

### 4.3.6 Erneuerbare Energieträger im Strom- und Wärmemarkt<sup>1 2</sup>

#### Einführung

(928) Die regenerativen Energiequellen bieten ein - gemessen an menschlichen Zeitmaßstäben - unerschöpfliches Energiepotenzial, das den derzeitigen Energieverbrauch um viele Größenordnungen übersteigt. Von den drei regenerativen Energiequellen, solare Strahlung, Geothermie und Gezeitenkraft, ist die Sonnenenergie bei weitem die Größte. Die drei regenerativen Energiequellen mit ihren direkten und indirekten Nutzungsmöglichkeiten sind grundsätzlich in der Lage, alle heute und in Zukunft benötigten Sekundärenergieträger bzw. Nutzenergieformen Wärme, Strom oder Brennstoffe bereitzustellen.

(929) Die Nutzung der erneuerbaren Energiepotenziale kann durch sehr unterschiedliche Technologien erfolgen:

- Durch Nutzung von Biomasse können Strom, Wärme und Brennstoffe (auch Kraftstoffe für den Verkehr) bereitgestellt werden.
- Solarthermische Kraftwerke und Photovoltaische Systeme liefern Strom aus dem Sonnenlicht.
- Solare Kollektoren erlauben die Bereitstellung von Wärme und Kälte für Haushalte, Gewerbe und Industrie.
- Wind und Wasserkraftwerke erzeugen Strom aus der Kombination von Strahlungsenergie und Gravitation.
- Solare Architektur stellt ein angenehmes "Ambiente" für das Wohnen, Leben und Arbeiten bei minimiertem Energiebedarf durch integrierte Planung und intelligente Verknüpfung technischer und „natürlicher“ Komponenten bereit.
- Geothermische Kraftwerke und Wärmepumpen stellen bisher ungenutzte Wärmepotenziale zur Erzeugung von Strom, zur Beheizung und Kühlung zur Verfügung.

(930) Die Frage, warum regenerative Energiequellen, wenn sie über so hohe Potenziale und so vielfältige Nutzungsmöglichkeiten verfügen, heute nicht den überwiegenden Teil der

---

<sup>1</sup> Minderheitsvotum des Kommissionsmitglieds der PDS einschließlich des von ihr benannten Sachverständigen Prof. Dr. Jürgen Rochlitz zu Kapitel 4.3.6 siehe am Ende des Kapitels.

<sup>2</sup> Sondervotum des Sachverständigen Prof. Dr. Jürgen Rochlitz zu Kapitel 4.3.6 siehe am Ende des Kapitels.

Energieversorgung bereitstellen, ist historisch, technisch und wirtschaftlich erklärbar. Mit der zunehmenden Verfügbarkeit billiger fossiler Brennstoffe (vor allem Öl und Erdgas ab den 50er Jahren des letzten Jahrhunderts) und sicherer Wandlungstechnologien ist die Nutzung erneuerbarer Technologien zurückgegangen und sind diese Technologien eine Zeit lang nicht mehr fortentwickelt worden. Es sei daran erinnert, dass die Elektrifizierung nur mit Hilfe der Wasserkraft möglich war.

(931) Des weiteren hat ein Teil der Nutzungsmöglichkeiten der erneuerbaren Energietechnologien zwei Grundprobleme, die ihre Nutzung bisher erschwert haben: Die geringe Leistungsdichte sowie ihre Schwankungen im Energiedargebot. Für alle Biomasse- und Geothermie- Anwendungen und einen Teil der Nutzung der Wasserkraft gilt dies allerdings nicht; sie sind – technisch gesprochen - grundlastfähig. Durch die Kombination von fluktuierenden mit ständig verfügbaren erneuerbaren Energiequellen können jahres- oder tageszeitliche Schwankungen ausgeglichen werden. Zudem können mittel- und langfristig durch Einsatz von Informationstechnologie (vgl. Kapitel 4.3.7), geeignetem Angebots- und Verbrauchsmangement, Speichersystemen und Sekundärenergieträgern Angebots- und Lastkurven aneinander angepasst werden.

(932) Den beiden Nachteilen stehen jedoch entscheidende Vorteile gegenüber: Die Tatsache, dass regenerative Energiequellen global gesehen viel homogener verteilt sind als fossile oder nukleare Energiereserven, hat große Bedeutung für die Importabhängigkeit und die Außenhandelsbilanz vieler Staaten; einzelne Entwicklungsländer sind davon besonders betroffen, da sie einen beachtlichen Teil ihrer Devisen für Energieimporte ausgeben (vgl. Kapitel 6.2). Der zweite Vorteil ist die häufig kostenlose Bereitstellung der jeweiligen Energiequelle durch die Natur. Bei ausreichender Lebensdauer der Anlagen und bei weiter steigenden Energiepreisen kann dadurch – je nach Technik, technischem Entwicklungsstand und Randbedingungen des Einsatzortes - nicht nur ein wesentlicher Kompensationsbeitrag zu den anfänglich noch höheren Investitionskosten erwirtschaftet werden, sondern in der Energiebilanz auch schnell die energetischen Aufwendungen für die Anlagen durch Erträge ausgeglichen werden. Die Gefahr einer negativen Nettoenergiebilanz besteht bei keinem regenerativen Energiewandler mehr. Die „energetische Rücklaufzeit“ beträgt für eine Windkraftanlage ca. 6 Monate und selbst bei der Photovoltaik, der Technologie mit der derzeit noch ungünstigsten Bilanz, wird durchschnittlich mehr als das Sechsfache (mit steigender Tendenz) bei monokristallinen Zellen, bei Dünnschichtzellen das ca. 10 – 12fache der Energie geerntet, die zur Produktion der Anlagen notwendig war.

(933) Der heute am stärksten ins Gewicht fallende Vorteil ist jedoch die Tatsache ihrer Umweltverträglichkeit im Betrieb: regenerative Energiesysteme emittieren keine gefährlichen Stoffe, kein zusätzliches CO<sub>2</sub> und bieten keinerlei Potenzial für kriegerische oder terroristi-

sche Gefahren oder Missbräuche. Bei der Produktion der technischen Komponenten bemüht man sich intensiv um eine hohe Umweltverträglichkeit.

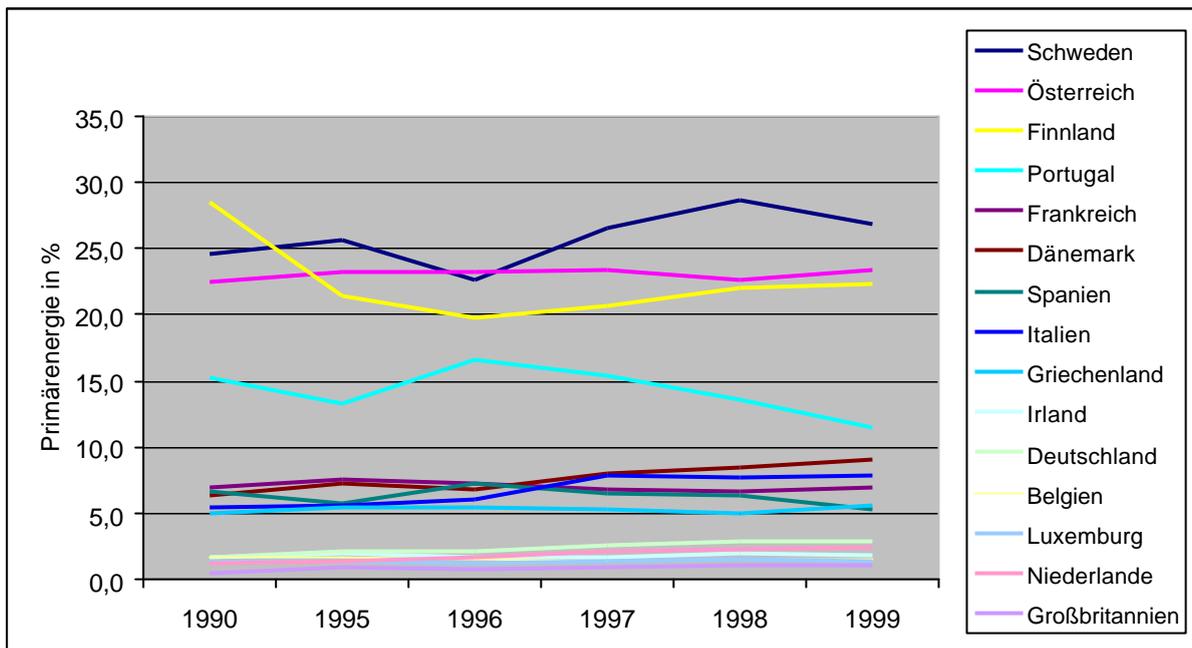
(934) Der Marktanteil der regenerativen Energietechniken zeigt (1990-1999) einen Aufwärtstrend. In der Tabelle 4–62 und Abbildung 4–36 sind die Anteile erneuerbarer Energieträger in Europa bis Mitte der 90er Jahre dargestellt.

**Tabelle 4–62: Anteil erneuerbarer Energieträger am Bruttoinlandsverbrauch**

Land (Primärenergie in %)	1990	1995	1996	1997	1998	1999
Schweden	24,6	25,6	22,7	26,6	28,6	26,9
Österreich	22,5	23,2	23,3	23,4	22,6	23,4
Finnland	18,5	21,4	19,8	20,7	22,1	22,4
Portugal	15,2	13,3	16,6	15,4	13,6	11,4
Frankreich	7,0	7,6	7,2	6,8	6,7	7,0
Dänemark	6,3	7,3	6,8	8,0	8,4	9,1
Spanien	6,7	5,7	7,2	6,5	6,4	5,3
Italien	5,4	5,6	6,0	7,9	7,7	7,8
Griechenland	5,0	5,4	5,4	5,3	5,0	5,5
Irland	1,6	2,0	1,6	1,6	2,0	1,8
Deutschland	1,7	2,1	2,1	2,5	2,8	2,9
Belgien	1,6	1,6	1,5	1,4	1,5	1,5
Luxemburg	1,3	1,4	1,2	1,4	1,5	1,3
Niederlande	1,2	1,3	1,6	2,1	2,3	2,4
Großbritannien	0,5	0,9	0,8	0,9	1,0	1,1
EU-15 Summe	5,0	5,5	5,5	5,9	6,0	6,0

Quelle: Kommission der europäischen Gemeinschaften, Nov 1997 und Nov 1998

Abbildung 4–36: Anteil erneuerbarer Energieträger am Bruttoinlandsverbrauch

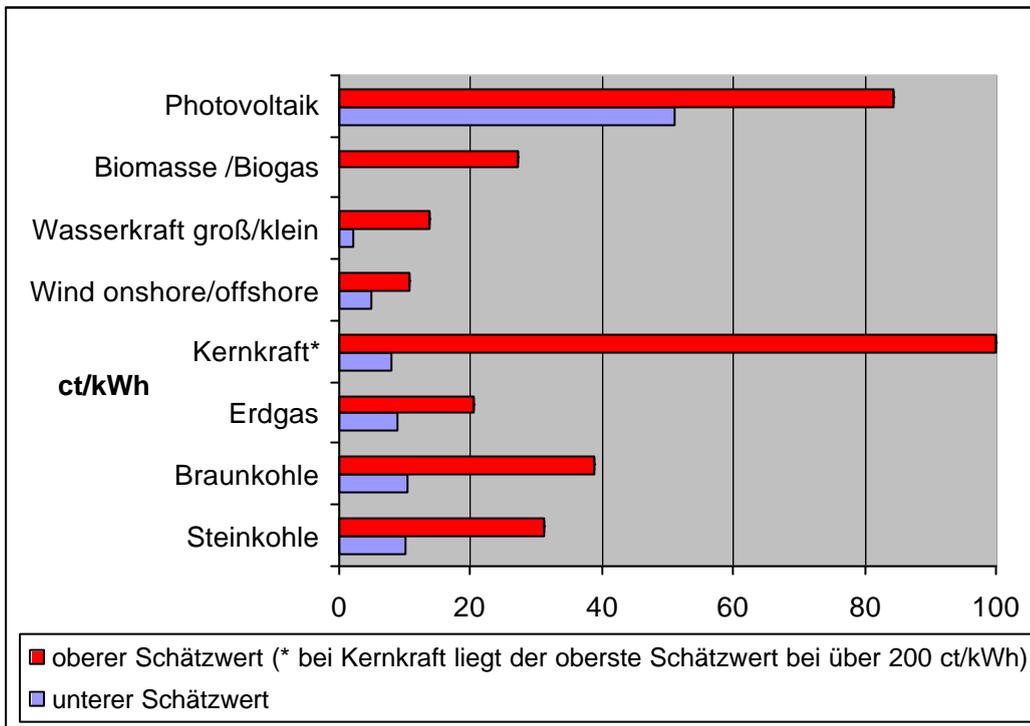


(935) In den Ländern mit einem hohen Anteil ist es entgegen landläufigen Vorurteilen nicht alleine die Wasserkraft, die zu dieser hohen Versorgung beitragen. In Europa ist inzwischen die Biomasse (mit einem Anteil von 64 %) die meist genutzte erneuerbare Energiequelle. Solarthermie und in den letzten Jahren Windenergie liefern zunehmende größere Beiträge zur Energieversorgung Europas.

