



SARASIN

# Solarwirtschaft – grüne Erholung in Sicht

Technologien, Märkte  
und Unternehmen im Vergleich

November 2009



# Inhalt

Sonnige Aussichten für die Solarenergie	5
Zusammenfassung	7
Photovoltaik (PV)	11
Angebots- und Kostenentwicklung	11
Dünnschichttechnologien	15
Länderattraktivitätsindex (LAI)	20
PV-Marktentwicklung	25
Strategische Positionierung der PV-Unternehmen	27
Solarthermische Kraftwerke (CSP)	31
CSP-Kraftwerke heben ab	31
PV und CSP – Rennen um tiefere Kosten	32
Marktaussichten für CSP-Kraftwerke	35
Solarkollektoren	37
Unternehmen der Solarthermie	38
Weltweite Marktentwicklung	41
Marktentwicklung in Europa	42
Dank	47
Kontakte	48
Publikationen	49



## Sonnige Aussichten für die Solarenergie



Liebe Leserinnen, liebe Leser

Es freut mich ganz besonders, dass Sie sich für unsere zehnte Solarenergiestudie interessieren, denn die Bank Sarasin feiert nebst dieser Jubiläumsausgabe auch ihr zwanzigjähriges Engagement im Bereich der Nachhaltigkeit. So waren wir die erste europäische Bank, die das Potenzial der Solarenergie erkannte, und errichteten bereits im Jahr 1993 die damals grösste Photovoltaikanlage der Nordwestschweiz auf dem Dach unseres Hauptsitzes in Basel.

Doch: So wegweisend unsere Pionierrolle in der Finanzbranche auch war und noch heute ist – die älteste dokumentierte Nutzung der Solarenergie wurde lange vor unserer Zeitrechnung gemacht. Bereits 1500 v. Chr. verwendeten die Ägypter transparentes Glas, um Sonnenstrahlen zu bündeln. Und als sich der griechische Mathematiker Archimedes um 250 v. Chr. eingehend mit der Kraft der Sonne befasste und – einer Legende zufolge – die Segel der römischen Flotte mithilfe eines grossen Spiegels in Brand setzte, hätte er wohl gestaunt, wenn er erfahren hätte, welche Anstrengungen die Menschheit über 2000 Jahre später unternehmen würde, um die Energie der Sonne zu nutzen.

Von den ersten Brennsiegeln der Antike bis zur wirtschaftlichen Nutzung moderner Solaranlagen war es jedoch ein weiter Weg. Erst Mitte des 19. Jahrhunderts wurde mit der Entdeckung des Photoeffekts durch den französischen Physiker Henry Becquerel die wissenschaftliche Grundlage für die Gewinnung von Elektrizität aus Sonnenstrahlen geschaffen. 1954 wurde in den USA

die erste funktionierende Solarzelle entwickelt, deren wirtschaftliche Nutzung allerdings erst durch den Einsatz als Energiequelle in der Raumfahrt den entscheidenden Schub erhalten sollte. So wurde 1958 der US-Satellit Vanguard I mit Solarzellen bestückt und er sendete daraufhin während ganzer acht Jahre – eine Leistung, die mit einer Batterie undenkbar gewesen wäre. Kein Wunder – beträgt die Sonnenenergie, die die Grenze der Erdatmosphäre erreicht, doch beachtliche 1,367 kW/m<sup>2</sup>. Für die Menschheit liefert die Sonne mehr Energie, als wir brauchen: Im Jahresmittel strahlt sie etwa das Fünftausendfache des derzeitigen Weltenergiebedarfs auf die Erde.

Angesichts des Klimawandels, der Verknappung der fossilen Ressourcen und der Verteuerung der Energie überrascht es also nicht, dass Regierungen und Unternehmen zunehmend Interesse an einer intensiveren Nutzung dieses Potenzials zeigen. Gleichzeitig bewirken der rasche technologische Fortschritt und die stark sinkenden Kosten der Solarindustrie, dass diese erneuerbare Energie wettbewerbsfähiger wird und die Solarunternehmen gestärkt in das nächste Jahrzehnt aufbrechen. Vieles deutet also darauf hin, dass der Solarenergie sonnige Aussichten beschert sind.

In diesem Sinne wünsche ich Ihnen eine spannende Lektüre und schliesse mit den Worten von William Shakespeare: «Die Sonne ist hoch, verpasst nicht ihren Lauf.»

Herzlich, Ihr

Burkhard P. Varnholt  
Chief Investment Officer und  
Mitglied der Geschäftsleitung



# Zusammenfassung

Die gesamte Solarwirtschaft befindet sich mitten in einer anspruchsvollen Reifepfung. Speziell die PV-Industrie steckt derzeit in der Krise. Dank Kostenreduktion, Effizienzsteigerung und Ausbau der Vertriebskanäle erwarten wir trotz sinkenden globalen Förderprogrammen bereits 2010 wieder ein Wachstum des globalen PV-Marktes von mehr als 40%. In den kommenden zwei Jahren entstehen mindestens zehn neue PV-Märkte mit einem jährlichen Volumen von über 500 MW, die gemeinsam mit den Pioniermärkten zu einer Verbreiterung der Basis für ein stabiles Wachstum beitragen werden. Dadurch emanzipiert sich die Solarenergie von der staatlichen Anschubförderung und bewegt sich schnell Richtung Netzparität. In Zukunft sehen wir eine Vielfalt an Solartechnologien wie etwa zentrale CSP-Kraftwerke in der Sahara, dezentrale PV-Aufdachanlagen in den USA und Mitteleuropa sowie netzunabhängige PV-Systeme in den Ländern des Südens. Auch die dezentrale Solarthermie spielt im Zusammenhang mit einem zu erwartenden Klimaabkommen eine wichtige Rolle.

## Reifepfung für die Solarwirtschaft

Die vergangenen Monate verdeutlichten die wechselseitigen Verstrickungen der globalen Wirtschaft. Gerade die junge und aufstrebende Solarindustrie hat die Rezession und die Kreditkrise empfindlich zu spüren bekommen. So wurde der globale Solarmarkt in voller Fahrt auf ein Nullwachstum gebremst. Zeit also für die Solarunternehmen und ihre Manager, ihre Fähigkeiten und ihre Reife in stürmischen Gewässern unter Beweis zu stellen. Nach den zu erwartenden strukturellen Veränderungen der Branche ist jedoch bereits ab 2010 eine «grüne» Erholung in Sicht.

## Überangebot und Preiszerfall

Der PV-Markt hat sich 2009 zu einem Käufermarkt gewandelt. Seit Anfang Jahr sind die Preise für Solarmodule um 30 bis 40% gesunken, was auf die hohen Überkapazitäten und den unerwartet starken Nachfrageeinbruch zurückzuführen ist. Anfang November lagen die Preise für ein polykristallines Modul bereits zwischen 1,6 und 2,0 EUR/W. Insbesondere chinesische Module werden immer günstiger und die Preisdifferenz zu den europäischen und amerikanischen Modulen scheint grösser zu werden. Letztere spüren den enormen Kosten- und Margendruck viel stärker. Die asiatischen Solarzellen-

und Modulhersteller hingegen profitieren von ihren tiefen Produktions- und Finanzierungskosten.

Der Endverbraucher darf sich hingegen über diese Preisentwicklung freuen. So erfährt Deutschland seit diesem Sommer wieder eine stark steigende Nachfrage und alles spricht dafür, dass weitere Märkte folgen werden.

## Dünnschicht in der Entwicklung zurückgeworfen

Entgegen unserer letztjährigen Einschätzung waren die Dünnschichttechnologien durch den Preiszerfall bei den siliziumbasierten Modulen sowie die Finanzkrise gleich doppelt betroffen. Die technischen Vorzüge haben zwar weiterhin Bestand, der Kostenvorteil hingegen ist geschrumpft. Damit kamen einige Geschäftsideen ins Wanken. Nominell sind mehr als 140 Unternehmen auf dem Dünnschichtsektor tätig. Allerdings verfügt lediglich ein Bruchteil davon über einen etablierten Marktzugang. Durch zusätzliche Verzögerungen beim Hochfahren neuer Produktionslinien wächst der Dünnschichtanteil viel langsamer als erwartet. Anstatt der im letzten Jahr geschätzten 4,0 GW für 2010 wird nun mit lediglich 3,1 GW gerechnet.

### **Dünnschichtunternehmen benötigen hohe**

#### **«Bankability»**

In diesem neuen Umfeld können nur erfahrene und finanzstarke Dünnschichtunternehmen wie *First Solar*, *Sharp* und *United Solar Ovonics* weiter wachsen. Ihre Produktionslinien arbeiten mit vergleichsweise tiefen Kosten und können somit auch bei fallenden Preisen noch rentabel produzieren. Sie geniessen bei Finanzinstituten eine hohe «Bankability» und erhalten somit die benötigten Investitionskredite.

### **Neue attraktive Märkte entstehen**

Die Nachfrage ist in den vergangenen Jahren jeweils stark von einzelnen boomenden Märkten wie Japan, Spanien und Deutschland abhängig gewesen und wurde stets durch eine einschneidende Anpassung der Einspeisevergütung drastisch reduziert. Die Photovoltaik-(PV-)Industrie benötigt daher dringend zusätzliche Absatzmärkte.

Unser aktualisierter Attraktivitätsindex für 18 Länder zeigt, wo die Bedingungen in Zukunft ideal sein werden. Im Jahr 2010 werden bei Kleinanlagen bis 3 kW Griechenland, Italien, Japan und Deutschland die interessantesten Märkte sein. Bei PV-Freiflächenanlagen über 1 MW sind vor allem Italien, Spanien und Südafrika sehr attraktiv.

### **PV-Marktprognose – positive Erwartung von 2010 bis 2020**

Das zur Neige gehende Jahr 2009 wird global mit einer Nullrunde bei der neu installierten PV-Leistung enden. Doch dank der gesunkenen Modulpreise erwarten wir, dass die Nachfrage ab dem nächsten Jahr auf breiter Ebene wieder anziehen wird. Wir rechnen mit einem Wachstum von 46%, was einer neu installierten PV-Leistung von 8,5 GW entspricht.

Bis 2012 sind Wachstumsraten zwischen 45 und 50% möglich, wobei vor allem die aussereuropäischen Märkte überdurchschnittlich zulegen werden. So erwarten wir für China ein jährliches Wachstum von 132% und sowohl Indien als auch die USA sollten mit je 100% dabei sein. Europa selbst wächst noch mit rund 14% pro Jahr. Bis 2011 werden mindestens zehn neue PV-Märkte mit

einem jährlichen Volumen von über 500 MW entstehen und so – gemeinsam mit den Pioniermärkten – das lang-ersehnte, regional breite Fundament für ein stabiles zukünftiges Wachstum bilden.

Bis 2020 erwarten wir einen Anstieg des globalen Marktvolumens auf 155 GW. Wir sehen vor allem ökonomische Argumente, die verstärkt für die Photovoltaik sprechen. Die Netzparität von PV-Kleinanlagen für den privaten Endkunden wird in den kommenden fünf Jahren in Italien, Hawaii, Portugal, Kalifornien, Spanien, Japan und Deutschland erreicht werden.

### **Welche PV-Unternehmen haben gute Karten für die Zukunft?**

Die turbulenten Zeiten mit dem starken Nachfrageeinbruch und dem hohen Margendruck haben den PV-Unternehmen einiges abverlangt. Nebst der eigentlichen Grösse werden in Zukunft ein hohes technologisches Know-how, eine breite Vertriebsbasis sowie eine gesunde Finanzstruktur wichtige Erfolgsfaktoren sein. Das Dünnschichtunternehmen *First Solar* liegt dieses Jahr deutlich an der Spitze. *SolarWorld* liegt auf Platz zwei. Dahinter haben *Sunpower* und *Suntech Power* ihre Plätze mit *Q-Cells* und *REC* getauscht.

### **Solare Grossanlagen mit starkem Wachstumsschub**

2009 sollen zu den bestehenden 485 MW an solarthermischer Kraftwerksleistung (concentrating solar power, CSP) weitere 415 MW ans Netz gehen. Der Betrieb der ersten neu erstellten Anlagen läuft sehr vielversprechend. Unsere Prognose der neu installierten Leistung bis 2020 geht von einer durchschnittlichen Wachstumsrate von 20% pro Jahr aus. Damit steigt die insgesamt installierte Leistung für das Jahr 2020 auf 31,6 GW. Die Desertec-Initiative zum Aufbau grosser Kraftwerkskapazitäten in Nordafrika verleiht der CSP-Technologie noch zusätzlichen Schub. Nebst diesem visionären Saharasolarprojekt läuft jedoch der Ausbau der dezentralen Solarstromerzeugung auf Basis von PV-Anlagen in Mitteleuropa weiter. Bei beiden Solartechnologien führen diese zusätzlichen Impulse zu einer weiteren Reduktion der effektiven Stromgestehungskosten.

### **Solarwärme ringt um stabiles Wachstum**

Währenddem der chinesische Solarthermiemarkt ungehindert gedeiht, fehlt dem europäischen Solarwärme-markt die Basis für ein kontinuierliches Wachstum. Nach dem Rückgang von 9% im Jahr 2007, wuchs der Markt im Jahr 2008 erfreulicherweise um 58%. Doch schon dieses Jahr trübt sich der Himmel wieder ein, weshalb wir bei den neu installierten Solarkollektoren einen Rückgang von rund 20% erwarten.

Trotz der intensiven öffentlichen Diskussionen über Klimawandel und hohe Energiekosten konnte sich das Marktwachstum bisher nicht stabilisieren. Sobald sich allerdings die Energiepreise wieder auf einem höheren Niveau einpendeln wird eine Solarwärmeanlage kostenmässig sehr schnell lukrativ werden. Deshalb rechnen wir mit einem langfristig attraktiven globalen Marktwachstum von 15 bis 20%.

### **Solarenergie für wachsenden Energiehunger in Ländern des Südens ganz im Sinne von Kopenhagen**

Südafrika ist ein typisches Beispiel eines neuen PV-Marktes: Dank der neu geschaffenen Einspeisevergütung können Grossanlagen bei der chronischen Stromknappheit Abhilfe schaffen. In vielen weiteren Schwellenländern kommt beim jetzigen Preisniveau vermehrt der Markt mit netzunabhängigen PV-Anlagen ins Rollen.

Zugleich versorgen sich bereits heute weltweit 60 Mio. Haushalte mit Warmwasser aus solaren Dachanlagen. Auch die erwähnten solarthermischen Kraftwerke sind eine nachhaltige Lösung für den Energiehunger der Entwicklungs- und Schwellenländer. Mit grosszügiger Unterstützung durch die EU und die USA – hoffentlich im Rahmen eines griffigen globalen Klimaabkommens – können diese Solartechnologien schon heute zum Wohle der gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Entwicklung eingesetzt werden, ohne dabei das Klima zu belasten. Für die Solarenergie sind diese globalen Anwendungsgebiete die neuen Zukunftsmärkte.

### **Sarasins Definition von Nachhaltigkeit**

Unter nachhaltigem Wirtschaften versteht die Bank Sarasin die ressourcenschonende Herstellung von Gütern und Dienstleistungen mit breiter gesellschaftlicher Akzeptanz unter Verwendung von möglichst konfliktarmen Produktionsmethoden.



# Photovoltaik (PV)

Die PV-Industrie ist grossen Veränderungen ausgesetzt. Der Mangel an Polysilizium, Solarzellen und -modulen ist überwunden. Die Unternehmen sind mit einem Überangebot und einem rasanten Preiszerfall konfrontiert. Aktueller Engpass ist die Finanzierung von Produktionsanlagen und Solarprojekten. Die Photovoltaik steckt also mitten in einer Reifeprüfung. Trotz einem Preiszerfall von rund 30 bis 40% bleibt die Nachfrage für 2009 ernüchternd. Basierend auf diesen geänderten Rahmenbedingungen beurteilt die Bank Sarasin die Entwicklung der Dünnschichttechnologien und deren Hauptakteure neu. Zudem werden die für die Zukunft interessanten PV-Märkte identifiziert. Die alljährliche Prognose zum PV-Markt sowie die strategische Beurteilung von 27 PV-Unternehmen schliesst die Analyse ab.

## Angebots- und Kostenentwicklung

### Aussergewöhnliche Marktbedingungen im Jahr 2008

Für die Solarindustrie war 2008 ein Rekordjahr. Dies gilt sowohl für die Solarzellenproduktion als auch für die neu installierte PV-Leistung. Alle erneuerbaren Energien haben 2008 einen enormen Wachstumsschub erfahren. Letztes Jahr wurde in der EU und in den USA erstmals mehr neue Kapazität aus erneuerbaren Energien als aus konventionellen Quellen installiert.

Trotz dieses Rekordwachstums brachen die Börsenkurse der Solartitel in derselben Periode massiv ein. Dies aufgrund einer dramatischen Mischung aus Finanzkrise, Rezession, sinkendem Ölpreis und steigenden Überkapazitäten. Hinzu kam der Einbruch in Spanien, dem grössten Solarmarkt weltweit. Dies hat dazu geführt, dass sich die Positionen im PV-Geschäft innerhalb weniger Monate markant verschoben haben: Die fehlenden Finanzierungsmöglichkeiten sowie das gesunkene Vertrauen in grosse Solarprojekte haben zu einem massiven Nachfrageeinbruch geführt: Module sind keine Mangelware mehr, sondern werden den Projektentwicklern fast aufgedrängt; die Lagerbestände steigen an; die Preise sinken weiter. Diese Tendenzen setzten sich auch im ersten Halbjahr 2009 fort.

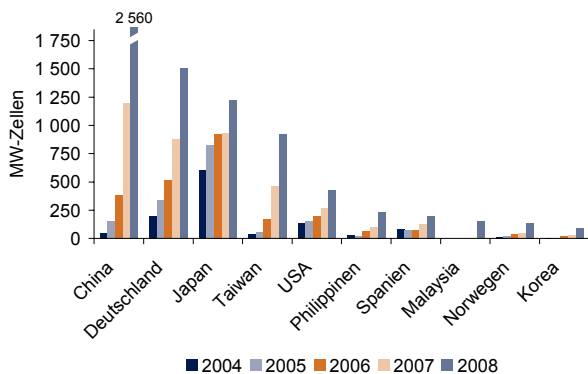
### Solarzellenproduktion im Jahr 2008

Die globale Solarzellenproduktion erreichte 2008 insgesamt 7,8 GWp<sup>1</sup>, was einer Steigerung von 85% gegenüber den 4,2 GW aus dem Vorjahr entspricht. China erzielte mit 2,56 GW eine Verdoppelung seiner Leistung innerhalb eines Jahres und verzeichnete mit einem Weltmarktanteil von 33% wiederum die grösste Produktionsmenge aller Länder (Abb. 1). Mit grösster Wahrscheinlichkeit wird China diese Spitzenposition auch in den kommenden Jahren verteidigen. Deutschland liegt mit mehr als einem Gigawatt hinter China auf dem zweiten Platz. Allerdings konnte Deutschland in der Länderangliste Japan überholen, da sein Marktanteil lediglich um zwei Prozentpunkte auf 19% fiel, während derjenige Japans um sechs Prozentpunkte auf 16% sank. Taiwan liegt mit 920 MW und 12% Marktanteil weiterhin vor den USA auf dem vierten Platz. In den USA ist ein Grossteil des Wachstums auf Dünnschichtmodule zurückzuführen, die 263 MW oder 62% der gesamten Produktion von 425 MW ausmachen. Zum ersten Mal taucht unter den führenden zehn Ländern Malaysia auf. Mit der neuen Fabrik von *First Solar* wurden dort 2008 auf Anhieb 167 MW produziert. Künftig könnte Malaysia noch kräftiger zulegen. Allein *First Solar* wird dort ihre CdTe-Zell/Modulproduktion voraussichtlich auf mehr als

<sup>1</sup> GW<sub>p</sub>: Gigawatt Peak: Masseinheit der maximal möglichen Leistung der PV-Module. Sie wird unter Standardtestbedingungen (STC) gemessen. Im Weiteren wird auf das p verzichtet.

650 MW vervierfachen. Hinzu kommen die Ausbaupläne von Q Cells, die dort im ersten Halbjahr 2009 ihre 520-MW-Fabrik in Malaysia in Betrieb genommen hat.

**Abb. 1: Länderbetrachtung: die zehn grössten Solarzellenproduzenten**



Quelle: IEA-PVPS, Photon und Bank Sarasin, Nov. 2009

**Unrentable Überkapazitäten werden stillgelegt ...**

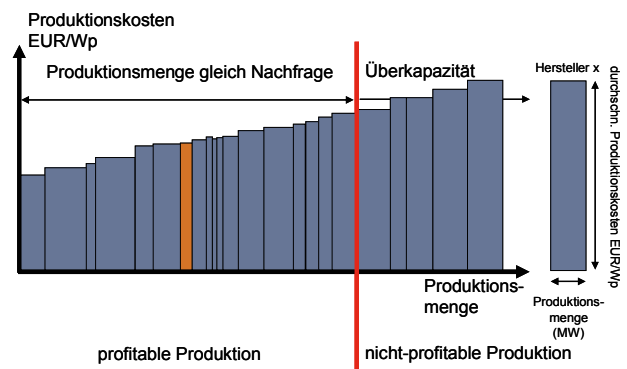
In den letzten Jahren war die PV-Industrie von einem starken Nachfragewachstum, stabilen Preisen, hohen Unternehmensgewinnen und einer einfachen Finanzierung geprägt. Der Kapazitätsausbau stand im Zentrum vieler Unternehmensstrategien. So kündigten noch Anfang 2008 zahlreiche Firmen den Ausbau ihrer Produktionskapazitäten entlang der gesamten Wertschöpfungskette an.

Der abrupte Nachfrageeinbruch führte zu zahlreichen Verschiebungen geplanter Kapazitätserweiterungen und zur Reduktion oder gar Stilllegung bestehender Produktionslinien. Insgesamt hat die Auslastung von Oktober 2008 bis Juni 2009 stark abgenommen. Da es sich nicht lohnt, bei fortlaufend sinkenden Preisen rentabel oder gar auf Lager zu produzieren, werden die teuersten Produktionslinien nun stillgelegt (Abb. 2). Es geht jetzt nicht mehr darum, Kapazitäten auszubauen, sondern vielmehr darum, die Kosten entsprechend dem rasanten Preiszerfall anzupassen und die Verkaufstätigkeiten zu verstärken.

