



Ivanpah SEGS, das leistungsstärkste CSP-Kraftwerk mit zentralem Receiver, 377 MW, Primm, Kalifornien.



2 311,5 MWe

Erzeugungleistung von CSP-Kraftwerken
in der EU Ende 2013

SOLARTHERMIE UND CSP BAROMETER



Eine EurObserv'ER Marktstudie.

Der europäische CSP-Markt wird nach den Bemühungen, in Spanien im Jahr 2013 350 MW CSP-Leistung zu installieren, eine einjährige Pause einlegen. Der Fokus hat sich nun auf Italien verlagert, das in ein paar Jahren den Markt wieder beleben könnte. Der europäische Solarthermiemarkt für Wärme- und Warmwasserproduktion sowie Raumheizung ist weiterhin im Schrumpfen begriffen. Nach EurObserv'ER Angaben verringert sich das Marktwachstum in der Europäischen Union zum fünften Mal in Folge. Der Markt verbucht einen Rückgang von 10,5 % gegenüber 2012. Auch 2013 ist es nur mit Mühe gelungen, knapp 3 Millionen m² Kollektorfläche zu installieren.

3 Millionen m²

Fläche der 2013 installierten
Solarthermie-Module

2 Mtoe

Solarthermische Wärmeerzeugung in
der Europäischen Union im Jahr 2013

Dieses Barometer beleuchtet die Entwicklungen in der CSP-Technologie, die im Wesentlichen auf die Stromproduktion ausgerichtet ist, sowie die Entwicklungen bei den Solarthermie-Technologien, vor allem jene, die verglaste (Flachkollektoren und Vakuumröhrenkollektoren) und unverglaste Kollektoren verwenden.

SOLARKRAFTWERKE (CSP- CONCENTRATED SOLAR POWER)

Solkraftwerke umfassen sämtliche Technologien, die genutzt werden, um die von der Sonne ausgestrahlte Energie in Wärme mit sehr hohen Temperaturniveaus umzuwandeln. Diese Wärmeenergie kann zur Stromerzeugung genutzt werden, aber auch für thermodynamische Kreisprozesse oder industrielle Verfahren, die hohe Temperaturniveaus erfordern (bis zu 250°C). CSP-Systeme setzen optische konzentrierende Vorrichtungen zur Umwandlung der direkten Sonneneinstrahlung ein.

Die vier wichtigsten Technologien sind Solarturmkraftwerke und Dish-Stirling-Anlagen, die die Strahlung auf einen bestimmten Punkt bündeln, sowie Parabolrinnenkollektoren und die Compact Linear Fresnel Reflector-Technologie (CLFR), die die Strahlung auf einen linearen Absorber bündelt (ein Rohr mit Wärmeübertragungsflüssigkeit). Einer der besonderen Vorzüge der konzentrierten Solarenergie besteht darin, dass sie vor der Umwandlung in Strom eine Phase der Wärmeproduktion durchläuft, so dass sie mit anderen erneuerbaren Energien wie Biomasse und Abfall, aber auch mit herkömmlichen Energiequellen wie Erdgas und Kohle kombiniert werden kann. Ein weiterer Vorteil ist, dass die Energie unter Anwendung verschiedener Verfahren, wie etwa Salzschnmelzen in Form von Wärme gespeichert werden kann – somit können die Anlagen auch dann laufen, wenn die Sonne nicht scheint, oder zu Spitzenlastzeiten am Ende des Tages.

duktion durchläuft, so dass sie mit anderen erneuerbaren Energien wie Biomasse und Abfall, aber auch mit herkömmlichen Energiequellen wie Erdgas und Kohle kombiniert werden kann. Ein weiterer Vorteil ist, dass die Energie unter Anwendung verschiedener Verfahren, wie etwa Salzschnmelzen in Form von Wärme gespeichert werden kann – somit können die Anlagen auch dann laufen, wenn die Sonne nicht scheint, oder zu Spitzenlastzeiten am Ende des Tages.

ÜBER 3.700 MW INSTALLIERTE LEISTUNG WELTWEIT

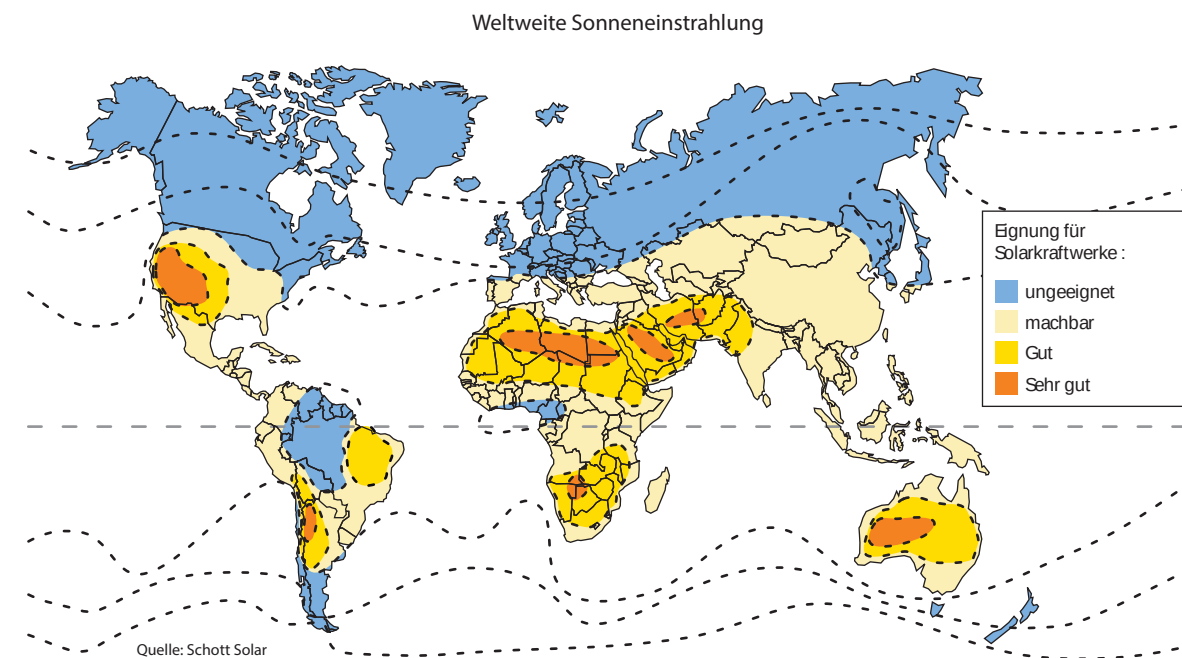
Die wichtigste Einschränkung dieser Technologie ist die Tatsache, dass sie optimale Sonnenscheinbedingungen erfordert (idealerweise direkte

Sonneneinstrahlung von über 1.900 kWh pro m² und Jahr) – was die potenziellen Einsatzgebiete in Europa auf den Mittelmeerraum beschränkt (Spanien, Süditalien, Südfrankreich, Sardinien, Sizilien, Korsika, Griechenland, Zypern und Malta). Dementsprechend liegt das größte Wachstumspotenzial außerhalb Europas: in den Vereinigten Staaten, den Ländern der MENA-Region (Mittlerer und Naher Osten sowie Nordafrika), Südafrika, China, Australien und Südamerika. Auf der Branchenwebsite www.csp-world.com wurden Daten veröffentlicht, wonach weltweit 3,7 GW CSP-Kraftwerksleistung am Netz, ca. 2 GW im Bau, 4,8 GW im Entwicklungsstadium und weitere 3,3 GW in Planung befinden.

Die Branche ist in 19 Ländern bereits wirtschaftliche Realität

Während die meiste installierte Leistung auf Spanien (2.303,9 MW) und die Vereinigten Staaten (765,3 MW) entfällt, haben inzwischen mehr Länder beschlossen, diese Technologie zur Stromerzeugung zu entwickeln (s. Beilage zu den Prognosen der Internationalen Energieagentur IEA). Ende 2013 waren in 19 Ländern Anlagen im industriellen Maßstab in Betrieb oder im Bau (Spanien, Vereinigte Staaten, Indien, Marokko, Algerien, Ägypten, Vereinigte Arabische Emirate, Oman, der Iran, Thailand, Japan, Australien, Chile, Mexiko, Frankreich, Italien, China, Kanada und Papua-Neuguinea), ganz abgesehen von den Ländern, die Forschungs- und Demons-

trationsanlagen betreiben. Saudi-Arabien verfügt bei Weitem über das größte Potenzial und beabsichtigt, bis 2032 25 GW CSP-Kraftwerksleistung zu installieren, was ausreichen würde, um 75–110 TWh zu erzeugen. Im Februar 2013 kündigte die für die Umsetzung des nationalen Programms für erneuerbare Energien zuständige Agentur (K.A.CARE – King Abdullah City for Atomic and Renewable Energy) die erste Ausschreibung für 900 MW an. Schließlich wurde aber beschlossen, die Ausschreibung zu verschieben, bis die Agentur ein großangelegtes Messprogramm (Renewable Resource Monitoring and Mapping Program) umgesetzt hat. Nach Maßgabe des Programms wurden 75 Stationen zur Messung der Sonnenstrahlung im ganzen Königreich errichtet, um die bestmöglichen Orte für die Installation zu ermitteln und künftigen Entwicklern eine möglichst große Anzahl von Detailinformationen an die Hand geben zu können, bevor diese ihr Angebot unterbreiten. Ein möglicher Grund für diese Vorsichtsmaßnahme mag darin liegen, dass man eine Wiederholung der Probleme vermeiden möchte, die im Nachbarland bei der Ermittlung der potentiellen Energiemenge für das Kraftwerk Shams 1 (100 MW) 120 km südwestlich von Abu Dhabi (der Hauptstadt der Vereinigten Arabischen Emirate), der ersten in einem Staat am Persischen Golf in Betrieb genommenen Anlage, aufgetreten waren. Als die Baumaßnahmen der Anlage abgeschlossen waren, lag die



tatsächliche Leistung 20 % unter der erwarteten Leistung (was vor allem am Sand in der Atmosphäre lag), so dass auf Erdgas zurückgegriffen werden musste, um das entstandene Defizit auszugleichen. In Indien sieht die Situation für die CSP-Branche etwas weniger vielversprechend aus, weil die Regierung einen Teil der ursprünglich vorgesehenen Gelder der Photovoltaik-Branche zugewiesen hat – für die Umsetzung der JNNM-Mission (Jawaharlal Nehru National Solar Mission), die darauf abzielt, bis 2022 20 GW Solarenergie (CSP und PV) zu installieren. Nur zwei von sieben der 2010, in der ersten Phase des Programms genehmigten CSP-Projekte wurden fristgerecht fertiggestellt

(Godawari, 50-MW-Parabolrinnenanlage, Inbetriebnahme im Juni 2013, und die 100-MW-Anlage des Fresnel-Typs Rajasthan Sun Technique, mit Inbetriebnahme im März 2014, vgl. nächster Abschnitt). Ein drittes Projekt, Megha Engineering, ist derzeit im Bau. Die vier übrigen Projekte, die von Lanko Solar (100 MW), KVK Energy (100 MW), Corporat Ispat (50 MW) und Aurum Renewables (20 MW) entwickelt wurden, sind derzeit aufgeschoben und könnten sogar gänzlich gestrichen werden. In Südafrika ist die Situation etwas besser, dort werden aktuell vier Anlagen (Bokpoort, Kaxu Solar One, Khi Solar One und Xina Solar One) mit einer Gesamtleistung von 300 MW errichtet. China errichtet ebenfalls

vier Anlagen im industriellen Maßstab (CPI Golmud Solar Thermal Power Plant, Delingha Supcon Tower Plant, HelioFocus China Orion Project, und Ningxia ISCC) mit einer Gesamtleistung von 302 MW.