(936) In allen Ländern Europas steigt in den letzten Jahren der Anteil der erneuerbaren Energietechnologien am Markt. Für Europa ist im Weißbuch der EU das Ziel gesteckt worden, den Anteil der erneuerbaren Energien in der EU auf 12 % des Bruttoinlandsenergieverbrauchs der EU bis zum Jahre 2010 zu steigern. Shell schätzt für 2050 einen Anteil der erneuerbaren Energiequellen am Weltmarkt von ca. 50 %. Trotz dieser positiven prognostizierten Entwicklung sind aber noch viele Anstrengungen zu unternehmen, um alle Nutzungsmöglichkeiten der erneuerbaren Energiequellen technisch und ökonomisch weiterzuentwickeln und damit eine langfristig zukunftsfähige Energieversorgung zu realisieren.

(937) Das Hauptargument gegen erneuerbare Energien wird oft in ihrer „mangelnden Wirtschaftlichkeit“ gesehen. Die Enquete-Kommission hat bereits in ihrem Ersten Bericht betont, dass dem Prinzip der Internalisierung externer Kosten für eine nachhaltig-zukunftsfähige Energieversorgung eine zentrale Bedeutung zukommt. In der Abbildung 4–37 sind in einer Gesamtsystembetrachtung die Bandbreiten heutiger Stromgestehungskosten und externer Kosten für fossile und nukleare Energieträger und erneuerbare Energietechnologien zusammengestellt.

Abbildung 4–37: Minimale und maximale Stromgestehungskosten (Erzeugungskosten + externe Kosten) für neu zu errichtende Stromerzeugungsanlagen (Stand 2002)



Quelle: Daten des RWI

(938) Das weltweite Energiesystem wird sich nur dann in Richtung Nachhaltigkeit entwickeln, wenn die Energiepreise zunehmend mehr – zumindest in der Dimension – die „ökologische Wahrheit“ abbilden. Die methodischen Probleme bei der Bestimmung externer Kosten (z.B. Monetarisierung von ästhetischen, kulturellen und emotionalen Werten) machen wiederum deutlich, dass diese Betrachtung eine politische Diskussion nicht ersetzen kann. Dennoch werden die energiewirtschaftlichen Akteure dadurch in ihrem normalen Verständnis von Wirtschaftlichkeit zu neuen Entscheidungen kommen. Mit der Frage, welchen Beitrag die Vergütungen nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) zur (indirekten) Internalisierung externer Kosten leisten, setzen sich zwei aktuelle Beiträge auseinander<sup>1</sup>.

#### 4.3.6.1 Biomasse

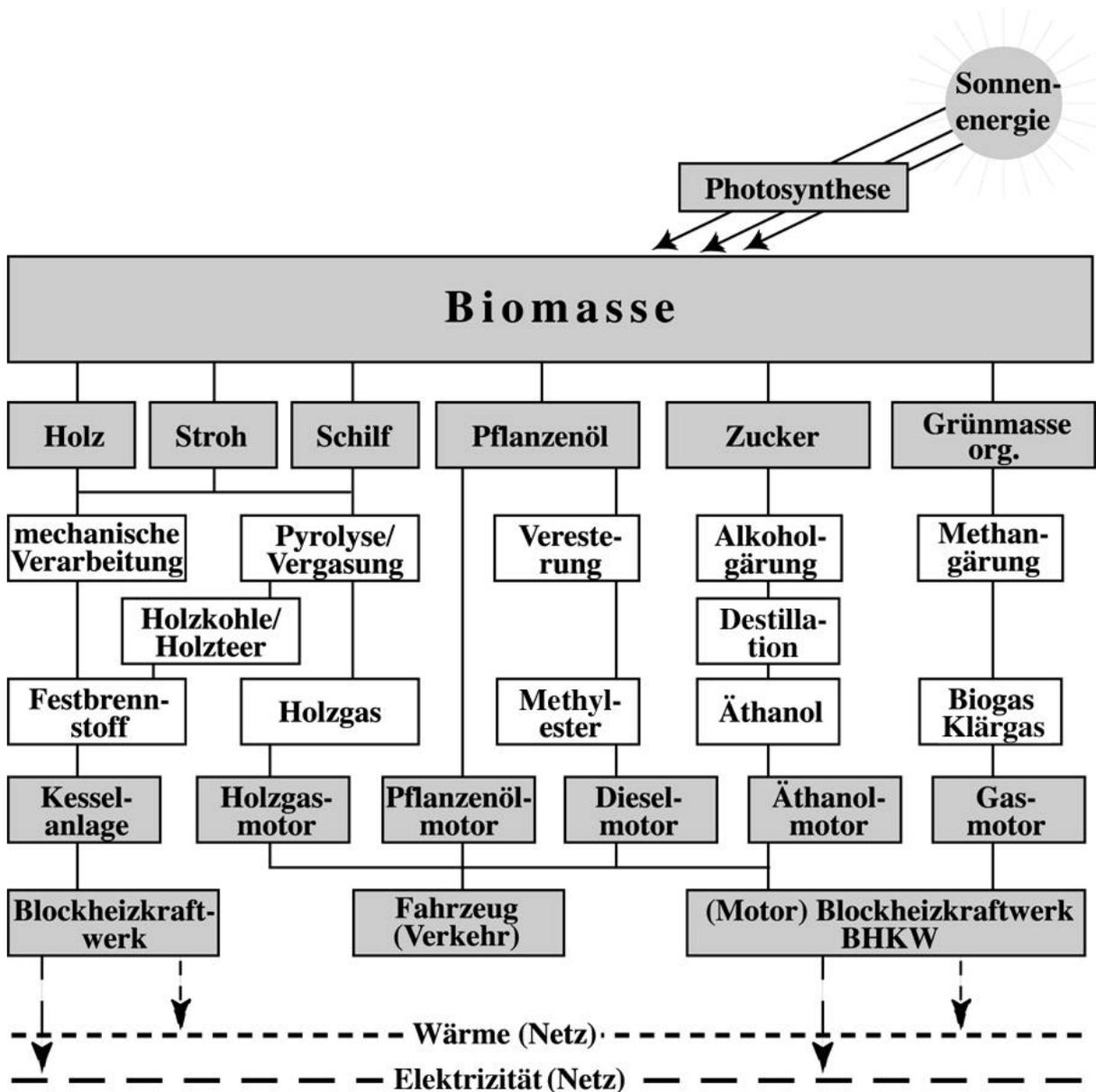
##### Nutzungsformen

(939) Biomasse ist chemisch gespeicherte Sonnenenergie. Ihre Nutzung ermöglicht die Bereitstellung von Wärme, Strom und Kraft (Abbildung 4–38).

<sup>1</sup> Hohmeyer (2002), BMU (1999).

(940) Die Einsatzmöglichkeiten von Biomasse sind äußerst flexibel und denen von Erdöl und Erdgas vergleichbar. Biomasse kann aus verschiedenen Quellen stammen: z.B. Restholz aus Durchforstung, Abfallholz bei der industriellen Verarbeitung, Ernterückstände wie Reststroh, Reststoffe aus der Tierhaltung und Biogas aus sonstigen organischen Reststoffen. Eine weitere Quelle ist der gezielte Anbau von Energiepflanzen.

Abbildung 4–38 : Nutzungsmöglichkeiten der Biomasse zur End/Nutzenergiebereitstellung.



Quelle : Lehmann, Reetz (1995).

(941) Soll Biomasse als erneuerbare Energiequelle genutzt werden, darf nur so viel verbraucht werden, wie gleichzeitig, möglichst in der Region der Nutzung, wieder nachwächst. Die Biomasse hat gegenüber anderen regenerativen Energiequellen den Vorteil, dass sie

direkt speicherbar und transportierbar ist, weshalb sie in ihrer Nutzung keinen zeitlichen und nur in einem begrenzten Ausmaß räumlichen Beschränkungen unterliegt.

### **Technischer Stand und Entwicklungslinien**

(942) Die verschiedenen Verfahren zur energetischen Nutzung der Biomasse befinden sich derzeit in unterschiedlichen Entwicklungsstadien.

(943) Der technische Stand von Kleinanlagen zur energetischen Nutzung fester Biomasse konnte in den letzten Jahren, beeinflusst durch die Entwicklung in verschiedenen europäischen Ländern, durch die Hersteller deutlich verbessert werden. Insbesondere Emissionsverhalten, Bedienungsfreundlichkeit und Automatisierung haben deutliche Fortschritte gemacht. Mit der Markteinführung von Pelletfeuerungen und automatischen Holzhackschnitzelfeuerungen wurde ein wesentlicher Schritt zur Erschließung neuer Marktsegmente getan.

(944) Im Bereich der größeren Anlagen, namentlich der Kraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK)-Anlagen, war in den letzten Jahren keine wesentliche weitere Entwicklung zu verzeichnen. Die heute unter dem Anreiz des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) in Verbindung mit der Biomasse-Verordnung entstehenden Anlagen beruhen weit überwiegend auf dem klassischen Dampfkraftprozess. Die eingesetzten Feuerungssysteme sind Stand der Technik, Alternativen zum klassischen Dampfkraftprozess befinden sich in der Entwicklung.

(945) Im Bereich der Vergasung von Biomasse sind unterschiedliche Vergasungstechniken zum Betrieb von Motoren, Brennstoffzellen und Gasturbinen im Einsatz.

(946) Technische Weiterentwicklungen sind im Bereich von keramischen Gasturbinen im Leistungsbereich zwischen 100 bis 500 kW zu erwarten, bei denen Biomasse in pulverisierter Form als Brennstoff eingesetzt wird. Andere Bestrebungen werden dahin gehen, Biomasse in großen Heizzentralen und zum Betrieb von Stirlingmotoren einzusetzen.

(947) Das Prinzip der thermochemischen Vergasung lässt erwarten, dass höhere elektrische Wirkungsgrade als beim klassischen Dampfkraftprozess möglich sind. Durch die Erzeugung eines intermediären Energieträgers stehen zudem mehr Konversionsapparate (z.B. Gasturbine, Brennstoffzelle) mit höherem Wirkungsgrad als beim klassischen Dampfkraftprozess zur Verfügung. Hier bestehen noch erhebliche Entwicklungspotenziale in Richtung optimierter Vergasungstechnik, Abgasreinigungsmethoden, Automation und Kontrolle sowie Emissionsminderung. Außerdem ist es möglich, das Gas, das aus der Vergasung kommt, als Synthesegas zur Herstellung flüssiger Energieträger wie Synthese-Kraftstoffe oder Methanol

zu nutzen. Mit einer Markteinführung erster thermochemischer Vergasungsverfahren ist voraussichtlich innerhalb der nächsten Dekade zu rechnen.

(948) Neben der Wärmeerzeugung aus fester Biomasse hat die anaerobe Vergärung zur Erzeugung von Biogas eine starke Verbreitung gefunden. Derzeit wird eine Vielzahl von landwirtschaftlichen Biogasanlagen in einem weiten Leistungsbereich betrieben. Oberhalb einer bestimmten Größenordnung haben Biogasanlagen auch einen hohen Automatisierungsgrad erreicht. Biogasverfahren können heute zum Stand der Technik gerechnet werden.

(949) Die Entwicklung und Umsetzung von Biogasverfahren beruht weitgehend auf Empirie und Erfahrung. Eine umfassende wissenschaftliche Auseinandersetzung mit der Biogasgewinnung aus Biomasse hat in der Vergangenheit nicht stattgefunden, nur wenige wissenschaftliche Einrichtungen beschäftigen sich mit der Erforschung der Biogasproduktion. Rein empirische Verfahrensweisen ohne ein detailliertes Verständnis der zugrunde liegenden Vorgänge stoßen bei der Prozessoptimierung an Grenzen. Hier gilt es, den wissenschaftlichen Kenntnisstand der Praxis anzupassen und mehr Forschungsgruppen für den Bereich Biogas zu interessieren.