Grosse Neueinsteiger wie etwa *Siemens*, *LG Electronics*, *Samsung* oder *Hyundai*, die in eine schlüsselfertige voll integrierte Wafer-, Zell-, und Modulfertigung auf dem

grünen Feld investieren können, geniessen einen signifikanten Kostenvorteil aufgrund eines schnelleren Durchsatzes und/oder eines höheren Wirkungsgrades (siehe orangen Balken, Abb. 2).

**Abb. 2: Überkapazitäten und Produktionskosten**

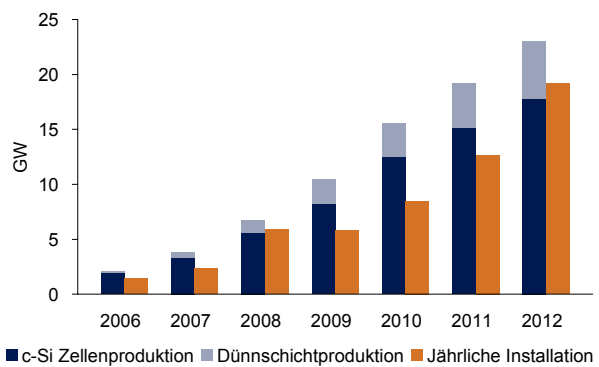


Quelle: Centrotherm photovoltaics, Bank Sarasin, Nov. 2009

**... Produktion passt sich reduzierter Nachfrage an**

Abb. 3 illustriert die neue Ausgangslage. Der Preisdruck bewirkt, dass sich die Produktion in Zukunft an die Nachfrage angleicht. Die Anzahl der produzierten Solarzellen, die die Menge bereits installierter Module übertrifft, steigt im Jahr 2009 zwar noch an, doch schon ab dem zweiten Halbjahr 2010 erwarten wir eine Verringerung dieses Überschusses und damit eine Annäherung des Angebots an die fortlaufend steigende Nachfrage.

**Abb. 3: Vergleich zwischen jährlicher Zellproduktion und PV-Installation**



Quelle: IEA-PVPS und Bank Sarasin (Schätzungen), Nov. 2009

### Polysilizium – genug und günstig vorhanden

Der Polysiliziumengpass der vergangenen Jahre zog insbesondere für Spotmarktkäufe hohe Preissteigerungen nach sich. Dies wiederum lockte neue Akteure an und stimulierte die Entwicklung alternativer Prozesse und Technologien.

Der Spotmarkt definiert sich aus einer Aggregation von einmaligen Polysiliziumlieferungen innerhalb von zwölf Monaten mit fixer Menge und gesetztem Preis. Diese Spotmarktpreise verblieben über die letzten zwei Jahre auf sehr hohem Niveau, betrafen aber nur rund 5 bis 10% der versendeten Polysiliziummengen. Der überwiegende Teil der Lieferungen erfolgte über langfristige Verträge. Durch den Einbruch des PV-Marktes sind die Spotpreise von 350 USD/kg auf unter 70 USD/kg gesunken. Vor allem chinesische Wafer- und Zellhersteller konnten von diesem Preiszerfall profitieren. Die Spotmarktvolumina haben 2009 um rund 20 bis 25% zugenommen. Wir erwarten, dass die Spotmarktpreise in Zukunft teilweise unter den Preisen liegen werden, die in den Langzeitverträgen vereinbart wurden. Beide Preisniveaus werden sich bis 2012 in Richtung 35 USD/kg bewegen.

In dieser Situation werden sich nur die erfahrenen und etablierten Polysiliziumhersteller mit den tiefsten Produktionskosten durchsetzen können. Der Einstieg neuer Akteure und der Kapazitätsausbau wird auf dieser wie auch auf den anderen Wertschöpfungsstufen der PV-Fertigungskette gestoppt oder zeitlich verschoben werden. Einige neue Produktionsanlagen sind noch bei etablierten Polysiliziumherstellern im Bau, sodass für die kommenden drei Jahre weiterhin genügend Polysilizium erster Qualität zu attraktiven Preisen für die PV-Industrie zur Verfügung stehen wird (Abb. 4).

Dadurch ist heute kein Zellhersteller mehr gezwungen, Polysilizium aus weniger verlässlichen Quellen zu beziehen. So ist der Einkauf von metallurgischem Silizium (upgraded metallurgical grade silicon, umg-Si) mit tieferer Qualität nach dem Preiszerfall des erstklassigen Polysiliziums ökonomisch nicht mehr sinnvoll. Umg-Si-Produzenten sind davon negativ betroffen, aber auch mehrere Neueinsteiger in die konventionelle Polysiliziumproduktion leiden unter ihrer zu hohen Kostenbasis.

Der Preiszerfall sowie weitere Unsicherheitsfaktoren wie etwa die Finanzierung oder der Nachfrageeinbruch in der Halbleiter- und PV-Industrie führten dazu, dass wir die Wahrscheinlichkeit der Realisierung neuer Polysiliziumfabriken für die kommenden Jahre deutlich geringer ansetzen als zuvor. 2010 werden noch gegen 70% des Polysiliziums für die Solar- und die Halbleiterindustrie von den etablierten Unternehmen wie *Hemlock*, *MEMC*, *Mitsubishi Materials*, *REC*, *Sumitomo*, *Tokuyama* und *Wacker Chemie* stammen. Dies sind die Kostenführer, die auch bei weiter sinkenden Preisen rentabel produzieren können. Aufgrund ihrer langjährigen Erfahrung machen Expansionspläne für diese Unternehmen auch weiterhin Sinn. Ernst zu nehmende Neueinsteiger sind *JSSI*, *PV Crystalox*, *Nitol Group*, *M.Setek* und *OCI Chemical*. Sie werden bis 2010 insgesamt rund 20% der Polysiliziumlieferungen bestreiten. Weitere Neueinsteiger werden im nächsten Jahr höchstens 10% der Gesamtmenge produzieren.

**Abb. 4: Produktion von Solarsilizium und potenzielle c-Si-Zellenproduktion**

Polysilizium für Solarindustrie	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Maximale Schätzung (t)	42 400	74 400	83 725	118 000	123 000	136 000
Minimale Schätzung (t)	20 700	35 000	57 000	87 000	110 000	125 300
<b>Sarasin-Prognose (t)</b>	<b>30 000</b>	<b>48 000</b>	<b>67 000</b>	<b>98 000</b>	<b>115 000</b>	<b>131 000</b>
Siliziumbedarf pro MW (t)	9,1	8,6	8,2	7,8	7,6	7,4
<b>Potenzielle c-Si-Zellenprod.</b>	<b>3 306</b>	<b>5 592</b>	<b>8 187</b>	<b>12 537</b>	<b>15 198</b>	<b>17 783</b>
Wachstum der c-Si-Zellenprod.	66%	69%	46%	53%	21%	17%

Quelle: Bank Sarasin, Nov. 2009

### Modulpreise seit zwölf Monaten im freien Fall ...

Seit Oktober letzten Jahres sind die Preise für Solarmodule markant gesunken. Europäische Module verzeichneten einen Rückgang um 25 bis 30%, chinesische sogar einen Einbruch um 40 bis 50%. Hauptursachen für diesen Zerfall sind der rasante Preisrückgang beim Polysilizium und die – trotz stagnierender Nachfrage – steigenden Produktionskapazitäten in China.

Die gesunkenen Siliziumpreise brachten aber nicht allen Zell- und Modulherstellern Entlastung bei den Kosten, da sie durch Langzeitlieferverträge gebunden sind. Solche Verträge wurden noch bis vor Kurzem hoch gelobt. Jeder Zell- bzw. Modulhersteller war froh, wenn er sich seine Wafer- bzw. Zelllieferungen sichern konnte. Vor allem die etablierten europäischen Unternehmen hatten solche Verträge abgeschlossen. Durch den Nachfrageeinbruch hat sich das Blatt jedoch sehr rasch gewendet. Nun sind es die Projektentwickler, die sich die attraktivste Offerte aussuchen können. In dieser neuen Situation profitierten die chinesischen Unternehmen ohne Langzeitverträge viel stärker von den sinkenden Preisen auf dem Spotmarkt als die Europäer.

**Deutsche Zell- und Modulhersteller in «Knebelverträgen» gefangen!**

Beispiele von deutschen Modulherstellern zeigen, wie die vereinbarten Langzeitzell-Lieferverträge eine angemessene Preisreduktion bei ihren Modulen verhindern oder mindestens verzögern. Im ersten Quartal 2009 bezahlten die Unternehmen für Zellen zwischen 1,60 und 1,90 EUR/W, während der Spotmarktpreis bei 1,85 EUR/W war. Im zweiten Quartal lagen die Preise der Langzeitlieferverträge zwischen 1,40 und 1,60 EUR/W. Im gleichen Zeitraum fiel der Spotmarktpreis auf 1,30 EUR/W. Im dritten und vierten Quartal blieben die Verträge – trotz intensiver Nachverhandlungen – bei 1,35 EUR/W, während der Spotmarktpreis auf 1,00 EUR/W sank. Auch 2010 wird die Preisdifferenz bei etwa 0,25 bis 0,35 EUR/W verharren. Solche Langzeitlieferverträge sind für die deutschen Solarhersteller – nebst den bekannten Kostennachteilen in der Produktion gegenüber asiatischen Herstellern – eine nicht zu unterschätzende Beeinträchtigung der Wettbewerbsfähigkeit.

**... und Preise sinken weiter**

Die 2009 durchlaufenen Preisanpassungen waren und sind für die PV-Industrie immer noch schmerzlich. Die Preise entlang der solaren Wertschöpfungskette werden in der Folge zwar nicht mehr so drastisch, aber in den kommenden drei Jahren doch nochmals um rund 10% pro Jahr sinken. In Abb. 5 sind die Preisentwicklung anhand von Spotmarktpreisen für kristalline Solarmodule und Dünnschichtsolarmodule für die Jahre 2008 und

2009 sowie unsere Projektionen bis 2012 jeweils per Ende Kalenderjahr ersichtlich. Diese Preise basieren auf Händlerkontrakten am Spotmarkt. Für eine durchschnittliche schlüsselfertige Solaranlage muss der Endkunde in Europa den Wert für kristalline Solarmodule mit 1,5 bis 2,0 und für Dünnschichtmodule mit 2,0 bis 2,5 multiplizieren.

**Abb. 5: Durchschnittliche Preisentwicklung 2008 bis 2012**

Durchschnittlicher Verkaufspreis*	2008	2009	2010e	2011e	2012e
Polysilizium, EUR/kg	70	55	45	40	35
Wafer (kristallin), EUR/W	1,47	0,75	0,63	0,55	0,50
Zelle (kristallin), EUR/W	2,20	1,20	1,05	0,94	0,85
Kristallines Modul (China), EUR/W	2,95	1,56	1,40	1,30	1,20
Kristallines Modul (Europa), EUR/W	3,19	1,92	1,59	1,47	1,35
Kristallines Modul (Japan), EUR/W	3,22	1,87	1,55	1,42	1,31
Dünnschicht-CdS/CdTe, EUR/W	2,10	1,51	1,42	1,30	1,15
Dünnschicht-a-Si/μ-Si, EUR/W	2,21	1,55	1,40	1,22	1,05

Quelle: solarserver/pvXchange; Bank Sarasin, Nov. 2009  
 \* ASP: Average Selling Price per Ende Kalenderjahr

**Wo liegen die Kostensenkungspotenziale?**

In diesem kompetitiven Marktumfeld stehen die europäischen Solarhersteller unter enormem Konkurrenzdruck seitens der asiatischen Unternehmen. Chinesische Hersteller haben nicht nur bei den Lohnkosten, sondern vor allem bei den Siliziumpreisen, den Energiepreisen und den Finanzierungskosten (z.B. günstigere Kreditkonditionen) deutliche Vorteile.

Für die europäischen Hersteller besteht Kostensenkungspotenzial vor allem im Materialeinkauf, d.h. in der Nach- oder Neuverhandlung von Lieferverträgen, oder gegebenenfalls im zusätzlichen Einkauf auf dem Spotmarkt. Hinzu kommen die Prozessoptimierung (z.B. Ingotausbeute, Waferdicke, Sägeverlust, Zellbruchrate) und die technologische Innovation. Dabei spielen Solarzellenkonzepte mit höherem Wirkungsgrad eine zentrale Rolle. Hierzu gehört insbesondere die selektive Emitterstruktur, welche den Wirkungsgrad einer monokristallinen Zelle von 16% auf 17,5 bis 18,5% erhöhen kann. Dadurch können die Kosten pro Watt um bis zu 10% gesenkt werden. Dabei spielen die Ausrüstungslieferanten für die Solarindustrie eine zentrale Rolle. Sie

arbeiten kontinuierlich daran, Produktionslinien und -prozesse zu optimieren, um den Wirkungsgrad der Solarzellen zu erhöhen und die Ausbeute sowie den Produktionsdurchsatz zu steigern. Dadurch soll die Solarzellenfertigung noch wirtschaftlicher gestaltet werden. Diese Verbesserungen stehen allen europäischen und asiatischen Unternehmen gleichermaßen zur Verfügung – ausser eine gemeinsame Entwicklung von Kunde und Anlagenbauer wurde patentgeschützt. Wie schon Abb. 2 darlegte, ist es für einen Anlagenbauer sehr wichtig, dass die angebotenen Maschinen technologisch und kostenmässig laufend auf dem neuesten Stand sind.

#### **Vertrieb wird zum Schlüsselfaktor**

Im derzeitigen Käufermarkt wird der Ausbau von Marketing und Vertrieb zum wichtigsten Erfolgsfaktor für Solarzellen- und Modulhersteller. Deshalb haben einige Unternehmen wie *First Solar*, *Q-Cells*, *Suntech Power* oder *Solon* den Schritt ins Projektgeschäft bereits vollzogen. Als Kehrseite dieser Vorwärtsintegration besteht möglicherweise die Gefahr von Scheingeschäften mit der eigenen Projektgesellschaft. Eine weitere Strategie wäre die Fokussierung auf höherpreisige Nischenprodukte oder auf das Premiumsegment.

#### **Reduktion der Förderprogramme?**

Die PV-Industrie wurde zu Beginn entscheidend durch Förderprogramme wie das deutsche Einspeisegesetz (EEG) unterstützt, die ihr so zum Durchbruch verholfen haben. Marktwachstum und Förderprogramme bilden ein heikles Gleichgewicht. Diesbezüglich haben einige Länder – im Speziellen Deutschland – seit mehreren Jahren ein Optimum erreicht. Die momentane Diskussion um die «milliardenschwere Last» der Solarstromförderung für die Verbraucher schadet dem Ruf der Industrie. Dabei wird gerne vergessen, dass die Solarunternehmen dem Staat Steuereinnahmen bescherehen und – trotz gewisser Abwanderungstendenzen – bis 2009 rund 100 000 Arbeitsplätze in Europa geschaffen haben (z.B. in den Bereichen Forschung & Entwicklung, Equipmentherstellung, und Installationen). Hinzu kommt der volkswirtschaftliche Nutzen im Wert von über EUR

200 Mia. durch vermiedene Importe von Gas, Kohle und Uran sowie eingesparte Klimaschadenskosten von rund EUR 70 Mia.<sup>2</sup>

## **Dünnschichttechnologien**

### **Komplett verändertes Umfeld ...**

Letztes Jahr hatten wir die materialsparenden Dünnschichttechnologien als sehr viel versprechend beschrieben und sagten einen Marktanteilsgewinn von 23% bis 2012 voraus.

Die Attraktivität der Dünnschichtmodule ist in technischer Hinsicht immer noch vorhanden, da sie effiziente Produktionsabläufe, hohe Temperaturkoeffizienten und einen geringen oder gar keinen Siliziumbedarf haben. Im Gegensatz dazu sind die viel gepriesenen Kostenvorteile pro Watt gewaltig geschrumpft oder sogar ganz verschwunden. Der rasante Preiszerfall bei den siliziumbasierten Solarmodulen hat diese Technologien genau in ihrer Pilotphase bzw. ersten Produktionsphase erwischt. So kam der eine oder andere «Business Case» ins Wanken. Die Kapitalbeschaffung ist in diesem Umfeld sehr schwierig geworden. Zudem sind die Investitionen für eine schlüsselfertige Produktionslinie mit rund EUR 200 bis 220 Mio. pro 100-MW-Linie drei Mal höher als für eine komplett vertikal integrierte c-Si-Produktionslinie (Ingot-Wafer-Zelle-Modul).

Hinzu kommt, dass viele Dünnschichtprojekte ganz einfach die Anforderungen für eine Finanzierung nicht erfüllen, weil Erfahrungswerte und Referenzen fehlen. Zudem sind gerade die kleinen Neueinsteiger zu stark auf die Technologie fokussiert und verfügen weder über einen gesicherten Marktzugang noch über ein ausreichendes Finanzpolster.

### **... und Produktion wächst langsamer als erwartet**

Die vergangenen Monate haben ausserdem gezeigt, dass das Hochfahren neuer schlüsselfertiger a-Si- und a-Si/ $\mu$ c-Si-Produktionslinien<sup>3</sup> von *Applied Materials (AMAT)* und *Oerlikon* viel länger dauert als erwartet. Dasselbe gilt auch für die CIS- und CIGS-Technologie

<sup>2</sup> Mitteilung Deutscher Bundesverband Solarwirtschaft, Okt. 2009

<sup>3</sup> a-Si: amorphes Silizium; a-Si/ $\mu$ c-Si: amorphes/mikromorphes Silizium

(Kupfer-Indium-[Gallium]-Diselenid), sei es mit einer eigenen Fertigung oder mit einer schlüsselfertigen Anlage von *Centrotherm*. Zudem führte das schwierige Umfeld zur Stornierung von bereits in Auftrag gegebenen Produktionslinien (z.B. bei *AMAT*) im Wert von insgesamt mehr als USD 1,65 Mia.

**Schwierige Finanzierung der Dünnschicht-technologie**

Momentan scheint die Finanzierbarkeit bei neuen Dünnschichtanbietern für eine neue Produktionslinie oder eine grosse PV-Anlage, der kritische Flaschenhals zu sein. Wichtige Kriterien für die Finanzierbarkeit («Bankability») einer **Produktionslinie** sind:

- gute Referenzen bezüglich Finanzen, Technologie und Marktzugang
- gesunde und transparente Kostenstruktur (z.B. Herstellkosten, Materialkosten, Abschreibung)
- gute Leistungskennzahlen der bereits erstellten Produktionslinien (z.B. Ausbeute, Maschinenverfügbarkeit, Durchsatz)
- hohe technische Charakteristik der Endprodukte (z.B. Zertifizierung, Wirkungsgrad)
- Leistungsgarantien über die gesamte Lebenszeit der Endprodukte

Für die Finanzierung eines **grossen PV-Projektes** sind folgende Kriterien massgeblich:

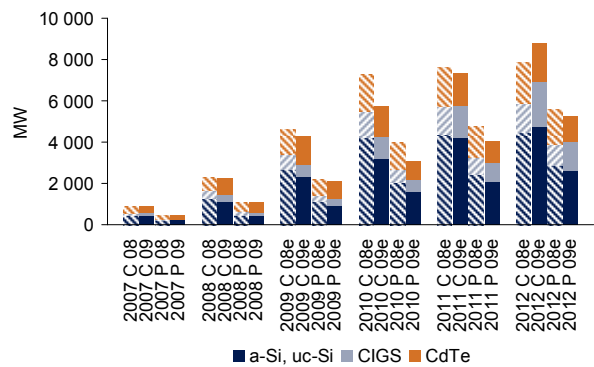
- finanzielle Stärke und guter Leistungsausweis der Sponsoren und Eigenkapitalgeber
- attraktives, stabiles politisches und regulatorisches Umfeld (z.B. Einspeisevergütung, Steuervorteile)
- geographische und klimatische Rahmenbedingungen
- Leistungsausweis und Referenzen der lokalen Installateure
- hohe technische Qualität der Module, der Wechselrichter und des Gesamtsystems (Balance of system, BOS)

**Entwicklung der Dünnschicht-PV bis 2012**

Der Marktanteil der Dünnschichttechnologien ist im Jahr 2008 um vier Prozentpunkte auf 16% oder 1 100 MW gestiegen. 2009 erwarten wir eine Produktionsmenge von rund 2 079 MW. Geht man von einer Zellproduktionsmenge von insgesamt 10,5 GW aus, steigt der Marktanteil aller Dünnschichttechnologien auf 20%.

Im Vergleich zu den vergangenen Jahren ist die Zahl von ursprünglich mehr als 140 Akteuren im Dünnschichtbereich auf unter 70 ernst zu nehmende Unternehmen gesunken. Dieser Rückgang reflektiert das – gerade für Neueinsteiger – schwierige Umfeld. So sind es eher die grossen kapitalkräftigen Unternehmen wie *First Solar*, *Sharp* und *Showa Shell* welche weiterhin in die Dünnschicht investieren. Hinzu kommen grosse Elektronikunternehmen wie *LG Electronics* und *Samsung* als Neueinsteiger, welche in Bezug auf Produktionskapazitäten noch gar nicht auf dem Radar sind. Diese grossen Namen haben die nötige Produktions- und Vertriebs Erfahrung, um in relativ kurzer Zeit eine Kapazität von einem Gigawatt zu erreichen.

**Abb. 6: Kapazitäts- (C) und Produktionsausbau (P) der einzelnen Dünnschichttechnologien. Vergleich der Schätzungen 08 (schraffiert) und 09 (ausgefüllt)**



Quelle: ACCELIOS Solar und Bank Sarasin, Nov. 2009

Unsere neuesten Schätzungen zum Kapazitäts- und Produktionsausbau bei Dünnschichtmodulen (Abb. 6) zeigen im Vergleich zu den letztjährigen Zahlen vor allem für 2010 einen deutlichen Rückgang der Produktion um 22% von 4 000 MW auf 3 100 MW. Für 2011 liegen die

jüngsten Schätzungen mit 4 100 MW um 15% tiefer als letztes Jahr. Die durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten (CAGR) der Dünnschichtproduktion zwischen 2008 und 2012 liegen mit 50% immer noch deutlich über dem CAGR des gesamten Solarmarktes von 34%. Letztes Jahr schätzten wir für die Dünnschichtproduktion noch ein CAGR von 65%. Mit Blick auf die Technologien sehen wir den stärksten Einbruch, bzw. die grösste Verzögerung, bei der a-Si/ $\mu$ -Si-Technologie. Der Kapazitätsausbau wird sich zunehmend ins Jahr 2011 verschieben.

