektor diejenige Energie, die am deutlichsten und am nachhaltigsten zur CO<sub>2</sub>-Einsparung beitragen kann. Wenn man nur mit 275 g CO<sub>2</sub>/kWh rechnet, sparte die Anlage Senftenberg letztes Jahr 1.300 Tonnen CO<sub>2</sub>. Könnte eine solche CO<sub>2</sub>-freie Energiequelle am Emissionszertifikate-Handel teilnehmen, dann würde sich die Wirtschaftlichkeit von Solarwärme enorm verbessern. Bei 25 €/Tonne CO<sub>2</sub>, dem ungefähren Marktpreis Anfang 2019, wäre die Auswirkung einer „CO<sub>2</sub>-Gutschrift“ in Senftenberg in der Lebenszeit der Anlage von 25 Jahren bereits äquivalent zu weit mehr als der Hälfte der aktuellen MAP-Förderung einer solchen Anlage. Wüchse der CO<sub>2</sub>-Preis nur erst einmal auf 50 €/Tonne CO<sub>2</sub>, dann könnte man die MAP-Förderung solcher Anlagen sofort einstellen und nebenbei wäre der CO<sub>2</sub>-zertifikatehandelsbasierte Marktanreiz unendlich viel einfacher, transparenter und gerechter als alle Förderungen zuvor. Der wachsende CO<sub>2</sub>-Preis bewirkt bereits, dass sich EVUs zunehmend nach Solarthermie erkundigen.

#### **Fazit**

Die Ergebnisse von Senftenberg beweisen, dass die Technik für den Markt solarthermischer Unterstützungen deutscher Fernwärmeversorgungen mit hohen Vor- und Rücklauftemperaturen zu wettbewerbsfähigen Wärmepreisen reif ist. Wo sich der Klimawandel in mehr Sonnenscheindauer niederschlägt, werden davon Solarthermieanlagen überproportional profitieren. Von allen erneuerbaren Optionen ist die Hochleistungs-Solarthermie eine der naheliegendsten, ausgereiftesten und umweltschonendsten. Dürfte sie als gleichberechtigter Wärmeerzeuger am CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandel teilnehmen, wäre sie sehr bald unabhängig von Subventionen.

#### **Ergänzung**

Das Vorbild Senftenberg sowie ähnliche, aber kleinere Solaranlagen für Bioenergie-Solardörfer motivierte bereits einige Nachahmer. Seit der öffentlichen Bekanntmachung des Baus dieser Anlage entstanden einige weitere Projekte mit dieser Technologie u. a. in den Städten Jena, Berlin, Dresden und Erfurt und im ländlichen Raum im fränkischen Hallerndorf, in den Gemeinden Neuerkirch und Külz sowie in Ellern im Hunsrück, in Randegg nahe dem Bodensee und im schleswig-holsteinischem Breklum.



**FW-Testanlage Jena 2016**



**FW-Testanlage Wohnquartier Berlin-Adlershof 2017**



**FW-Testanlage Dresden 2017**



**Bio-Solardorf mit Nahwärme Hallerndorf 2016/17**



**Bio-Solardorf mit Nahwärme Neuerkirch-Külz 2016**



**Bio-Solardorf mit Nah- und Prozesswärme Randegg 2018**



**Bio-Solardorf mit Nahwärme Ellern 2018**



**Bio-Solardorf mit Nahwärme Breklum 2018**

#### **Literaturhinweise**

/1/ Detlef Moschke, Rolf Meißner: <https://www.ritter-xl-solar.de/wp-content/uploads/2018/04/Senftenberg-Ergebnisse-des-ersten-Betriebsjahres-04-2018.pdf>

/2/ Rolf Meißner: [https://www.ritter-xl-solar.de/wp-content/uploads/2018/01/Thermische-Solaranlagen-Waermenetze\\_Teil1\\_SHT5SOLAR.pdf](https://www.ritter-xl-solar.de/wp-content/uploads/2018/01/Thermische-Solaranlagen-Waermenetze_Teil1_SHT5SOLAR.pdf)

<https://www.ritter-xl-solar.de/wp-content/uploads/2018/01/Thermische-Solaranlagen-fuer-Waermenetze-Teil2.pdf>

<https://www.ritter-xl-solar.de/wp-content/uploads/2018/01/Thermische-Solaranlagen-fuer-Waermenetze-Teil-3.pdf>

#### **Fotos**

Stadtwerke Senftenberg GmbH

Ritter Energie- und Umwelttechnik GmbH & Co. KG