(950) Für die Einleitung von Biogas in Erdgasnetze und die Nutzung als Kraftstoff muss Biogas aufbereitet werden. Gasaufbereitungsverfahren, die diese Aufbereitung leisten können, sind grundsätzlich bekannt. Diese marktgängigen Gasaufbereitungsverfahren sind kostenintensiv und belasten die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen erheblich. Ein FuE-Schwerpunkt der Zukunft stellt deshalb die Weiter- und Neuentwicklung von Gasaufbereitungsverfahren mit dem Ziel dar, die Investitions- und Betriebskosten zu reduzieren.

(951) Fettsäuremethylester (FAME) kann bei der Einhaltung der entsprechenden Kraftstoffspezifikationen heute ohne größere Probleme in den meisten Dieselmotoren eingesetzt werden. Viele Automobilproduzenten haben ihre Modelle für FAME aus Rapsöl freigegeben. Pflanzliche Treibstoffe können auch in Spezialmotoren zum Einsatz kommen. Sofern bestimmte Kraftstoffspezifikationen eingehalten werden, ist der Einsatz von Ölen in Verbrennungsmotoren möglich.

(952) Weitere Treibstoffe auf biogener Basis befinden sich im Entwicklungsstadium. Eine Entwicklungslinie beschäftigt sich mit der Nutzung der Biomasse für die Herstellung von Wasserstoff als zukünftigem Kraftstoff für den Verkehr. Wasserstoff kann aus Biomasse über einen Vergasungsprozess erzeugt werden. Die dafür notwendige Anlagentechnik befindet sich in der Entwicklung. Wasserstoff als Kraftstoff lässt sich sowohl in Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor wie auch in künftigen Fahrzeugen mit Brennstoffzellen als Stromlieferant

einsetzen.

### Stand der Nutzung

(953) Weltweit wurden 1999 etwa 53 800 PJ/a, dies sind 15 % des Primärenergieverbrauchs der Welt, durch Biomassenutzung bereitgestellt. Dabei sind die Nutzungen in Teilen Afrikas und Asiens nicht als nachhaltig zu betrachten, da mehr verbraucht wird als nachwächst. Im Bereich der Elektrizitätserzeugung wird für das Jahr 1999 eine weltweit installierte Leistung von 14 000 MW angegeben; 50 % davon in den USA. <sup>I</sup>

**Tabelle 4–63: Nutzung fester Bioenergieträger in der Europäischen Union zur Wärme- und Stromerzeugung, differenziert nach Ländern**

	1995				1997 (eventl. neuere Zahlen)			
	Strom	Wärme	Gesamt	Anteil am PEV	Strom	Wärme	Gesamt	Anteil am PEV
	in PJ/a			in %	in PJ/a			in %
Belgien & Luxemburg	6,7	10,5	17,2	0,7	16,4	11,4	27,8	1,1
Dänemark	31,1	23,7	54,8	6,5	41,5	23,0	64,5	7,1
Deutschland	71,6	111,5	183,2	1,3	74,0	173,2	247,1	1,7
Finnland	51,0	154,1	205,1	22,4	56,5	182,0	238,6	23,6
Frankreich	38,4	371,2	409,5	4,1	48,5	390,0	438,5	4,3
Griechenland	0,0	58,5	58,5	5,3	0,0	38,1	38,1	3,4
Irland	0,0	6,8	6,8	1,6	0,9	5,9	6,8	1,4
Italien	13,4	135,1	148,5	2,3	13,7	267,7	281,4	4,3
Niederlande	23,3	15,8	39,1	1,1	43,8	16,3	60,2	1,7
Österreich	15,6	111,4	127	13,1	32,3	114,6	146,9	14,0
Portugal	5,8	93,3	99,1	13,3	6,4	94,3	100,7	13,0
Schweden	65,3	209,5	274,8	15,3	95,1	217,1	312,3	17,4
Spanien	21,6	140,7	162,3	3,9	23,5	135,1	158,6	3,5
Vereinigtes Königreich	26,5	12,6	39,1	0,4	35,5	33,1	68,6	0,7
EU 15	370,3	1454,8	1825,2	3,2	488,2	1701,8	2190,0	3,8

Quelle: EU, Annual Energy Review der DG XVII (European Union) (1999), BP (2001)

(954) Der Beitrag der Biomasse zur Deckung des EU-Primärenergieverbrauchs umfasste 1997 etwa 3,8 %. In Österreich (12 %), Schweden (18 %) und in Finnland (23 %) liegt ihr Anteil deutlich über dem EU-Durchschnitt (Tabelle 4–63). Damit leistet die Biomasse gegenwärtig den größten Beitrag zur Bereitstellung erneuerbarer Energie in der EU. Etwa 64 % des Anteils der regenerativen Energien am Primärenergieverbrauch werden aus Biomasse gewonnen, Von 1995 bis 1998 ist die aus Biomasse bereitgestellte Primärenergie in der EU

<sup>I</sup> UNEP (2001).

um 13,5 % gewachsen, wobei der Zuwachs in verschiedenen Mitgliedsländern deutlich höher ausfiel.<sup>1</sup>

(955) Bei der Analyse der Nutzung in Deutschland ist zu beachten, dass die Nutzung im Stromsektor gut erfasst ist, im Wärmesektor – insbesondere bei den Kleinf Feuerungsanlagen – aber nur grobe Schätzungen möglich sind (Tabelle 4–64). Entsprechend breit sind daher die Schätzungen des Beitrags der Biomasse, sie reichen von 100 bis 200 PJ/a.

**Tabelle 4–64: End- und Primärenergiebereitstellung aus Biomasse 2000**

Energieart	Endenergie GWh	Primärenergie GWh
Stromerzeugung aus festen Brennstoffen	246	640
Stromerzeugung aus flüssigen Brennstoffen	4	10
Stromerzeugung aus Biogas	600	1.560
Stromerzeugung aus Klärgas	49	127
Stromerzeugung aus Deponiegas	727	1.889
Wärme aus festen Brennstoffen	41.600	45.217
Wärme aus gasförmigen Brennstoffen	720	783
Wärme aus flüssigen Brennstoffen	63	68
Kraftstoffe (Biodiesel)	3718	4041
Summe	47.727	54.335

Quellen: Staiß (2001), BMU (2002).

(956) Biomasse deckt heute etwa 1,7 % des Primärenergieverbrauchs der BRD ab (vgl. Tabelle 4–64). Ihr Anteil am Endenergieverbrauch für die Wärmeerzeugung beträgt ca. 3 %, Biodiesel deckt heute schon 0,55 % des Kraftstoffverbrauchs und ca. 0,3 % der Stromproduktion. All diese Zahlen unterliegen einem starken Wachstum. Alleine in der Zeit Herbst 1999 bis Ende 2000 sind durch das Marktanzreizprogramm mehr als 12 000 Kleinanlagen für Holz(pellet)heizungen unterstützt worden. Durch die Förderung der letzten Jahre ist die Anzahl der Biogasanlagen von ca. 200 in 1994 auf 1 650 Anlagen Ende 2001 gestiegen. Hier ist mit einem durchschnittlichen zukünftigen Wachstum von ca. 200 Anlagen pro Jahr weiter zu rechnen. Die mittlere Anlagengröße ist in diesem Zeitraum ebenfalls angestiegen. Auch bei der Verbreitung der Nutzung von Pflanzenölen (insb. in der Landwirtschaft) ist in den nächsten Jahren mit einer deutlichen Steigerung zu rechnen.<sup>2</sup>

### Potenziale der Biomasse

<sup>1</sup> Rösch (2001).

<sup>2</sup> Staiß (2001), BMU (2002).

(957) Potenzialstudien zur Biomasse weisen eine hohe Bandbreite auf. Grund für diese Bandbreite sind u. a. unterschiedliche Basisdaten zur Flächennutzung, unterschiedliche Annahmen über die Menge der als Reststoffe zu nutzenden Anteile aus der landwirtschaftlichen und forstwirtschaftlichen Produktion und unterschiedliche Zusammensetzungen der Fraktionen der Biomassegewinnung. Hall<sup>1</sup> ermittelt in einer Studie ein gesamtes Weltpotenzial von 298 365 PJ/a, davon in Europa 15 188 PJ/a. Kaltschmitt<sup>2</sup> errechnet ein energetisches Potenzial der Biomasse von 103 800 PJ/a, davon in Europa 8 900 PJ/a. Der Grund für die deutlich geringere Einschätzung des Gesamtpotenzials bei Kaltschmitt liegt in der Einschätzung des Beitrages der Energiepflanzen. Hier ist der von Hall angegebene Wert etwa sieben mal so groß, wie das von Kaltschmitt ermittelte Potenzial. Diese Unterschiede ergeben sich einerseits aus dem grundsätzlich niedrigeren Potenzialansatz für Energiepflanzen bei Kaltschmitt, andererseits auch aus den, im Vergleich zu Afrika, sehr niedrigen Werten für Nordamerika, Asien, der ehemaligen UdSSR und Europa.

(958) Eine von Eurosolar durchgeführte Studie zum Potenzial der Sonnenenergie in der EU12 weist für die Biomasse ein energetisches Potenzial von 5 636 PJ/a aus. Dieses Potenzial liegt etwa 13 % über den Werten, die Kaltschmitt und Kollegen im Jahr 1998 für die EU15 mit 6 440 PJ/a ermittelt haben. Dabei weist die eine Studie für Deutschland ein Potenzial von 769 PJ/a nach und die andere ein Potenzial von 864 PJ/a.<sup>3</sup>

(959) Die Potenziale, die für die Szenarien der Enquete-Kommission ermittelt wurden, sind in der folgenden Tabelle 4–65 dargestellt.

---

<sup>1</sup> Hall u.a. (1993).

<sup>2</sup> Kaltschmitt (2000): <http://www.biomasse-info.net> .

<sup>3</sup> Eurosolar (1993), Kaltschmitt u.a. (1998).

**Tabelle 4-65: Das Potenzial der Biomasse in Deutschland**

Biomasse	Energieerzeugung				
	PJ/a elektrisch		PJ/a thermisch		
	Min	Max	Min	Max	
feste Restsstoffe	64,8	90,0	201,6	370,8	Heizwert Brenn-/Resthölzer, Reststroh
Anpflanzung (Brennstoff)	43,2	61,2	180	244,8	1,5 Mio. ha, 190 GJ/ha,a
Vergärung org. Reststoffe	32,4	54,0	46,8	79,2	Bio,- Klär- und Deponiegas

Quelle: Enquete (2001).

(960) Neuere Untersuchungen zum Potenzial der Biomasse in Deutschland - basierend auf Daten von Kaltschmitt und dem Verbundprojekt „Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland“ der Helmholtz Gesellschaft - stammen aus dem Jahr 2001.<sup>1</sup> Die hier aufgezeigten Bandbreiten belaufen sich auf 806 PJ bis 1 187 PJ für die betrachteten Biomassefraktionen.

### Kosten und Kostenentwicklung

(961) Detaillierte Informationen zu den technischen Daten, den Investitionskosten sowie den Stromgestehungskosten der unterschiedlichen Technologien zur Strom- und Wärmeproduktion aus Biomasse sind im Rahmen der vorbereitenden Arbeiten (Basisdaten) für die Szenarien durch die Gutachter und die Enquete-Kommission erarbeitet worden.<sup>2</sup>

(962) Bis zum Jahr 2010 werden für die Wärme- bzw. Stromproduktion aus Biomasse Kostensenkungen zwischen 5 % bis 60 % in der Literatur angegeben. Die möglichen Kostensenkungen sind für die einzelnen Techniken sehr unterschiedlich. So werden für C4-Pflanzen und Holz sowie Deponiegas lediglich Kostenreduktionen von 5 % bis 15 % angenommen. Diese Techniken sind weitestgehend ausgereift und lassen deshalb keine signifikanten Preissenkungen mehr erwarten. Größere Kostenreduktionen von 20 % bis 60 % werden für die Techniken Biogas, flüssige Bio-Brennstoffe, C3- und Energiepflanzen gesehen.

<sup>1</sup> Kaltschmitt, Hartmann (2001); FZK u.a. (2002).

<sup>2</sup> Eine Übersicht dazu im Zwischenbericht Szenarienstudie.