### Starke Dünnschichtunternehmen

Die diesjährige Ermittlung der führenden 15 Dünnschichtunternehmen beruht wiederum auf der Bewertung ihres Leistungsausweises hinsichtlich Produktions- und Vertriebserfahrung. In Anbetracht der momentanen Zurückhaltung der Banken in Bezug auf die Vergabe von Krediten dürfte die Finanzierung von Fertigungsanlagen zum kritischen Faktor werden. Die Dünnschichtunter-

nehmen werden bezüglich Kreditwürdigkeit in die drei Kategorien «tief», «mittel» und «hoch» eingeteilt. Gute Chancen auf eine Projektfinanzierung haben sicherlich die Unternehmen mit einer hohen «Bankability». Businesspläne von Unternehmen mit einem mittleren oder tiefen Rating werden rigoros geprüft und müssen überzeugend durchdacht sein, um eine Chance zu erhalten. Die 15 grössten Dünnschichtunternehmen wurden nach den für 2009 erwarteten Produktionsmengen und ihrer «Bankability» in Abb. 7 eingeordnet. Interessanterweise besitzen neun der ersten zehn Unternehmen Eigenentwicklungen bei den Produktionsanlagen. Unternehmen mit Standardanlagen von *AMAT*, *Oerlikon*, *Centrotherm* oder *Ulvac* finden sich unter den ersten 15 nur spärlich. Das eigene Know-how scheint nicht an Bedeutung verloren zu haben. Ist das fremde Equipment einmal installiert und sind die Experten des Turnkey-Lieferanten wieder weg, ist es für den Besteller schwierig, die Produktivität der Linie aus eigener Kraft zu halten und weiter zu steigern.

Abb. 7: Top 15 der Dünnschicht-PV-Unternehmen

Unternehmen	Standorte	Technologie	Anlagenlieferant	Beginn Massenproduktion	2009 Kapazität (MW)	2009e Produktion (MW)	2010/2011 geplante Kapazität MW*	Bankability		
								tief	mittel	hoch
<i>First Solar</i>	USA/MAL/GER	CdTe	inhouse	< 2006	1 189	750	1 241			x
<i>United Solar Ovonics</i>	USA/MX	a-Si	inhouse	< 2006	178	150	420			x
<i>Sharp</i>	JP	a-Si/ $\mu$ -Si	inhouse	< 2006	160	110	480			x
<i>Kaneka</i>	JP	a-Si, a-Si/ $\mu$ -Si	inhouse	< 2006	70	65	150			x
<i>Mitsubishi Heavy Ind.</i>	JP	a-Si, a-Si/ $\mu$ -Si	inhouse	< 2006	68	60	128			x
<i>Showa Shell Solar</i>	JP	CIS	inhouse	2007	80	50	150		x	
<i>Global Solar Energy</i>	USA/GER	CIGS foil	inhouse	2008	75	50	75	x		
<i>Solyndra</i>	USA	CIGS	inhouse	2008	60	45	360		x	
<i>Abound Solar</i>	USA	CdTe	inhouse	2009	70	40	200	x		
<i>Sunfilm (incl. Sontor)</i>	GER	a-Si/ $\mu$ -Si	AMAT	2008	85	40	145		x	
<i>Solibro (Q-Cells)</i>	GER	CIGS	inhouse	2008	50	40	135		x	
<i>ENN Solar</i>	CHN	a-Si/ $\mu$ -Si	AMAT	2009	60	40	60	x		
<i>Schott Solar</i>	GER	a-Si	(Oerlikon)	2007	40	38	40		x	
<i>CSP China Solar</i>	CHN	a-Si	Ulvac	2008	64	35	64	x		
<i>Würth Solar</i>	GER	CIS	inhouse	2006	30	28	40		x	

Quelle: ACCELIOS Solar, Nov. 2009; \* AMAT: Applied Materials

Unter den ersten fünf finden sich grosse Unternehmen mit langjähriger Produktionserfahrung und hoher «Bankability». Dadurch und dank ihres guten Marktzugangs konnten sie ihre Produktionsvolumina bis auf einen geringen Lagerbestand vollständig verkaufen. Die grössten drei Unternehmen zeichnen sich wie folgt aus:

#### **First Solar – der grosse Leader**

Das amerikanische Unternehmen *First Solar* konnte im Vergleich zu 2007 seine Produktion um 150% von 200 MW auf 504 MW steigern. 2009 soll das Produktionsvolumen nochmals verdoppelt werden und liegt damit voraussichtlich an erster Stelle aller Solarzellen- und Modulhersteller – inklusive siliziumbasierte Module. *First Solar* fokussiert sich vollständig auf die CdTe-Technologie und strebt bis 2010 eine Kapazitätssteigerung auf rund 1 250 MW an. Mit diesem unvergleichlichen Wachstum hält *First Solar* deutlich die Kostenführerschaft in der gesamten Solarindustrie. Im vierten Quartal 2008 durchbrach das Unternehmen die Kostenbarriere von 1,00 USD/W und arbeitet mittlerweile mit Produktionskosten von 0,87 USD/W. Damit kann die Netzparität in gewissen Märkten bereits 2010 erreicht werden.

Die patentierte Prozesstechnologie der Firma hat die Fähigkeit zur Massenproduktion mit Anlagen in den USA, Deutschland und Malaysia eindrücklich bewiesen. Damit besitzt *First Solar* eine optimale geographische Aufteilung. Im Vergleich zu der c-Si-Technologie wird ein Modul von *First Solar* in wenigen Prozessschritten innerhalb von zwei Stunden an einem Ort gefertigt. Die Module erreichen einen Wirkungsgrad von 11%. Zudem sichert *First Solar* für ihre CdTe-Module nach der Nutzungsphase eine Rücknahmegarantie und umweltgerechte Entsorgung zu. 2008 wurde eine Projektentwicklungsabteilung für Freiflächenanlagen in den USA eröffnet. Dieses Jahr startete das Unternehmen eine Zusammenarbeit mit *EDF*, um gemeinsam den französischen Markt zu erschliessen. Später kündigte *First Solar* als erstes ausländisches Solarunternehmen den Einstieg in den chinesischen Markt an. Eine Absichtserklärung mit der Regierung sieht vor, dass in der Provinz Innere

Mongolei bis Juni 2010 ein 30-MW-Demonstrationsprojekt umgesetzt wird. Bis 2014 sollen Solarparks für 870 MW entstehen und bis 2019 auf rund 1 000 MW ausgebaut werden. Parallel dazu plant *First Solar* in der Region eine Produktionsstätte für Solarmodule.

Hinsichtlich Kostenmanagement, Ausbau der Produktionskapazitäten, Recycling und Projektierung von Solaranlagen ist *First Solar* die klare Messlatte für alle Unternehmen aus den Bereichen Dünnschicht und c-Si-Technologie.

#### **United Solar Ovonic – stetig aufwärts**

Das Tochterunternehmen der amerikanischen *Energy Conversion Devices (ECD)* stellt Triple-Junction-Module her, die auf einem Rolle-zu-Rolle-Laminierungsverfahren beruhen. Alle Anlagen wurden im Unternehmen entwickelt und sind patentiert. Dadurch entstehen flexible Module in der Grösse 5,4 x 0,4 m mit einem Wirkungsgrad von 6,5%. 2008 produzierte *United Solar* rund 113 MW und für dieses Jahr sind rund 150 MW geplant. Der Ausbau der Produktion wird an zwei Standorten in den USA und einem in Mexiko vorangetrieben. Ziel ist es, bis 2010 eine Produktionskapazität von 420 MW zu erreichen.

Die Module sind vor allem bei schwacher Einstrahlung oder diffusem Licht effizienter als unter Standardbedingungen (1 000 W/m<sup>2</sup>; 25° C). Zudem ist der Effizienzverlust bei steigenden Modultemperaturen nur etwa halb so gross wie bei kristallinen Modulen. Dank Beziehungen zu Firmen für industrielle Bedachung verfügt *United Solar* für diese Anwendung über ein profitables Nischenprodukt. 2009 fusionierte *United Solar* mit einem wichtigen Kunden, dem kalifornischen Unternehmen *Solar Integrated Technologies*. Damit will *United Solar* in Zukunft gebäudeintegrierte Gesamtlösungen für PV-Systeme – vor allem für Flachdächer – anbieten.

Die Produktionskosten liegen mit 1,7 bis 1,8 USD/W im Mittelfeld. Daher sind die Produktpreise von 2,0 bis 2,2 USD/W nur aufgrund der erwähnten Nischenanwendung zu rechtfertigen.

### **Sharp – mit neuem Elan**

Das japanische Elektronikunternehmen *Sharp* betreibt eine grosse Solarenergieabteilung. In der kristallinen PV-Technologie (c-Si) war *Sharp* bis 2006 der weltweit grösste Hersteller von Solarzellen. 2007 fiel die Produktion um 16% auf 363 MW, was dazu führte, dass das Unternehmen von *Q-Cells* überholt wurde. Dieser Trend setzte sich 2008 fort, sodass *Sharp* mit einer Produktion von 473 MW auf Platz vier hinter *First Solar* und *Suntech Power* rangierte. Erst 2008 gelang es dem Unternehmen mit einer Produktionssteigerung von 23% diesen Abwärtstrend zu stoppen.

Im Bereich Dünnschichttechnologien konnte *Sharp* von den Erfahrungen in der Flachbildschirmproduktion profitieren und erzielte im Jahr 2008 rund 38 MW amorphe Tandem-Silizium-Module (a-Si/ $\mu$ c-Si). Damit konnte sich *Sharp* als weltweit fünftgrösster Dünnschichtproduzent positionieren. Für 2009 ist eine Produktion von 110 MW an a-Si/ $\mu$ c-Si-Modulen mit einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 8,5% geplant. Die neue Fabrik im japanischen Sakai mit einer Jahreskapazität von 1 GW steht kurz vor dem Produktionsbeginn. Sie gewährleistet mit ihrer integrierten Flachglasproduktion entsprechend tiefe Herstellungskosten. In einer ersten Phase sollen jährlich 480 MW Tandem-Silizium-Module hergestellt werden. Mit der neuen Triple-Junction-Technologie hofft man in Zukunft einen Wirkungsgrad von 10 bis 13% zu erreichen.

Diese Module sollen vermehrt in Grossanlagen eingesetzt werden. Wie *First Solar* hat *Sharp* eine eigene Projektierungsabteilung eröffnet. In Kooperation mit dem italienischen Stromversorgungsunternehmen *ENEL* soll in Italien für über USD 1 Mia. die erste europäische 1-GW-Dünnschichtproduktionsanlage entstehen. Zudem sind gemeinsame PV-Projekte in der Grössenordnung von 160 MW bis 2011 geplant.

### **Umfangreiche Dünnschichtverfolgergruppe**

Hinter dem Spitzentrio gibt es noch zwei weitere Unternehmen, die mit einer amorphen, mikromorphen Dünnschichttechnologie arbeiten und über eine hohe «Bankability» verfügen: *Kaneka* und *Mitsubishi Heavy Industry*. Dahinter folgt eine gemischte Gruppe von zehn Unter-

nehmen: vier etablierte Firmen aus Japan, Deutschland und den USA und sechs Neueinsteiger, die vorwiegend aus den USA und China stammen. Viele deutsche Unternehmen haben gegenüber dem letzten Jahr an Boden verloren, da ihre Ausbaupläne zurückhaltender sind. In dieser Verfolgergruppe arbeiten sechs Firmen mit ihrer eigenen CIGS-Technologie. Vier Unternehmen verwenden schlüsselfertige a-Si/ $\mu$ c-Si-Fertigungsanlagen von *AMAT*, *Oerlikon* und *Ulvac*. Darunter befinden sich Unternehmen mit tiefer «Bankability» und eingeschränktem Marktzugang, weil sie mit weniger etablierten Modulen (a-Si/ $\mu$ c-Si- und CIS/CIGS-Technologie) bei vorläufig tieferem Wirkungsgrad arbeiten.

In der Verfolgergruppe zeichnen sich bemerkenswerte Entwicklungen ab: *Showa Shell Solar* baut ihre dritte betriebseigene CIGS-Modulproduktionslinie in ihrer Fabrik im japanischen Miyazaki. Produktionsbeginn ist für 2011 vorgesehen und die Kapazität soll 900 MW erreichen.

*Solyndra* hat ein innovatives Modulkonzept von röhrenförmigen CIGS-Zellen eingeführt. Diese zylindrischen Module können das Sonnenlicht auf einer 360 Grad umfassenden, photovoltaischen Oberfläche einfangen und sind damit in der Lage, sowohl direktes als auch gestreutes und reflektiertes Sonnenlicht in Strom umzuwandeln. Das Unternehmen erhielt eine Kreditgarantie über USD 535 Mia. vom amerikanischen Energiedepartement (Department of Energy, DoE). 2009 sollen 45 MW an CIGS-Modulen produziert werden.

*Abound Solar* (vormals *AVA Solar*) setzt bei ihrer CdTe-Modulproduktion auf die kostengünstige Technologie des National Renewable Energy Laboratory (NREL) in den USA. Die Firma hat beim DoE einen Kreditantrag über USD 300 Mia. eingereicht.

*Sunfilm* konnte ihre Position in der Verfolgergruppe durch den Zusammenschluss mit *Sontor* weiter stärken. Die EU-Kommission hat der Fusion im Juli 2009 zugestimmt. Dadurch werden zwei *AMAT-SunFab*-Produktionslinien mit einer *AMAT-Aristo*-Linie von *Sontor* kombiniert.

## Länderattraktivitätsindex (LAI)

Unsere weltweite Prognose für den PV-Markt ist aus der systematischen und vergleichenden Attraktivitätsbeurteilung der wichtigsten Länder abgeleitet. Diese Bewertung wurde in enger Zusammenarbeit mit der Abteilung Food and Agribusiness Research and Advisory (FAR) der Rabobank in den Niederlanden entwickelt. Der Index für 2010 gibt eine Prognose darüber, welche Länder vermehrt PV-Projekte anziehen werden. Die Bewertung basiert auf folgenden vier Kriterien:

- **Finanzielle Attraktivität:** Wir benutzen den internen Zinsfuß, (internal rate of return, IRR) eines durchschnittlichen Standard-1-MW-PV-Projektes als Indikator für die finanzielle Attraktivität eines Marktes. Unsere Berechnungen basieren unter anderem auf den Einspeisetarifen, den lokalen Stromtarifen und der natürlichen Einstrahlung und werden auf einer Skala von 1 bis 10 eingeordnet. Damit die finanzielle Attraktivität über zwei Jahre verglichen werden kann, wurden die PV-Systemkosten konstant gehalten.
- **Marktreife:** Dieses Kriterium beurteilt, inwieweit Infrastruktur und Unternehmen für die Installation von PV-Anlagen vorhanden sind. Die Bewertung erfolgt auf einer Skala von 1 bis 5. Der grösste PV-Markt erhält fünf Punkte und der kleinste PV-Markt einen Punkt.
- **Wachstumspotenzial:** Darin werden gesetzliche Obergrenzen und übergeordnete politische Ziele für die Photovoltaik beurteilt, da diese das langfristig nutzbare Kapazitätspotenzial bestimmen. Die niedrigste Obergrenze ergibt einen Punkt, keine Obergrenze ergibt fünf Punkte. Länder ohne politische Zielsetzungen zur Photovoltaik erhalten einen Punkt, solche mit ambitionierten Zielen fünf Punkte.
- **Effektive administrative Abläufe:** Hier werden die administrativen und regulatorischen Hürden eines Landes beurteilt. Dabei wird die durchschnittliche Zeitspanne für die Realisierung eines Projektes, die in der Praxis zwischen 12 und 24 Monaten variiert, ermittelt.

Eine kurze Zeitdauer ergibt fünf Punkte, eine lange Zeitdauer einen Punkt. Dieses Kriterium widerspiegelt eine gewisse mittelfristige Perspektive.

Durch den Einsatz der breiteren Skala von 1 bis 10 bei der Bewertung der finanziellen Attraktivität wird dem finanziellen Aspekt im Vergleich zu den anderen Kriterien, die einer Skala von 1 bis 5 folgen, bewusst eine höhere Gewichtung eingeräumt, um die grosse Bedeutung dieses Kriteriums zu widerspiegeln.

Neu wird dieses Jahr auch ein LAI für kleine PV-Aufdachanlagen (<3 kW) für 2009 und 2010 abgebildet. Dabei wird die Effektivität der administrativen Abläufe nicht berücksichtigt, da ihre sinnvolle Beurteilung für Kleinanlagen sehr schwierig ist und die nötigen Bewilligungen normalerweise relativ einfach zu erhalten sind.

### Installierte PV-Leistung im Jahr 2008

Im Jahr 2008 wurden gemäss unseren Schätzungen (inkl. Daten IEA-PVPS)<sup>4</sup> weltweit rund 5,9 GW an neuer photovoltaischer Leistung installiert. Dies entspricht der enormen Zuwachsrate von 150% gegenüber dem Vorjahr. Damit lag die kumulierte PV-Leistung per Ende 2008 bei rund 13,4 GW. Dies entspricht rund 5% der global installierten Stromkapazitäten aus erneuerbaren Energien von total 283 GW<sup>5</sup> und erzeugt etwa 12 TWh Strom.

### Förderprogramme in Bewegung

Die Vergangenheit der PV-Industrie hat die Abhängigkeit von einzelnen Absatzmärkten und ihren Förderbedingungen auf schmerzhaft Weise deutlich gemacht: Zuerst wurde Japan als dominierende Kraft von Deutschland abgelöst, dann folgte der explodierende spanische Markt und 2009 wird Deutschland wieder mit rund 40% den grössten Marktanteil stellen. Dieser Trend widerspiegelt gleichzeitig aber auch, wie schwierig es für die einzelnen Regierungen ist, laufend für ein ausgewogenes Verhältnis zwischen Marktwachstum und Förderung

<sup>4</sup> Trends in PV applications; Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2008. IEA Photovoltaic Power Systems Programme – Task 1; September 2009. [www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org)

<sup>5</sup> REN 21, Mai 2009. Renewables Global Status Report: 2009 Update

zu sorgen. Die übermäßige Attraktivität eines einzelnen Marktes wirkt wie ein Sog, der zu einer Überhitzung führt und die geographische Diversifizierung der Nachfrage nach Solaranlagen erschwert.

### Die wichtigsten Änderungen ab 2010

Im Laufe dieses Jahres haben einige Regierungen Anpassungen bei den nationalen PV-Förderprogrammen angekündigt. Die wichtigsten Neuerungen sind in Abb. 8 zusammengefasst.

**Abb. 8: Nationale PV-Förderprogramme – wichtigste Neuerungen für 2010 gegenüber 2009**

Belgien	Unterstützung sinkt von 450 EUR/MWh auf 350 EUR/MWh.
China	Chinesische Regierung kündigte für 2010 einen Einspeisetarif von 1,2 CNY/kWh (0,12 EUR/kWh) für Freiflächenanlagen an.
Deutschland	Neue Koalitionsregierung plant eventuell eine stärkere Absenkung der Degression von momentan 11 auf rund 20% für Freiflächenanlagen. Fahrplan noch ungewiss.
Frankreich	Eine Einführung einer Vergütung von 0,45 EUR/kWh für Aufdachanlagen von >3 kW wird erwartet.
Griechenland	Ab 2010 gibt es für kleine Aufdachanlagen (<10 kW) einen speziellen Tarif von 0,55 EUR/kWh.
Kanada	Einspeisetarif für Aufdachanlagen steigt von 0,42 CAD/kWh auf 0,80 CAD/kWh (von 0,26 EUR/kWh auf 0,50 EUR/kWh). Tarif für Grossanlagen steigt von 0,42 CAD/kWh auf 0,44 CAD/kWh (von 0,26 EUR/kWh auf 0,28 EUR/kWh).
Tschechische Republik	Nach dem starken Wachstum im Jahr 2009 soll Degression 2010 von 5 auf 20% erhöht werden.
Südafrika	Ab 2010 Einführung eines Einspeisetarifes für Grossanlagen (>1 MW) von 3,94 ZAR/kWh (0,35 EUR/kWh).
UK	2010 wird UK einen Einspeisetarif für Aufdachsysteme (0,35 EUR/kWh) und für Grossanlagen (0,29 EUR/kWh) einführen.
Weitere	Keine Änderungen in den Einspeisegesetzen in den USA, Spanien, Indien, Italien, Japan und Holland.

Quelle: Rabobank, Bank Sarasin, Nov. 2009

### Griechenland und Italien attraktiv für Kleinanlagen

Bei kleinen PV-Aufdachanlagen bis 3 kW werden 2010 die Länder Griechenland und Italien die attraktivsten Märkte sein. Deutschland, Frankreich und Japan folgen an dritter, vierter und fünfter Stelle. In Deutschland erwarten wir für die Aufdachanlagen erst ab 2011 eine zusätzliche einmalige Absenkung (Abb. 9).

**Griechenland** besitzt einen der besten Einstrahlungswerte Europas und zudem ein attraktives Tarifsystem. Das Land plant, bis 2020 rund 29% seiner Elektrizität aus erneuerbaren Energien zu beziehen. Schon 2006 wurde ein Einspeisetarif eingeführt (EUR 0,45/kWh auf dem Festland und EUR 0,50/kWh auf den Inseln für Anlagen <100 kW). Dazu gibt es noch direkte Subventionen in der Höhe von 20 bis 40% des Investitionsbetrages. Trotzdem entwickelt sich der Markt nur langsam, da die administrativen Prozesse kompliziert und langwierig sind und bis zu 17 Genehmigungen und 40 Behörden involvieren. So wurden 2008 Anträge für über 3 000 MW eingereicht, wovon lediglich 11 MW installiert wurden. Anfang 2009 wurde nun wenigstens die Obergrenze von 800 MW aufgehoben und ein 750-MW-Dächerprogramm angekündigt. Zudem soll das Genehmigungsverfahren verkürzt werden.