Die Anlagenleistung steigt kontinuierlich an

Einer der Haupttrends aller großen CSP-Technologien ist die deutliche Vergrößerung der Anlagenleistung, um die Produktionskosten zu senken. Eine der größten Solarturm-Kraftwerksanlagen ist das Ivanpah SEGS (377 MW) in Primm, Kalifornien, das der BrightSource Energy gehört. Seit September 2013 ist die Anlage

voll einsatzbereit und umfasst drei Solarturmkraftwerke – zwei 123-MW-Anlagen und eine 130-MW-Anlage, die insgesamt 1.079 GWh Strom erzeugen. Die Parabolrinnenanlage Solana in Arizona (280 MW) von Abengoa Solar ging im September 2013 in die Testphase. Sie verfügt über zwei 140-MW-Turbinen, die innerhalb eines Jahres 944 GWh Strom erzeugen können. Letztere ist zudem mit einem Salzschnmelzen-Speichersystem ausgestattet, wodurch die Anlage sechs Stunden Reserveleistung für die Stromerzeugung erhält. Areva hat im März 2014 in Indien, im Bundesstaat Rajasthan die bislang größte Anlage mit CLFR-

Technologie in Betrieb genommen. Eigentümer des Rajasthan-Sun-Technique-Projekts ist Reliance Power. Es kommt auf eine Leistung von 100 MW; Projekte mit größerer Leistung sind derzeit in der Entwicklung. BrightSource Energy arbeitet bereits an zwei neuen 500-MW-Solarturm-Kraftwerksanlagen (dem Palen SEGS-Projekt und dem Hidden Hills SEGS-Projekt), während Ibereolica eine 360-MW-Parabolrinnenanlage in Chile entwickelt (Projekt «Planta Termosolar Pedro de Valdivia»). Die im Bau befindlichen Projekte für konzentrierte Solarenergie umfassen vermehrt Speichersysteme, was für Projekte dieser Art künftig die



Ein kleiner Hubschrauber mit einer Spezialkamera spürt Fehler in Parabolrinnenspiegeln auf – Nevada Solar One Concentrating Solar Power-Anlage, außerhalb von Las Vegas.

benjamin has/mel

250-GW-Szenario für 2050

Nach Angaben von Cédric Philibert, Solarenergieexperte bei der Internationalen Energieagentur (IEA), seien die kurzfristigen Wachstumsperspektiven für den CSP-Sektor weit von dem entfernt, was er vor einigen Jahren versprochen habe, langfristig seien die Perspektiven aber immer noch sehr vielversprechend. Der von der IEA herausgegebene, mittelfristige Marktbericht «Erneuerbare Energien für 2013» prognostiziert für 2018 eine globale installierte Leistung von etwa 12,4 GW, womit 34 TWh erzeugt werden könnten. Bis 2030 sind neue, von der Agentur definierte Szenarien für den Kampf gegen den Klimawandel zu erwarten, die für das Jahr 2050 zwischen 150 und 250 GW bzw. 650 und 950 GW liegen werden, was 7 bis 11% der globalen Stromproduktion entsprechen würde. Der im Mai 2014 veröffentlichte IEA-Bericht «Energy Technology Perspectives 2014» präsentiert detailliertere Wachstumsszenarien. Sie weisen auf eine starke Entwicklung des CSP-Sektors hin, die auf Technologien beruht, die bedeutende Energiespeichermöglichkeiten bieten, um vor allem die Sättigung der Stromnachfrage am Tag auszugleichen, die im Wesentlichen auf die breit angelegte Entwicklung der Photovoltaik zurückzuführen ist. Die Szenarien zeigen auch, dass sich die beiden Solarsektoren künftig gut ergänzen werden.

Norm sein wird. Beispiele dafür sind die American Crescent Dunes-Anlage (110 MW, Eigentümer SolarReserve), eine Solarturm-Anlage mit einem Salzschnmelzen-Speichersystem,

damit die Turbinen auch nachts oder zu Spitzenlastzeiten 10 Stunden lang laufen können; die South African Bokpoort-Anlage (50 MW), eine Parabolrinnenanlage, soll über 9 Stun-

den Speicherkapazität verfügen; das Projekt Noor 1 in Marokko (160 MW, Eigentümer ACWA, Aries und TSK) ist eine Parabolrinnenanlage mit einem Speichersystem für eine Reserveleis-

tung von 3 Stunden.



Tabelle Nr.° 1

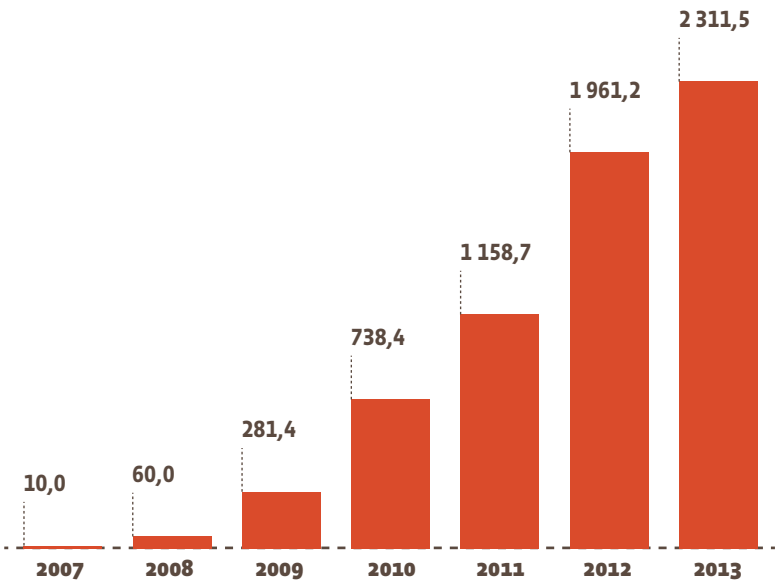
CSP-Kraftwerke, die Ende in 2013 in Betrieb waren (Quelle: EurObserv'ER 2014)

Projekt	Technologie	Leistung	Commisionning date
Spanien			
Planta Solar 10	Central receiver	10	2006
Andasol-1	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2008
Planta Solar 20	Central receiver	20	2009
Ibersol Ciudad Real (Puerto)	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2009
Puerto Errado 1 (prototype)	Linear Fresnel	1.4	2009
Alvarado I La Risca	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2009
Andasol-2	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2009
Extresol-1	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2009
Extresol-2	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2010
Solnova 1	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2010
Solnova 3	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2010
Solnova 4	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2010
La Florida	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2010
Majadas	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2010
La Dehesa	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2010
Palma del Río II	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2010
Manchasol 1	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2010
Manchasol 2	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2011
Gemasolar	Central receiver	20	2011
Palma del Río I	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2011
Lebrija 1	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2011
Andasol-3	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2011
Helioenergy 1	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2011
Astexol II	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2011
Arcosol-50	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2011
Termesol-50	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2011
Aste 1A	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2012
Aste 1B	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2012
Helioenergy 2	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2012
Puerto Errado II	Linear Fresnel	30	2012
Solacor 1	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2012

Solacor 2	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2012
Helios 1	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2012
Moron	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2012
Solaben 3	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2012
Guzman	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2012
La Africana	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2012
Olivenza 1	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2012
Helios 2	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2012
Orellana	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2012
Extresol-3	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2012
Solaben 2	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2012
Termosolar Borges	Parabolrinnen-Kraftwerke + Hybrid biomass	22.5	2012
Termosol 1	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2013
Termosol 2	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2013
Solaben 1	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2013
Casablanca	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2013
Enerstar	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2013
Solaben 6	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2013
Arenales	Parabolrinnen-Kraftwerke	50	2013
Gesamt Spanien		2 303.9	
Italien			
Archimede (prototype)	Parabolrinnen-Kraftwerke	5	2010
Archimede-Chiyoda Molten Salt Test Loop	Parabolrinnen-Kraftwerke	0.35	2013
Gesamt Italien		5.35	
Deutschlan			
Jülich	Central receiver	1.5	2010
Gesamt Deutschland		1.5	
Frankreich			
La Seyne-sur-Mer (prototype)	Linear Fresnel	0.5	2010
Augustin Fresnel 1 (prototype)	Linear Fresnel	0.25	2011
Gesamt Frankreich		0.75	
Gesamt EU		2 311.5	

Grafik Nr.° 1

Europäische Union: konzentrierte Solarenergie-Leistungstrend (MWe)



Quelle: EurObserv'ER 2014

2.311,5 MW IN DER EUROPÄISCHEN UNION

Spanien gibt die Führung ab

Spanien ist vorerst das einzige europäische Land, das die CSP-Branche zur Stromerzeugung im industriellen Maßstab ausgebaut hat, jedoch ist gegenwärtig im Land leider kein weiteres Projekt im Bau oder in einer fortgeschrittenen Entwicklungsphase. Die letzten sieben geplanten Anlagen in Spanien (Termosol 1, Termosol 2, Solaben 1, Casablanca, Enerstar, Solaben 6 und Arenales mit jeweils 50 MW wurden 2013 fertiggestellt und in Betrieb genommen.

Damit erreicht Spanien gegenwärtig eine installierte CSP-Gesamtleistung von 2.303,9 MW (Tabelle 1), was 99,7 % der in der Europäischen Union installierten Gesamtleistung entspricht (Diagramm 1). Es wird Jahre dauern, bis diese Zahl steigt, so Luis Crespo, Generalsekretär von Protermosolar, des spanischen Branchenverbandes für konzentrierte Solarenergie und Vorsitzender des europäischen Branchenverbandes Estela (European Solar Thermal Electricity Association). Nach Aussage von Luis Crespo werde das neue von der spanischen Regierung erlassene Gesetz das Ver-

gütungssystem für die bestehenden CSP-Anlagen radikal verändern. Das System der Einspeisetarife und das System «Marktpreis plus Bonus» seien rückwirkend abgeschafft und durch einen Betrag ersetzt worden, der je nach installierter Leistung einer Anlage zugewiesen wird, um die Finanzierungskosten der Investitionen zu kompensieren. Luis Crespo betont, die Regierung werde diese Entschädigung unmittelbar so berechnen, dass eine theoretische Investmentrendite von 7,4 % für das Projekt erzielt werden könne. Der Anreiz werde an eine Mindestlaufzeit der jeweiligen Anlage

gebunden sein. Die Veröffentlichung des endgültigen Gesetzestextes stehe unmittelbar bevor. Luis Crespo bezweifelt, dass dadurch der Betrieb der Anlagen gefährdet werde. Einige Investoren könnten jedoch Schwierigkeiten haben, ihre Bankdarlehen zurückzuzahlen, weil das neue, weniger großzügige System die Gesamtfinanzierung einiger CSP-Anlagen gefährden dürfte. Sie könnten zum Gegenstand von Verhandlungen mit den Banken werden, mit dem Ergebnis, dass einige Anlagen einen neuen Eigentümer erhalten. Die CSP-Anlagen sind heute fester

Bestandteil des Strommixes in Spanien und haben 2013 4,4 TWh (4.422 GWh) erzeugt. Ab 2014 sollte dieser Wert auf rund 5 TWh ansteigen, weil auch die letzten sieben Anlagen inzwischen ans Netz gegangen sind.