**Tabelle 4-66 Geschätzte Kostenreduktion für Strom und Wärme aus Biomasse**

Geschätzte Kostenreduktion für Strom und Wärme aus Biomasse		
Art	Brennstoff	Kostenreduktion bis 2010
Wärme	C4- Pflanzen	ca. 5% <sup>1)</sup>
	Biogas	40 - 45% <sup>2)</sup>
	flüssige Bio - Brennstoffe	20 - 60% <sup>3)</sup>
	Restholz	10% <sup>2)</sup>
Strom	Deponiegas	ca. 15% <sup>3)</sup>
	C3- Pflanzen	ca. 40% <sup>1)</sup>
	Energiepflanzen	25 - 50% <sup>3)</sup>
<sup>1)</sup> Reetz, T., LTI - Research- Team, 10/1995,		
<sup>2)</sup> Altner, u.a., 1995.		
<sup>3)</sup> Teres II, 1996.		

(963) Die Preisreduktion wird in Zukunft einer „Lernkurve“ folgen. Eine „Lernkurve“ bildet die durch die Erhöhung der Produktion und der Vergrößerung des Marktes sich ergebende Preisreduktion aus Erfahrung, Massenproduktion und technischer Fortentwicklung ab. Im Bereich des Maschinenbaus zeigt die Auswertung historischer Daten eine typische Kostenreduktion von 10 % bei einer Verdoppelung des Marktes. Der Lerneffekt und damit die Kostenreduktion kann am Anfang einer Markteinführung viel höher sein. Da bei der heutigen Biomassenutzung viele bekannte Technologien genutzt werden, kann man keine überproportionale Lerneffekte erwarten. Sicherlich sind die Biomasse-Vergasungsanlagen noch am Anfang Ihrer Entwicklung, es kann daher angenommen werden, dass hier Preisreduktionen von 15 % bei einer Marktverdoppelung zu erwarten sind. Dieser Lernkurven-Ansatz kann keine Aussagen machen über jene Technologien, die noch in der Entwicklung sind und deren technologische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen noch nicht bekannt sind.

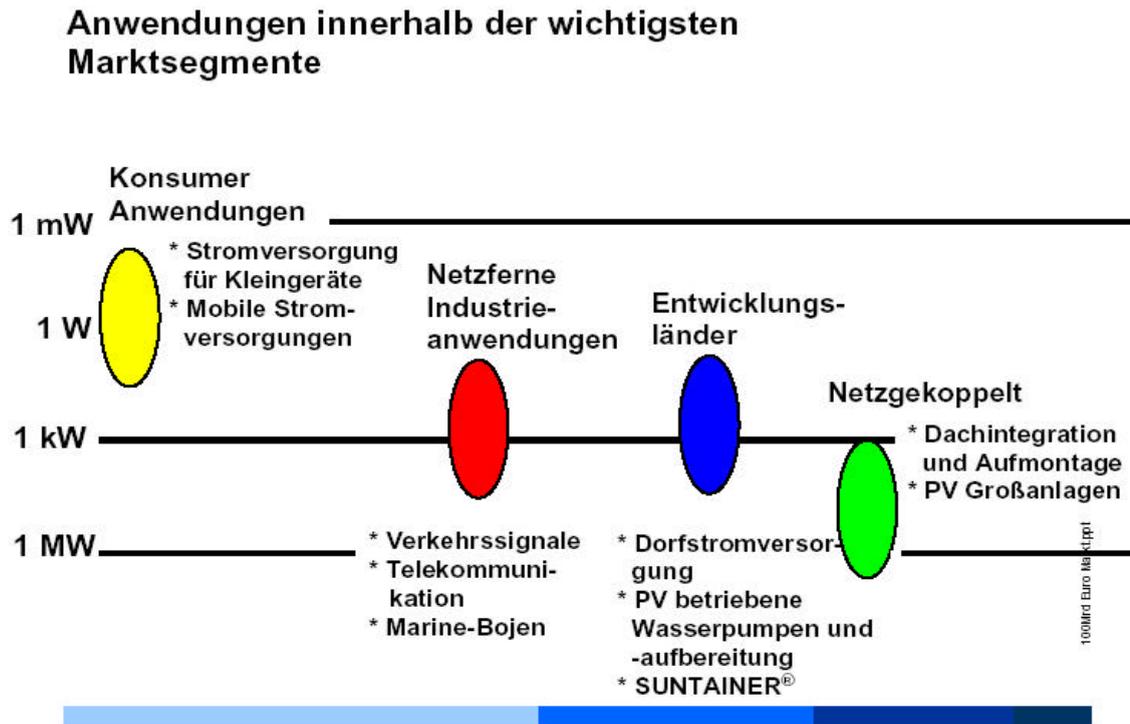
#### 4.3.6.2 Solare Stromerzeugung – Photovoltaik

(964) Solarzellen wandeln Licht mittels des „photoelektrische Effekts“ in Halbleitermaterialien direkt in Strom um. Verbindet man mehrere Solarzellen elektrisch miteinander, erhält man die nächst größere Einheit photoelektrischer Energiewandlung, ein Solarmodul. Dieses Modul wird durch Glas und/oder Kunststoff vor äußeren Einflüssen geschützt. Meistverwandtes Material für die Solarzellen ist heute noch Silizium in monokristalliner, multikristalliner oder amorpher Struktur. Neuere Produktionsanlagen – z. Zt. im Pilotbetrieb - stellen aber in größerem Umfang sog. Dünnschichtzellen(-module) auf der Basis von Kupferindiumdiselenid, Kupferindiumsulfid bzw. Cadmiumsulfid (CIS/CdS-Technologien: EPV/MVV AG, Würth/Marbach, etc.) oder Cadmiumtellurit (BP Solar, Antec/ Rudisleben) her.

(965) Ein spezifischer Vorteil von Solarzellen ist ihre praktisch beliebige Modularität: sie

können in unterschiedlichsten Größen eingesetzt werden, angefangen von kleinsten Einheiten mit wenigen (milli)Watt Leistung in Taschenrechnern und Uhren bis hin zu großen Anlagen mit mehreren Megawatt Leistung (Abbildung 4–39).

Abbildung 4–39: Leistungsbereiche und Anwendungsgebiete von PV-Anlagen



Quelle: Hoffmann, RWEsolar

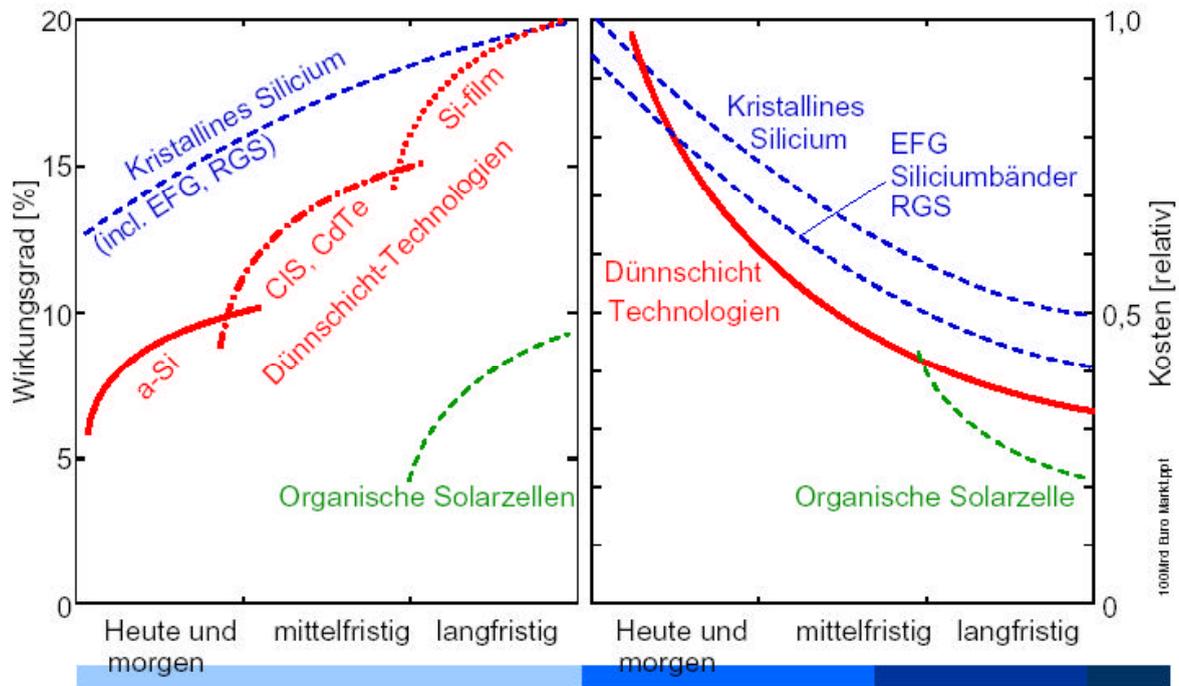
(928) Die höchsten Wirkungsgrade werden von Solarzellen mit monokristalliner Struktur erreicht. Solarzellen aus amorphem Silizium und andere Dünnschichtzellen sind wesentlich kostengünstiger herzustellen als solche aus mono- oder multikristallinem Silizium mit Materialstärken von 200 bis 350 Mikrometern, weisen jedoch geringere Wirkungsgrade auf. Obwohl die kristallinen Siliziumzellen derzeit marktbeherrschend sind, wird die Zukunft in den Dünnschichtzellen liegen, bei denen die aktive Schicht nur wenige Mikrometer dick ist. Das spart Material und Energie bei der Herstellung, ermöglicht eine stark automatisierte Produktion und senkt den Aufwand bei der elektrischen Verschaltung. Für diese Techniken ist der Einstieg in die Massenfertigung begonnen, wodurch sich der Preis der Solarzellen bei entsprechenden Herstellungsmengen eines Tages bis auf unter 1 €/W<sub>p</sub> reduzieren kann. Ansätze im Bereich der anwendungsnahen Entwicklung bei der Photovoltaik konzentrieren sich vorrangig auf die Optimierung der Produktionsverfahren, der Qualitätssicherung und stetigen Erhöhung der Zellenwirkungsgrade, dem höher automatisierten Ausbau der Kapazitäten und

damit letztlich einer Senkung der Kosten. Auch materialeinsparende Verfahren, z.B. bei der Waferherstellung oder die großflächige Beschichtung bei Dünnschichtzellen und die Verbilligung der weiteren Systemtechnik-Komponenten stehen im Vordergrund. Einige dieser Innovationen stehen kurz vor der Serienreife, sodass z.B. vom Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme bis zum Jahr 2003 eine Kostenreduktion um 20 % (gegenüber 1999) für möglich gehalten wird.

(967) Der im Labor erreichte maximale Wirkungsgrad liegt für siliziumbasierte Solarzellen bei 24,7 % für monokristalline bzw. 19,8 % für multikristalline Zellen des Wafer-Typs. Bei Solarzellen, die auf der Dünnschicht-Technologie basieren, wurden 13 % mit amorphem Silizium und 18,2 % mit CIGS-Zellen (Kupfer-Indium/Gallium-Diselenid) erreicht. Die Forschung an Solarzellen ist einerseits weitgehend Grundlagenforschung im Bereich Materialforschung, andererseits fertigungsorientierte Forschung. Von den möglichen Kombinationen von Materialien und Schichtaufbauten ist bisher nur ein kleiner Teil systematisch untersucht. Außerdem spielen Fragen der spektralen Empfindlichkeit, der Einkopplung des Lichts und der Reduzierung von Verlusten eine wichtige Rolle. Einen Überblick über die Entwicklungslinien bietet Abbildung 4–40. Das langfristige Forschungsziel der Photovoltaik wird durch die sog. „PV-Zelle der 3. Generation“ beschrieben, wie sie von M. Green neulich vorgestellt wurde (Abbildung 4–41).