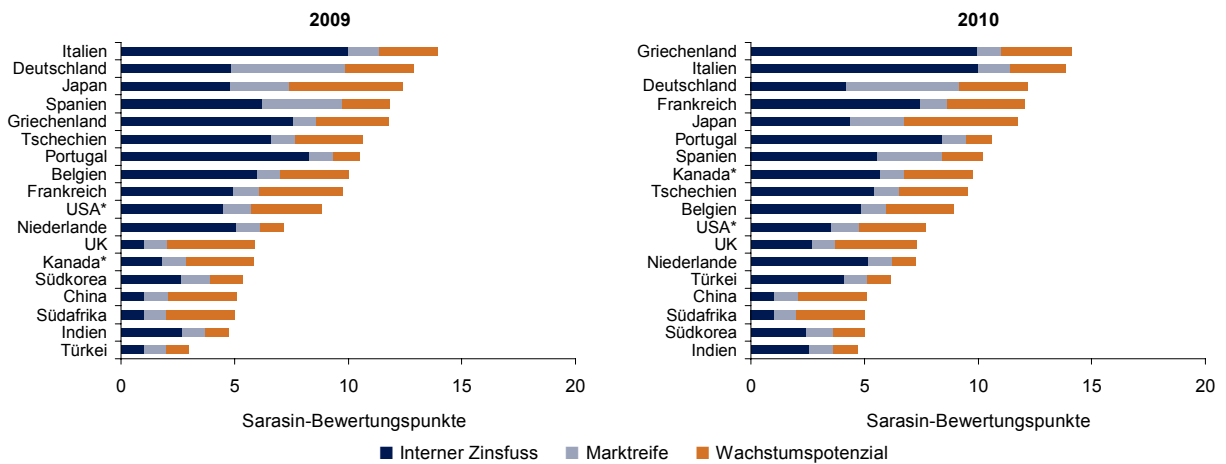
**Italien** ist ein sehr aussichtsreicher Markt mit einer Vergütung, bestehend aus dem Preis für Netzstrom und einem Bonus-Einspeisetarif von EUR 0,35/kWh im Jahr 2009. Hinzu kommt eine durchschnittliche Sonneneinstrahlung von 1 725 kWh/m<sup>2</sup>/Jahr im Norden und bis zu maximal 2 000 kWh/m<sup>2</sup>/Jahr im Süden. Das Fördergesetz sieht eine Obergrenze von 1 200 MW vor. Momentan stehen schätzungsweise noch immer 900 MW zur Verfügung. Die administrativen Abläufe scheinen effizienter und der Markt reifer geworden zu sein.

**Deutschland** erlebte dieses Jahr eine regelrechte Überflutung von neuen PV-Installationen, da durch den rasanten Preiszerfall die Rahmenbedingungen ab dem zweiten Quartal immer attraktiver wurden. Von den erwarteten 2,3 GW an neuen PV-Systemen sind rund 70 bis 80% Aufdachanlagen. Die Gesamtmenge liegt also deutlich über dem Wachstumskorridor von 1,0 bis 1,5 GW. Der neuen Koalitionsregierung ist die eingeschränkte Handhabung des aktuellen EEG bewusst. Die Obergrenze des Wachstumskorridors von 1,5 GW in den ersten neun Monaten des Jahres wird deutlich überschritten. Gemäss der EEG-Regelung wird sich daher die Basisdegression (8% für Anlagen bis 100 kW; 10% für Anlagenklassen mit mehr als 100 kW und für Freiflächenanlagen) um jeweils

einen Prozentpunkt erhöhen. Dies genügt zurzeit nicht, um wieder ein angemessenes Gleichgewicht zwischen Preis und Vergütung zu erreichen. Deshalb erwarten wir, dass die Regierung im ersten Halbjahr 2010 eine einmalige Tarifabsenkung für Freiflächen um zusätzliche 20% statt der normalen Degression von 11% umsetzt. Für Dachanlagen bis 100 kW könnte dann ab 2011 eine zusätzliche Tarifabsenkung von 20% anstehen.

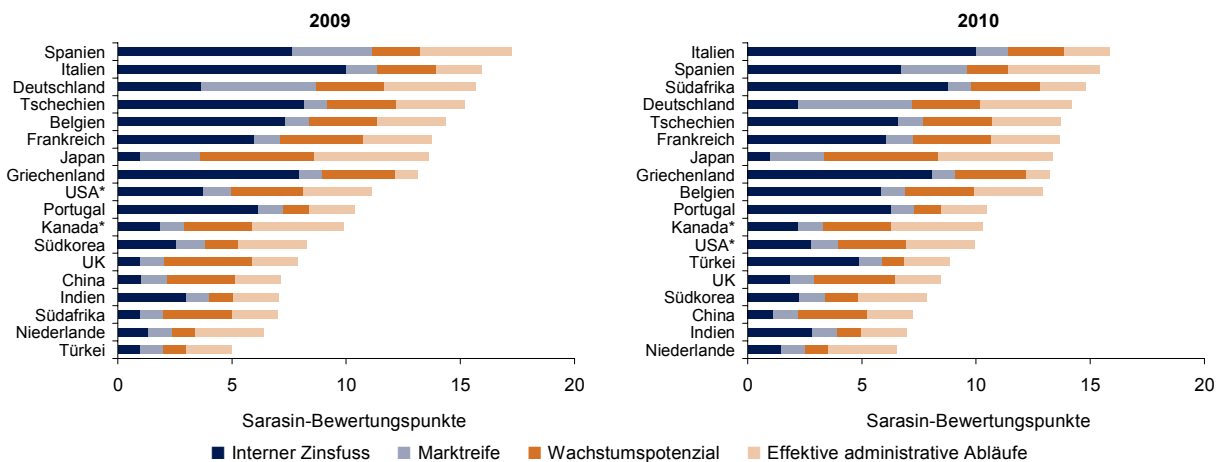
Diese Anpassungen sind – so hart sie auch sein werden – notwendig, um einer noch stärkeren Überhitzung des deutschen Marktes zuvorzukommen, und sorgen dafür, dass er sich auch in Zukunft ohne Obergrenze weiterentwickeln kann. Dies führt dazu, dass Deutschland dank seiner Reife, der raschen Genehmigungsverfahren und einer hohen Installationskapazität – je nach Preisentwicklung – ein attraktiver Markt bleiben wird.

Abb. 9: Länderattraktivität für PV-Aufdachanlagen in den Jahren 2009 und 2010



Quelle: Rabobank und Bank Sarasin, Nov. 2009  
 \* Kalifornien in den USA und Ontario in Kanada

Abb. 10: Länderattraktivität für PV-Freiflächenanlagen in den Jahren 2009 und 2010



Quelle: Rabobank und Bank Sarasin, Nov. 2009  
 \* Kalifornien in den USA und Ontario in Kanada

In **Japan** wurde dieses Jahr wieder eine Subvention von PV-Anlagen eingeführt. Damit soll vor allem der Markt der privaten Hausdachanlagen gefördert werden, welcher 75% der Installationen ausmacht. Es wird nicht ein Einspeisetarif gewährt sondern ein einmaliger Betrag zu Investitionsbeginn von 70 000 JPY/kW (ca. 500 EUR/kW). Das gesamte Fördervolumen wird jeweils für jede Budgetperiode separat festgelegt. Im April 2009 wurde das Programm mit weiteren JPY 20 Mia. (EUR 145 Mio.) verlängert. Die Systemkosten liegen bei rund 500 000 JPY/kW (ca. 3 600 EUR/kW). Mit der momentanen Förderung werden die Anfangskosten um 15 bis 20% verbilligt.

**Frankreichs** Regierung unterstützt vor allem gebäudeintegrierte PV-Systeme (BIPV) und Grossanlagen in den französischen Überseeterritorien (Korsika, DOM-TOM). Bis ins Jahr 2020 sollen die PV-Leistung auf 5,4 GW ansteigen und erneuerbare Energien einen Anteil von 23% an der gesamten Stromproduktion erreichen. Der Einspeisetarif für BIPV liegt bei 0,60 EUR/kWh und bei 0,33 EUR/kWh für Grossanlagen. Die Einführung einer neuen Vergütung von 0,45 EUR/ kWh für Aufdachanlagen von >3 kW wird erwartet. Zudem gewährt die Regierung eine Steuerermässigung von 50% auf die Materialkosten. Frankreich hat keine Kontingentierung für das PV-Unterstützungsprogramm festgelegt. Die administrativen Abläufe sind relativ effizient, und so erfordert die Realisierung eines PV-Projektes rund 15 Monate. Aussergewöhnlich an der französischen Lösung ist die jährliche Inflationsbereinigung der Einspeisetarife sowohl für neue wie auch für bestehende Anlagen. In Kombination mit den Preisreduktionen für PV-Module wird der französische Markt über die Jahre sicherlich noch attraktiver.

In der **Schweiz** ist seit dem 1. Januar 2009 die kostendeckende Vergütung für Strom aus erneuerbaren Energien (KEV) in Kraft. Sie wird über einen Zuschlag von 0,6 Rp/kWh finanziert, was jährlich rund CHF 320 Mio. einbringt. Für die Photovoltaik hat der Gesetzgeber einen komplizierten Deckelmechanismus definiert, mit dem anfänglich 5% der CHF 320 Mio., d.h. CHF 16 Mio. jährlich, bereitgestellt werden, solange die PV-Ge-

stehungskosten 50 Rp. oder mehr über dem mittleren Stromgestehungspreis von etwa 8 Rp. liegen. Diese 5% werden bei sinkenden PV-Preisen schrittweise auf 10 resp. 20% der Gesamtsumme von CHF 320 Mio. erhöht. In der ersten Phase von 5% können Solarstromanlagen im Umfang von rund 25 MW installiert werden. Zur neuen Regelung zugelassen sind aber auch Anlagen, die seit dem 1. Januar 2006 installiert wurden. Schon seit dem 1. Februar 2009 werden sämtliche Neumeldungen von PV-Anlagen auf eine Warteliste gesetzt, da die verfügbaren Mittel bereits ausgeschöpft sind. Mittlerweile sind PV-Anlagen mit rund 80 MW Leistung vermerkt, was bedeutet, dass fast 3 000 Antragsteller ihre Projekte nicht umsetzen können. Hier wäre dringend eine Nachbesserung dieser sonst so attraktiven KEV nötig. 2008 wurden in der Schweiz 11,5 MW an neuer PV-Leistung installiert. Die kumulierte Nennleistung per Ende 2008 lag damit bei 44 MW. Für dieses Jahr erwarten wir eine neu installierte PV-Leistung von 15 bis 20 MW.

#### **PV-Freiflächenanlagen: Italien, Spanien und Südafrika in Führung**

Bei den PV-Grossflächenanlagen über 1 MW scheinen uns im Jahr 2010 die Märkte in Italien, Spanien und Südafrika am attraktivsten. Die jährliche Degression ist in Italien viel tiefer (2%) als in Spanien (4%) und in Deutschland (>11%). Zudem hat Spanien im Jahr 2008 eine Obergrenze von 500 MW eingeführt. Die Tschechische Republik fällt wegen der erwarteten Senkung des Einspeisetarifes für Freiflächenanlagen um 20% beträchtlich zurück.

Der Vergabeprozess für PV-Anlagen in **Spanien** läuft mit dem neuen Dekret quartalsweise ab. Damit wird erst drei Monate nach Anmeldung bekannt, welche Anlagen in der aktuellen Runde die Einspeisevergütung erhalten. Werden in einem Quartal drei Viertel oder mehr der Subventionsgrenze erreicht, so verringert sich die Einspeisevergütung im nächsten Quartal um bis zu 2,5%. Der maximale jährliche Degressionssatz liegt somit bei 10%. Wir erwarten, dass in den kommenden Jahren der Deckel von 500 MW erreicht wird und dazu auch erste Projekte ohne zusätzliche Vergütung realisiert werden.

**Südafrika** ist der interessante Neuling im LAI. Die Kombination aus hoher Einstrahlung und generöser Einspeisevergütung (0,35 EUR/kWh) bringt diesen Markt auf Platz drei unseres LAI für Grossflächenanlagen. Der Markt ist jedoch noch sehr jung und die administrativen Abläufe müssen sich zuerst bewähren.

Die **Tschechische Republik** ist derzeit ein dynamischer PV-Markt. 2008 wurden 50 MW neue PV-Leistung installiert. Dies entspricht einer zwölfwachen Steigerung gegenüber dem Vorjahr. Die Regierung hat realisiert, dass durch den rasanten Preiszerfall die Förderung zu lukrativ wurde. Was wir letztes Jahr schon vermutet haben, ist nun eingetreten: Es droht eine stärkere Senkung der Einspeisetarife von bis zu 20%, falls die Installationen einen gewissen Wachstumskorridor überschreiten. Gemäss PV-Projektentwicklern, welche in Tschechien aktiv sind, laufen die administrativen Prozesse sehr einfach und schnell. Für die Ausarbeitung eines Projektes bis zur Einspeisung des Stroms benötigt man durchschnittlich zwölf Monate.

Der **belgische** Markt wuchs letztes Jahr von 12 MW auf 48 MW, was hauptsächlich auf den attraktiven Einspeisetarif von 0,45 EUR/kWh in Flandern und das wachsende Interesse der belgischen Stromversorger zurückzuführen ist. Dadurch könnten nebst den momentan dominierenden Aufdachanlagen auch vermehrt Freiflächenanlagen entstehen. In Zusammenhang mit zusätzlichen Steuererleichterungen und Investitionskrediten kann 2009 eine Rendite von über 15% erreicht werden. Ähnlich wie die Regierung des attraktiven deutschen Marktes könnte die belgische Regierung schon bald gezwungen sein, die Förderbedingungen in ihrem Land stärker den gesunkenen Preisen für PV-Anlagen anzupassen.

**USA:** Trotz dem Einbruch auf dem Häusermarkt, der späten Verlängerung der Steuererleichterungen für Solaranlagen (investment tax credits, ITC) und dem schwierigen finanziellen Umfeld wuchs der amerikanische PV-Markt im Jahr 2008 um 63% auf 338 MW. Weiterhin sind Kalifornien und New Jersey die grossen Wachstumstreiber, aber grosse Freiflächenanlagen von

Stromversorgern gewinnen an Bedeutung. Diese werden aufgrund neuer Anforderungen an den Anteil Elektrizität aus erneuerbaren Energien (renewable portfolio standard, RPS) in immer mehr Bundesstaaten zum Kauf oder zur Produktion von erneuerbarem Strom verpflichtet. Zudem hat Kalifornien den wichtigen Schritt hin zu einem Einspeisetarif nach europäischem Modell vollzogen, in dessen Fokus vor allem Anlagen auf Industriedächern und öffentlichen Gebäuden mit einer Leistung von 1,5 bis 3,0 MW stehen. Damit sind die Stromversorger nun verpflichtet, Solarstrom aus diesen Quellen zu vorher vereinbarten Preisen abzunehmen.

#### **Weitere Länder in den Startlöchern**

Nebst den erwähnten Märkten gibt es zukünftige PV-Märkte wie Australien, Brasilien, China, Indien und die Türkei, welche ein riesiges schlummerndes Potenzial in sich bergen. In diesen Ländern stehen nicht so stark die Einspeisetarife im Fokus, sondern günstige Komplettangebote für Strom und Licht. Diese netzunabhängigen PV-Anlagen (solar home systems, SHS) müssen zuallererst für die ländliche Bevölkerung erschwinglich werden. Bei attraktiven Vorfinanzierungskonditionen mit einer Zins-, bzw. Unterhaltszahlung, welche unter den Ausgaben für Kerosin und Kerzen liegt, sind die Menschen zweifellos für diese Technologie zu gewinnen.

#### **Fazit 2009: grosse Marktverschiebung in Europa**

Für Gesamteuropa ist der Rückschlag zwischen der Wachstumsrate von 164% im Jahr 2008 und -20% im Jahr 2009 sehr drastisch. Hauptgrund für diesen Zerfall war die Kappung des spanischen Marktes, in dem neue PV-Installationen von 2,6 GW auf 500 MW zusammengestrichen wurden. Einzig der boomende deutsche Markt verhinderte mit einer Wachstumsrate von 54% einen stärkeren Einbruch des europäischen Gesamtmarktes. Deutschland wird dieses Jahr über 40% der globalen Solarinstallationen auf sich vereinen. Dabei stehen nicht die Freiflächenanlagen, sondern kleinere Solaranlagen auf Privathäusern an erster Stelle. Weitere attraktive europäische Märkte sind Griechenland, Italien und Frankreich. Schon im kommenden Jahr wird der europä-

ische PV-Markt voraussichtlich um insgesamt 25% wachsen.

### Projektfinanzierung läuft wieder an

Seit dem zweiten Quartal 2009 gibt es vermehrt Anzeichen für eine gewisse Entspannung bei der Projektfinanzierung. Insbesondere in Deutschland scheint es diesbezüglich keine Engpässe mehr zu geben. Auch grosse Freiflächenanlagen erhalten Kapital, benötigen jedoch eine umfassende Sorgfaltsprüfung und ein solides Bankenkonsortium zur Finanzierung. Andere Länder wie Portugal, die Türkei und einige osteuropäische Staaten bleiben aufgrund von Restriktionen in der Kreditvergabe im Wachstum von PV-Freiflächenanlagen eher eingeschränkt.

## PV-Marktentwicklung

### Steigende Nachfrage im Jahr 2010

Nach der globalen Nullrunde im Jahr 2009, was die jährliche Wachstumsrate von neu installierten PV-Anlagen betrifft (-1%), sind wir für 2010 schon wieder sehr optimistisch und erwarten ein Marktwachstum von rund 45%. Die durchschnittlichen Unterstützungssätze sinken zwar auch nächstes Jahr, doch die Kosten für eine PV-Anlage sinken noch drastischer. Dies vor allem aufgrund der weiter fallenden Modulpreise. Somit werden auch 2010 weiterhin attraktive Renditen zu erzielen sein.

### Globale Entwicklung der Märkte bis 2012

Für unsere Marktprognose haben wir folgende Kern-daten verarbeitet:

- PV-Marktdaten der jeweiligen Länder von Industrieverbänden und IEA-PVPS
- nationale Ziele zu PV-Installationen und Produktionskapazitäten
- Daten zum Kapazitätsausbau der Dünnschicht-technologien und Hinweise von den Unternehmen zu deren Verlässlichkeit

Unter Berücksichtigung der Länderattraktivitätsbewertung erwarten wir bis 2012 die in Abb. 11 dargestellten Marktentwicklungen. Global führt unsere Prognose zu

einem durchschnittlichen jährlichen Wachstum von 34% zwischen 2008 und 2012. Daraus resultiert eine neu installierte PV-Leistung von 8,5 GW für 2010, 12,7 GW für 2011 und 19,2 GW für 2012. Die Wachstumsraten der einzelnen Länder und Jahre variieren jedoch sehr stark. Für 2011 und 2012 dürfte das globale jährliche Marktwachstum wieder bei 50% liegen.

In Europa sind die starken Wachstumsländer bis 2012 vor allem Italien (CAGR 2008 bis 2012 von 64%), Griechenland (162%), Frankreich (58%) und Portugal (47%). Die USA wachsen in derselben Periode um durchschnittlich 100% pro Jahr und werden damit auch mengenmässig enorm an Bedeutung gewinnen (5,6 GW im Jahr 2012). Weitere wichtige Wachstumsmärkte sind zudem China (CAGR 2008 bis 2012 von 132%), Indien (98%), Japan (45%) sowie das restliche Asien (59%).

Abb. 11: Sarasin-PV-Marktprognose bis 2012

	Neu installierte PV-Leistung [MW]						CAGR* 08 - 12
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
Deutschland	1 135	1 505	2 318	2 596	2 881	3 170	20%
Italien	63	320	560	924	1 478	2 323	64%
Spanien	505	2 610	530	593	735	860	-24%
Griechenland	2	11	44	110	242	520	162%
Frankreich	25	80	128	198	317	499	58%
Portugal	15	50	60	96	149	234	47%
Tschechien	3	51	50	70	90	120	24%
Belgien	18	48	50	65	80	90	17%
Übriges Europa	12	19	34	58	93	147	67%
<b>Europa</b>	<b>1 778</b>	<b>4 694</b>	<b>3 774</b>	<b>4 710</b>	<b>6 066</b>	<b>7 961</b>	<b>14%</b>
<b>USA</b>	<b>207</b>	<b>338</b>	<b>777</b>	<b>1 555</b>	<b>3 110</b>	<b>5 597</b>	<b>102%</b>
China	20	50	165	377	778	1 458	132%
Indien	10	40	80	180	342	616	98%
Japan	210	225	365	547	739	998	45%
Südkorea	45	276	100	130	160	204	-7%
Übriges Asien	31	93	186	326	456	592	59%
<b>Asien</b>	<b>317</b>	<b>685</b>	<b>896</b>	<b>1 560</b>	<b>2 475</b>	<b>3 869</b>	<b>54%</b>
<b>Rest der Welt</b>	<b>56</b>	<b>185</b>	<b>370</b>	<b>647</b>	<b>1 035</b>	<b>1 759</b>	<b>76%</b>
<b>Gesamt neu installiert</b>	<b>2 357</b>	<b>5 902</b>	<b>5 817</b>	<b>8 472</b>	<b>12 685</b>	<b>19 186</b>	<b>34%</b>
Jährliche Wachstumsrate	56%	150%	-1%	46%	50%	51%	

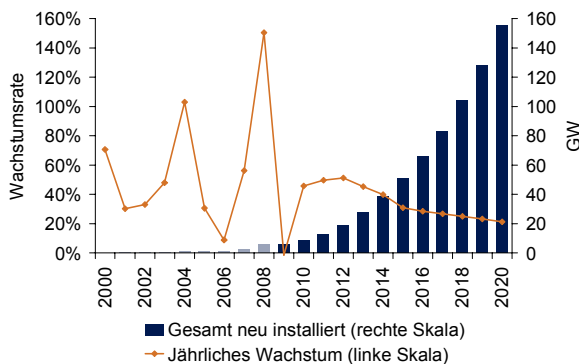
Quelle: Bank Sarasin, Nov. 2009; \*CAGR: compound annual growth rate (durchschnittliche jährliche Wachstumsrate)

**Langfristprognosen sehr verheissungsvoll – 155 GW neu installierte PV-Leistung im Jahr 2020**

Eine entscheidende Entwicklung lässt sich für die kommenden Jahre deutlich feststellen: Mehrere Märkte erreichen 2010 oder 2011 eine Grösse von über 500 MW neu installierter PV-Leistung. Dadurch wird die gesamte PV-Industrie noch globaler und damit auch weniger anfällig auf sich verändernde Rahmenbedingungen in einzelnen Schlüsselmärkten. Deshalb halten wir es für realistisch, in den kommenden Jahren mit einem stabileren Wachstum zu rechnen. Mit einer neu installierten PV-Leistung von 155 GW im Jahr 2020 erwarten wir für die Periode 2012 bis 2020 ein durchschnittliches jährliches Wachstum von 30%. Tendenziell werden die nichteuropäischen Märkte bis 2020 schneller wachsen, da sie über sonnenreiche Regionen verfügen, die noch einen umfangreichen Nachholbedarf an Solarstrom haben.