Der Fokus liegt nun auf Italien

Der Aufbau einer CSP-Branche mit industriell betriebenen Anlagen kommt in Italien zunehmend in Gang, da dank der Einführung eines Förderrahmens viele Projekte angeschoben werden konnten. Das seit 31. Dezember 2012 gültige System der Einspeisetarife sieht eine Zusammenlegung der Gesamtabsorberflächen vor, der

Schwellenwert beträgt rund 2.500 m2, zudem sollen Versorger mit Stromerzeugung aus nicht-solaren Quellen einen Anteil Solarstrom abnehmen. Der Einspeisetarif für große Anlagen (>2.500 m2) beträgt 0,32 EUR/kWh, falls der Solaranteil über 85 % liegt, 0,30 EUR/kWh bei einem Anteil von 50 bis 85 % und 0,27 EUR/kWh bei unter 50 %. Der Einspeisetarif wird für 25 Jahre gezahlt und sinkt ab 2016 um 5 % und ab 2017 um weitere 5 %. Für die Einspeisetarife für kleine Anlagen (<2.500 m2) gelten die gleichen Regeln bezüglich des Solaranteils, die Einspeisetarife liegen hier bei 0,36 EUR/kWh, 0,32 EUR/kWh bzw. 0,30 EUR/kWh, es gelten die gleichen Regeln für die Staffelung. Anlagen mit einer Absorberfläche von mehr als 10.000 m2 müssen ein Energiespeichersystem besitzen.

Paolo Pasini, Generalsekretär der ANEST (des italienischen Solarthermieenergie-Verbandes), geht davon aus, dass gegenwärtig Projekte mit 392 MW in der Entwicklungsphase sind (Tabelle 2), vorwiegend für Standorte in Sardinien und Sizilien. Wenigstens fünf Projekte mit Fresnel-Technologie könnten bis 2015 am Netz sein, einschließlich Calliope, Zeronovantuno 2, Jacomelli, Porthos und Stromboli Solar, sämtlich in Trapani, Sizilien. Größere Projekte mit Parabolrinnen- oder Solarturmtechnologie gehen bis 2016 und 2017 in Betrieb, unter anderem Flumini Mannu (50 MW, Villasor-Decimoputzu, Sardinien), Gonnosfanadiga – Guspini (50 MW, Gonnosfanadiga, Sardinien) und Mazara Solar (50 MW, Trapani, Sizilien). Laut ANEST könnte in Italien bis 2020 eine installierte CSP-Gesamtleistung von

Tabelle Nr° 2

CSP-Kraftwerke, die Anfang 2014 im Bau waren

Projekt	Standort	Leistung (MW)	Technologie	Geplante Inbetriebnahme
Italien				
Archetype SW550	Passo Martino, Catania, Sicily	30	Parabolrinnen-Kraftwerke	n.a.
Campu Giavesu	Cossoine, Sassari, Sardinia	30	Parabolrinnen-Kraftwerke	n.a.
Flumini Mannu	Villasor-Decimoputzu, Cagliari, Sardinia	50	Parabolrinnen-Kraftwerke	2016
Gonnosfanadiga – Guspini	Gonnosfanadiga, Medio Campidano, Sardinia	50	Parabolrinnen-Kraftwerke	2017
Bonorva	Giave and Bonorva, Sassari, Sardinia	50	Parabolrinnen-Kraftwerke	n.a.
Repower Reflex	Gela, Sicily	12	Parabolrinnen-Kraftwerke	n.a.
Banzi	Banzi, Basilicate	50	Parabolrinnen-Kraftwerke	n.a.
Lentini	Lentini, Siracusa, Sicily	50	Parabolrinnen-Kraftwerke	n.a.
Calliope	Trapani, Sicily	4	Linear Fresnel	2015
Zeronovantuno 2	Trapani, Sicily	4	Linear Fresnel	2015
Jacomelli	Trapani, Sicily	4	Linear Fresnel	2015
Porthos	Trapani, Sicily	4	Linear Fresnel	2015
Sromboli Solar	Trapani, Sicily	4	Linear Fresnel	2015
Mazara Solar	Trapani, Sicily	50	Central receiver	2017
Gesamt Italien		392		
Frankreich				
Alba Nova 1	Ghisonaccia, Corsica	12	Linear Fresnel	2015
eLLO	Llo, Pyrénées-Orientales	9	Linear Fresnel	2015
Gesamt Frankreich		21		
Zypern				
Helios Power	Larnaca	50.8	Dish Stirling	2016
Geamt Zypern		50.8		
Griechenland				
Maximus Dish project	Flórina	75	Dish Stirling	n.a.
MINOS CSP tower	Crete	50	Central receiver (power tower)	n.a.
Geamt Griechenland		125		
Spanien				
PTC50 Alvarado	Alvarado, Badajoz	50	Central receiver (power tower) - Biomass	n.a.
Gesamt Spanien		50		
Gesamt EU		638.8		

Quelle: EurObserv'ER 2014

600 MW erreicht werden.

In Frankreich ist der Sektor vor der nächsten Ausschreibung in Wartestellung

Die einzigen beiden in Frankreich

entwickelten Anlagen, die mit Erfolg bei der ersten Solarenergie-Ausschrei-



Grafik Nr.° 2

Vergleich des aktuellen Trends mit den Road Maps der NREAP (National Renewable Energy Action Plans) (in MW)

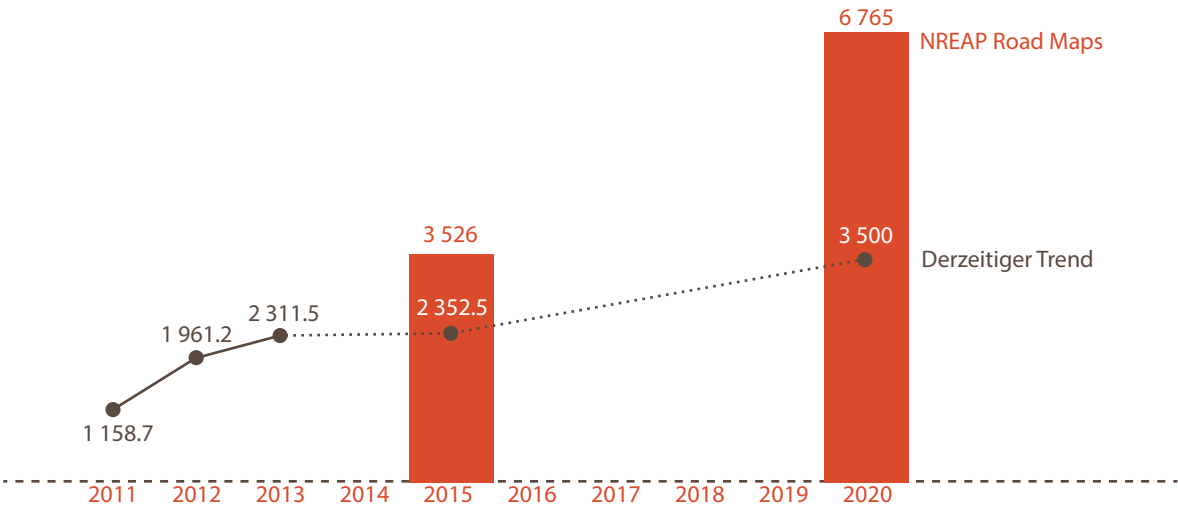


Tabelle Nr.° 3

Wichtigste europäische CSP-Projektentwickler 2013

Unternehmen	Land	Arbeitsbereich	Entwickelte Leistung oder Planung (in MW)	Jahresumsatz	Angestellte
Ibereolica	Spanien	Engineering - EPC - O&M - Projektentwickler	960	n.a.	n.a.
Abengoa	Spanien	Promoter - Projektentwickl. - EPC - Engineering - O&M - Components	631	7 089	22 261
Magtel Renewables	Spanien	Promoter - Projektentwickler - EPC - O&M - Engineering - Consulting	600	n.a.	n.a.
ARIES ingeniería y sistemas	Spanien	Promoter - Projektentwickler - EPC - O&M - Engineering - Consulting	500	n.a.	n.a.
Cobra	Spanien	Promoter - Projektentwickler - EPC - Engineering - O&M	500	4 000	28 000
Acciona Energy	Spanien	EPC - Projektentwickler - Promoter	314	2 107	2 500
Torresol Energy	Spanien	Promoter - Projektentwickler - O&M - Engineering	119	n.a.	n.a.
FCC Energia /Enerstar	Spanien	Promoter - Projektentwickler	100	n.a.	n.a.
Hyperion	Spanien	Promoter - Projektentwickler - O&M	100	n.a.	n.a.
Samca	Spanien	Promoter - Projektentwickler - O&M	100	850	3 500
Sener	Spanien	Components - Engineering - Projektentwickler	100	n.a.	n.a.

Quelle: EurObserv'ER 2014 (based on company information and CSP-World)

bung der CRE (Regulierungsbehörde für Energie) mitgeboten haben, wurden bereits in den letzten beiden Ausgaben dieses Barometers erwähnt. SolarEuromed zufolge soll in diesem Monat endlich mit den Arbeiten an Alba Nova in Ghisonaccia, Korsika, einer 12-MW-Anlage mit Fresnel-Technologie, begonnen werden. Das Projekt für die Anlage in Llo (9-MW-Projekt eLLO im Département Pyrénées-Orientales), dem im Rahmen derselben Ausschreibung ebenfalls ein garantierter Einspeisetarif zugesichert wurde (0,349 EUR/kWh über 20 Jahre), steckt dagegen noch in der administrativen Genehmigungsphase. Die Genehmigungen sollten bis Ende des Jahres vorliegen, so dass der Bau Anfang 2015 beginnen kann. Die unmittelbare Zukunft des Sektors in Frankreich wird maßgeblich von der

dritten Solarenergie-Ausschreibung der CRE abhängen, die schon in Kürze gestartet werden soll. SolarEuromed und CNIM hoffen, dass diese Ausschreibung eine eigene CSP-Sektion enthalten wird, um der Technologie mehr Präsenz in der Öffentlichkeit zu geben, was unerlässlich ist, wenn Frankreich Marktanteile im Ausland erhalten will.