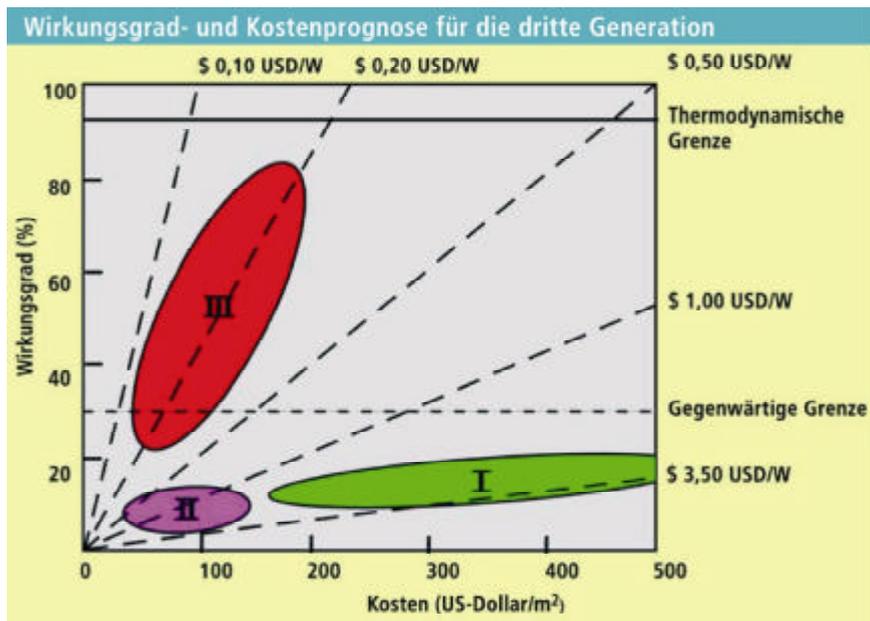
Abbildung 4–40: Überblick über die Entwicklungslinien der Zelltechniken

### Technologie-Szenario



Quelle: Dr. Hoffmann, RWESolar

Abbildung 4–41: Langfristiges Forschungsziel der Photovoltaik



Quelle: Green (2002).

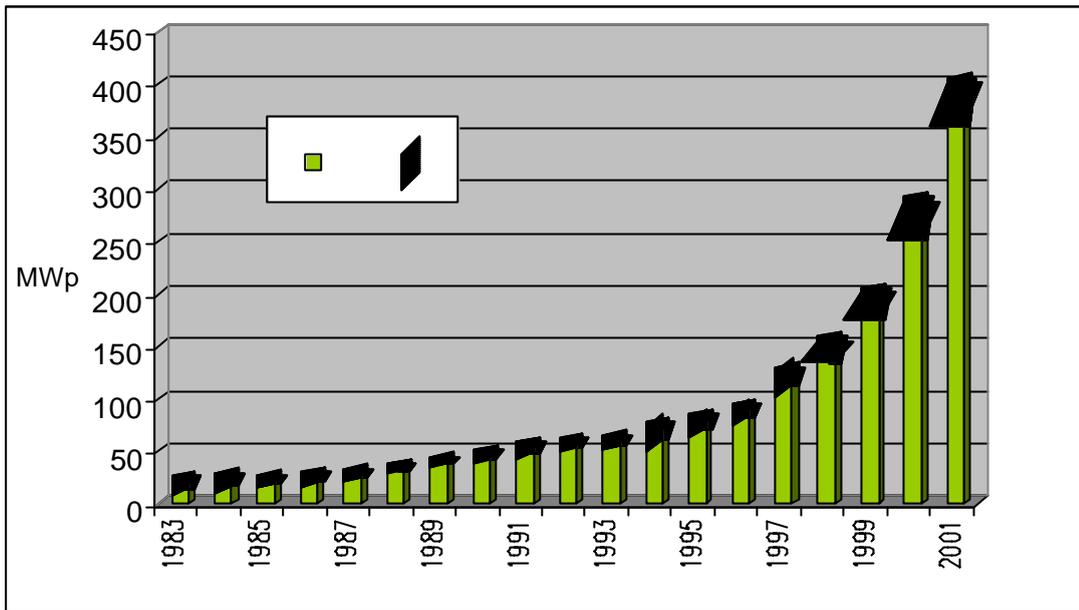
(968) Bisherige Beobachtungen zeigen, dass der im Labor erreichte maximale Wirkungsgrad mit etwa 10 Jahren Verzögerung auch im kommerziellen Bereich anzutreffen ist.<sup>1</sup> Daher ist zu erwarten, dass der Wirkungsgrad kommerzieller Solarzellen aus Silizium bis zum Jahr 2010 auf 16 – 22 % steigen wird.

### Stand der Nutzung

(969) Der PV-Markt wuchs in den 90er Jahren beständig. Im Jahr 1990 lag die Leistung aller ausgelieferten PV-Module weltweit bei etwa 43 – 47 MW<sub>p</sub>. Bis zum Ende des Jahres 2000 stieg der Absatz auf ca. 252 – 288 MW<sub>p</sub> (Abbildung 4–42).<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Green u.a. (2000).

<sup>2</sup> Räuber, A., W. Wetzling (2001): "Die PV-Szene heute – Technologie, Industrie, Markt.", Sarasin (2001).

Abbildung 4–42: Qualitativer Verlauf des Modulabsatzes in MW<sub>p</sub> seit 1990, weltweit.

Quelle: pse Freiburg, Unternehmensvereinigung Solarwirtschaft (2002)

(928) Wurde der PV-Markt 1996 noch eindeutig von US-amerikanischen Herstellern dominiert (ca. 45 % aller Solarzellen stammten aus den USA) übernahm Japan im Jahr 1999 die Position des Spitzenreiters. In 2000 entfielen bereits 42 % der weltweiten Solarzellenproduktion auf japanische Unternehmen, die USA fielen auf 28 % und Europa auf 21 % zurück.<sup>1</sup> Weltweit haben sich die Umsätze im Bereich der Module in den 90er Jahren vervierfacht, was bedeutet, dass die jährlichen Steigerungsraten bei 15 – 20 % lagen. Die mit Solarmodulen erzielten Umsätze im Jahr 2000 lagen bei etwa 1,1 Mrd. €<sup>2</sup> Da die Module nur etwa 60 % des Systemwertes ausmachen, liegen die Gesamtumsätze im Bereich der Photovoltaik deutlich höher.

(971) Eine exakte Aussage über die weltweit installierte Leistung im Bereich der Photovoltaik lässt sich nicht treffen. Kumuliert man die Angaben zu den jährlich ausgelieferten Mengen im Zeitraum von 1983 bis 2000 so ergibt sich eine gesamt installierte Leistung im Bereich von 1 252 – 1 436 MW<sub>p</sub>.<sup>3</sup>

(928) Deutschland ist hinter Japan und den USA der drittgrößte Absatzmarkt für Photovol-

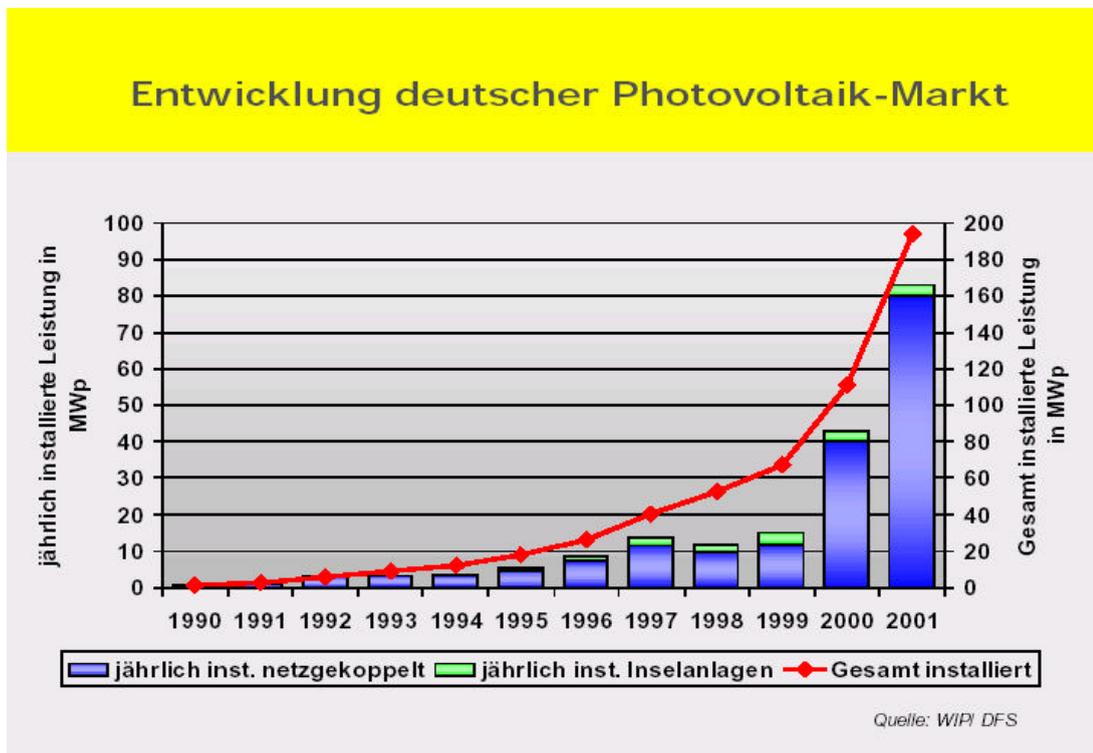
<sup>1</sup> Photovoltaic Insider's Report (1997), Sarasin (2000, 2001), Maycock (1997, 2001): "Photovoltaik's Technology, Performance, Cost and Market."

<sup>2</sup> European Photovoltaic Industry Association (2001).

<sup>3</sup> Räuber (1999), Stryi-Hipp (2001).

taik (Abbildung 4–43). Im Jahr 1999 waren insgesamt etwa 64 MW<sub>p</sub> in der BRD installiert (Tabelle 4–67). Der mit PV-Anlagen und Komponenten erzielte Umsatz belief sich dabei auf ca. 307 Mio. €<sup>1</sup> Die Unternehmensvereinigung Solarwirtschaft (UVS) gibt den Zuwachs bei der installierten Leistung aus Photovoltaik für das Jahr 2001 mit 75 MW<sub>p</sub> an. Mit diesem Zuwachs hat die installierte elektrische Leistung aus Solarzellen im Jahr 2001 die 180 MW<sub>p</sub> Marke in Deutschland überschritten. Auch für die folgenden Jahre wird mit einem starken Wachstum im Bereich der netzgekoppelten Anlagen gerechnet. Die gesamte Stromproduktion betrug im Jahr 2001 ca. 150 GWh. Der jährliche Zuwachs des Photovoltaik-Marktes in der BRD in den letzten zehn Jahren ist in Abbildung 4–43 dargestellt.

Abbildung 4–43: Jährliche Installationsraten und gesamte installierte Leistung von PV Anlagen in Deutschland



Quelle: WIP/DFS, 2002

<sup>1</sup>

[www.dfs.solarfirmen.de](http://www.dfs.solarfirmen.de)

**Tabelle 4–67: In Deutschland installierte PV-Module**

Jahr	Zubau gesamt	Zubau netz- gekoppelt	Gesamte installierte Leistung	Gesamte installierte Leistung netzgekoppelt
	MW <sub>p</sub>	MW <sub>p</sub>	MW <sub>p</sub>	MW <sub>p</sub>
bis 1990	0,0	1,0	0,0	1,0
1991	0,0	1,0	0,0	2,0
1992	0,0	0,0	5,6	5,3
1993	3,3	3,1	12,4	11,6
1994	3,5	3,1	12,4	11,6
1995	5,4	4,5	17,8	16,1
1996	8,8	7,4	26,6	23,5
1997	13,7	11,5	40,3	35,0
1998	10,0	8,0	50,0	43,0
1999	14,0	12,0	64,0	56,0
2000	0,0	45,0	>109,0	101,0
2001	0,0	75,0	0,0	176,0
2002	0,0	80,0	0,0	256,0
2003	0,0	95,0	0,0	351,0

\* Schätzung

Quelle: [www.dfs.solarfirmen.de](http://www.dfs.solarfirmen.de), Räuber, Wettling (2001), Unternehmensvereinigung Solarwirtschaft, (UVS, 2002).

(973) Insgesamt hat die Förderung des letzten Jahrzehnts, insb. das EEG in Verbindung mit dem 100 000 Dächer Programm bewirkt, dass sich in Deutschland eine leistungsfähige Industrie zur Herstellung und ein fachkundiges Handwerk zur Installation von PV Anlagen etablieren konnte. Mit ca. 2 300 neuen Arbeitsplätzen in der PV-Industrie, im Elektrohandwerk und im Vertrieb haben sich allein im Jahr 2000 die Arbeitsplätze mehr als verdreifacht.