Die Solarindustrie wird gestärkt aus dem diesjährigen schwierigen Umfeld hervorgehen. Können die Kosten bis 2012 auch tatsächlich um etwa weitere 10% pro Jahr gesenkt werden, halten wir das aufgezeigte Szenario für realistisch.

**Abb. 12: Sarasin-Langfristprognose für den weltweiten PV-Markt**



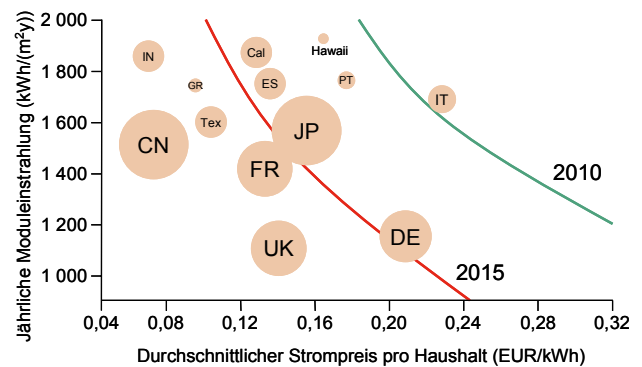
Quelle: Bank Sarasin, Nov. 2009

**Netzparität für erste Länder in Reichweite**

Durch die erwähnten Kosten- bzw. Preisreduktionen steuert die Photovoltaik in Riesenschritten auf die Netzparität zu. Unter Netzparität verstehen wir den Preis, den der private Stromverbraucher für seine Energie bezahlen

muss. Im Solarmarkt der privaten Dachanlagen ist es für Hausbesitzer ein wichtiger Kaufanreiz, wenn sie den Strom billiger über ihre eigene Anlage beziehen können als aus der Steckdose. Das Erreichen der Netzparität in den ersten wichtigen und sonnenreichen Märkten wie Italien, Kalifornien, Hawaii, Spanien und Japan erwarten wir bereits zwischen 2010 und 2012. In Japan, welches die höchsten Strompreise der Welt hat und wo bereits im letzten Jahr 235 MW ohne staatliche Förderung installiert wurden, könnte die Netzparität für Wohngebäude bereits 2010 erreicht werden. In Italien erwarten wir dies für 2011. Grosse PV-Projekte in Spanien könnten nach einer erwarteten Strompreiserhöhung im Anschluss an die geplante Liberalisierung im Jahr 2011 schon zwölf Monate später Netzparität erreichen. Ab 2015 ist dann auch in den Ländern Mitteleuropas Solarstrom genauso günstig wie konventioneller Netzstrom.

**Abb. 13: Entwicklung der Netzparität für den Privatkunden**



Quelle: EPIA, REC, Bank Sarasin, Nov. 2009

**Sarasin-Prognose liegt über EPIA-Ziel für 2013**

Gemäss dem neuen Solarbericht des Europäischen PV-Industrieverbandes (European Photovoltaic Industry Association, EPIA) wird Solarstrom auch in den kommenden Jahren zweistellig wachsen.<sup>6</sup> Im Vergleich zu den von uns prognostizierten 28 GW erwartet das moderate EPIA-Szenario für 2013 eine globale neu installierte PV-Leistung von 12,2 GW. Das zusätzlich von der Politik unterstützte (policy-driven) Szenario geht von 22,3 GW

<sup>6</sup> www.epia.org; Global Market Outlook for PV until 2013, March 2009

neuer PV-Leistung aus. Wir liegen mit unserer Prognose deutlich darüber, nicht aus der Hoffnung auf mehr politische Unterstützung, sondern wegen der wachsenden ökonomischen Argumente, welche für die Photovoltaik sprechen.

#### **Umfassende Nachhaltigkeitsanalyse von PV-Unternehmen gefordert**

Vorbei sind die Zeiten, in denen jedes PV-Unternehmen per se als nachhaltig beurteilt wurde. Damals standen die Produkte, die Solarzelle oder das Solarmodul, im Vordergrund. Diese erneuerbare Energieform und ihre Unternehmen wurden selbstredend positiv bewertet. Mit zunehmender Reife der Industrie sind auch die Ansprüche an eine umfassende CSR-Berichterstattung (Corporate Social Responsibility) gestiegen. Diese Forderung nach Umwelt- und Sozialnormen wird momentan von europäischen Solarunternehmen als zukünftige Bedingung für den Anspruch auf eine Einspeisevergütung, z.B. im Rahmen des deutschen EEG, ins Feld gebracht. Eine solche Nachhaltigkeitsanalyse muss sehr schnell über die Zertifizierung von Umwelt-, Sozial- oder Arbeitsschutznormen hinausführen. Es geht um eine transparente Berichterstattung von quantitativen Indikatoren. Dies geschieht am besten auf der Basis der anerkannten GRI-Richtlinien (Global Reporting Initiative). Als vorbildliches Unternehmen sei hier *SolarWorld* erwähnt, welches ausführlich über seine Umwelt- und Sozialbestrebungen berichtet. Eine wachsende Zahl von Investoren erwartet, auch bei einer themenorientierten Anlage, wie dies Erneuerbare-Energien-Fonds sind, vermehrt eine Nachhaltigkeitsbewertung der Unternehmen.

#### **Europäischer SET-Plan mit ambitionösen Zielen**

Die Positionierung der Solarbranche innerhalb des europäischen «Strategic Energy Technology»-Plans<sup>7</sup> (SET-Plan) ist von enormer Bedeutung. Damit will die EU-Kommission zukünftig die strategische Entwicklung für den gesamten Energiebereich in Europa vorantreiben. Zu diesem Zweck steuert sie einen Teil des Geldes für Forschung und Entwicklung bei. Den grössten Anteil sollen jedoch die Industrie und die Mitgliedsländer aufbringen. Bis zum Jahr 2020 werden in Europa 40% der

konventionellen Kraftwerkskapazitäten ersetzt werden müssen. Der SET-Plan schliesst alle kohlenstoffemissionsarmen Technologien mit ein. Darunter will sich EPIA mit einer ambitionierten Zielsetzung besser positionieren. Dabei geht sie bis 2020 für die EU-27-Länder von einer kumulierten PV-Leistung von 175 bis 350 GW aus. Dies entspräche einem durchschnittlichen Wachstum von 33 bzw. 40%. Damit können 2020 zwischen 210 und 420 TWh Strom produziert werden. Dies wären 6 bis 12% der gesamten EU-Stromproduktion. Unsere Prognose geht von 210 GW kumulierter PV-Leistung in Europa aus. Damit liegen wir im untersten Drittel der EPIA-Zielsetzungen.

#### **Strategische Positionierung der PV-Unternehmen**

Die vorgängig beschriebenen Veränderungen im Markt haben logischerweise auch Auswirkungen auf die Rahmenbedingungen für PV-Unternehmen:

- enormer Preisdruck aufgrund von Überkapazitäten
- gesunkene Nachfrage
- Unsicherheiten über zukünftige Förderprogramme bzw. rückläufige Förderung
- zunehmende Bedeutung von Marketing und Vertrieb
- erschwerter Zugang zu Finanzen

Trotz sonniger Aussichten für die Solarwirtschaft lautet deshalb die Frage, welche Unternehmen diese turbulente Phase überstehen können. Zum vierten Mal in Folge führen wir eine Bewertung der PV-Unternehmen aufgrund von strategischen Beurteilungskriterien durch. Dieses Mal wurden wiederum 27 börsenkotierte PV-Unternehmen, und zwar nur sogenannte «pure players» (ohne *BP Solar*, *Kyocera*, *Sanyo*, *Sharp* und *Wacker*) bewertet: Neu hinzugekommen sind *Gintech Energy*, *China Sunergy*. Nicht mehr bewertet wurden *Bosch/Ersol* und *Schott Solar* als nicht börsenkotierte Unternehmen. Bei den Bewertungskriterien wurde die Rohstoffsicherung dieses Jahr weggelassen, da Polysilizium in den kommenden Jahren in genügenden Mengen vorhanden sein wird und sich die Preisunterschiede der Beschaffung über Langzeitverträge oder über den Spotmarkt

<sup>7</sup> [www.ec.europa.eu/energy/res/setplan](http://www.ec.europa.eu/energy/res/setplan)

langsam angleichen werden. Die Unternehmen im siliziumbasierten Geschäft tun gut daran beide Einkaufsvarianten zu nutzen, um Mengenflexibilität einerseits sowie Preis- und Mengengarantie andererseits kombinieren zu können.

Die Unternehmen wurden nach folgenden Kriterien beurteilt, wobei ein Scoring-System von 1 (schwach/schlecht) bis 10 (stark/gut) benutzt wurde.

– **Grösse des Unternehmens:** In der industriellen Produktion spielen Skaleneffekte bei der Kostenreduktion eine wichtige Rolle. Nur Unternehmen mit schlanken Kostenstrukturen werden attraktive Margen erzielen können. Gleichzeitig arbeiten Rohstofflieferanten bevorzugt mit grösseren, stabileren Unternehmen auf der Basis von langfristigen Partnerschaften. Auch vom Standpunkt der Kunden und Kapitalgeber aus wird die Unternehmensgrösse – insbesondere bei längerfristigen Grossprojekten – immer stärker beachtet. Bei der Punktevergabe wurden sowohl buchhalterische Umsatzzahlen als auch die Marktkapitalisierungen der Unternehmen berücksichtigt.

– **Technologisches Know-how:** Um substantielle Kostensenkungen erzielen zu können, ist neben dem Grössenkriterium auch das technologische Know-how ausschlaggebend. Dieses beschleunigt die Kostenreduktion in Richtung Netzparität und ermöglicht es technologischen Vorreitern, sich qualitativ und preislich von der Konkurrenz abzuheben. Dabei sind sowohl langjährige Erfahrungen aus der Vergangenheit als auch zukunftsgerichtete Ausgaben für Forschung und Entwicklung essenziell. Als Indikator werden die F&E-Ausgaben im Verhältnis zum Umsatz ausgewertet.

– **Kundenbasis:** Bei der teils unsicheren Entwicklung der Unterstützungsprogramme in den reiferen Solarmärkten und der gleichzeitigen Einführung der Förderung in anderen Ländern benötigt ein Unternehmen breite internationale Vertriebskanäle. Während die reiferen Märkte wie Deutschland und Italien einen gewissen Rückhalt bieten, ist die frühzeitige Präsenz in

neuen, aufstrebenden Märkten, wie den USA, Griechenland, Portugal und Indien, eine Voraussetzung für den langfristigen Erfolg. Umfassende Aktivitäten in den Bereichen Marketing und Vertrieb werden generell wichtiger.

– **Wachstum:** In einem Wachstumsmarkt sind steigende Umsätze unabdingbar, um die Marktposition zu halten und auch weiter auszubauen. Dabei darf jedoch die Profitabilität nicht auf der Strecke bleiben. Auch die Finanzierbarkeit des Wachstums muss durch Eigen- und/oder Fremdmittel gewährleistet werden. Bei der Beurteilung des Wachstums wurden in einem ersten Schritt Konsensschätzungen von Finanzanalysten für die zukünftige Umsatz- und Gewinnentwicklung verwendet. Anschliessend wurden Finanzkraft und Kapitalmarktzugang anhand verschiedener Verschuldungs- und Geldflusskennzahlen beurteilt.

#### **First Solar und SolarWorld an der Spitze**

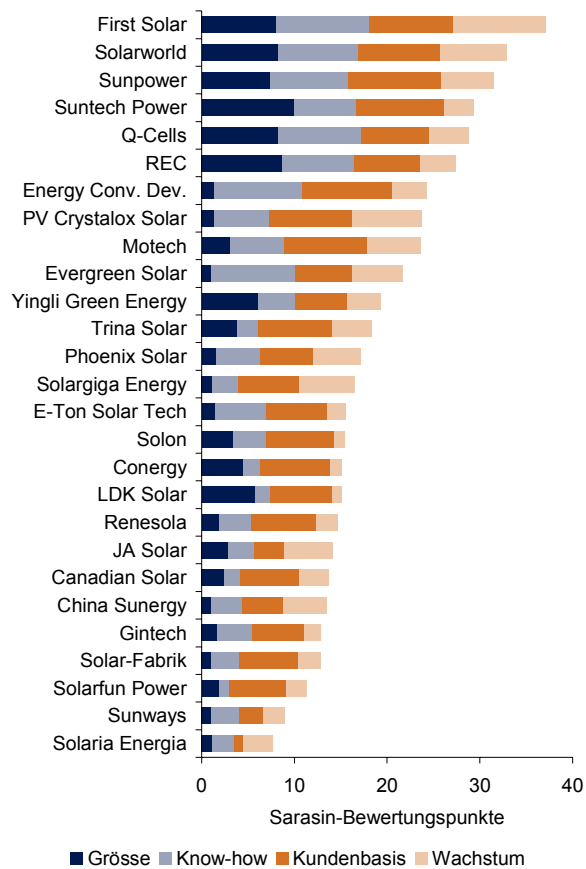
Das amerikanische Dünnsilmununternehmen *First Solar* liegt deutlich an der Spitze, vor allem wegen seiner soliden Bilanz und der besten Kostenbasis. *SolarWorld* konnte ihren zweiten Platz behaupten. Sie besitzt eine sehr ausgeglichene Bewertung und zeigt keine eigentliche Schwäche. Dahinter haben *Sunpower* und *Suntech Power* ihre Plätze mit *Q-Cells* und *REC* getauscht. Letztere zwei Unternehmen hatten Rückschläge in ihren Wachstumsplänen erlitten. So hatte *Q-Cells* vor allem mit Überkapazitäten, Entlassungen in Ostdeutschland, Kostenreduktionsprogrammen und einer gerichtlichen Auseinandersetzung wegen Langzeitverträgen mit *LDK Solar* zu kämpfen. *REC* musste sich den Anlaufschwierigkeiten ihrer neuen Polysiliziumproduktion, dem Rückruf von Modulen und einer gerichtlichen Auseinandersetzung mit einem Wafer-Kunden widmen.

#### **Langfristige Trends in der Solarindustrie**

Die Solarindustrie wird in Zukunft noch stärker durch Unternehmen dominiert, welche erfolgreich ihre Kosten reduzieren und ihre Produktivität steigern können. Eine Möglichkeit, dies zu erreichen, führt über Innovation zu Produkten mit höherem Wirkungsgrad und damit zu

reduzierten Produktionskosten. Innovation kann aber auch zu einer gezielten Produktdifferenzierung oder einer Nischenanwendung führen, in der ein Premiumpreis verlangt werden kann.

**Abb. 14: Strategische Positionierung der PV-Unternehmen**



Quelle: Bank Sarasin, Nov. 2009



# Solarthermische Kraftwerke (CSP)

**Solarthermische Kraftwerke (CSP) erweisen sich als kostengünstige Technologie zur zentralen Stromerzeugung. Sie sind deshalb der ideale Einstieg für Stromversorger in die Solarenergie. Durch den rasanten Preiserfall in der Photovoltaik sind auch vermehrt PV-Grossanlagen für diesen Anwendungsbereich attraktiv. Vor- und Nachteile sowie aktuelle Stromgestehungskosten verschiedener Solartechnologien werden verglichen und analysiert. Bis 2015 schätzt die neueste Sarasin-Prognose eine kumulierte CSP-Kraftwerksleistung von 16,3 GW.**

## CSP-Kraftwerke heben ab

2008 wurden erstmals nach einem Unterbruch von mehreren Jahren wieder solarthermische Kraftwerke (concentrating solar power, CSP) zur grosstechnischen Produktion von Dampf oder Strom in Betrieb genommen. Damit waren Ende letzten Jahres insgesamt 485 MW an CSP-Stromkapazitäten am Netz. Dies entspricht einem Investitionsvolumen von rund EUR 2,2 Mia. Bis Ende 2009 sollen weitere 415 MW installiert werden und bis 2011 sind mindestens 4 700 MW an zusätzlichen CSP-Kapazitäten – hauptsächlich in Spanien – im Bau. In der aktuellen Liste der weltweiten CSP-Projekte dominiert die Parabolrinnen-Technologie mit über 85% gegenüber der Fresnel-, Dish-Sterling- bzw. Solarturmtechnologie.<sup>8</sup> Mit dem gestiegenen Engagement der Energieversorger haben sich die CSP-Kraftwerke zu einer etablierten Technologie für erneuerbare Energien entwickelt. Gerade die Möglichkeiten zur Energiespeicherung oder zum kombinierten Gebrauch mit einer fossilen Energiequelle (Hybridbetrieb) machen CSP-Kraftwerke für Spitzen- und auch für Grundlaststromproduktion einsetzbar.

## CSP mit grossem langfristigem Potenzial

Wenn es nach den Aussagen des Branchenverbandes ESTELA und von Greenpeace geht, wird CSP die nächste grosse erneuerbare Energieform nach Windkraft und Photovoltaik werden und dazu beitragen, die hoch-

gesteckten globalen CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele zu erreichen. Bis 2050 könnten CSP-Kraftwerke bis zu 4,7 Gt CO<sub>2</sub> pro Jahr vermeiden helfen. Das sind 20% der gesamten energiebezogenen Kohlenstoffemissionen.

## Steigende Investitionen der Stromversorger

Stromversorgungsunternehmen sind potenziell wichtige Investoren für grosse, zentrale Projekte der erneuerbaren Energien (Wind, PV, CSP, Geothermie). Sie besitzen die nötigen liquiden Mittel, um solche Projekte zu finanzieren, und gelten als sichere Schuldner. Vielen geht es anfangs darum, Erfahrungen mit den einzelnen sauberen Technologien zu sammeln und konkrete Daten zu Investitions- und Betriebskosten zu gewinnen. Zudem werden sie in einigen Ländern (UK, USA) durch gesetzliche Anforderungen an ihr Stromproduktionsportfolio (RPS, Renewable Portfolio Standard) vermehrt gezwungen, Strom aus erneuerbaren Quellen zu erzeugen. Momentan können die Stromversorger geplante oder bestehende Solar- oder Windparks günstig von kleineren Projektentwicklern abkaufen.<sup>9</sup>

Im Bereich der Solarenergie haben neben CSP-Kraftwerken auch vermehrt photovoltaische Grossanlagen die Aufmerksamkeit der Stromversorgungsunternehmen erhalten. Im vergangenen Jahr haben beide Solartechnologien enorme Fortschritte in technischer und ökonomischer Hinsicht gemacht. Durch den starken Kapazitätsausbau und die sinkenden Preise in der PV-

<sup>8</sup> Concentrating solar power, global outlook 09, Greenpeace, Solar Paces, ESTELA; www.greenpeace.org, Mai 2009

<sup>9</sup> Erneuerbare Energien: reinigendes Gewitter vor dem nächsten Sonnenschein, Bank Sarasin, Juni 2009

Industrie werden beide Technologien teilweise zu einer direkten Konkurrenz auf Stufe der zentralen Stromerzeugung. Die Projektpipeline beider Solartechnologien ist für die kommenden Jahre sehr eindrücklich. Bei CSP sind es über 100 «seriöse» Projekte mit einem Gesamtvolumen von über 20 GW. Aufgrund ihrer langen Planungsphase und ihrer Grösse haben CSP-Projekte jedoch am stärksten unter den Finanzierungsempässen gelitten. Wir erwarten hier aber schon bald neuen Auftrieb, sobald Kredite wieder im grösseren Umfang zur Verfügung stehen.

Auch bei der Photovoltaik steigt die Zahl der angekündigten Freiflächenanlagen an, beispielsweise durch Projekte von *SunPower*, *First Solar* oder *Solon*. Wegen ihrer charakteristischen Vor- und Nachteile haben die unterschiedlichen Technologien (Abb. 15) sicherlich auch weiterhin ihre speziellen Einsatzbereiche. Die beiden Solartechnologien wurden im Rahmen der Sarasin-Solarstudie 2008 ausführlich beschrieben.<sup>10</sup>

Für eine breitere Verwendung der CSP-Technologie in südlichen Ländern ist die Reduktion des Wasserverbrauchs eine der grössten Herausforderungen. Ein gängiges Parabolrinnenkraftwerk verbraucht pro erzeugte Megawattstunde rund 4 000 bis 5 000 Liter Wasser. Davon werden 98% für die Dampfkühlung verwendet und nur ein kleiner Teil wird für die Spiegelreinigung benutzt. In wasserarmen Gegenden wird deshalb auf etwas teurere luftgekühlte Kondensatoren mit etwas tieferem Wirkungsgrad zurückgegriffen.

Der Spitzenwirkungsgrad von CSP-Kraftwerken ist mit 25% höher als bei der Photovoltaik. Der durchschnittliche Wirkungsgrad von polykristallinen Si-Modulen hat sich dieses Jahr auf rund 15% und derjenige für CdTe-Module auf 11% verbessert.

### PV und CSP – Rennen um tiefere Kosten

Durch den starken Preiszerfall bei den PV-Modulen (c-Si-basierend und Dünnsfilm) während der vergangenen zwölf Monate sind die Stromgestehungskosten pro erzeugte Kilowattstunde von PV-Grossanlagen stark

gesunken. Eine CdTe-Dünnschichtanlage kann kostengünstig mit einem Parabolrinnenkraftwerk mithalten. Beide Technologien sind mit Stromgestehungskosten von 0,19 bzw. 0,18 EUR/kWh für Stromversorgungsunternehmen schon sehr attraktiv.

Aber CSP-Kraftwerke werden weitere Fortschritte machen und ihre Kostenführerschaft – speziell in den sonnigsten Regionen ( $>2\,000\text{ kWh/m}^2$ ) – weiter verteidigen können. Die Speichermöglichkeit und die Option eines Hybridbetriebes bleiben zusätzliche wichtige Pluspunkte. Kostensenkungspotenzial besteht vor allem durch den Skaleneffekt. Die Investitionen sinken bei einer Verdoppelung der Kraftwerksgrösse um rund 15% (pro Kilowatt). Bis jetzt war für solche CSP-Kraftwerke 50 MW die übliche Grösse. Die neuen Projekte in den USA liegen nun oft über 200 MW. Vor allem der konventionelle Kraftwerksteil (Dampfturbine, Generator) wird relativ gesehen immer günstiger. Dieser Kostenanteil reduziert sich von 400 EUR/kW bei einer 50-MW-Anlage auf rund 200 EUR/kW bei einer 200-MW-Anlage.