DIE UMSTRUKTURIERUNG DER BRANCHE IN EUROPA GEHT WEITER

Gegen Ende der 2000er Jahre trat die CSP-Branche in eine neue Phase ein, als die Pionierunternehmen von finanzkräftigeren Akteuren aufgekauft oder mit der Aufnahme neuer Anteilseigner konsolidiert wurden. Wir wollen an dieser Stelle nur einige wenige erwähnen. Abengoa übernahm 2007 Solúcar Energía und wurde zu Abengoa Solar; Areva Solar entstand durch Übernahme von Ausra im Jahr 2010. BrightSource Energy, gegründet 2004, gelang es, über 615 Millionen Dollar (449 Millionen Euro) an Finanzmitteln von Finanzinvestoren und strategischen Investoren einzuwerben, unter anderem von Alstom, die 20 % des Kapitals hält, aber auch von Google und dem Investmentfonds VantagePoint Venture Partners. Allerdings standen die Fördersysteme wegen der Rezession zwei Jahre lang in Frage. Zudem drosselte der Zeitaufwand für neue CSP-Programme die unmittelbaren Wachstumsaussichten des Sektors. Folglich haben einige der Akteure ihre Strategien geändert oder Umstrukturierungen vorgenommen. Die Ende 2011 bekannt-

gegebene Insolvenz der deutschen Solar Millenium, die für viel öffentliche Aufmerksamkeit sorgte, und die im Oktober 2012 bei Siemens getroffene Entscheidung, sich nur drei Jahre nach Erwerb des israelischen Unternehmens Solel Solar Systems aus dem Solarsektor zurückzuziehen, gaben das Startsignal für eine Umstrukturierung von Solel. Im September 2013 erwarb Abengoa (die Muttergesellschaft von Abengoa Solar), Weltmarktführer im CSP-Sektor, die CSP-Sparte von Siemens über ihre Tochter Rioglass Solar, die auf die Herstellung von Parabolspiegeln spezialisiert ist. Jose Villanueva, CEO von Rioglass Solar, dazu: «Die Übernahme bescherte Rioglass Solar die einmalige Gelegenheit, ihr Portfolio zu diversifizieren und ihre Präsenz auf dem CSP-Markt zu stärken.» Aufgrund der früheren Politik der spanischen Regierung hat Abengoa Solar bei den fertiggestellten Projekten einen Vorsprung gegenüber dem Rest der Welt – Anlagen des Unternehmens finden sich auf allen Kontinenten. Das Unternehmen arbeitet aktiv in den Bereichen Solarturmkraftwerke, Parabolrinnenanlagen, Wärmespeicherung und PV-Konzentratoren. In ihrem Heimatland hat die Abengoa Solar fünf große Solarkomplexe entwickelt: Solucar (183 MW), den größten in Spanien, der die Solarturmkraftwerke PS10 und PS20 sowie die Parabolrinnenanlage Solnova umfasst, sowie Ecija Solar (mit Helioenergy 1 und 2, je 50 MW), El Carpio Solar (mit Solacor 1 und 2, je 50 MW) Castilla-La Mancha Solar (mit Helios 1 und 2, je 50 MW) und Extremadura Solar (mit Solaben 1, 2, 3 und 6, je 50 MW). Abengoa Solar hat auch

Projekte in den Vereinigten Staaten in Betrieb genommen – mit Solana, der derzeit weltweit leistungsstärksten Parabolrinnenanlage, in den Vereinigten Arabischen Emiraten – mit Shams 1 (100 MW), dem ersten CSP-Kraftwerk im Mittleren Osten, sowie in Algerien – mit dem Solar-Gas-Hybridkraftwerk Hassi R'Mel (150 MW, einschließlich 20 MW solar). Abengoa baut derzeit zwei Anlagen in Südafrika (Khi Solar One, 50 MW, und Kaxu Solar One, 100 MW) und kündigte die Entwicklung einer dritten Anlage, der Xina Solar One (100 MW) an. Das Unternehmen baut eine weitere Anlage in den Vereinigten Staaten (das 280-MW-Mojave-Projekt in Kalifornien) und ist Vertragspartner eines 14-MW-Projekts in Mexiko. Ende 2013 ging die Umstrukturierung des Sektors weiter. Die spanische Ingenieurgesellschaft TSK erwarb die Aktiva des deutschen Unternehmens Flagsol, das auf die Planung und den Bau von Parabolrinnenanlagen spezialisiert ist. Die größten Erfolge der Flagsol sind die Andasol-Anlage und das Hybridkraftwerk Kuraymat in Ägypten. TSK ist gegenwärtig am Bau der Ouarzazate-Anlage in Marokko und der Bokpoort-Anlage in Südafrika beteiligt. Wenn es um Technologien geht, ist die deutsche Schott Solar weltweit führend als Hersteller von Receivern (dem zentralen Rohr, in dem die Wärmeübertragungsflüssigkeit zirkuliert, und zwar sowohl in Parabolrinnen- als auch Fresnel-Anlagen). Die Unternehmensgruppe gibt an, bereits mehr als 50 Solarthermie-Kraftwerke in der ganzen Welt beliefert zu haben – für 3



In Rotem, Israel, werden im Bright-Source Energy Solar Energy Development Center (SEDC), einer solaren 6-MW-Demonstrationsanlage, Geräte, Material und Verfahren sowie Bau- und Betriebsmethoden getestet.

Kosten je nach Einstrahlung

Eine von der IRENA (Internationale Organisation für Erneuerbare Energien) 2013 veröffentlichte Studie zu den Stromgestehungskosten bei erneuerbaren Energien (LCOE) im Jahr 2012 geht davon aus, dass die bei Parabolrinnen- und Fresnel-Technologie anfallenden Kosten ohne Speichersysteme zwischen 0,19 und 0,38 USD/kWh liegen, wenn man von Anlagekosten von 3.400–4.600 USD/kW und einem Lastfaktor von 20-27 % ausgeht. Der untere Bereich bezieht sich auf sehr konkurrenzfähige Projekte (außerhalb der OECD-Länder) mit sehr hohen Lastfaktoren. Kommt ein 6-Stunden-Speichersystem dazu, sinkt die Stromerzeugung von Parabolrinnen- und Fresnel-Systemen leicht, die Kosten liegen dann zwischen 0,17 und 0,37 USD/kWh (was einem Rückgang von bis zu 10 % entspricht). Der Studie zufolge sind Solarturmtechnologien weit weniger ausgereift als Parabolrinnentechnologien. Gleichwohl bieten Solarturmkraftwerke schon jetzt vergleichbare Produktionskosten in einer Spanne zwischen 0,20 bis 0,29 USD/kWh, sofern sie mit Systemen für eine Speicherdauer von 6 bis 7½ Stunden ausgestattet sind. Wird die Speicherdauer auf 12 bis 15 Stunden erhöht, lassen sich die Produktionskosten für Turmkraftwerke auf 0,17 bis 0,24 USD/kWh verringern (was einer Senkung von bis zu 17 % entspricht). Die Stromgestehungskosten von CSP-Anlagen hängen eng mit der Sonneneinstrahlung zusammen. Wenn eine jährliche Direktnormalstrahlung (DNI) von 2.100 kWh pro m² als Grundlage angenommen wird (der typische Wert für Spanien), sinken die geschätzten Stromgestehungskosten bei einer Anlage dieses Typs um etwa 4,5 % für jeweils 100 kWh pro m² und Jahr, sobald der DNI-Wert über 2.100 steigt. Diese Kosten basieren auf den Preisen von 2012 und sollten weiter fallen, wenn sich die Technologie verbessert und Größeneinsparungen greifen.



GW (von insgesamt 4 GW) installierter Leistung. Das bedeutet, dass dafür über eine Million Receiver produziert werden mussten. Das Unternehmen produziert bereits die vierte Generation seines PTR 70-Receivers, der in drei verschiedenen Ausführungen angeboten wird. Die ersten beiden verwenden Öl als Wärmeträgerflüs-

sigkeit; dabei ist die erste Variante die Standardausführung, die zweite ein Premium-Produkt, bei dem zur Erhöhung der Lebensdauer des Receivers eine Edelmischgaskapsel eingesetzt wird. Die dritte Ausführung stellt einen technologischen Durchbruch dar, da Salzschmelzen als Wärmeträgerflüssigkeit genutzt werden,

wodurch sich die Temperatur um 400–550°C erhöhen lässt. Schott Solar und Enel als Eigentümerin der Archimede-Anlage in Italien, arbeiten gemeinsam daran, diese neue Technologie beim European Archetype-Projekt, einem industriellen CSP-Kraftwerk mit 30 MW, einzuführen. Salzschmelzen bieten jedoch noch einen weiteren

Vorteil. Sie lassen sich in einem Tank speichern, um auch bei bedecktem Himmel oder am Abend bzw. in der Nacht noch Strom erzeugen zu können. Erwähnenswert ist auch das italienische Unternehmen Archimede Solar Energy (ASE), welches als erstes Receiver entwickelte, die Salzschmelzen

als Wärmeträgerflüssigkeit verwendeten. Das Unternehmen sieht im Aufkommen neuer Akteure einen Beleg für das wachsende Interesse von Entwicklern an dieser Technologie. ASE gab bekannt, dass das Unternehmen für die Receiver vieler in Italien in Bau befindlichen Anlagen einen Status als Exklusivlieferant ausgehandelt habe, zusätzlich zu Projekten in Ägypten und China für eine Leistung von 300 MW. Im Dezember 2013 verkaufte die ASE, eine Tochter der Industrie-gruppe Angelantoni, eine Beteiligung an die multinationale FAL Holding aus Saudi-Arabien – für etwa 20 Millionen Euro, was 34 % ihres Aktienkapitals entspricht. Die ASE hofft, dass ihr dies den Zugang zum saudischen Markt und zum ehrgeizigen K.A.Care-Programm des Landes erleichtern wird. Im Oktober 2012 erwarb die japanische Firma Chiyoda einen Anteil von 15 % an ASE im Rahmen einer Partnerschaft, die zum Bau der Demonstrationsanlage Archimede-Chiyoda Molten Salt Test Loop (350 kW) führte. Eine weitere Innovation – die Energiespeicherung mit Salzschmelzen – wurde ebenfalls an die CLFR-Anlagen-Technologie angepasst. Im Mai 2014 gab Areva die Inbetriebnahme einer Speicheranlage mit Salzschmelze in Albuquerque, New Mexico (Vereinigte Staaten), bekannt. Die Ausrüstung wird zusammen mit den Sandia National Laboratories entwickelt. CNIM, ein französischer Hersteller, der ebenfalls auf diese Art Anlagen spezialisiert ist, will diesen Sommer mit den Bauarbeiten an eCARE, einer 230-kW-Demonstrationsanlage, beginnen. Diese wird mithilfe einer Dampfspeichertechnologie eine Speicherkapazität von

10 Stunden erreichen. Die Demonstrationsanlage wird von der französischen Umwelt- und Energieagentur Ademe (Programm Investitionen für die Zukunft)) unterstützt und in Llo, Département Pyrénées-Orientales, errichtet, am selben Standort wie die bereits bestehende kommerzielle 9-MW-Anlage (eLLO-Projekt).

WELCHE TECHNOLOGIEN WERDEN 2020 IN EUROPA PRÄSENT SEIN?