(974) Derzeitig wird in Mecklenburg-Vorpommern die größte PV-Anlage Europas gebaut. In der Ausbaustufe wird sie rund 5 MW<sub>p</sub> auf rund 100 000 m<sup>2</sup> zur Verfügung stellen. Einen Überblick über die Gemeinden mit der höchsten Installationsrate pro Einwohner an Solarthermie- und PV-Anlagen findet man im Internet unter [www.solarbundesliga.de](http://www.solarbundesliga.de). Darin dokumentiert sich auch ein neuer Aspekt von Akteursvielfalt und Motivation.

(975) Eine besondere Auswirkung der Förderung durch das EEG lässt sich an der Ausweitung der Produktionskapazität in Deutschland ablesen. Seit Anfang der 90iger Jahre haben sich zahlreiche, oft mittelständische Unternehmer mit Engagement dieser Technologie angenommen: z.B. Solarfabrik Freiburg, Solon in Berlin, Esol in Erfurt, Solarwatt in Dresden, Flabeg in Köln/Gelsenkirchen usw. Aber auch international tätige Unternehmen engagieren sich zunehmend: Shell Solar ist mit der Übernahme von Siemens Solar zum viertgrößten Hersteller weltweit geworden und hat in Gelsenkirchen seine bisherige Produktion um 20 MW ausgebaut. BP Solar Deutschland will in Hameln mit Investitionen von rund 15 Mio. € eine Solarfabrik für jährlich 20 MW<sub>p</sub> entstehen lassen- und 100 Arbeitsplätze geschaffen. RWE-

Solar baut in Alzenau seine Produktionskapazität stufenweise auf 80 MW aus. In Rudisleben bei Erfurt hat die Firma Antec eine moderne Dünnschichtfertigung für Cadmium-Telluridzellen (erste Stufe: 7 MW) errichtet. Die Firma Würth in Marbach fährt ihre CIS-Modulfabrikation im Pilotbetrieb mit ca. 1,2 MW ein. Die Hamburger Solara AG plant, in der Nähe von Hamburg eine neue Solarfabrik mit einer Fertigungskapazität von 24 MW<sub>p</sub>, um ihren wachsenden Bedarf an Solarmodulen selbst besser decken zu können. Erst kürzlich wurde der Bau einer neuen Modulfertigung der Solar-Manufaktur Deutschland in Prenzlau angekündigt.<sup>1</sup>

## Potenzial

(976) Die Potenziale der photovoltaischen Stromproduktion hängen von den als geeignet angenommenen Flächen ab. Wird weltweit ein pro Kopf installierbare PV-Fläche von 10 m<sup>2</sup> zugrunde gelegt, die entweder auf den Dächern der Wohnhäuser oder anderer Baulichkeiten (z.B. auch Infrastruktur wie Stadiondächer, Lärmschutzwände, Bahnhofsdächer, Fabrikhallen etc) installiert werden kann und damit keine neue Versiegelung von Freiflächen verursacht, so ergibt sich bei einem Systemwirkungsgrad von 16 % ein Potenzial der photovoltaischen Stromerzeugung von 55 184 PJ (15 329 TWh). Dieser Wert entspricht ungefähr dem weltweiten Stromaufkommens von 1999.<sup>2</sup>

(977) Vergleicht man verschiedene Potenzialstudien zu Europa, so streuen die errechneten Potenziale erheblich, von 1 400 PJ/a bis zu 5 590 PJ/a.<sup>3</sup> Analysiert man detailliert Dachflächenpotenzial-Studien in industrialisierten Ländern, so erkennt man eine Korrelation zwischen Bevölkerungsdichte und zur Verfügung stehender, solar nutzbarer Dach- oder Fassadenfläche. Der Natur des menschlichen Wohn- und Bauverhaltens entsprechend reduziert sich die pro Kopf verfügbare Fläche mit zunehmender Bevölkerungsdichte. In den besonders dicht besiedelten Ländern der EU, dies sind die Niederlande und Belgien, sind geeignete Dachflächen von ca. 7,3 m<sup>2</sup>/cap verfügbar, während Länder mit einer deutlich geringeren Siedlungsdichte, wie z.B. Finnland oder Schweden, auf Werte von mehr als 9 m<sup>2</sup>/cap. kommen. Insgesamt stehen in der EU ca. 5 000 qkm Dachfläche und ca. 3 600 qkm Fassadenfläche zu Verfügung, die für die Installation photovoltaischer Anlagen geeignet sind. Auf die-

---

<sup>1</sup> Unternehmensvereinigung Solarwirtschaft (2002): [www.solarwirtschaft.de](http://www.solarwirtschaft.de) .

<sup>2</sup> Lehmann, Reetz (1995).

<sup>3</sup> Kaltschmitt (1993), van Brummelen (1992), Hill (1992).

sen Flächen ließen sich, bei einem Anlagenwirkungsgrad von 16 % jährlich in Europa 3 942 PJ/a oder 44 % der Stromproduktion des Jahres 1999 erzeugen.<sup>1</sup>

(978) In Deutschland stehen ca. 1 095 qkm Dach- sowie etwa 805 qkm Fassadenfläche zu Verfügung, die für die photovoltaische Stromerzeugung geeignet sind. Das Stromerzeugungspotenzial auf diesen Flächen bei gegenwärtigen Wirkungsgraden beträgt ca. 751 PJ/a, wovon alleine die Dachflächen ca. 591 PJ/a zusteuern können. Diese Ergebnisse zeigen, dass in Deutschland ca. 38 % der Stromerzeugung (1 988,6 PJ in 1998) mit Photovoltaik auf Dach- und Fassadenflächen gewinnbar sind. In Bezug auf die Flächenpotenziale ist noch anzumerken, dass diese durch die Nutzung weiterer Flächen – diese können bereits versiegelte aber auch Freiflächen sein – erweiterbar sind.

---

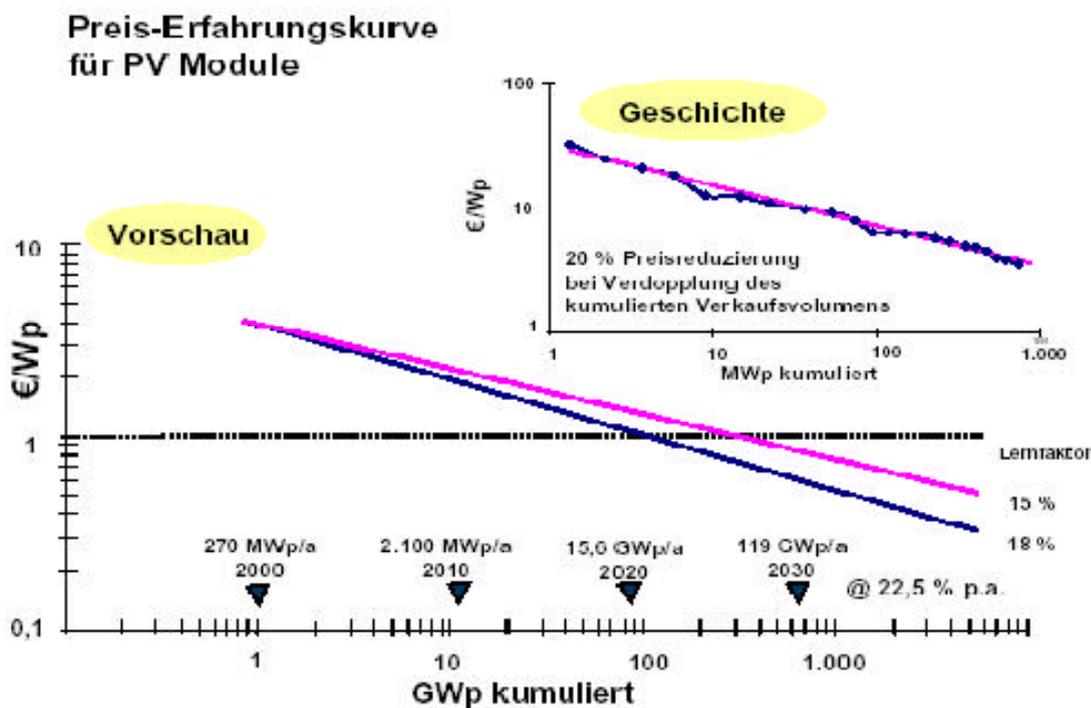
<sup>1</sup> Lehmann, Reetz (1995).

## Kosten und Kostenentwicklung

(979) Die Systemkosten für photovoltaische Stromerzeugung liegen derzeit im Bereich von 5 – 7,5 €/W<sub>p</sub>, bei Modulpreisen von 3,2 – 3,4 €/W<sub>p</sub> (Modulkosten 43 – 68 % der Gesamtkosten). Die Stromgestehungskosten sind sehr stark davon abhängig wie groß die Anlage ist, wie sie orientiert ist und welche Strahlungsdaten am Installationsort vorliegen. Die Stromgestehungspreise im Jahr 2000 für PV-Anlagen im 1 kW Leistungsbereich liegen bei 59 – 71 ct/kWh. Für Anlagen mit 5 kW Leistung werden 49 – 59 ct/kWh angegeben. Die Stromgestehungskosten sind in den letzten 10 Jahren halbiert worden.

(980) Shell Solar rechnet mit einer jährlich Reduktion der Modulkosten von 6%. Das bedeutet eine weitere Halbierung der Kosten in den nächsten 10 Jahren. Auch andere Hersteller, z.B. ASE (jetzt RWESolar) und BP, sowie das Wuppertal Institut erwarten in etwa eine weitere Halbierung der Kosten im Zeitraum von 2000 – 2010 (Abbildung 4–44).

Abbildung 4–44: Preisentwicklung Module



Quelle: Hoffmann, RWESolar

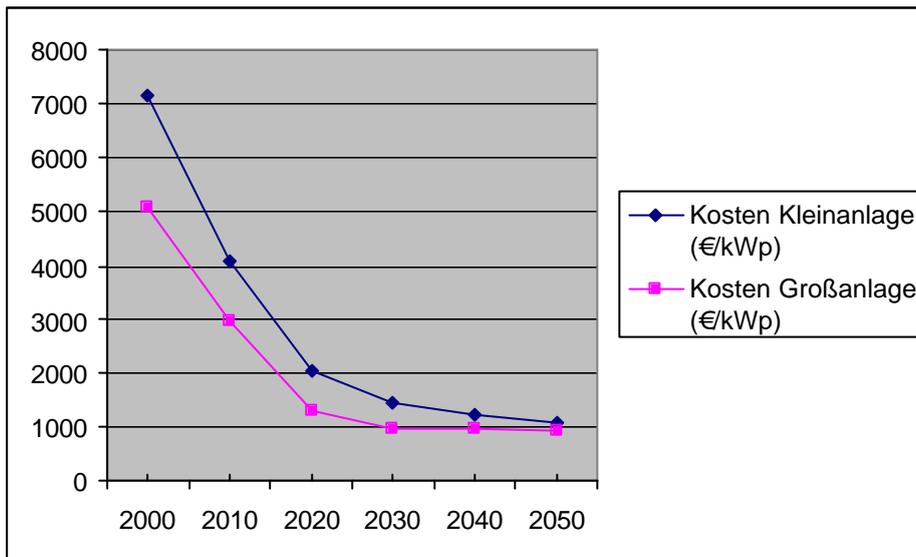
(928) Überschreitet der Materialbedarf für Silizium-Solarzellen einen Umfang von ca. 3 000 t/a, so rentiert sich eine eigene Produktion von sogenanntem solargrade-Silizium (Silizium mit einem Reinheitsgrad, der für die Produktion von Solarzellen ausreicht). Dadurch ergeben sich weitere Kostenreduktionen. Ein entsprechendes Vorhaben wird gegenwärtig

von der SolarWorld AG in Freiberg/Sachsen und Wacker geprüft. Auch die Dünnschichttechnologien aus den Verbindungshalbleitern Kadmiumsulfid (CdS) und Kupferindiumdiselenid (CIS), die bereits die Marktreife erreicht haben, versprechen bei entsprechender Fertigungsgröße eine kostengünstige Produktion, die nach Aussagen der Hersteller bis knapp unter 1 € pro Wattpeak reichen könnte.

(982) Die Enquete-Kommission des Bundestages sieht bis zum Jahr 2010 im Bereich der Photovoltaikanlagen ein Kostenreduktionspotenzial von ca. 45 – 50 %, bezogen auf die Anlagennennleistung (Tabelle 4–68). Für Module wird eine Reduktion der Kosten im Bereich von ca. 46 – 50 % gesehen. Geringere Preisrückgänge sind bei der Systemtechnik zu erwarten, da in diesem Teilbereich bereits erhebliche Preisreduktionen erfolgt sind. Dennoch werden noch signifikante Synergieeffekte (Integration Solarzellen in Bauelemente, Miniaturisierung der Elektronik etc) eintreten (Abbildung 4–45).