#### Ausgeklügelter Sonnenkonzentrator aus der Schweiz

Ein junges innovatives Unternehmen, *Airlight Energy (ALE)* hat einen neuartigen Solarkollektor auf der Basis einer pneumatisch stabilisierten Struktur entwickelt. Er besteht aus einem 50 m langen Luftkissen, das von einer Betonkonstruktion getragen wird. Besonders ausgeklügelte ist der Aufbau des Spiegelsystems. Es besteht aus vier Schichten reflektierender Mylar-Folien. Diese sind am Rand des Betonträgers befestigt und werden dazwischen frei schwebend durch einen leichten Überdruck in die gewünschte Parabelform gepresst. Auf der Oberseite besteht das Luftkissen aus durchsichtiger, speziell kratzfester und selbstreinigender Teflonfolie (ETFE).

Eine weitere Innovation ist der Solarreceiver, auf den die Sonnenstrahlen über hundertfach konzentriert auftreffen. *ALE* benutzt nicht Öl oder Wasser, sondern Luft als Wärmeträger. Diese erhitzt sich im Rohr bis auf 600° C. Aufgrund der schlechteren Reflexion der Folie und der geringeren Effizienz des Empfängers liegt der Wirkungsgrad zwar noch etwa 10% tiefer als bei Spiegelsystemen. Gemäss einer aktuellen Kostenanalyse dürfte der Airlight-Konzentrator dank günstiger und einfacher Installation aber nur rund halb so viel kosten wie eine herkömmliche Parabolrinnenkonstruktion.

<sup>10</sup> Solarenergie 2008 – Stürmische Zeiten vor dem nächsten Hoch, Bank Sarasin, Nov. 2008

Eine bedeutende Kostenkomponente eines Parabolrinnenkraftwerks sind die gebogenen Spiegel. *Flagsol* hat eine neue Generation von Parabolspiegeln (Heli-oTrough) entwickelt, die um 15 bis 20% günstiger als die bisherige Technologie sein sollen. Des Weiteren bieten flache Fresnel-Spiegel eine kostengünstige Alternative. Zudem gibt es neue Versuche mit reflektierenden Folien, welche auf gebogene Aluminiumbleche fixiert werden. Generell besitzen alle erwähnten Solartechnologien noch ein beträchtliches Kostensenkungspotenzial.

**Aktueller Kostenvergleich**

Im letzten Jahr haben wir ein erstes Mal die unterschiedlichen Technologien für Grossflächenanlagen miteinander verglichen. Abb. 15 zeigt den aktualisierten Kostenvergleich von zwei PV-Anlagen, die eine mit poly-

kristallinen Si-Modulen und die andere mit CdTe-Dünnschichtmodulen, sowie zwei CSP-Kraftwerken, eines mit einem Parabolrinnen Solarfeld das andere mit einer linearen Fresnel-Technologie.

Die spezifischen Gesamtinvestitionen sind seit der letzten Solarstudie bei einer Anlage mit c-Si-Modulen um rund 45%, bei CdTe-Dünnschicht um rund 30% gesunken. Beim Parabolrinnenkraftwerk gehen wir von einer Reduktion von 25% aus. Die Daten für das lineare Fresnel Kraftwerk basierten letztes Jahr noch auf einer Studie des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR). Dieses Jahr konnten wir die Kosten eines konkreten Projektes verwenden, die jedoch rund 15% höher liegen als von der Studie prognostiziert.

**Abb. 15: Vor- und Nachteile sowie Kostenvergleich von Si-PV-, Dünnschicht-PV- und CSP-Grossflächenanlagen 2009**

Vor- und Nachteile der einzelnen Technologien	Photovoltaik (PV)		Solarthermisches Kraftwerk (CSP)	
	polykristalline Siliziummodule	CdTe-Dünnschichtmodule	Parabolrinnen Solarfeld	Lineare Fresnel Technologie
Typische Grösse (MW)	5 – 50	5 – 50	50 – 200	1 – 30
Projektierungsphase	kurz; Anlagen skalierbar		lange Planungs- und Bauphase	
Flächenbedarf pro Kilowatt	mittel	gross	klein, aber ebene Fläche nötig	
Einstrahlung	direkte Einstrahlung	diffuses Licht	direkte Einstrahlung nötig	
Speicherung	unüblich, momentan teuer		einfach umsetzbar	möglich
Dampfkühlung	–	–	Wasser oder Luft	
Kombinierbarkeit	–	–	Hybridbetrieb mit Gas möglich	
Lebensdauer (Jahre)	25	25	25	25
<b>Kostenvergleich</b>				
GU-Vertragskosten (EUR/kW)	3 200	2 900	4 000	3 600
Finanzierung (EUR/kW)	384	348	480	432
<b>Gesamtinvestition (EUR/kW)</b>	<b>3 584</b>	<b>3 248</b>	<b>4 480</b>	<b>4 032</b>
Stromkonversion (kWh/kW)*	2 000	1 800	2 700	2 000
Spitzenwirkungsgrad	15%	11%	25%	19%
Jährliche Wartung (% der Gesamtinvest.)	1,3%	1,4%	1,6%	1,3%
<b>Stromgestehungskosten (EUR/kWh)</b>	<b>0,19</b>	<b>0,19</b>	<b>0,18</b>	<b>0,21</b>

\* Standort der Solaranlagen: Südspanien mit einer jährlichen Einstrahlung von 2 000 kWh/m<sup>2</sup>; Quelle: Unternehmen, Bank Sarasin, Nov. 2009

### Attraktive CSP-Einspeisevergütungen

Nebst den bekannten, aber auch oft umstrittenen Einspeisetarifen für die Photovoltaik haben verschiedene Länder auch für die CSP-Technologie Unterstützungsprogramme eingeführt. Spanien hat schon 2002 einen Einspeisetarif für solarthermischen Strom lanciert. In der Zwischenzeit haben auch Griechenland, Portugal, Italien, Frankreich, Israel, Algerien, Indien, die Türkei und seit März 2009 auch Südafrika ihre eigenen Einspeisetarife für CSP-Kraftwerke verabschiedet. Daneben gibt es in den USA eine andere Form von Unterstützung, nämlich eine Steuererleichterung von 30% (investment tax credits, ITC).

### Desertec – grosse Vision für CSP ...

Einen weiteren Impuls für die Einführung der CSP-Technologie erhofft man sich durch das Desertec-Projekt, das auf einer Initiative von deutschen Klimaforschern und dem Club of Rome basiert.<sup>11</sup> Eine Wüstenfläche von 360 Quadratkilometer würde genügen, um die Welt mit Strom zu versorgen. Dies entspricht einem halben Prozent aller Wüstengebiete. Solarthermische Kraftwerke in der Sahara sollen bis 2050 rund 15% des europäischen Strombedarfs decken. Dafür sind Investitionen von EUR 400 Mia. notwendig. Der Strom soll durch neue Gleichstrom-Hochspannungsnetze über 3 000 km nach Europa gebracht werden. Solche Leitungen weisen geringe Übertragungsverluste auf.

Folgende Unternehmen haben im Juli 2009 eine Absichtserklärung zur Gründung einer Planungsgesellschaft mit dem Namen «Desertec Industrial Initiative» (DII) unterzeichnet: *Münchener Rück*, *Siemens*, *RWE*, *E.ON*, die *HSH Nordbank*, die *Deutsche Bank*, die Schweizer *ABB* sowie die Solarspezialisten und Anlagenbauer *MAN SolarMillennium*, *Abengoa Solar*, *Schott Solar*, *Cevital* und *M+W Zander*. Diese Gesellschaft soll innerhalb der nächsten drei Jahre die politischen, ökonomischen, gesellschaftlichen und ökologischen Rahmenbedingungen für ein solches Projekt analysieren. Desertec soll auch in den Ländern Nordafrikas und des Nahen Ostens für

Wertschöpfung sorgen und auch dort zur Deckung des künftigen Energiebedarfs beitragen.

### ... als sinnvolle Ergänzung zu dezentralem Solarstrom aus Mitteleuropa!

Bevor dieses Desertec-Projekt jedoch zum Tragen kommt, läuft der weitere Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Mitteleuropa zu niedrigeren Kosten und Preisen weiter. In drei bis vier Jahren könnte hier die dezentrale Solarstromerzeugung die Schwelle der sogenannten «Netzparität» erreichen. Die zukünftige Stromversorgung besteht aus einem ausgewogenen Mix erneuerbarer Energien. Desertec kann hier also nur ein Teil der Lösung sein.

Die Initianten dürfen nicht vergessen, dass die Investitionsdynamik für erneuerbare Energien gerade darin liegt, dass es bei einer dezentralen Anwendung viele Millionen Investoren und nicht nur wenige Stromkonzerne gibt. Diese Dezentralisierung der Stromerzeugung erzeugt auch überall eine regionale Wertschöpfung.

### Grosses Solarthermieprojekt auch in Asien

Eine japanische Forschungsgruppe unter Leitung des Tokyo Institute of Technology hat Ende Oktober eine Asien-Pazifik-Version der Desertec-Initiative vorgestellt. Japan führt die regionalen Bestrebungen zum Bau von CSP-Kraftwerken in der Region an. Sie sind die Gelegenheit, damit dieses Land zukünftig in einem globalen Solarthermiemarkt dabei sein kann. Heute wird der Markt von *Siemens* und *SolarMillennium* aus Deutschland und *Abengoa Solar* und *Acciona* aus Spanien dominiert. An einem Energieforum in Tokio haben sich 16 Länder, darunter Japan, Australien, China und Mitgliedsstaaten aus der ASEAN-Vereinigung (Association of Southeast Asian Nations), zum Aufbau einer gemeinsamen regionalen erneuerbaren Energieversorgung mithilfe von CSP-Kraftwerken verpflichtet.

---

<sup>11</sup> www.desertec.org

### Marktaussichten für CSP-Kraftwerke

Die Projektpipeline für CSP-Anlagen ist in den nächsten Jahren noch stark von den Förderprogrammen in den vorab erwähnten Ländern abhängig. Über 75% der projektierten Anlagen in den Jahren 2009 und 2010 befinden sich in Spanien und in den USA. Weitere Länder aus dem Mittleren Osten und Nordafrika (MENA-Region) sowie Südeuropa werden schon 2010 zusätzlich über 500 MW an CSP-Kraftwerken realisieren. Die Erfahrungen mit den neuen Anlagen sind sehr viel versprechend. Unsere Prognose geht von einer kumulierten CSP-Leistung von 31,6 GW im Jahr 2020 aus (Abb. 16). Diese Prognose wurde gegenüber letztem Jahr nicht geändert und liegt zwischen dem Referenzszenario (7,3 GW) und dem moderaten Szenario (68,6 GW) der neuen ESTELA-Studie (vgl. Fussnote 8). Dies entspricht für die Periode 2009 bis 2020 einer durchschnittlichen Wachstumsrate bei der neu installierten Leistung von 20% pro Jahr.

### Neue Anwendungen für CSP-Anlagen

In den vergangenen Jahren lag der Fokus bei den CSP-Kraftwerken auf der zentralen Stromgewinnung. Mit der gleichzeitigen Reifung der Technologie treten neue innovative Anwendungen ins Blickfeld. Dabei geht es um den

Wärme- und Kältebedarf für industrielle Prozesse. Technisch scheint schon einiges möglich zu sein, die Umsetzung gestaltet sich jedoch relativ zäh.

Viele Industrien benötigen Prozesswärme. Zwei Drittel der Endenergienachfrage in der Industrie sind Wärme, davon wird ein Drittel bei weniger als 200 °C benötigt. Eine von der Internationalen Energie Agentur (IEA) in Auftrag gegebene Studie<sup>12</sup> schätzt, dass in verschiedenen Branchen wie der Nahrungsmittel-, der Getränke-, der Maschinen-, der Textil- und der Papierindustrie rund 27% der Wärme im Mitteltemperaturbereich (100 bis 400 °C) und 43% der Wärme über 400 °C liegen. Nur schon für Europa wird das Potenzial für solare Prozesswärme auf über 100 GW geschätzt. Dies entspricht einem Markt von mindestens EUR 400 Mia.

Parabolrinnen und lineare Fresnel-Systeme sind am besten geeignet, um die Wärme für industrielle Prozesse zu erzeugen. Es besteht jedoch ein gezielter Entwicklungsbedarf für Prozesswärmekollektoren. Wichtige Unternehmen in diesem wachsenden Markt sind *Mirrox*, *NEP Solar* und *Solitem*. Diese Unternehmen bieten solare Systeme mit Kosten für die Aperturfläche von 400 bis 500 EUR/m<sup>2</sup> an.

Abb. 16: Prognose zum Ausbau der CSP-Kraftwerke

Zubau in MW	kumuliert 2008	Jährlicher Zubau												kumuliert 2020
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Spanien	60	290	950	700	600	500	500	500	450	450	400	500	500	6 400
USA	425	25	750	1 600	1 350	1 050	1 100	1 200	1 200	1 200	1 100	1 000	1 100	13 100
MENA	0	60	270	70	460	800	840	700	850	950	1 200	1 200	1 250	8 650
RoW	0	40	230	130	140	250	310	400	400	400	400	400	350	3 450
<b>Total</b>	<b>485</b>	<b>415</b>	<b>2 200</b>	<b>2 500</b>	<b>2 550</b>	<b>2 600</b>	<b>2 750</b>	<b>2 800</b>	<b>2 900</b>	<b>3 000</b>	<b>3 100</b>	<b>3 100</b>	<b>3 200</b>	<b>31 600</b>

Quelle: ESTELA, Bank Sarasin, Nov. 2009

<sup>12</sup> Potential for Solar Heat in Industrial Processes, Commissioned by Solar Heating and Cooling Executive Committee of the International Energy Agency (IEA)



# Solarkollektoren

Von allen Solartechnologien liefern Solarkollektoren weiterhin den grössten Energiebeitrag. Das weltweite Wachstum lag 2008 bei 40%, und bis 2020 erwarten wir durchschnittliche Wachstumsraten in der Höhe von 15 bis 20%. Speziell der chinesische Markt wächst unbehindert und zwar ohne staatliche Unterstützung. Die wichtigsten europäischen Unternehmen der Solarkollektorindustrie werden in einer Übersichtstabelle miteinander verglichen. Industrie und Regierungen sind noch stärker bestrebt, den Einsatz solaren Warmwassers wie auch solare Heizungsunterstützung in den kommenden Jahren voranzutreiben.

Die dezentrale Wärmeerzeugung mittels Solarkollektoren für Warmwasser und Raumheizung stellt den dritten Anwendungsbereich der Solarenergienutzung dar.

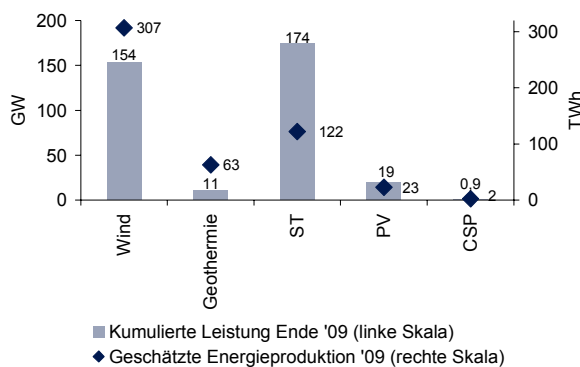
Für die thermische Solarenergienutzung sind die Preise der fossilen Energieträger (meist Heizöl oder Erdgas) viel bedeutender als bei der Photovoltaik, da Förderprogramme eine geringere Rolle spielen. Die hohen Ölpreise von bis zu 150 USD pro Fass im vergangenen Jahr haben den Menschen ihre starke Abhängigkeit von Öl und Gas und somit der langfristigen Versorgungssicherheit deutlich vor Augen geführt. Dadurch stieg automatisch die Attraktivität der Solarthermie, ein ökonomischer Substitutionsmechanismus kam ins Rollen und zeigte messbare Ergebnisse. Die Wärmegestehungskosten von solarthermischen Anlagen als Zusatz von Öl- und Gasheizungen wird immer erschwinglicher. Die etwas teurere Anschaffung wird schnell durch niedrigere Brennstoffkosten kompensiert.

Zudem wird die solare Wärme von immer mehr Regierungen durch finanzielle Anreize oder durch neue Gesetzgebungen gefördert. Die neue Zielsetzung der EU, den Anteil erneuerbarer Energien an der Energieversorgung bis 2020 auf 20% zu steigern, schliesst explizit auch Raumwärme und Heisswasser ein. Die Internationale Energieagentur (IEA) schätzt, dass durch eine solare Wasser- und Wärmeversorgung rund 60 bis 70% des dafür verwendeten Gas- und Stromverbrauchs ersetzt werden könnten.

Im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien (Wasserkraft nicht berücksichtigt) liefern Solarkollektoren einen beträchtlichen Anteil zur weltweiten Energie-

versorgung. Mittlerweile versorgen sich bereits 60 Mio. Haushalte durch solare Dachanlagen mit Warmwasser. Dieser ist der deutlich grösste Energiebeitrag von allen Solartechnologien.

Abb. 17: Erneuerbare: kumulierte Leistung (GW) Ende 2009 und erzeugte Energie 2009 (TWh)



Quelle: Bank Sarasin, Nov. 2009

Abb. 17 zeigt die voraussichtlich Ende 2009 kumulierte elektrische oder thermische Leistung ( $\text{GW}_{\text{el/th}}$ ) von Wind, Solarkollektoren, Geothermie, Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken (CSP) sowie die daraus im gesamten Jahr 2009 produzierte Energie ( $\text{TWh}_{\text{el/th}}$ ).<sup>13</sup>

<sup>13</sup> In dieser Studie werden die installierten Sonnenkollektoren nicht in Quadratmetern, sondern entsprechend dem Umrechnungsfaktor von  $0,7 \text{ kW}_{\text{th}}/\text{m}^2$  in Kilowatt thermische Energie ausgewiesen. Eine detaillierte Beschreibung findet man unter [www.iea-shc.org](http://www.iea-shc.org)

## Unternehmen der Solarthermie

In der Solarkollektorindustrie findet momentan eine kontinuierliche Konsolidierung statt. So sind inzwischen auch einzelne grössere Unternehmen entstanden, gewisse auch börsenkotiert. So erlangt die Branche erfreulicherweise eine steigende Aufmerksamkeit aus der Finanzwelt. In Europa sind einige grosse Akteure entstanden, die den Markt zunehmend dominieren. Die europäische Jahresproduktion an Flach- und Röhrenkollektoren stieg 2008 auf 4,8 Mio. m<sup>2</sup> gegenüber 3,1 Mio. m<sup>2</sup> vor zwei Jahren, 2006 (+55%).

Ende 2009 sind in Europa voraussichtlich gegen 40 000 Mitarbeiter in der Solarthermiebranche tätig und erzielen einen Umsatz von EUR 3 Mia. Weltweit sind es über 250 000 Beschäftigte mit einem Umsatz von EUR 9 Mia.<sup>14</sup>

Nachfolgend die wichtigsten Neuerungen bzw. Änderungen zu einzelnen Unternehmen.

**Alanod** ist mit weltweit 500 Mitarbeitern und einem konsolidierten Umsatz von EUR 235 Mio. und einer Produktion von 2,4 Mio. m<sup>2</sup> oberflächenveredelten Aluminium- und Kupferbändern der mit Abstand grösste Produzent von Absorberschichten. Die Aluminiumbänder werden sowohl für solarthermische Anwendungen als auch in Parabolrinnensystemen (CSP) oder bei konzentrierender Photovoltaik (CPV) eingesetzt. Eine neue Coil-to-Coil-Lackieranlage wurde im September 2009 mit einer Jahreskapazität von 3 Mio. m<sup>2</sup> in Betrieb genommen.

Die **Almeco-TiNOX** bietet wie **Alanod** Absorberbeschichtungen auf Kupfer- und Aluminiumsubstraten für Solarkollektoren sowie reflektierende Oberflächenbeschichtungen für CSP-Anlagen an. Durch die Fusion hat das Unternehmen seine internationale Marktposition deutlich gefestigt bzw. ausgebaut. Mit der **TiNOX Water Management** ist das Unternehmen zudem im zukünftigen Wachstumsmarkt solare Wasserentsalzung tätig.

Die **DeDietrich Remeha Gruppe** und die **Baxi Gruppe** haben im November 2009 die **BDR Thermea** als gemeinsames europäisches Heizungsunternehmen gegründet. Für 2008 hatten die Geschäftsaktivitäten einen Pro-forma-Umsatz von EUR 1,8 Mio. und über 6 400 Mitarbeiter. Das neue Unternehmen ist europaweit weiterhin mit den bekannten Marken **Remeha**, **Baxi**, **Baxi Roca**, **De Dietrich**, **Oertli**, **Brötje** und **Chappée** tätig.

**Bosch Thermotechnik** verfügt in Deutschland und in Portugal insgesamt über jährliche Produktionskapazitäten von mehr als 0,8 Mio. m<sup>2</sup> Kollektorfläche. Im Jahr 2008 erzielte **Bosch Thermotechnik** mit 13 000 Mitarbeitern einen Umsatz von EUR 3,0 Mia., davon 15% mit Systemen zur Nutzung regenerativer Energien. Bis 2015 soll dieser Anteil auf 30% steigen.

**Chromagen** beliefert Märkte in Südeuropa und dominiert den israelischen Markt für Solarthermie, in welchem dank gesetzlichen Bestimmungen über 85% der Haushalte eine solare Warmwasseranlage besitzen. Das Unternehmen steigerte seine Produktion von 190 000 m<sup>2</sup> im Jahr 2006 auf 220 000 m<sup>2</sup> im Jahr 2008 um 16%.

**GreenOneTec (GoT)** erhöhte ihre Jahresproduktion an Flachkollektoren 2008 auf 1,1 Mio. m<sup>2</sup> und ist damit weltweit führend. Aktuell beträgt die jährliche Produktionskapazität 1,6 Mio. m<sup>2</sup>. **GoT** besitzt eine Exportquote von über 85% in über 40 Länder weltweit und 2008 einen Marktanteil von rund 20% in Europa.

Die **Ritter Gruppe** ist in Deutschland und Europa klare Marktführerin bei den Vakuumröhrenkollektoren. Sie produzierte 2008 rund 210 000 m<sup>2</sup> an Bruttokollektorfläche. Das erfolgreiche Joint Venture **Linuo-Paradigma** gehört in China mittlerweile zu den Top 3 auf dem heimischen Markt. 2008 wurden von **Linuo-Paradigma** dort rund 1 Mio. m<sup>2</sup> an Röhrenkollektoren produziert.