Länder auf allen Kontinenten sind sehr an neuen Energiespeichertechnologien für konzentrierte Solarenergie interessiert. Ihr Interesse haben sie bereits durch Errichtung erster Anlagen im industriellen Maßstab innerhalb ihrer Grenzen bekundet. Eine Entwicklung im sehr großen Maßstab, wie man sie aus der Photovoltaik oder aus der Windenergie kennt, zeichnet sich derzeit jedoch nicht ab. Der Sektor ist noch dabei, die verschiedenen solarthermischen Prozesse kommerziell zu validieren. Die Technologien konkurrieren bislang miteinander, und es ist sehr schwer vorherzusagen, welche Technologie schließlich die Oberhand gewinnen wird, zumal der Sektor wegen der Implementierung ehrgeiziger Anlagenkapazitäten und der Umsetzung verschiedener Forschungs- und Entwicklungsprogramme auf finanzielle Unterstützung angewiesen ist. Die Errichtung neuer Anlagen auf dem Markt der Europäischen Union ist lediglich eine Vorstufe und wird europäischen Akteuren die Möglich-

keit geben, ihre Kapazitäten für den Export ihrer Technologien zu demonstrieren, um sich künftig ihren Anteil am globalen Marktwachstum zu sichern. In diesem Zusammenhang ist die Roadmap für konzentrierte

Solarenergie im Rahmen der Nationalen Aktionspläne für erneuerbare Energie (NREAP) sehr sinnvoll, weil er in der Europäischen Union bis 2020 eine installierte Leistung von 6.765 MW prognostiziert (4.800 MW in Spa-

nien, 600 MW in Italien, 540 MW in Frankreich, 500 MW in Portugal, 250 MW in Griechenland und 75 MW in Zypern), was 20 TWh erzeugter Energie entspricht. Aktuell hegen Vertreter aus

Wirtschaft und Politik Zweifel an diesen Ausbauzielen. Die meisten Länder sind weit davon entfernt, die selbst gesteckten Ziele zu erreichen,

Tabelle Nr.° 4

Jährliche installierte Solarthermie-Fläche nach Kollektortyp – 2012 (in m²) und Leistungsäquivalent (in MWth)

Land	Verglaster Kollektor		Unverglaster	Leistungsäquivalent	
	Flachkollektor	Vakuumkollektor	Kollektor	Gesamt (m²)	(MWth)
Deutschland	977 500	172 500	20 000	1 170 000	819,0
Italien	290 400	39 600		330 000	231,0
Polen	216 168	85 906		302 074	211,5
Frankreich*	268 236	8 150	6 000	282 386	197,7
Griechenland	241 500	1 500		243 000	170,1
Spanien	213 060	12 623	3 591	229 274	160,5
Österreich	200 800	5 590	2 410	208 800	146,2
Dänemark	133 122		0	133 122	93,2
Tschech. Republik	37 000	13 000	50 000	100 000	70,0
Portugal	90 896			90 896	63,6
Niederlande	42 470		26 000	68 470	47,9
Belgien	50 500	11 500	0	62 000	43,4
Großbritannien	47 893	11 382		59 275	41,5
Ungarn	44 200	5 800	1 650	51 650	36,2
Irland	18 803	8 284	0	27 087	19,0
Zypern	22 373	1 544	166	24 083	16,9
Rumänien	20 000			20 000	14,0
Kroatien	17 000	2 000		19 000	13,3
Slowenien	10 596	2 897	0	13 493	9,4
Schweden	8 251	3 006	910	12 167	8,5
Slowakei	6 500	1 000	500	8 000	5,6
Bulgarien	8 000			8 000	5,6
Luxemburg	6 835			6 835	4,8
Malta	5 980			5 980	4,2
Finnland	3 000	1 000		4 000	2,8
Lettland	3 000			3 000	2,1
Litauen	600	1 200		1 800	1,3
Estland	900	900		1 800	1,3
Gesamt EU 28	2 985 583	389 382	111 227	3 486 192	2 440,3
* Übersee-Departments mit berücksichtigt. Quelle: EurObserv'ER 2014					

und falls in den nächsten zwei bis drei Jahren keine wesentlichen politischen Veränderungen angekündigt werden, wird es der Sektor schwer haben, im Jahr 2020 die 3.500-MW-Marke zu überschreiten. Zudem geht

dieses Szenario von der Rückkehr zu einem neuen Installationsprogramm zumindest in Spanien aus, das vorerst aber noch nicht auf der Tagesordnung steht. In der Zwischenzeit werden europäische Hersteller

zunehmend auf internationale Programme angewiesen sein, um ihre Technologien zu testen und weiter zu entwickeln.

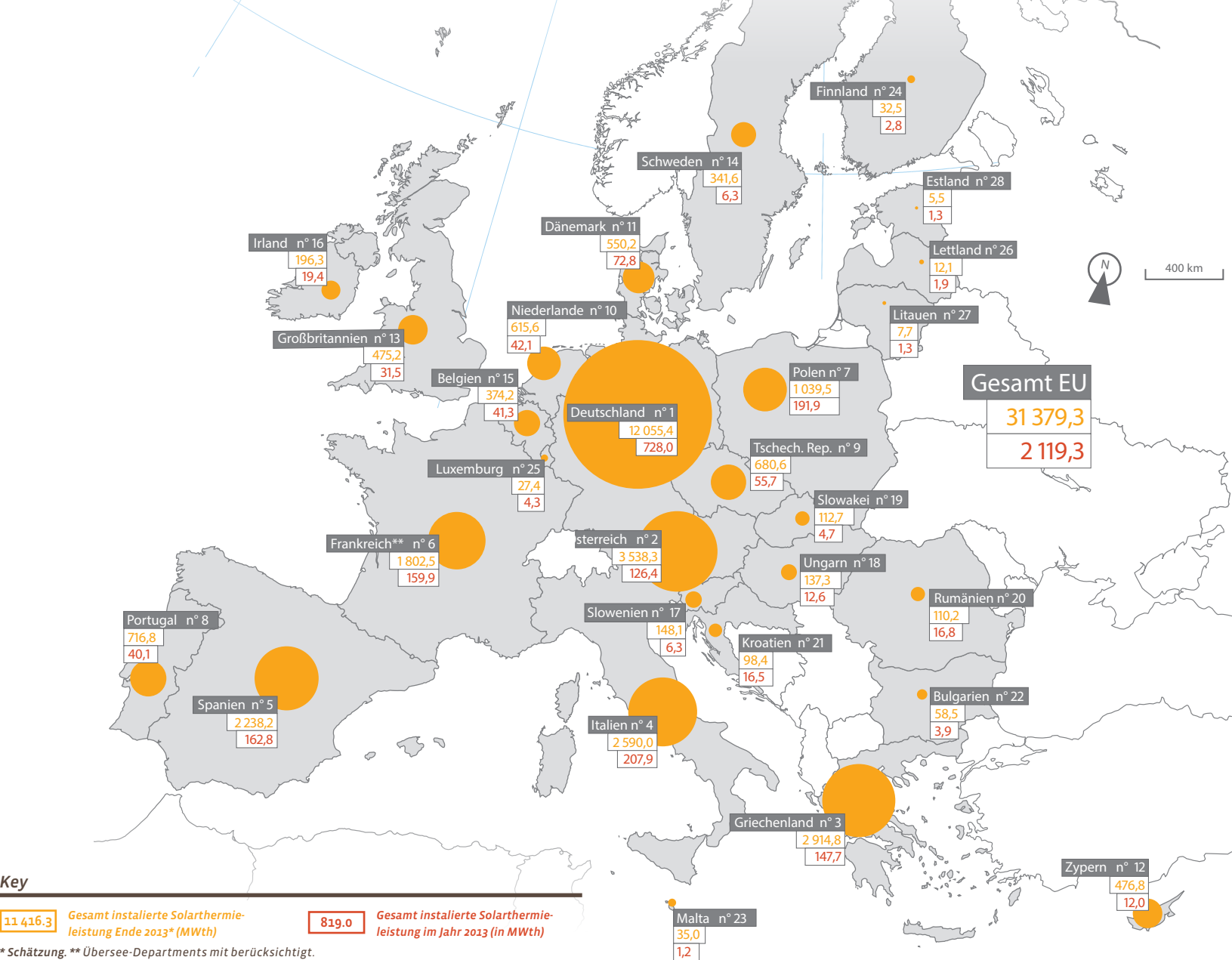
SOLARTHERMIE

Der Solarthermie-Sektor der Europäischen Union für die Warmwasser- und Wärmeproduktion leidet seit etlichen Jahren an Entwicklungspro-

blemen. Im Jahr 2013 verzeichnete der Markt zum fünften Mal in Folge einen Rückgang mit einer installierten Kollektorfläche von gerade einmal 3.027.532 m² (was einer Leistung von 2.119,3 MWth entspricht). Das sind 13,2 % weniger als im Jahr 2012 (Tabelle 4 und 5). Die EurObserv'ER-Studie zeigt, dass fast 90 % der verglasten Kollektoren auf Flachkollektoren entfielen (89,3 %, um genau zu sein), die damit die Vakuumröhrenkollektoren weit hinter sich lassen. Der Markt für flexible Kollektoren (unverglast) ist im Wesentlichen auf die Beheizung von kommunalen Schwimmbädern und privaten Swimmingpools ausgerichtet, ist in der Studie jedoch unterrepräsentiert, weil der Markt nicht so genau beobachtet wird. Die Installationszahlen für solarthermische Kollektoren von 2013 ähneln nun denen von 2007 (Diagramm 3) und driften immer weiter weg von dem im Jahr 2008 aufgestellten Rekord bei den Installationen pro Jahr (damals wurden über 4,6 Millionen m² installiert). Allerdings sind diese Zahlen nicht uneingeschränkt vergleichbar, da angesichts der verbesserten Effizienz die mittlere Kollektorfläche gesenkt werden konnte. In Frankreich zum Beispiel ging die mittlere Fläche eines einzelnen Warmwassererhitzers für eine vierköpfige Familie von 4,6 m² im Jahr 2007 auf 4 m² im Jahr 2013 zurück, was einen Rückgang von 13 % bedeutet. Trotz dieses mildernden Umstandes fiel die Schrumpfung des Solarthermiemarktes 2013 schlimmer aus als 2012, und so wird 2013 im Rückblick des Sektors als miserables Jahr in Erinnerung bleiben. Die Abschwächung

fiel in den europäischen Schlüsselmärkten besonders kritisch aus: in Frankreich, Deutschland, Italien, Portugal sowie zum ersten Mal auch in Griechenland, was bisher beispiellos ist. Der Grund für den deutlichen Rückgang in Großbritannien liegt in der verzögerten Einführung der RHI (Renewable Heat Incentive) für Eigenheimbesitzer. Während dieser Trend in allen Sektoren der Wärmeproduktion zu beobachten war, wurde die Solarthermie besonders hart getroffen; dies muss jedoch vor dem Hintergrund eines schwachen Wirtschaftswachstums und einer zum Erliegen gekommenen Baukonjunktur im Zusammenhang mit politikbezogenen Faktoren gesehen werden. Die Solarthermiebranche klagt, das Image des Sektors sei durch die Kontroversen und den Medienrummel um die Kosten von Programmen zur Förderung erneuerbarer Energien und deren Auswirkungen auf die öffentlichen Haushalte getrübt. Die Einstellung der breiten Öffentlichkeit zu den erneuerbaren Energien sei auch durch falsch kalkulierte Förderprogramme zugunsten des PV-Sektors beeinträchtigt, die sich in einigen Ländern viel stärker als erwartet in den Stromrechnungen der Verbraucher niedergeschlagen haben. Einige Akteure des Solarthermie-Sektors haben das Gefühl, der Wettbewerb im solaren PV-Bereich habe dazu geführt, dass sich ein Teil der privaten Hauseigentümer auch von Investitionen in die Solarthermie abgewandt hätte, weil beim Verkauf von Photovol-