**Tabelle 4–68: Erwartete Kostenreduktion bis 2010, differenziert nach Komponenten**

Kosten	
Investitionen (bez. auf kW <sub>AC</sub> )	45 - 50
Investitionen (bez.auf kW <sub>p</sub> )	43 - 45
Module	46 - 50
Systemtechnik	30 - 44

*Abbildung 4–45: Charakteristische Daten der Kostenentwicklung der Photovoltaik<sup>1</sup>*

#### 4.3.6.3 Solarthermische Kraftwerke

(983) Neben der photovoltaischen Stromerzeugung besteht in sonnenreichen Ländern mit einem hohen Direktstrahlungsanteil die Möglichkeit, mit konzentrierenden Systemen solarthermisch Strom zu erzeugen. Immerhin trugen solarthermische Kraftwerke bis heute mit mehr als 50 % zur weltweiten Solarstromproduktion bei. Der thermische Umwandlungsprozess, den sie nutzen, ermöglicht es vor allem, sie leicht in konventionelle Kraftwerke zu integrieren.

(984) Wesentliche Techniken der für solarthermische Kraftwerke sind:

- Parabolrinnenkraftwerke (Leistung 30 MW bis zu 80 MW <sup>I</sup> - im kommerziellen Betrieb),

<sup>I</sup> Festlegung für die Szenarien der Enquete-Kommission, 2001.

- Solarturmkraftwerke (Leistung 0,5 bis 10 MW - als Pilotanlagen gebaut) sowie
- kleine (dezentral installierbare) Solar-Paraboloid-Anlagen (Solar-Dish-Stirling Systeme/ Paraboloiden mit einer Leistung von 7 bis 50 kW)

### Grundprinzip und Varianten

(985) Thermische Solar-Stromkraftwerke wandeln die Sonnenstrahlung zuerst in Wärme ( $T = 300^\circ\text{C} - 1100^\circ\text{C}$ )<sup>2</sup> und dann in einem konventionellen Kraftwerksteil in elektrischen Strom um. Um die erforderlichen hohen Temperaturen für die Stromerzeugung zu erreichen, wird das Sonnenlicht mit Hilfe von Spiegeln oder hochreflektierenden Folien konzentriert. In der Brennlinie bzw. -punkt ist ein Absorber installiert, durch den ein Wärmeträgermedium – ein spezielles temperaturfestes Öl oder Wasser/Dampf – strömt oder die eintretende Luft direkt erhitzt wird. Dieses Wärmeträgermedium fließt dann entweder direkt oder über einen Zwischenkreislauf einer Turbine zu. Im konventionellen Teil eines Solarthermie-Kraftwerkes wird die mechanische in elektrische Energie umgewandelt. Eine Besonderheit stellt die Verwendung eines Stirling-Motors in den Dish- Systemen dar. Verschiedene Anlagenkonzepte sind bereits verwirklicht worden<sup>3</sup>. Sie unterscheiden sich zunächst durch die Art und das Ausmaß der Konzentration des Sonnenlichts.

(986) Als Bauformen unterscheidet man:

- (einachsig) parabolisch geformte Spiegel mit linienförmigem Absorber (Parabolrinnen), Konzentrationsfaktor 80 - 100
- (sphärisch) parabolisch geformte Spiegel/Folien mit punktförmigem Absorber (Paraboloiden/ Solar-Dish) mit Konzentrationsfaktoren 600 bis 1000 und der Notwendigkeit einer zweiachsigen Nachführung
- räumlich verteilte ebene Spiegel (Heliostate), die das Sonnenlicht per computergesteuerter zweiachsiger Nachführung auf einen punktförmigen Absorber in einem Turm reflektieren (Solarturmanlagen) Konzentration 200 – 1 000

<sup>1</sup> Als Hybridkraftwerk wird zur Zeit für Mexiko ein 400 MW-GuD-Kraftwerk mit einem integrierten Parabolrinnen Solarfeld ausgeschrieben.

<sup>2</sup> bei der Parabolrinnentechnik ca 390°C, bei Dish-Stirling Systemen ca. 700°C und bei Turmkraftwerken bis zu 1100°C.

<sup>3</sup> Auf dem Gelände der „Plataforma Solar“ in der Nähe von Almeria (Spanien) werden die verschiedenen Anlagenkonzepte seit mehreren Jahren unter Realbedingungen erforscht. Einzelheiten zu Techniken und Ergebnissen sh. KfW, Statusseminar „Solarthermische Stromerzeugung“ 14.3.2002, Berlin.

(987) Andere mögliche Anwendungsgebiete der Hochtemperatur-Solarthermie sind die Erzeugung von Prozesswärme für die Industrie sowie die Bereitstellung von Energie für photochemische und katalytische Prozesse in der Chemie.

### Stand der Technik und weitere Entwicklung

(988) Neun **Parabolrinnenkraftwerke** sind seit mehr als 10 Jahren in der Mojave-Wüste in Kalifornien im kommerziellen Einsatz und haben ihre Praxistauglichkeit bewiesen (Abbildung 4–46). Durch verbesserte Betriebsstrategien und Wartungsroutinen konnten im kommerziellen Betrieb tagesdurchschnittliche Nettowirkungsgrade (also nicht allein Spitzenwirkungsgrade, die nur für ein paar Minuten vorhalten) von über 21 % in den Sommermonaten nachgewiesen werden. Der Jahresanlagen-Nettowirkungsgrad der kalifornischen SEGS-Kraftwerke liegt bei ca. 15 %.

Abbildung 4–46: 5 x 30 MW-Parabolrinnen-Kraftwerke bei Kramer Junction in Kalifornien



(989) Mit der weiteren Entwicklung sind weitere technische und ökonomische Verbesserungen absehbar: die Optimierung der Solarkollektoren durch Einsatz des EuroTrough Designs ist eine Weiterentwicklung der in Kalifornien eingesetzten LS3 Kollektoren durch ein europäisches Konsortium. Mit diesem Design werden ein höherer Wirkungsgrad, eine Kostenreduktion und eine vereinfachte Montage erreicht. Durch die Entwicklung eines alternativen Absorberrohrs, die Weiterentwicklung von Salzschatzspeicher, um die tagsüber gespeicherte Wärmeenergie auch nachts zur Stromproduktion zu verwenden und somit für eine bessere Auslastung des konventionellen Kraftwerkanteiles zu sorgen, die automatisierte Be-

triebssteuerung nach Wetterdaten und Bedarfsvorhersage sowie die automatisierte Erfassung des Solarfeld-Wartungszustandes mit Hilfe von Inspektionsrobotern wird ein höherer Wirkungsgrad und eine bessere Wirtschaftlichkeit erreicht.

(990) Die typischen Konzentrationsfaktoren von **Paraboloidanlagen** liegen zwischen 600 und 1 000. Durch die hochkonzentrierte Solarstrahlung können sehr hohe Temperaturen auf kleinen Wärmetauschern erreicht werden, wodurch der Wirkungsgrad bei der Wandlung in thermische Energie erheblich gesteigert werden kann. Beim wichtigsten Vertreter dieses Anlagentyps, der Kombination eines Paraboloidspiegels mit einem Stirlingmotor (englisch: Dish/Stirling System) wurden bei gebauten Anlagen Wirkungsgrade bis zu 30 % erreicht (Abbildung 4–47). Die Nennleistung bisher realisierter Anlagen liegt im Bereich zwischen 7 und 50 kW elektrisch. Durch ihre Modularität sind sie in der Lage, elektrische Leistungen von wenigen kW bis zu einigen MW bereit zu stellen. Sie eignen sich damit besonders zur dezentralen solaren Stromversorgung.

*Abbildung 4–47: Eurodish System mit Stirling Generator*



(991) Beispiele für Anwendungsmöglichkeiten hierfür sind:

- im Inselnetz (Farmanlagen von 0,1 bis 1 MW)
- als Einzelanlagen (Stand-Alone-System) ohne Netzanbindung im Leistungsbereich von 10 bis 200 kW
- im Verbundnetz, wo viele einzelne Module zu einer Farmanlage von 1 bis 10 MW zusammengefasst werden

(992) In Deutschland und den USA wird an fortgeschrittenen Dish/Stirling Systemen gearbeitet, die schon bald das Prototypenstadium verlassen und in ersten Anwendungen erprobt werden sollen.

(993) Die laufenden Entwicklungen zielen, neben der Ausschöpfung des vollen Kostensenkungspotenzials, auf die

- Hybridisierung von Dish/Stirling Anlagen (Hybridanlagen können neben der Solarstrahlung auch mit fossilen oder biogenen Brennstoffen betrieben werden) sowie die
- Anpassung an verschiedenste Stand-Alone-Aufgaben (ohne Netzkopplung) Anwendungen wie z.B.: (Bewässerungsanlagen, Pumpen, Kühlaggregate, einzelne Verbraucher, Wasserentsalzungs- bzw. -aufbereitungsanlagen).

(994) Für einen großen Teil der Kosten einer **Solarturmanlage** sind die Heliostaten verantwortlich. Aus diesem Grund sind erhebliche Bemühungen unternommen worden, diese zu optimieren. Schwerpunkte der Forschung waren die Reduzierung des Gewichts der computergesteuerten Heliostaten, die Vergrößerung der Spiegelflächen und die Suche nach anderen Reflektormaterialien. Vergrößern kann man die Spiegel nicht beliebig, da mit der Größe die Abweichungsfehler und damit die Strahlungsverluste zunehmen und außerdem die Nachführung teurer wird, da sie großen Windlasten standhalten muss. Die derzeitigen Forschungsarbeiten konzentrieren sich auf die Entwicklung leichter und preiswerter Reflektoren und neue Receiverkonzepte mit neuen Materialien.

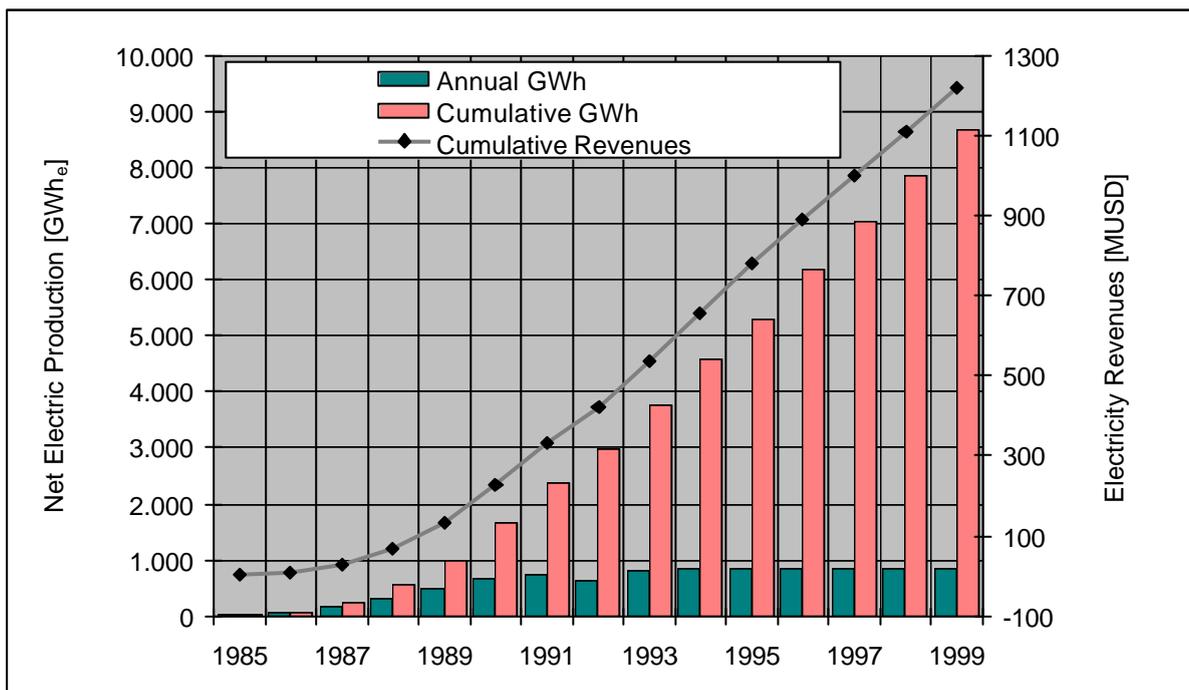
### **Stand der Nutzung**

(995) In der Mojave-Wüste in Kalifornien wurden zwischen 1984 und 1991 neun Kraftwerke des Parabolrinnentyps mit einer Gesamtleistung von 354 Megawatt elektrischer Leistung installiert und werden bis heute betrieben. Diese sogenannten SEGS (**S**olar **E**lectric **G**enerating **S**ystems) Kraftwerke sind die am weitesten entwickelten solarthermischen Anlagen. Mit den bereits installierten Parabolrinnen-Kraftwerken wird ausschließlich elektrischer Strom

produziert, obwohl auch Prozesswärmeeinspeisung und Kraft-Wärme-Kopplung problemlos möglich ist, für die sich bisher aber kein Markt gefunden hat. Mehr als 11 Mrd. kWh wurden in den hybriden Solarkraftwerken mit limitierter Gaszufuhr bis heute erzeugt, davon 8 Mrd. kWh rein solar (Abbildung 4–48).