**Schüco** hat bei ihren Produktionslinien eine neue Wärmeleittechnologie eingeführt, welche eine 360-Grad-Rundumfassung des Absorberrohrs und damit eine stark vergrösserte Wärmeübergangsfläche des Mäander-

<sup>14</sup> Als Annahme hierfür gilt in China, der Türkei und Lateinamerika ein Preis von 150 EUR pro Quadratmeter Kollektorfläche und in Europa von 525 EUR/m<sup>2</sup>, ausgehend von 39,7 Mio. m<sup>2</sup> neu installierter Fläche

rohrs ermöglicht. *Schüco* hat sich mit der neu entwickelten Kombianlage Hybrid-Wärmepumpe noch stärker als Systemanbieter ausgerichtet. Diese Heizung vereinigt einen Solar-Kombispeicher, eine Wärmepumpe und einen Gas-Brennwerteinheit miteinander. Mit dieser neuen Technik erreichen erstmals auch ältere Wohngebäude zeitgemäße energetische Standards.

*Solahart* gehört zum weltweit grössten Unternehmen für Warmwassersysteme, der *Rheem Australia*, die wiederum Teil der *Paloma Gruppe* ist. *Solahart* vertreibt ihre Produkte unter den Marken *Solahart*, *Edwards*, *Vulcan* und *Rheem* mittlerweile in mehr als 70 Ländern. Die weltweite Produktion belief sich 2008 auf rund 260 000 m<sup>2</sup> Kollektorfläche. In Europa konzentriert sich *Solahart* vornehmlich auf den südeuropäischen Markt.

Abb. 18: Wichtigste in Europa tätige Solarkollektor-Hersteller

Unternehmen	Produktion 2008 (Tsd. m <sup>2</sup> Kollektorfläche)		Umsatz 2008 (Mio. EUR)		Mitarbeiter 2008	
			Total	Anteil Solarthermie in %	Total	Anteil Solarthermie in %
<i>Alanod (DE)</i>	2 400	C	235	~18	500	–
<i>Almeco-TiNOX (I/DE)</i>	800	C	13	100	26	100
<i>BDR Thermea (NL)**</i>	-	FK, (TS)	1 800	–	6 400	–
<i>BlueTec (DE)</i>	1 400	C	24	100	26	100
<i>Bosch Thermotechnik (DE/PT)</i>	500	FK, (RK)	3 000	~15*	13 000	–
<i>Chromagen (IL)</i>	220	C, A, FK, TS	38	100	230	100
<i>Citrin Solar (DE)</i>	95	FK, SP	37	100	95	100
<i>GreenOneTec (AT)</i>	1 100	A, FK, RK, TS	117	100	410	100
<i>KBB (DE)</i>	260	(C), A, FK	10	100	45	100
<i>Kingspan (Thermomax) (IR/UK)</i>	105	RK	1 672	~3	5 000	5
<i>Riposol (AT)</i>	105	A, FK	15	100	36	100
<i>Ritter Gruppe (DE)***</i>	210	RK	175	67	450	90
<i>Schüco (DE)</i>	320	A, FK, RK, TS	2 200	~30*	5 000	10
<i>Solahart/Rheem (AU)</i>	260	C, A, FK, RK	500	30	650	50
<i>Solvis (DE)</i>	400	A, FK, RK	72	86	330	–
<i>Sun Master (AT)</i>	160	A, FK	20	100	90	100
<i>Thermosolar (DE/SK)</i>	290	C, A, FK	300	100*	180	100
<i>TiSun (DE)</i>	96	FK	31	100	107	100
<i>Vaillant (DE)</i>	150	A, FK, RK, TS	2 400	<10	13 000	–
<i>Viessmann (DE/FR)</i>	520	(C), A, FK, RK	1 700	~23*	8 600	–
<i>Wagner Solar (DE/ES)</i>	230	A, FK	260	~27	400	55
<i>Wolf/Centrosolar (DE)</i>	170	FK, RK	273	100*	1 300	–

ST: Solarthermie; FK: Flachkollektoren; RK: Röhrenkollektoren; TS: Thermosiphon; A: Absorber; C: Absorberbeschichtung

\* Finanzjahr endet am 30. April

\*\* Fusion aus DeDietrich/Remeha und Baxi Gruppe

\*\*\* Ohne J/V China

Quelle: W.B. Koldehoff, Nov. 2009

**Solvis** hat ihre Kapazitäten durch eine vollautomatisierte Flachkollektorfertigung auf 400 000 m<sup>2</sup> ausgeweitet. Ein Fokus liegt auf Grossanlagen für Mehrfamilienhäuser und Industriebauten. 2008 war für **Solvis** mit EUR 72 Mio. Umsatz und 95% Umsatzwachstum das beste Geschäftsjahr seit der Unternehmensgründung. Die neue **Solvis**-Nullemissionsfabrik benötigt rund 75% weniger Energie als herkömmliche Industriebauten. Der Restenergiebedarf wird CO<sub>2</sub>-neutral durch Solarenergie und ein mit Rapsöl betriebenes Blockheizkraftwerk (BHKW) gedeckt.

Die Absatzmenge an Solarkollektoren der österreichischen **Sun Master** erreichte 2008 rund 160 000 m<sup>2</sup>. Nach Neubau und Betriebsweiterung soll die Produktionskapazität auf 1 Mio. m<sup>2</sup> jährlich gesteigert werden

**Thermosolar** erzielte 2008 mit rund 180 Mitarbeitern einen Umsatz von EUR 300 Mio. und 290 000 m<sup>2</sup> Kollektorfläche. Bis 2010 ist eine Kapazitätserweiterung auf rund 1 Mio. m<sup>2</sup> pro Jahr geplant. Das Unternehmen ist neu in das Geschäftsfeld der solargestützten Wärmepumpen eingestiegen.

Der Solarbereich von **Kingspan Renewables** beinhaltet neu die Aktivitäten rund um die Solarthermie. Dazu gehört die Marke **Thermomax**, einer der weltweit besten Vakuumröhrenkollektoren. Sie werden in Wales und am Hauptsitz von **Kingspan Renewables** in Nordirland hergestellt. Der Umsatz mit solaren Heisswassersystemen wuchs 2008 um 65%.

**Vaillant** produzierte 2008 Flachkollektoren mit einer Gesamtfläche von 150 000 m<sup>2</sup>. Seit September 2009 werden auch in Nantes (FR) Kollektoren produziert. Die Gesamtkapazität von **Vaillant** beträgt jetzt ca. 550 000 m<sup>2</sup>.

Die **Viessmann** Unternehmensgruppe ist eine der international führenden Herstellerinnen von Heiztechniksystemen. Das Unternehmen erwirtschaftete 2008 einen Gruppenumsatz von EUR 1,7 Mia. und beschäftigt rund 8 600 Mitarbeiter. Der Output an Flach- und Röhren-

kollektoren hat sich von 300 000 m<sup>2</sup> im Jahr 2007 auf 520 000 m<sup>2</sup> im Jahr 2008 erhöht.

**Wagner Solar** besitzt eine Gesamtkapazität für die Produktion verschiedener Kollektorlinien von ca. 600 000 m<sup>2</sup> Kollektorfläche pro Jahr. 2008 wurden 230 000 m<sup>2</sup> produziert. Ausgehend von einer starken Basis auf dem deutschen Markt werden inzwischen mehr als 50% der Solarsysteme exportiert. Vertriebsniederlassungen bestehen in Spanien, Frankreich und in Italien.

**Wolf** ist eine Systemanbieterin in den Bereichen Klima und Lüftungssysteme, Solarthermie und Biomasse sowie Gas- und Ölheizungen. Das Unternehmen gehört seit 2006 zur börsenkotierten **Centrosolar Group**. **Wolf** konnte ihren Umsatz 2008 um 20% auf EUR 273 Mio. und die Produktionskapazitäten um 60% auf 100 000 m<sup>2</sup> steigern.

### Chinesische Produzenten bauen weiter aus

Im Vergleich zu den europäischen Herstellern mit einer Produktion von rund 4,8 Mio. m<sup>2</sup> schätzt man die chinesische Produktion von solaren Warmwasseranlagen im Jahr 2008 auf 28 Mio. m<sup>2</sup>. Die Produktionskapazitäten sind innerhalb von 2 Jahren um rund 25% gestiegen. Im Gegensatz zur Photovoltaik werden 95% der Produktion in China selber verkauft und nur 5% exportiert. Die chinesische Solarthermieindustrie besteht aus über 5 000 Herstellern und Distributoren von solaren Warmwasseranlagen. Davon sind rund 100 Herstellerfirmen wirklich konkurrenzfähig. Die Top 7 haben zusammen einen Marktanteil von mehr als 20%. Mittlerweile haben über 25 führende Hersteller die Zertifizierung für das «Gold-Star-Labeling»-System erreicht. Dieses System soll die Qualität und die Standardisierung der Produkte erhöhen. Diese neuen Standards lehnen sich sehr stark an die bestehenden Spezifikations- und Teststandards der ISO und der EU an.

Eine typische Solarwärmanlage mit 4 m<sup>2</sup> Röhrenkollektoren und einem 180-l-Speicher kostet rund EUR 180. Für den doppelten Preis wird ein hochwertiges Produkt von **Linuo-Paradigma**, dem Joint Venture des deutschen Unternehmens **Paradigma** und **Linuo**, verkauft. Anderer-

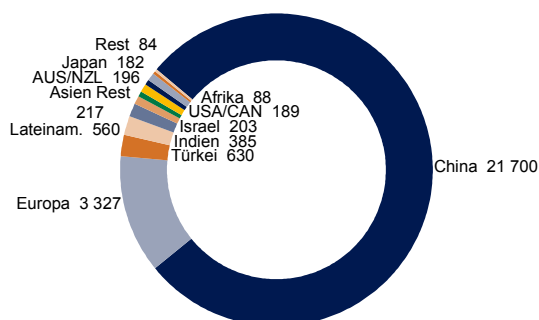
seits gibt es aber auch billige Produkte für EUR 100, welche aber auch einen entsprechend tiefen Qualitätsstandard haben. Eine staatliche Umfrage ergab, dass nur rund die Hälfte aller Käufer mit ihren Solarprodukten zufrieden ist. Der heftige Preiskampf scheint auch ein Grund dafür zu sein, dass die chinesischen Produzenten in die profitableren Märkte in Europa und in den USA wechseln wollen. Ob sie auf diesen Märkten mit ihrer Qualität bestehen können, ist jedoch fraglich. Entgegen dem allgemeinen Preistrend haben wir für die Berechnung der Marktgrösse den Durchschnittspreis einer Warmwasseranlage in den Schwellenländern von EUR 110 auf EUR 150 pro Quadratmeter erhöht.

### Weltweite Marktentwicklung

#### Globales Wachstum von 40% im Jahr 2008

Weltweit blieben die regionalen Unterschiede in puncto neu installierte Kollektorfläche sehr gross. Die global neu installierte Kapazität lag 2008 bei 27,7 GW<sub>th</sub> (39,7 Mio. m<sup>2</sup>, Abb. 19). Rund 78% davon wurden in China installiert, das entspricht einer rund 6,5 Mal so grossen Fläche wie in Europa. Letztes Jahr wuchs jedoch der europäische Markt mit 60% gegenüber einem Wachstum in China von 40%. Weitere grössere Märkte bestehen neben China in Europa (Deutschland, Österreich und Griechenland) sowie in der Türkei, in Israel und Japan.

Abb. 19: 2008 weltweit neu installierte Kollektorkapazität. Das Total lag bei 27 700 MW<sub>th</sub> (39,7 Mio. m<sup>2</sup>)



Quelle: W.B. Koldehoff (Basisdaten), Nov. 2009

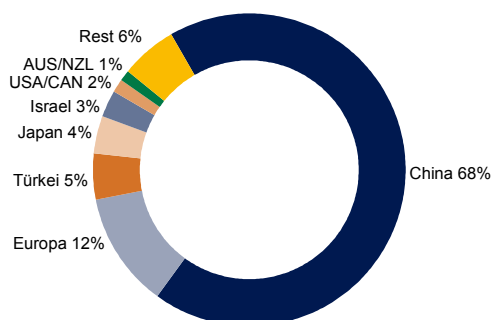
#### Nationale Wachstumsraten schwanken jährlich

Die einzelnen nationalen Solarkollektormärkte sind nicht sehr stabil und schwanken von Jahr zu Jahr. Die Wachstumsraten waren 2008 in Europa (60%), USA/Kanada (50%), China (41%) alle über dem globalen Wachstum von 40%. In Lateinamerika (33%), der Türkei (29%), Japan (13%), Australien/Neuseeland (6%) und Israel (4%) gab es ein positives Wachstum unter dem globalen Schnitt, wohingegen die Märkte in Indien (-15%), im restlichen Asien (-6%), und Afrika (-1%) ein negatives Wachstum zeigten.

2007 sahen die Wachstumsraten noch ganz anders aus: Australien/Neuseeland (40%), Indien (18%), Afrika (14%), Europa (-9%), Israel (-12,5%) sowie im restlichen Asien (-6%). Die Türkei, Japan, die USA und Kanada verzeichneten ein Nullwachstum.

Abb. 20 stellt die in den einzelnen Ländern und Regionen bis Ende 2008 kumuliert in Betrieb befindliche Kollektorleistung dar. Diese Gesamtkapazität ist im Vergleich zum Jahr 2007 weltweit um 24% auf insgesamt 142 GW<sub>th</sub> (203 Mio. m<sup>2</sup>) gewachsen. China hat seinen Anteil von 66% auf 68% weiter erhöht und ist mit einer in Betrieb befindlichen Solarkollektorkapazität von 97 GW<sub>th</sub> klar der grösste Markt. Die prozentualen Anteile an der kumulierten Gesamtkollektorfläche sind regional trotz den fluktuierenden jährlichen Wachstumsraten sehr stabil.

Abb. 20: Global bis 2008 total in Betrieb befindliche Solarthermieanlagen von 142 GW<sub>th</sub> (203 Mio. m<sup>2</sup>)



Quelle: W.B. Koldehoff (Basisdaten), Nov. 2009

## Marktentwicklung in Europa

Der europäische Solarthermiemarkt hat sich vom negativen Wachstum (-9%) im Jahr 2007 sehr gut erholt und 2008 eine Steigerung von 60% erreicht.<sup>15</sup> Somit wurden letztes Jahr 3,3 GW<sub>th</sub> an neuer Solarkollektorkapazität installiert (Abb. 21).

**Abb. 21: Markt für Solarthermie in Europa 2008:**  
Gesamtüberblick, geordnet nach Marktanteil in MW<sub>th</sub>

Land	2008 in Betrieb (MW <sub>th</sub> )	Europ. Marktanteil (%)	Marktentwicklung 2007 – 2008			2009 Markt-vorschau total	2010 Markt-vorschau total
			Installiert 2007	Installiert 2008	Marktwachstum		
Deutschland	7 766	41%	735	1 512	106%	1 085	1 190
Griechenland	2 708	14%	198	209	5%	182	210
Österreich	2 268	12%	197	244	24%	245	252
Frankreich (EU)	1 137	6%	179	224	25%	217	210
Italien	1 124	6%	187	295	58%	252	266
Spanien	988	5%	218	304	39%	182	196
Zypern	485	3%	46	48	5%	49	56
Schweiz	416	2,2%	46	60	30%	67	77
Dänemark	293	1,5%	16	23	43%	25	28
Grossbritannien	270	1,4%	38	57	50%	63	70
Polen	256	1,3%	47	90	93%	91	95
Niederlande	254	1,3%	14	18	26%	20	25
Portugal	223	1,2%	36	60	65%	39	60
Schweden	203	1,1%	18	19	6%	21	22
Belgien	188	1,0%	61	64	4%	70	74
Slowakei	67	0,3%	6	9	44%	13	18
Irland	52	0,3%	11	30	187%	32	25
EU Rest	385	2,0%	48	64	33%	70	80
<b>Total</b>	<b>19 083</b>	<b>100%</b>	<b>2 100</b>	<b>3 327</b>	<b>58%</b>	<b>2 721</b>	<b>2 951</b>

Quelle: ESTIF, Juni 2009; W.B. Koldehoff, Bank Sarasin, Nov. 2009

In immer mehr europäischen Ländern findet die Solarthermie nicht nur bei den Eigenheimbesitzern, sondern auch bei Gesetzgeber und Unternehmen der Heizungs- und Sanitärbranche eine steigende Akzeptanz. Wichtig hierfür waren sicherlich die zwischenzeitlich enorm

hohen Öl- und Gaspreise, welche den Leuten einen Vorgeschmack über die zukünftige Höhe der Energiepreise gaben. Zudem werden immer öfter gesetzgeberische Forderungen für den Bausektor eingeführt, welche einen erhöhten Anteil an erneuerbaren Energien beim Warmwasser und bei der Heizung vorschreiben. Die Solarthermieunternehmen spüren diesen Rückenwind und verstärken ihre Marketing- und Vertriebsaktivitäten.

Überdurchschnittlich gut wuchs der deutsche Markt mit 123% bzw. 1,47 GW<sub>th</sub> an neu installierten Flachglas- und Röhrenkollektoren. Dies entspricht einem Marktanteil von 44% des gesamten Marktes EU 27 + CH. Sehr gut entwickelten sich auch die Solarthermiemärkte in Irland (+191%) und Polen (+90%). Die anderen Länder bewegten sich alle im Bereich des durchschnittlichen europäischen Wachstums von 60%.

Mengenmässig fokussiert sich der Absatz von Sonnenkollektoren in Europa auf sechs Hauptländer, nämlich Deutschland, Griechenland, Österreich, Italien, Spanien und Frankreich. Hier wurden 84% der neuen Kapazitäten installiert. Zypern, UK, Portugal, Polen, Belgien und die Schweiz besitzen dahinter einen Marktanteil von 11% bei den Neuinstallationen 2008.

### Konsumenten wollen Energie sparen

Letztes Jahr schrieben wir an dieser Stelle noch von den zögerlichen Konsumenten, welche trotz der hohen Medienpräsenz von Klimawandel und steigenden Energiepreisen noch nicht so richtig in Energiesparmassnahmen zu investieren schienen. Unsere damalige Zuversicht, dass sich dies mittelfristig doch noch in den Wachstumsraten der Solarthermie niederschlagen würde, hat sich nun bestätigt.

### Kommende jährliche Wachstumsraten bei 15 bis 20%

Die Entwicklung wird 2009 innerhalb Europas stark variieren. Die meisten Länder wurden stark von der Finanzkrise betroffen und einige wie Irland und Spanien wurden noch zusätzlich von einem Einbruch im heimischen Immobilienmarkt erwischt. Erste Informationen aus Österreich und der Schweiz zeigen andererseits relativ robuste Märkte. Für den gesamten europäischen Markt im

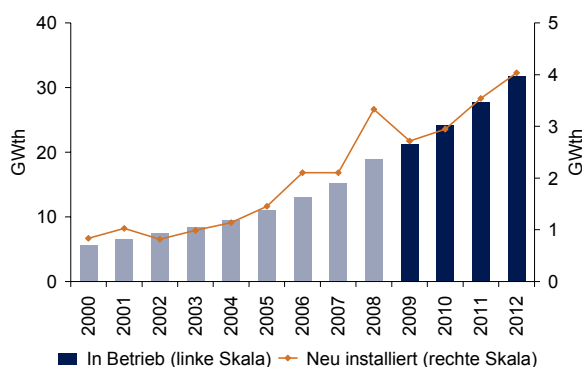
<sup>15</sup> ESTIF: European Solar Thermal Industry Federation, www.estif.org; Trends and Market Statistics 2008, Mai 2009; EU 27 + CH

Jahr 2009 gehen wir von einem Rückgang von rund 20% bei der neu installierten Kollektorfläche aus. Im kommenden Jahr 2010 halten wir ein leichtes Wachstum von 5 bis 10% wieder für realistisch.

Die Solarthermie-Industrie selbst hat eine ambitionöse Vision formuliert: Bis im Jahr 2030 soll ein zu 100% solarbeheizter Neubau in Europa möglich sein und zum Standard werden. Dieses Wachstum soll vor allem durch die in verschiedenen Ländern neu eingeführten Förderprogramme für die Solarthermie gestützt werden. Wichtig wären nun noch eine nachhaltige Erholung der Wirtschaft und ein Ölpreis von über USD 100 pro Fass.

**Abb. 22: Europäischer Solarkollektormarkt (EU 27 + CH).**

Schätzung für 2009 bis 2012: 2,72; 2,95; 3,5; 4,0 GW<sub>th</sub>



Quelle: ESTIF, Juni 2009; W.B. Koldehoff, Bank Sarasin, Nov. 2009

### Deutscher Solarthermiemarkt mit Hochs und Tiefs

Nach dem starken Einbruch des deutschen Solarthermiemarktes 2007 mit -37% konnte die Industrie 2008 wieder aufatmen. Mit 1 512 MW<sub>th</sub> neu installierter Kollektorleistung wuchs der Markt um 106%. Nach diesem Rekordjahr wird für 2009 wieder einmal ein schmerzhafter Rückgang auf ca. 1 085 MW<sub>th</sub> (-28%) erwartet. Hierfür gibt es mehrere Gründe wie etwa den tiefen Ölpreis, die Finanzkrise und nicht zuletzt das insbesondere in der zweiten Jahreshälfte so attraktive PV-Geschäft.

Nach Angaben des Bundesverbands Solarwirtschaft (BSW)<sup>16</sup> deuten Marktanalysen für 2010 wieder auf ein leichtes Absatzplus hin. Der BSW sieht diesen Trend als

Folge der «Abwrackprämie» für Heizungen. Was es seit Jahresbeginn für Autobesitzer gibt, ist nun auch für Eigenheimbesitzer möglich, nämlich alt gegen neu zu tauschen und dafür Geld vom Staat zu bekommen. Wer seine alte Heizung modernisiert und sich eine solarunterstützte Heizung einbauen lässt, erhält im Rahmen des Marktanreizprogramms für erneuerbare Energien vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle eine Art Abwrackprämie. Die Höhe der Fördersumme richtet sich nach der Größe der Solaranlage, beträgt aber maximal EUR 3 800. Dieses Fördersystem ist momentan noch bis zum Jahresende gültig. Ob dieser Kesseltauschbonus verlängert wird, ist von der Politik noch nicht abschließend entschieden worden.

Immer mehr Eigenheime nutzen Solarwärme nicht mehr nur für die Warmwasserbereitung, sondern auch für die Heizungsunterstützung. Darüber hinaus werden großflächige Solarthermie-Installationen (GroSol) bei Mehrfamilienhäusern, Wohnsiedlungen und für Nahwärme-konzepte sowie industrielle Prozesswärme deutlich zunehmen. Mit der Verabschiedung des regenerativen Wärmegesetzes (EEWärmeG) hat sich die Bundesregierung zum Ziel gesetzt, bis 2020 rund 14% der Wärme in Deutschland aus erneuerbaren Energien zu erzeugen. Solarunterstützte Heizungssysteme erfreuen sich dementsprechend wachsender Beliebtheit. Mittlerweile liegt die Verteilung von Heizungs- zu Trinkwasseranlagen bei 60 zu 40%. Im Bereich Solarwärme sind in Deutschland rund 25 000 Menschen beschäftigt.