Installierte Solarthermieleistung in der Europäischen Union Ende 2013* (MWth)



taik-Modulen fast nur deren Anlagepotenzial betont wird. Hinzu kommt, dass die Solarthermie-Technologie inzwischen nicht mehr so in Mode ist, weil ihre Amortisationszeit im Vergleich zur Photovoltaik deutlich länger ist. Der Sektor macht jedoch nicht das System der Einspeisetarife für die Probleme verantwortlich, weil es, wie sich gezeigt hat, ein sehr effektives Instrument für die Entwicklung von Industriesektoren ist. Der fatale Fehler ist der Missbrauch dieses Mechanismus, der spekulative Bewegungen hervorgerufen und vermeidbare Preisaufschläge nach sich gezogen

hat. Nach Aussagen der Branche wird das unlängst in Großbritannien eingeführte System von Einspeisetarifen für die Wärmeproduktionen eine der wichtigsten Triebkräfte für die Entwicklung des Sektors sein. Für Unmut sorgt auch die Tatsache, dass die Informationskampagnen zugunsten von Heizungs- und Warmwassererzeugungssystemen auf der Grundlage erneuerbarer Energien auf der Tagesordnung der Öffentlichkeit nicht weit oben stehen. Staatliche Akteure spielen von jeher eine gewichtige Rolle, wenn es darum geht,

die Entscheidungen von Verbrauchern zu lenken, und die Verbraucher haben die fehlende Sichtbarkeit der Solarthermie ganz offenbar als Beleg für die lauwarne Unterstützung der Behörden für diese Technologie interpretiert.

EINIGE EU-SCHLÜSSELMÄRKTE IM FOKUS
Abwärtstrend auf dem deutschen Markt außer im Neubau
Trotz eines leichten Anstiegs im Jahr 2011 ist der deutsche Solarthermie-

markt weiter im Abwärtstrend. Laut AGEE-Stat konnte sich der Markt 2013 zwar oberhalb der Eine-Million-Quadratmeter-Marke halten (bei 1.040.000 m2), was aber noch immer 130.000 m2 weniger sind als im Jahr 2012. BSW-Solar (der deutsche Solarbranchenverband) schätzt die Situation allerdings nicht als beunruhigend ein, da sich die Lage bereits verändert. Der Anteil von Neubauten, die mit Solarsystemen ausgestattet sind, zeigt einen Aufwärtstrend, der Neubau zieht dank niedriger Zinssätze insgesamt wieder an. Laut

BSW sei das schlechtere Abschneiden der Solarthermie bei Hybridgeräten, die alte Heiztechnik ersetzen sollen, für diesen Rückgang verantwortlich. Im Mai 2014 wurde in Deutschland eine neue Energieeinsparverordnung (EnEV) verabschiedet, wonach ab 2015 öl- und gasbetriebene Heizungsanlagen, die über 30 Jahre alt sind, durch neue Systeme ersetzt werden müssen. Die Verordnung dürfte für Zuwächse beim Verkauf von Solarsystemen führen, weil neue Heizungsanlagen, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden, zur Verbesserung

der Anlagenleistung und -effizienz oft im Verbund mit solarthermischen Kollektoren verkauft werden.

Großbritannien: das RHI-Programm des Landes ist in Kraft
Das «Renewable Heat Incentives»-Förderprogramm für Hausbesitzer ist seit 9. April 2014 endlich im Spiel – nach einer Serie von Fehlstarts und drei Jahre nach Einführung der RHI-Förderprogramme für die übrigen

Sektoren (Industrie, Unternehmen und öffentliche Hand). Das «inländische» RHI-Programm ist das weltweit erste langfristig angelegte und auf finanziellen Anreizen beruhende Förderprogramm für die Wärmeproduktion aus erneuerbaren Quellen, das sich an Hausbesitzer richtet. Es umfasst solarthermische Anlagen, Wärmepumpen und Biomassekessel, die nach dem 1. Juli 2009 installiert wurden, sofern bestimmte Energieeffizienzkriterien eingehalten werden. Im Fall der Solarthermie beläuft sich der Bonus, der sieben Jahre lang quartalsweise ausgezahlt wird, auf 19,2 p/kWh (0,23 EUR/kWh). Mit diesem Anreiz soll die Kostendifferenz gegenüber Heizungssystemen, die zu 100% auf fossilen Brennstoffen beruhen, überbrückt werden. Der Produktionsanreiz gilt sowohl für solarthermische Warmwassererzeugungssysteme als auch kombinierte Warmwasser- und Heizungssysteme. Nach Ablauf der Siebenjahresfrist werden zwar keine weiteren Boni mehr an die jeweilige Familie gezahlt, sie profitiert jedoch von den über die gesamte Lebenszeit der Installation erzielten Einsparungen (schätzungsweise 20 Jahre). Regierung und Solar Trade Association (STA) haben sich zum Ziel gesetzt, bis 2015 eine Million Solardächer zu installieren. Laut STA sind bereits jetzt über 200.000 solarthermische Systeme in Großbritannien installiert. Eine Studie der STA deutet darauf hin, dass die Preise für solarthermische Systeme um 29,2% sinken könnten, falls der Markt anzieht; der

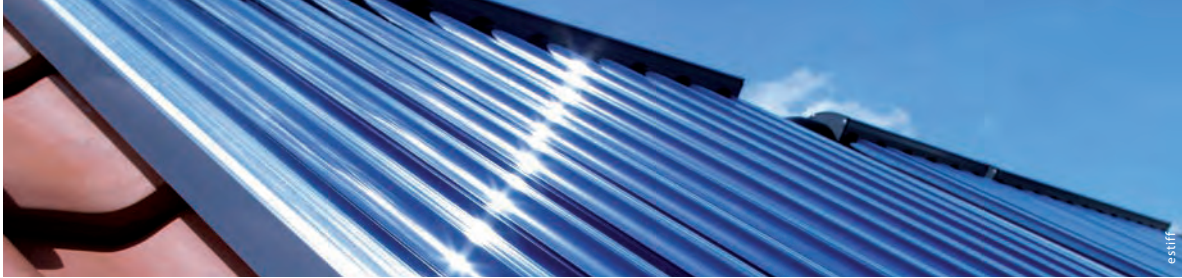


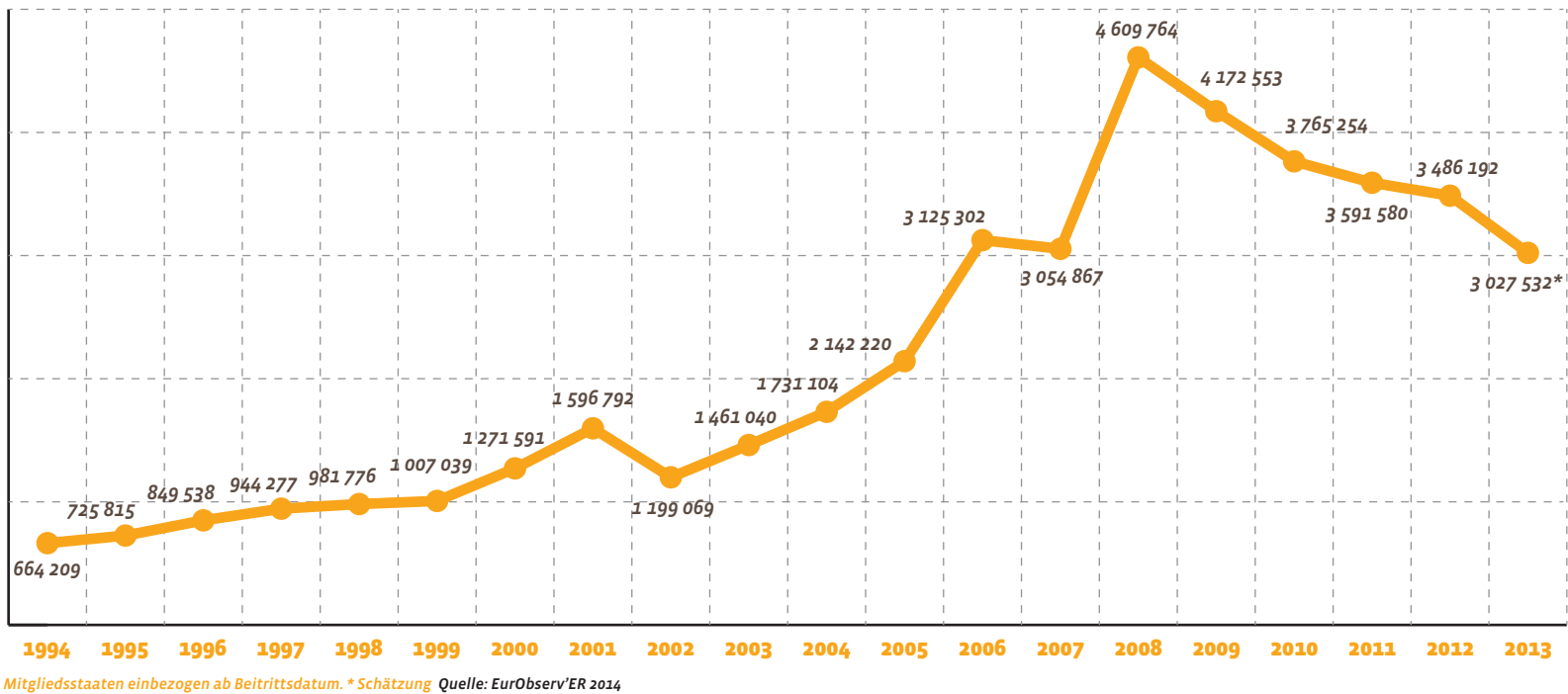
Tabelle Nr.° 6

Kumulierte Leistung der in der Europäischen Union 2012 bis 2013** installierten solarthermischen Kollektoren (in m² und MWth)

	2012		2013	
	m²	MWth	m²	MWth
Deutschland	16 309 000	11 416,3	17 222 000	12055,4
Österreich	4 926 348	3 448,4	5 054 698	3538,3
Griechenland	4 121 025	2 884,7	4 164 025	2914,8
Italien	3 400 000	2 380,0	3 700 000	2590,0
Spanien	2 964 864	2 075,4	3 197 379	2238,2
Frankreich***	2 415 000	1 690,5	2 575 000	1802,5
Polen	1 211 500	848,1	1 485 000	1039,5
Portugal	966 770	676,7	1 024 004	716,8
Tschech. Republik	892 768	624,9	972 299	680,6
Niederlande	864 641	605,2	879 423	615,6
Danemark	712 823	499,0	786 000	550,2
Zypern	693 999	485,8	681 157	476,8
Großbritannien	650 497	455,3	678 897	475,2
Schweden	482 000	337,4	488 000	341,6
Belgien	477 115	334,0	534 628	374,2
Irland	252 677	176,9	280 379	196,3
Slowenien	202 537	141,8	211 574	148,1
Ungarn	178 974	125,3	196 109	137,3
Slowakei	154 350	108,0	161 050	112,7
Rumänien	133 355	93,3	157 385	110,2
Kroatien	119 600	83,7	140 600	98,4
Bulgarien	83 000	58,1	83 600	58,5
Malta	48 293	33,8	50 008	35,0
Finnland	42 713	29,9	46 413	32,5
Luxemburg	32 952	23,1	39 131	27,4
Lettland	14 650	10,3	17 350	12,1
Litauen	9 150	6,4	10 950	7,7
Estland	6 120	4,3	7 920	5,5
Gesamt EU 28	42 366 721	29 657	44 844 979	31 391,5
* All Technologien mit unverglasten Kollektoren. ** Schätzung. *** Übersee-Departments mit berücksichtigt. Quelle: EurObserv'ER 2014				

Grafik Nr.° 3

Entwicklung der jährlich installierten solarthermischen Kollektorfläche in der Europäischen Union seit 1994 (in m²)



Velux, auf Dachfenster spezialisiert, gab Ende 2013 seinen Rückzug aus dem Solarthermie-Markt bekannt.



Da in jedem Jahr ein Teil der installierten Anlagen vom Netz genommen oder durch neue Systeme ersetzt wird, erweist sich die Schätzung der Gesamtfläche der in der Europäischen Union installierten solarthermischen Kollektoren als schwierige Aufgabe, weshalb sich EurObserv'ER im Rahmen seiner Umfrage zur Schätzung der Kollektorflächen auf die Angaben der kontaktierten nationalen Experten zu Stilllegungen verlässt. Liegen keine nationalen Statistiken vor, wird bei verglasten Kollektoren von einer Betriebsdauer von 20 Jahren und bei unverglasten Kollektoren von 12 Jahren ausgegangen.

*All technologies included unglazed collectors. ** Schätzung. *** Übersee-Departments mit berücksichtigt.



Die ebenerdig installierte 3,5-MW-Solarthermieranlage in Ulsted, Dänemark, liefert über ein Fernwärmenetz Wärme für 1.000 Personen.

arcen solar

Tabelle Nr. 8

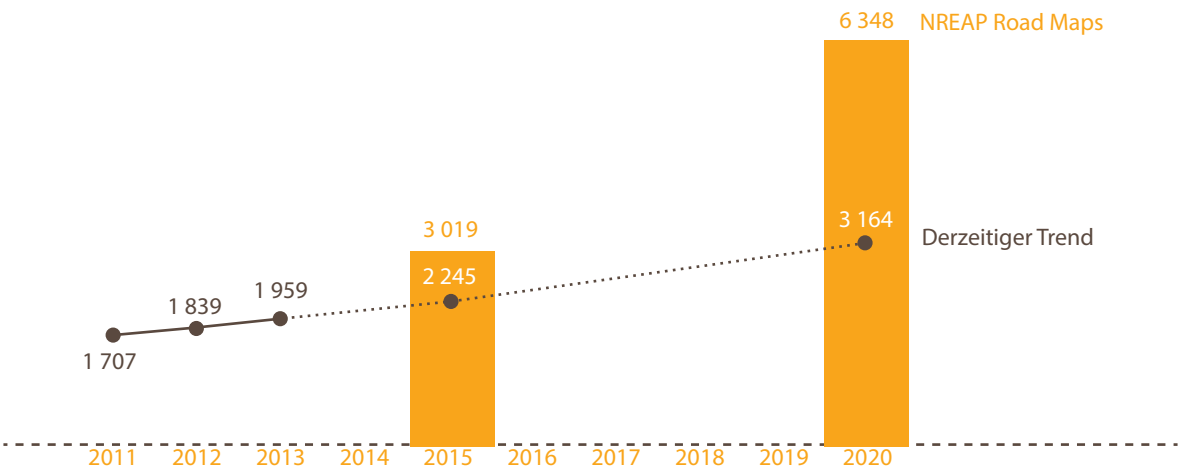
Wichtige europäische Hersteller solarthermischer Kollektoren

Unternehmen	Land	Arbeitsfeld	Produktion 2012/2013 (Kollektorfläche in m²)	Jahresumsatz 2013 (in M€)	Angestellte 2013
GreenOneTEC	Österreich	Flachkollektor und Vakuumkollektor	651 000	90	310
Bosch Thermotechnik *	Deutschland	Flachkollektorhersteller	430 000	3 120	13 500
Viessmann *	Deutschland	Warmwassergeräte / Solarthermie	300 000	2 100	11 400
Vaillant Group *	Deutschland	Warmwassergeräte / Solarthermie	200 000	2 330	12 100
BDR Thermea Group *	Niederlande	Warmwassergeräte / Solarthermie	175 000	1 800	6 400
Wolf *	Deutschland	Warmwassergeräte	160 000	322	1 300
Riposol	Österreich	Flachkollektorhersteller	125 000	n.a.	n.a.
Dimas	Griechenland	Flachkollektorhersteller	120 000	n.a.	n.a.
Nobel Xilinkis	Griechenland	Flachkollektorhersteller	100 000	n.a.	n.a.
Wagner & Co *	Deutschland	Flachkollektorhersteller	90 000	n.a.	150
* Schätzung basiert auf Sun and Wind Energy 11+12/2013 (Solrico Study Solar Thermal World Map 2013). Quelle: EurObserv'ER 2014					

Bereich erneuerbare Wärme auswirken, formal Ausdruck zu verleihen. Eine besondere Maßnahme, die die Allianz gerne eingeführt sähe, ist die Verpflichtung zur Nutzung erneuerbarer Energien im energetischen Gebäudesanierungsplan (PREH), der bis 2017 eine Sanierung von 500.000 Wohnungen pro Jahr vorschreibt. Der Plan ist seit September 2013 in Kraft und gewährt Hausbesitzern vermögensabhängige Subventionen. Hausbesitzer im untersten Einkommensbereich erhalten erweiterte Subventionsleistungen (die bis zu 50 % der Arbeitskosten abdecken - früher nur 35 %) sowie einen Bonus von 3000 Euro. Nach Angaben der französischen Regierung haben 46 % der Bevölkerung Anspruch auf diese Unterstützung. Mittelstandsfamilien könnten einen neuen Bonus in Höhe von 1.350 Euro erhalten. Die Steuerabschreibung für nachhaltige Entwicklung (CIDD, siehe www.energies-renouvelables.org) und das zinslose grüne Darlehen (éco-PTZ) sind nunmehr die beiden wichtigsten Fördermechanismen für die energetische Sanierung von Privathäusern. Im Jahr 2014 benachteiligte der CIDD-Mechanismus die Solarthermie-Branche wesentlich, da inzwischen nur noch 15 % der Ausgaben bei einem einzelnen Arbeitsgang (gegenüber 32 % im Jahr 2013) und 25 % für Ausgaben, die Teil eines Arbeitspakets sind (gegenüber 40 % im Jahr 2013), berücksichtigt werden. Darüber hinaus wurde eine Website eingerichtet, die private Hauseigentümer informieren soll: www.renovation-info-service.gouv.fr.

Grafik Nr. 4

Vergleich des aktuellen Trends mit den Nationalen Aktionsplänen – NREAP (in Tausend Tonnen Öläquivalent)



Quelle: EurObserv'ER 2014

Verzögerung bei der Inbetriebnahme von Fernwärmenetzen in Dänemark

Das Wachstum des dänischen Marktes wird von der Politik der Regierung getragen, die Fernwärmenetze aufbauen will, die von solarthermischen Kollektorfeldern versorgt werden. Zur Illustration: Die solarthermischen Kollektoren mit einer Fläche von 33.000 m² versorgen das städtische Fernwärmenetz von Marstal auf der dänischen Insel Ærø, das 55 % des Wärmebedarfs seiner 1.500 Kunden abdeckt. Ein Speichertank mit 75.000 m³ stellt sicher, dass 6-7 Monate pro Jahr 100 % des Wärmebedarfs gedeckt sind. Das dänische Solarthermie-Beratungsunternehmen PlanEnergi gibt an, dass die

Verzögerungen bei der Fertigstellung durch einige Unternehmen zu einem deutlich schwächeren Wachstum geführt hätten, als für 2013 erwartet worden war, (nämlich 93.000 m², die 2013 an Wärmenetze angeschlossen wurden), es prognostiziert aber auch, dass die Kollektoranschlusszahlen 2014 auf 242.000 m² anwachsen könnten. PlanEnergi liefert auch Installationszahlen für die anderen Systemtypen (einzelne Warmwassererhitzer etc.), und zwar 8.000 m² im Jahr 2013 und 10.000 m² im Jahr 2014.

EINE KOLLEKTORFLÄCHE VON 44,8 MILLIONEN QUADRATMETERN IN 2013

Laut EurObserv'ER belief sich die gesamte Fläche der Ende 2013 in der Europäischen Union in Betrieb

befindlichen solarthermischen Kollektoren auf etwa 44,8 Millionen Quadratmeter, was 31,4 GWth Leistung entspricht (Tabelle 6). In den drei wichtigsten Ländern Deutschland, Österreich und Griechenland ist die Lage unverändert. Betrachtet man die Fläche pro Kopf, ist Zypern mit 0,787 m²/pro Kopf nach wie vor führend (Tabelle 7) vor Österreich (0,598 m²/pro Kopf) und Griechenland (0,376 m²/pro Kopf).

DIE BRANCHE VERSUCHT, DIE REZESSION ZU ÜBERSTEHEN

Die Branche hatte sich aufgrund des stetigen, regelmäßigen Wachstums auf dem Solarthermiemarkt bis 2008 und wegen wiederholter Ambitionen der Europäer, die erneuerbare Wärmeproduktion so zu fördern, wie

es die 2010 veröffentlichten NREAP-Fahrpläne vorsehen, dazu bewegen lassen, massiv in Produktionskapazitäten und automatisierte Anlagen zu investieren. Wegen der oben genannten Gründe war das Installationsniveau mehrere Jahre lang deutlich niedriger als erwartet, was dazu führte, dass sich die Branche in Europa konsolidierte und umstrukturierte. Ein Blick auf die wichtigsten Unternehmensänderungen: Die Velux Gruppe, ein Dachfensterspezialist, gab im September 2013 ihren Rückzug aus dem Solarthermie-Markt und die Einstellung der Produktion an ihrem Standort in Ungarn bekannt. Begründet wurde diese Entscheidung mit den schwierigen Bedingungen am Solarthermiemarkt, und Verkaufszahlen, die deutlich hinter den Erwartungen lagen. Astrid Unger, Sprecherin der Unternehmensgruppe, erklärte kategorisch, dass die Solarthermie auf dem Dachmarkt inzwischen zum Nischenprodukt geworden sei und Installateure den Großteil des Geschäfts dominierten. Einen weiteren großen Rückzug gab es bei der österreichischen Greiner-Gruppe, die Mitte Juni 2013 bekanntgab, die Solarthermie-Sparte ihrer Tochter Greiner Renewable Energy, die Anfang 2011 die Kollektorproduktionsstätte von Sun Master erworben hatte, schließen zu wollen. Aufgrund des schwierigen Wirtschaftsklimas, der Unberechenbarkeit der Förderpolitik und der Marktabschwächung seien die Erwartungen der Gruppe nicht erfüllt worden. Die kleinsten Akteure, wie etwa die spanischen Produzenten Soliker,