### Österreich – Wachstum bei Produktion, Export und heimischer Installation

Im Jahr 2008 wurden in Österreich 0,35 Mio. m<sup>2</sup> thermische Sonnenkollektoren installiert, das entspricht einer installierten Leistung von 244 MW<sub>th</sub>. Nach einem leichten Markttrückgang im Jahr 2007 von -4% konnte 2008 ein Marktwachstum von 24% bei der neu installierten Kollektorfläche erzielt werden. Das durchschnittliche jährliche Marktwachstum zwischen den Jahren 2000 und 2008 lag bei 10%. In diesem Zeitraum hat sich die jährlich installierte Leistung von 117 MW<sub>th</sub> auf 244 MW<sub>th</sub> mehr als verdoppelt.

<sup>16</sup> www.bsw-solar.de

Die jährliche Produktion von Sonnenkollektoren in Österreich hat sich zwischen 2002 und 2008 von 0,33 Mio. m<sup>2</sup> (2002) auf 1,63 Mio. m<sup>2</sup> (2008) nahezu verfünffacht. Davon wurden letztes Jahr 1,3 Mio. m<sup>2</sup> exportiert (2007: 0,8 Mio. m<sup>2</sup>), dies entspricht 80% der heimischen Produktion. Zwei Drittel der Kollektoren gehen nach Deutschland, rund 10% jeweils nach Italien, Frankreich und Spanien. Der Rest geht in die ganze Welt, nach Mexiko und Brasilien bis China. Mit Solaranlagen wurden 2008 rund EUR 590 Mio. umgesetzt, ein Drittel davon im Installationsgewerbe. Die österreichische Solarbranche sichert damit rund 7 400 Arbeitsplätze.<sup>17</sup>

### **Schweizer Solarkollektormarkt wuchs um 30%**

Letztes Jahr wurde in der Schweiz insgesamt eine Kapazität von 60 MW<sub>th</sub> neu installiert<sup>18</sup>. Dies entspricht einem Wachstum von 30% gegenüber dem Vorjahr. Damit stieg die Zubaurate nun das fünfte Jahr in Folge kontinuierlich an. Flachkollektoren hatten 2008 einen Marktanteil von 95%. Die total installierte Solarthermieleistung liegt bei 416 MW<sub>th</sub>. Die Vorzeichen für einen weiter wachsenden Schweizer Solarmarkt stehen gut. Die Einführung der CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Heizöl und Gas im Jahr 2008 gab den Immobilienbesitzern ein weiteres Signal zur Reduktion des Verbrauchs an fossilen Energien.

Der Betrieb von Heizungen und der Warmwasseraufbereitung kostet die Schweiz jährlich über CHF 8 Mia., wovon ein grosser Teil in die Öl und Gas exportierenden Staaten fliesst. Solaranlagen tragen dazu bei, diesen Mittelabfluss zu senken und mehr Wertschöpfung im Inland zu schaffen. Rund 1 500 Personen fanden dank der neu installierten Anlagen Arbeit. Die Politik hat dieses Potenzial erkannt und im Rahmen der Konjunkturprogramme gefördert. Dies wird auch im laufenden Jahr zu einem zweistelligen Marktwachstum bei der Solarwärme beitragen – allerdings zeigt sich schon jetzt angesichts der vielerorts ausgeschöpften Förderprogramme, dass die bereitgestellten Mittel das grosse Interesse der Hausbesitzer nicht abdecken können. Die von den kantonalen Energiedirektoren be-

schlossene Einführung verschärfter Vorschriften zum Energieverbrauch in Gebäuden zielt in die gleiche Richtung. Längerfristig ist ein Anteil der Solarwärme von 35% am gesamten Wärmebedarf für Wohnbauten möglich.

### **Globale Prognose bis 2020: jährlich 15 bis 20% Wachstum**

Die im Jahr 2008 weltweit neu installierte Kollektorkapazität lag mit 27,7 GW<sub>th</sub> (39,7 Mio. m<sup>2</sup>) rund 40% höher als 2007. Für das Jahr 2009 gehen wir von einer weltweit neu installierten Fläche von rund 32 GW<sub>th</sub> (46 Mio. m<sup>2</sup>) aus, d.h. einer Zunahme von nur noch 15%. Dieses Wachstum wird weiterhin von China, teilweise von Europa, zunehmend von den USA, aber auch von neuen Märkten angetrieben. Seit mehreren Jahren zeigt sich China als der stabilste und dynamischste Markt mit jährlichen Wachstumsraten von über 20%. Die chinesische Regierung wird vermutlich ihre eigenen Zielsetzungen im Bereich Solarthermie für 2010 und 2020 erreichen können.

Bis 2012 dürfte die jährliche, globale Wachstumsrate des Marktes für Solarkollektoren (neu installierte Leistung) bei rund 20% liegen. Im Jahr 2012 erwarten wir demzufolge ein Marktvolumen von 57 GW<sub>th</sub>. Dies entspricht einem monetären Volumen von rund EUR 15 Mia. Damit wären Ende 2012 weltweit 308 GW<sub>th</sub> an kumulierter Kollektorkapazität in Betrieb. Aufgrund der zunehmenden absoluten Grösse des Marktes erwarten wir dann zwischen 2013 und 2020 eine Abnahme der durchschnittlichen Wachstumsrate der neu installierten Kapazität auf 19%. Der Weltmarkt für neu installierte Solarkollektoren hätte demnach im Jahr 2020 ein Volumen von rund 340 GW<sub>th</sub> (Abb. 23). Wir sind überzeugt, dass der Trend zur Solarthermie weltweit gesehen auch in den kommenden Jahren anhalten wird. Es ist zu erwarten, dass in Zukunft weitere Märkte in sonnenreichen Ländern hinzukommen, so etwa südeuropäische Länder, die USA und Australien sowie weitere Schwellenländer wie Indien, Indonesien, Mexiko, Südafrika und Brasilien.

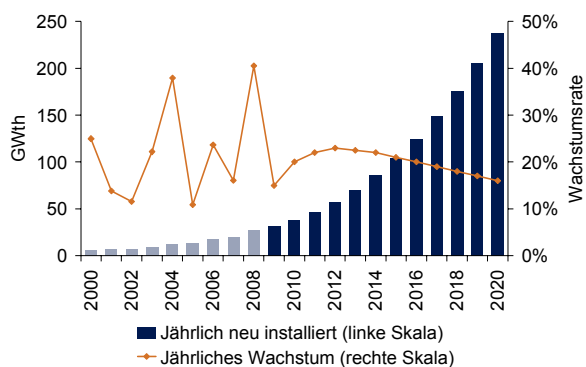
<sup>17</sup> [www.solarwaerme.at](http://www.solarwaerme.at)

<sup>18</sup> Swissolar - Schweiz. Fachverband für Sonnenenergie, Markterhebung 2008; [www.swissolar.ch](http://www.swissolar.ch) und [www.estif.org](http://www.estif.org)

### Europas Marktanteil an der kumulierten Kollektorfläche sinkt

Die EU-Kommission hat in ihrem Weissbuch für 2010 ein Ziel von 70 GW<sub>th</sub> in Betrieb stehenden Solarkollektoren gesetzt. Ende 2008 waren insgesamt 19 GW<sub>th</sub> in Betrieb. Das EU-Ziel könnte nach unserer Einschätzung und bei den gegenwärtigen Wachstumsraten 2017 erreicht werden. 2020 werden 14 GW<sub>th</sub> neu installiert werden, was zu 107 GW<sub>th</sub> in Betrieb befindlichen Solarkollektoren führt. Weltweit wird damit der Anteil Europas bei der kumulierten Kollektorfläche von heute 13,4% auf 7,5% sinken.

**Abb. 23: Sarasin-Prognose des globalen Solarwärmemarktes. Neu installierte Kollektorkapazität in GW<sub>th</sub> p.a.**



Quelle: W.B. Koldehoff und Bank Sarasin, Nov. 2009

Vom gesamten Primärenergieverbrauch in der EU entfallen 40% auf den Gebäudebereich, 32% auf den Verkehr und 28% auf die Industrie. Raumwärme und Warmwasserbereitung verursachen 85% des Energieverbrauchs in Gebäuden. Dies steht in völligem Missverhältnis zu der öffentlichen und politischen Aufmerksamkeit, die der Heizenergie zuteil wird. Um die Solarwärme in diesem wichtigen Energiesegment «Heizen und Kühlen» stärker zu unterstützen, sind wirksamere öffentliche Förderprogramme oder gesetzliche Massnahmen erforderlich, wie etwa die erwähnten spanischen Bauvorschriften «Barcelona-Modell» oder das neue «Regenerative-Wärme-Gesetz» in Deutschland. Der europäische Branchenverband ESTIF hat zusammen mit der Europäischen Vereinigung für Erneuerbare Energien (EREC)<sup>19</sup> und weiteren Organisationen eine Deklaration veröffentlicht, die eine EU-Direktive fordert, um im Jahr 2020 rund 25% der Heiz- und Kühlenergie durch erneuerbare Energien (Solarthermie, Biomasse und Geothermie) zu decken.

<sup>19</sup> Joint Declaration for a European Directive to promote renewable heating and cooling; European Renewable Energy Council (EREC), Brüssel; [www.erec-renewables.org](http://www.erec-renewables.org)



## Dank

Für den wertvollen Dateninput zum Kapitel Dünnschicht-technologien und -unternehmen bedanken wir uns bei den Herren Matthias Graf von Armansperg, Dr. Lutz Beyer und Marcus Rist von ACCELIOS Solar.

Beim Kapitel über die Länderbeurteilung hatten wir wie letztes Jahr eine enge und interessante Zusammenarbeit mit Herrn Wouter de Ridder, Food and Agribusiness Research and Advisory (FAR) der Rabobank.

Für das Kapitel über die Solarkollektoren konnten wir wie jedes Jahr auf die hilfreiche Unterstützung und das umfangreiche Datenmaterial von Herrn Werner Koldehoff, Management Beratung W. B. Koldehoff, zurückgreifen.

Wichtige Daten zu einzelnen Ländern lieferte uns Herr Pius Hüsler, Geschäftsführer der Nova Energie und Vertreter der Schweiz in der IEA PVPS Task 1.

Für die fruchtbaren Diskussionen mit Herrn Dominik Müller, Geschäftsführer der Groupe Solvatec, bedanken wir uns ganz herzlich.

Autoren:

Dr. Matthias Fawer  
+41 61 277 73 03  
matthias.fawer@sarasin.ch

Balazs Magyar  
+41 61 277 73 66  
balazs.magyar@sarasin.ch

Basel, November 2009

Schutzgebühr: CHF 150 / EUR 100

## Kontakte

**Andreas Knörzer** Tel. +41 61 277 74 77  
Leiter Sustainable Investment andreas.knoerzer@sarasin.ch

**Yvonne Emmerich-Weissflog** Tel. +41 61 277 70 24  
Management Support yvonne.emmerich-weissflog@sarasin.ch

**Bianca Maier** Tel. +41 61 277 79 08  
Business Development bianca.maier@sarasin.ch

**Gabriela Pace** Tel. +41 61 277 73 31  
Assistenz gabriela.pace@sarasin.ch

### Sustainability Research

**Dr. Eckhard Plinke** Tel. +41 61 277 75 74  
Leiter Sustainability Research eckhard.plinke@sarasin.ch  
Maschinenbau, Elektrotechnik, Elektronik

**Makiko Ashida** Tel. +41 61 277 74 70  
Versicherungen, Konsumgüter, makiko.ashida@sarasin.ch  
Handel, Software

**Thomas Dietzi** Tel. +41 61 277 42 49  
Dienstleistungen, Immobilien, Tele- thomas.dietzi@sarasin.ch  
kommunikation, Bau und Baustoffe

**Dr. Matthias Fawer** Tel. +41 61 277 73 03  
Energie matthias.fawer@sarasin.ch

**Andreas Holzer** Tel. +41 61 277 70 38  
Chemie, Papier, Bergbau, Medien, andreas.holzer@sarasin.ch  
Gesundheitswesen, Wasserversorgung

**Klaus Kämpf** Tel. +41 61 277 77 80  
Banken, Entsorgung, Immobilien, klaus.kaempf@sarasin.ch  
Verkehrsinfrastruktur, Wasser

**Balazs Magyar** Tel. +41 61 277 73 66  
Länder, Institutionen, Energie balazs.magyar@sarasin.ch

**Dr. Gabriella Ries Hafner** Tel. +41 61 277 71 66  
Nahrungsmittel, Auto, Transport gabriella.rieshafner@sarasin.ch

**Dr. Mirjam Würth** Tel. +41 61 277 73 42  
Tourismus, Support mirjam.wuerth@sarasin.ch

**Bank Sarasin & Cie AG** sustainability@sarasin.ch  
Sustainable Investment www.sarasin.ch/nachhaltigkeit  
CH-4002 Basel

### Client Services

**Erol Bilecen** Tel. +41 61 277 75 62  
Leiter Client Services erol.bilecen@sarasin.ch  
Institutionelle Kunden

**Dr. Michaela Collins** Tel. +41 61 277 77 68  
Privatkunden, kirchliche Kunden michaela.collins@sarasin.ch

**Susanne Gessler** Tel. +41 61 277 42 59  
Administration, Privatkunden susanne.gessler@sarasin.ch

**Alexander Mülhaupt** Tel. +41 61 277 73 07  
Institutionelle Kunden alexander.muelhaupt@sarasin.ch

**Sonia Wagner** Tel. +41 61 277 73 64  
Privatkunden sonia.wagner@sarasin.ch

# Publikationen

<b>Automobilhersteller</b>	Automobilhersteller: Branche unter Strom – Nachhaltigkeitsstudie: Ratings und Kernthemen. Gabriella Ries Hafner, September 2009
<b>Immobilien</b>	Auf nachhaltige Gebäude bauen – Nachhaltigkeit als Kriterium bei Kapitalanlagen im Immobiliensektor. Klaus Kämpf, Thomas Dietzi, September 2009
<b>Erneuerbare Energien</b>	Erneuerbare Energien: reinigendes Gewitter vor dem nächsten Sonnenschein. Matthias Fawer, Balazs Magyar, Juni 2009
<b>Solarenergie 2008</b>	Solarenergie 2008 – stürmische Zeiten vor dem nächsten Hoch. Matthias Fawer, November 2008
<b>Aktienperformance</b>	Nachhaltigkeit und Aktienperformance – alte und neue Erkenntnisse zu einem Dauerbrenner. Studie erstellt in Kooperation mit dem Center for Corporate Responsibility and Sustainability (CCRS) und dem Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH (ZEW). Eckhard Plinke, September 2008
<b>Energieeffizienz</b>	Energieeffizienz – das verborgene Kapital. Als Investor von der «billigsten Energiequelle» profitieren. Eckhard Plinke, Juni 2008
<b>Rohstoffe</b>	Rohstoffe – als Investment noch zu verantworten? Eckhard Plinke, Dominique Ehrbar, Andreas Holzer, Gabriella Ries, Juni 2008
<b>Solarenergie 2007</b>	Solarenergie 2007 – der Höhenflug der Solarindustrie hält an. Matthias Fawer, November 2007
<b>Medizinaltechnik</b>	Gesunde Zukunft? Nachhaltigkeit der Medizinaltechnikbranche. Andreas Holzer, Oktober 2007
<b>Unternehmensrating</b>	Nachhaltigkeit von Unternehmen im Vergleich – Methodik des Sarasin-Unternehmensratings. Eckhard Plinke, Juli 2007
<b>Bahnen &amp; öffentlicher Verkehr</b>	Mehrgleisig in die Zukunft – eine Analyse von Umwelt- und Sozialaspekten der Branche Bahnen und Öffentlicher Verkehr. Gabriella Ries, März 2007
<b>Solarenergie 2006</b>	Solarenergie 2006 – Licht- und Schattenseiten einer boomenden Industrie. Matthias Fawer, Dezember 2006
<b>Banken</b>	Ist Ihre Bankverbindung nachhaltig? Eine Analyse von Umwelt- und Sozialaspekten bei Grossbanken. Klaus Kämpf, November 2006
<b>Branchenrating</b>	Das Sarasin-Branchenrating – Methodik und Ergebnisse der Bewertung der Nachhaltigkeit von Branchen. Eckhard Plinke, September 2006
<b>Biokraftstoffe</b>	Biokraftstoffe – erdölfreie Fahrt in die Zukunft? Matthias Fawer, Juli 2006
<b>Handel</b>	Den Hebel Richtung Nachhaltigkeit ansetzen – ökologische und soziale Herausforderungen des Handelssektors. Michaela Collins, Juni 2006
<b>Bekleidung und Luxusgüter</b>	«Just do it», aber verantwortungsbewusst. Eine Analyse der Sozial- und Umweltdaspekte der Bekleidungs-, Textil- und Luxusgüterindustrie. Makiko Ashida, März 2006
<b>Solarenergie 2005</b>	Solarenergie 2005 – im Spannungsfeld zwischen Rohstoffengpass und Nachfrageboom. Matthias Fawer, November 2005
<b>Pharma</b>	Packungsbeilage für Investoren. Andreas Holzer, Oktober 2005
<b>Pfandbriefe</b>	Nachhaltigkeit von Pfandbriefen. Klaus Kämpf, Juli 2005
<b>Schwellenländer</b>	Staatsanleihen aus Schwellenländern: eine nachhaltige Geldanlage? Michaela Collins, Juni 2005
<b>Öffentliche Finanzinstitutionen</b>	Nachhaltigkeit öffentlicher Finanzinstitutionen. Klaus Kämpf, März 2005
<b>Solarenergie 2004</b>	Solarenergie – ungetrübter Sonnenschein? Aktuelle und zukünftige Aussichten für Photovoltaik und Solarthermie. Matthias Fawer, November 2004
<b>China</b>	«Made in China» – ist dieses Label nachhaltig? – Chancen und Risiken des China-Booms aus Sicht des nachhaltigen Investments. Makiko Ashida, Eckhard Plinke, September 2004 (Kurzfassung der engl. Studie)
<b>Medien</b>	Inhalt verpflichtet – Nachhaltigkeitsthemen der Medienbranche. Gabriella Ries, Juni 2004

Die Studien können unter der auf der vorhergehenden Seite genannten Kontaktadresse bestellt werden.



## **Markenrechtlicher Hinweis**

Sarasin (Logo), Sarasin Prime Fund Selection, Sarasin Prime Blend, Sarasin Pure Oak, Sarasin Sustainable Investment, Sarasin Sustainability Matrix, Sarasin Non Traditional AG, Sarasin International Securities Limited, Sarasin Horizon, FondSoft (Logo) sind Markenzeichen der Sarasin Gruppe und sind in verschiedenen Jurisdiktionen eingetragen.

## **Wichtige Informationen**

Diese Publikation der Bank Sarasin & Cie AG (Schweiz) (nachfolgend «BSC») dient ausschliesslich Informationszwecken. Das Dokument enthält ausgewählte Informationen, und es wird kein Anspruch auf Vollständigkeit erhoben. Es basiert auf öffentlich zugänglichen Informationen und Daten («Informationen»), die als richtig, zuverlässig und vollständig erachtet werden. BSC hat die Richtigkeit und die Vollständigkeit der dargestellten Informationen nicht überprüft und kann diese nicht garantieren. Mögliche Fehler oder die Unvollständigkeit der Informationen bilden keine Grundlage für eine vertragliche oder stillschweigende Haftung seitens BSC für direkte, indirekte oder Folgeschäden. Insbesondere sind weder BSC noch deren Aktionäre oder Mitarbeiter haftbar für die hier dargelegten Meinungen, Pläne und Strategien. Die in diesem Dokument geäusserten Meinungen und genannten Zahlen, Daten sowie Prognosen können sich jederzeit ändern. Eine positive historische Wertentwicklung oder Simulation stellt keine Garantie für eine positive Entwicklung in der Zukunft dar. Es können sich Abweichungen zu eigenen Finanzanalysen oder anderen Publikationen der Sarasin Gruppe ergeben, die sich auf dieselben Finanzinstrumente oder Emittenten beziehen. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass ein analysiertes Unternehmen mit Gesellschaften der Sarasin Gruppe in Geschäftsverbindung steht, wodurch sich ein potenzieller Interessenkonflikt ergeben könnte.

Dieses Dokument stellt keinerlei Anlageberatung, kein Angebot, keine Offerte oder Aufforderung zur Offertstellung, zum Kauf oder Verkauf von Anlage- oder anderen spezifischen Finanzinstrumenten bzw. von sonstigen Produkten oder Dienstleistungen dar und ersetzt nicht die individuelle Beratung und Risikoaufklärung durch einen qualifizierten Finanz-, Rechts- oder Steuerberater.

Dieses Dokument richtet sich an Personen in denjenigen Ländern, in welchen die Sarasin Gruppe geschäftlich präsent ist. BSC lehnt jede Haftung für Verluste, die sich aus der Weiterverwendung der vorliegenden Informationen (oder Teilen davon) ergeben, ab.

© Copyright Bank Sarasin & Cie AG. Alle Rechte vorbehalten.

Bank Sarasin & Cie AG  
Elisabethenstrasse 62  
Postfach  
CH - 4002 Basel  
Telefon + 41 (0)61 277 77 77  
Fax + 41 (0)61 272 02 05  
[www.sarasin.ch](http://www.sarasin.ch)

Gedruckt auf 100% Recyclingpapier



SARASIN

---

Fossiles  
**Denken**  
schadet noch mehr  
als fossile  
**Brennstoffe.**



Best Private Bank  
for Portfolio Management



Best Private Bank  
for Innovation

Vor 20 Jahren hat die Bank Sarasin mit der Einführung der Nachhaltigkeitsanalyse Pionierarbeit geleistet und in der Folge ganze Industriezweige zu nachhaltigerer Produktion angeregt. Die Welt verändert sich vielleicht nicht von heute auf morgen. Aber aus Erfahrung wissen wir, dass gezielte Investitionen neue Denk- und Produktionsprozesse auslösen und zu Innovationen führen, die sich auszahlen werden.

Für alle. Auch die Financial Times sieht das so. Wir freuen uns.

[www.sarasin.com](http://www.sarasin.com)

---

**Nachhaltiges Schweizer Private Banking seit 1841.**