m² im Jahr 2013 gegenüber 126.036 m² im Jahr 2012). Nach Angaben von Uniclimate, dem Verband der Heizungs-, Kälte- und Lüftungsbranche, habe sich das stetige Wachstum auf dem Markt für Mehrfamilienhäuser seit 2006 umgekehrt, weil die Wärmeverordnung RT 2012 für den Neubaubereich eingeführt wurde, die Solarthermie im Bereich der Mehrfamilienhäuser benachteiligt. Um dieser Situation entgegenzuwirken, tat sich die Solarthermiebranche im letzten Jahr mit ihren Partnern aus dem Bereich Wärmepumpen und Biomasse zusammen und appellierte an die Behörden. Der Zusammenschluss nennt sich Alliance chaleur renouvelable (Allianz für erneuerbare Wärme), um den besonderen Aspekten, die sich in der nationalen Debatte zur Energiewende auf den Bereich erneuerbare Wärme auswirken, formal Ausdruck zu verleihen. Eine besondere Maßnahme, die die Allianz gerne eingeführt sähe, ist die Verpflichtung zur Nutzung erneuerbarer Energien im energetischen Gebäudesanierungsplan (PREH), der bis 2017 eine Sanierung von 500.000 Wohnungen pro Jahr vorschreibt. Der Plan ist seit September 2013 in Kraft und gewährt Hausbesitzern vermögensabhängige Subventionen. Hausbesitzer im untersten Einkommensbereich erhalten erweiterte Subventionsleistungen (die bis zu 50 % der Arbeitskosten abdecken - früher nur 35 %) sowie einen Bonus von 3000 Euro. Nach Angaben der französischen Regierung haben 46 % der Bevölkerung Anspruch auf diese Unterstützung. Mittelstandsfamilien könnten einen neuen Bonus in



gREN und Energia Eólica y Solar, sowie der österreichische Kollektorhersteller Geotec werden durch den Preiskrieg vom Markt verdrängt, den die Hersteller wegen der geringen Nachfrage und der Konkurrenz durch den Import von Vakuumröhrenkollektoren «made in China» derzeit führen. Andere Solar-systemhersteller, wie die tschechische Solar Plus und TZB Svoboda, waren gezwungen die Herstellung von Flachkollektoren vor Ort einzustellen und sich auch den Einkauf von Vakuumröhren aus China zu verlegen.

Firmenübernahmen sind ein weiteres Anzeichen der Konsolidierung. So kaufte Viessmann im Oktober 2013 beispielsweise den französischen Vakuumröhrenhersteller SAED auf, der im April sein Geschäft aufgab. Der österreichische Herrsteller Ökotech meldete im Frühjahr 2013 ebenfalls Insolvenz an und wurde von einem privaten Investor, der Kollektoren herstellt, übernommen und unter dem Namen Asgard Solarkollektoren neu firmiert.

Anfang 2014 wechselte einer der größten europäischen Anbieter von solarthermischen Systemen, General Solar Systems (GSS), Inhaber der Marke Sonnenkraft, den Eigentümer (der Verkauf wurde zum 1. Januar rechtswirksam). Die Solar Cap Group, der einige der wichtigsten «Solarfirmen»-Marken vollständig oder teilweise gehören, wie die österreichische GreenOneTec (50%), die dänische Arcon Solar (100%), die amerikanische Heliodyne (100%) und die indische Emmvee Solar Systems (50%), hatte beschlossen, die GSS

für eine nicht genannte Summe an eine österreichische Investorengruppe unter Leitung von Primus Spitzer, dem ehemaligen Leiter der Finanzabteilung der GSS-Gruppe, zu veräußern. Die GSS mit 150 Beschäftigten und einem Verkaufsumsatz von 45 Millionen Euro im Jahr 2013 gehört nun zu PS Helio, einem österreichischen Unternehmen mit Hauptsitz in Sankt Veit.

Einige Unternehmen halten sich trotz der allgemeinen Rezession gut, wie etwa die österreichische GreenOneTec (die zu gleichen Anteilen der Solar Cap und der Kioto Group gehört), die angab, sie habe 2013 mit dem Ausscheiden einiger Mitbewerber zusätzliche Marktanteile gewonnen. Das Unternehmen erklärt, das Produktionsniveau sei gegenüber 2012 leicht zurückgegangen (mit 651.000 m² produzierter Kollektoren im Jahr 2013), ihr Anteil am europäischen Markt liege bei über 25%. Das Unternehmen konnte 2013 einen Umsatz von 90 Millionen Euro erzielen (gegenüber 100 Millionen 2012) und investiert weiter. Laut Website stiegen die Investitionen der Firma 2013 auf 2 Millionen Euro und dürften 2014 2,5 Millionen Euro erreichen. Eine der Forschungsprioritäten des Unternehmens ist die Entwicklung eines neuartigen Hochtemperaturkollektors, kombiniert mit einem saisonalen Speichersystem, das imstande ist, 6-8 mal mehr Wärme zu speichern als herkömmliche solarthermische Systeme. Das in der Entwicklung befindliche System erfordert eine Kollektorfläche von 25 bis 30 m², das mit einem saisonalen Speichersystem mit einem



Renewables Academy

Volumen von 6–8 m³ kombiniert und im Jahresverlauf zur Beheizung von Räumen verwendet wird.

EINE FRAGE DER POLITISCHEN PRIORITÄTEN BIS 2020 UND 2030

Der Solarthermiesektor scheint in einer weiteren Krise zu stecken, und es fällt schwer sich vorzustellen, wie der Sektor zu starkem, nachhaltigen Wachstum finden soll, wenn er einzig auf seine eigenen finanziellen Ressourcen setzen muss. Der Aderlass sollte dieses Jahr ein Ende haben. Die Neujahrsprognose des Sektors deutete darauf hin, dass für 2014 von einer Stabilisierung des Marktes oder einem leichten Aufschwung ausgegangen werde. Es ist jedoch offensichtlich, dass eine vollständige Erholung des Solarthermie-Marktes davon abhängt, ob die Politik voll und ganz auf die Entwicklung der erneuerbaren Wärmeproduktion setzt und Produktionsanreize mit Werbekampagnen verbindet. Die Ukraine-Krise führte der Öffentlichkeit und der Politik deutlich vor Augen, wie sehr die Europäische Union von externen Energielieferungen abhängig ist und könnte dazu beitragen, politische Prioritäten neu zu definieren (s. Kasten S. 16). Gleichzeitig haben sich 11 europäische Verbände, die den Bereich erneuerbare Wärme vertreten, zu einer Wärmekoalition (Heat Coalition) zusammengeschlossen, um europäische Institutionen zu Maß-

nahmen zu drängen, um die erneuerbare Wärmezeugung wieder oben auf die Tagesordnung zu setzen und den Verhandlungsrahmen im Zusammenhang mit der Annahme des zweiten Klima- und Energiepakets wiederzubeleben. Beim Europäischen Parlament ist diese Botschaft bereits angekommen. Das Parlament erinnerte die Kommission in einem am 5. Februar 2014 veröffentlichten Bericht zur Klima- und Energiepolitik bis 2030 an die Bedeutung verbindlicher Ziele für erneuerbare Energien und die Bedeutung von Wärme- und Kältetechnologien.

Es wäre ungerecht zu behaupten, die Europäische Kommission sei untätig gewesen. Am 6. September 2013 erschien im Amtsblatt der Europäischen Union die Verordnung über die Ökodesign-Anforderungen an Warmwasserbereiter und Warmwasserspeicher. Ab September 2015 werden diese Geräte mit einer Energieverbrauchskennzeichnung (Label) versehen, damit die Verbraucher die Energieeffizienz und die Verbrauchsunterschiede zwischen den unterschiedlichen Systemen einschätzen können. Das Energielabel zeigt die Energieeffizienzklasse zwischen A+++ und F an; die beste Bewertung erhalten dabei die Solarthermiesysteme, welche die einzige Technologie nutzen, die Anspruch auf die Effizienzklasse A++++ hat. Effizienzklasse G wird abgeschafft, um die Geräte mit dem schlechtesten Wirkungsgrad vom Markt fernzuhalten. Dieses System begünstigt natürlich Anlagen, die mit erneuerbaren Energien betrieben werden.

Es wird zwar die Einführung konkreter und mutiger Maßnahmen erwartet, die von Entscheidungsträgern auf nationaler und europäischer Ebene bekräftigt wurden, der EurObserv'ER geht jedoch davon aus, dass die Europäische Union nur die Hälfte ihrer kombinierten NREAP-Ziele erreichen wird (Diagramm 4). Laut EurObserv'ER erreichte die Wärmeproduktion des Solarthermie-Sektors 2013 2 Millionen Tonnen Öläquivalent und damit 30,8 % des NREAP-Ziels für 2020. □



Der nächste EurObserv'ER Marktbericht erscheint zum Thema Biokraftstoffe.

Download

EurObserv'ER veröffentlicht eine interaktive Datenbank mit den Barometerindikatoren unter www.energies-renouvelables.org (in französischer Sprache) und unter www.eurobserv-er.org (in englischer Sprache). Klicken Sie auf das Banner „Interactive EurObserv'ER Database“, um die Barometerdaten als Arbeitsblatt für eine Tabellenkalkulation herunterzuladen.

Quellen der Tabellen 4 und 5 : AGEE-Stat (Deutschland), The Institute for Renewable Energy (Polen), Assolterm (Italien), ASIT (Spanien), Observ'ER (Frankreich), AEE Intec (Österreich), Planenergi (Dänemark), Ministry of Industry and Trade (Tschech. Republik), Apisolar (Portugal), CBS (Niederlande), ATTB (Belgien), University of Miskolc (Ungarn), Zypem Institute of Energy, SEAI (Irland Republic), Econet Rumänien, Jozef Stefan Institut (Slowenien), Svensk solenergi (Schweden), Energy Center Bratislava (Slowakei), APEE (Bulgarien), Stateg (Luxemburg), Malta Ressource Authority, University of Zagreb FER (Kroatien), ESTIF.



Dieses Barometer wurde von Observ'ER im Rahmen des EurObserv'ER-Projekts erstellt, an dem Observ'ER (FR), die RENEWABLES ACADEMY (RENAC) AG (DE), ECN (NL), das Institut für Erneuerbare Energie (EC BREC IEO, PL), das Jozef-Stefan-Institut (SI) und die Frankfurt School of Finance & Management (DE) beteiligt sind. Dieses Projekt erhält finanzielle Unterstützung von Ademe, dem Programm „Intelligente Energie – Europa“ und von Caisse des dépôts. Die alleinige Verantwortung für den Inhalt der Veröffentlichung liegt bei den Autoren. Der Inhalt spiegelt weder die Auffassung der Europäischen Kommission, der Ademe noch der Caisse des dépôts wider. Die Europäische Kommission, Ademe und Caisse des dépôts haften nicht für die Verwendung der veröffentlichten Informationen.

Umsetzung: Roman Buss (RENAC)
Layout: Susanne Oehlschlaeger (RENAC)