(996) Solche Hybridkraftwerke, und das trifft für alle solarthermischen Prozesse zu, in denen Solarstrahlung und konventionelle Energieträger (vor allem Gas) kombiniert verwendet werden, können die Marktchancen der solarthermischen Kraftwerke ebenso verbessern wie der Einsatz thermischer Speicher, weil sie kontinuierlich, also unabhängig von Tageszeit und Witterung, Strom für den Bedarf in die Mittellast liefern können und die Stromgestehungskosten durch den höheren Auslastungsgrad der Turbine günstiger sind. In sonnenarmen Stunden oder Abends wird zusätzlich Erdgas zur Dampferzeugung eingesetzt.

Abbildung 4–48: In den 9 Parabolrinnen-Kraftwerken in Kalifornien wurden seit 1985 mehr als 50 % des weltweit bisher erzeugten Solarstroms produziert.



(997) Dass diese Anlagen technisch zuverlässig sind, spiegelt sich auch in der Verfügbarkeit des Solarfeldes von 98 Prozent wider; das heißt: Nur während zwei Prozent der vorgesehenen Betriebszeit muss die Anlage für Wartung und Reparatur abgeschaltet werden.

(998) Paraboloid/Dish/Sterling-Systeme und Solarturmanlagen sind bisher nicht kommerziell verfügbar.

## Potenzial

(999) Eine Voraussetzung für den Einsatz solarthermischer Kraftwerke ist eine genügend hohe Sonneneinstrahlung. Die Untergrenze liegt bei 1 700 Kilowattstunden pro Quadratmeter im Jahr. Die Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt fand heraus, dass innerhalb der Europäischen Union Gebiete in Griechenland, Italien, Portugal und Spanien für eine Nutzung interessant sind (Tabelle 4–69). Die Wissenschaftler ermittelten in ihrer detaillierten Untersuchung, wie viel Fläche in den Ländern des Mittelmeerraumes zur Verfügung gestellt werden könnte, indem sie verschiedene Umstände berücksichtigten, die den Bau solcher Anlagen ausschließen oder nur eingeschränkt möglich machen, wie Gewässer, Wälder, Sandwüsten, landwirtschaftlich genutzte Flächen, Siedlungen, ungeeigneter Boden und anderes sowie die derzeitige Infrastruktur (Verkehrswege, Pipelines, elektrisches Netz, Wasserversorgung usw.). In der EU stehen demnach etwa 19 500 Quadratkilometer für eine Nutzung durch solarthermische Kraftwerke zur Verfügung<sup>1</sup>. Auf dieser Fläche könnten Anlagen mit integriertem thermischen Speicher im Mittel 3 600 Stunden im Jahr unter Vollast Strom produzieren, insgesamt etwa 1 400 Terawattstunden pro Jahr.

**Tabelle 4–69: Potenzial Stromproduktion aus Solarthermischen Kraftwerken**

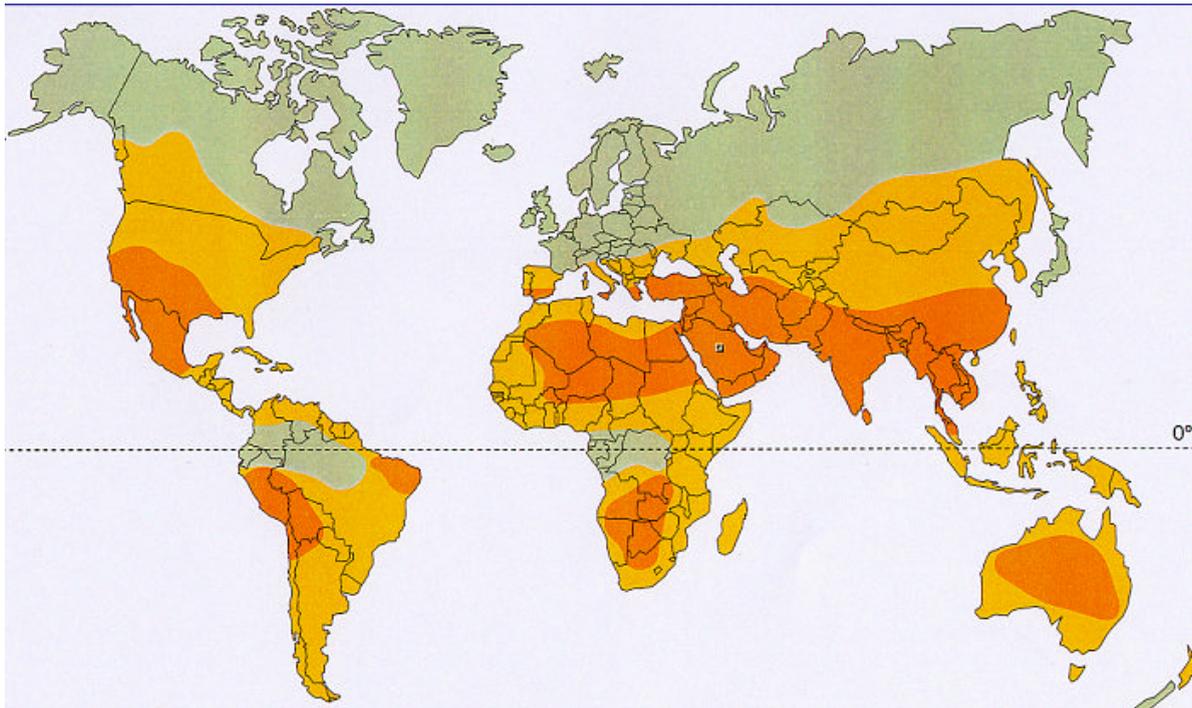
Land	Potentialfläche (km <sup>2</sup> )	mögliche Leistung (GW)	potentielle Stromerzeugung (TWh/a)
Griechenland	2500	50	180
Italien	4000	80	288
Portugal	1000	20	72
Spanien	12000	240	864
Summe	19500	390	1404

*Quelle: Klaiß, H. und Staiß, F. (Hrsg.): Solarthermische Kraftwerke für den Mittelmeerraum, Band 2: Energiewirtschaft, Solares Angebot, Flächenpotenzial, Laststruktur, Technik und Wirtschaftlichkeit; Springer-Verlag (1992)*

(1000) Für alle Länder der Erde zusammen gibt es eine solch detaillierte Untersuchung der verfügbaren Flächen bisher nicht. Allerdings ist für eine Studie über die Produktion von Wasserstoff mit Sonnenenergie (zum Beispiel mit thermischen Solar-Stromkraftwerken) abgeschätzt worden, wie viel Landfläche weltweit für die Produktion von solarem Wasserstoff verfügbar und geeignet ist (Abbildung 4–49). Potentiell geeignete Flächen in Europas Süden sind in dieser Studie nicht erfasst. »Gut« geeignet sind demnach weltweit etwa 1,9 Millionen Quadratkilometer heute ungenutzter Fläche. Diese Fläche ist meist unbewachsene Geröll- oder Steinwüste mit mehr als 2 000 Kilowattstunden Sonneneinstrahlung pro Quadratmeter

im Jahr; ihre Größe entspricht etwa fünf Prozent der Wüstenflächen der Erde oder 1,3 Prozent der globalen Landfläche. Auf diesem Areal kann Wasserstoff mit einem Energiegehalt von 13,3 Milliarden Tonnen Steinkohleeinheiten pro Jahr produziert werden.<sup>1</sup>

Abbildung 4–49: geeignete Standorte für solarthermische Kraftwerke



Legende : dunkelorange = sehr gut geeignet, hellorange= gut geeignet, grau= nicht geeignet

### Kosten und Kostenentwicklung

(1001) Die Stromgestehungskosten in den kalifornischen Parabolrinnenanlagen liegen bei ca. 12 US Cent pro Kilowattstunde. Würde der Strom zu hundert Prozent aus Sonnenenergie bereitgestellt, würde die Kilowattstunde Strom in Kalifornien derzeit 15 US Cent betragen.

(1002) Neueste Zahlen zeigen für ein rein solar gefahrenes 50 MW-Parabolrinnenkraftwerk mit einem 9 h Speicher in Spanien Erzeugungskosten von 16 Euro Cent/kWhe.<sup>1</sup>

(1003) Im Frühjahr 2001 veröffentlichte die Weltbank eine Kostensenkungsstudie in der die Stromerzeugungskosten bei einer Implementierung von ca. 1 000 MW (die ja schon in der GEF-Pipeline sind) für Parabolrinnen- und mittelfristig auch für Solarturmkraftwerke bei 8 US

---

<sup>1</sup> Nitsch u.a. (1988).

Cent/kWhe rein solar liegen werden. Das langfristige Kostensenkungspotenzial (bis ca. 2020) liegt bei 5-6 US Cent/kWhe, also etwa da, wo heute Öl- und Gaskraftwerke liegen.

#### 4.3.6.4 Solarthermie

(1004) Die Wandlung der Sonnenergie in nutzbare Wärmeenergie erfolgt durch Sonnenkollektoren. Grundsätzlich unterscheidet man zwischen passiven (sie nutzen nur natürliche Konvektion) und aktiven (pumpengetriebenen) Systemen. Die Strahlung der Sonne wird von einer Oberfläche absorbiert, in Wärme umgewandelt und an ein Wärmeträgermedium weitergeleitet. Je nach erreichbarem Temperaturniveau spricht man von Niedertemperaturwärme ( $< 100^{\circ}\text{C}$ ), Mittel- und Hochtemperaturwärme (letzteres vgl. Kapitel 4.3.6.3). Auch bei Solarflachkollektoren gibt es leicht konzentrierende Bauformen, die in Kombination mit Vakuumkollektoren Mitteltemperaturwärme erzeugen können. Die nicht konzentrierenden solarthermischen Systeme eignen sich für den Niedertemperaturbereich bis 100 Grad Celsius. In den Sektoren GHD und Industrie sind sog. Luftkollektoren (sie arbeiten mit Luft als Wärmeträgermedium) eine auch wirtschaftlich interessante technische Variante. Für Schwimmbäder und zur Brauchwasser-Vorwärmung können sog. „Schwimmbadabsorber“ aus Kunststoff (ohne Abdeckung- unverglaste Kollektoren) genutzt werden, die zu wirtschaftlichen Bedingungen eine Temperaturerhöhung um wenige K bringen- was aber für diese Anwendungen ausreichend ist. Kombinationen von Kollektoranlagen mit Wärmepumpen bzw. speziellen adsorptiven Materialien ermöglichen solare Kühlungssysteme, die besonders für Länder mit hohen Temperaturen von Interesse sind. Ein besonders vorteilhafter Aspekt ist hier, im Gegensatz zur solaren Raumheizung, die meistens vorliegende Zeitgleichheit von Leistungsbedarf und solarem Leistungsangebot.

#### Stand der Nutzung

(1005) In den letzten Jahren war der Weltmarkt für solare Wärmeengewinnung von einem stetigen Wachstum geprägt, obwohl der Markt in den USA sich leicht rückläufig entwickelte. Im Verlauf der 90er Jahre wurde der Weltmarkt stark von der Entwicklung des europäischen Marktes geprägt, der ein durchschnittliches Wachstum von 18 % verzeichnete. Sehr hohe Zubauraten waren in 1999 im asiatischen Raum zu verzeichnen. Alleine in China wurden 4 Mio.  $\text{m}^2$  im Jahr 1999 neu installiert (Tabelle 4–70 und Abbildung 4–51).<sup>2</sup>

---

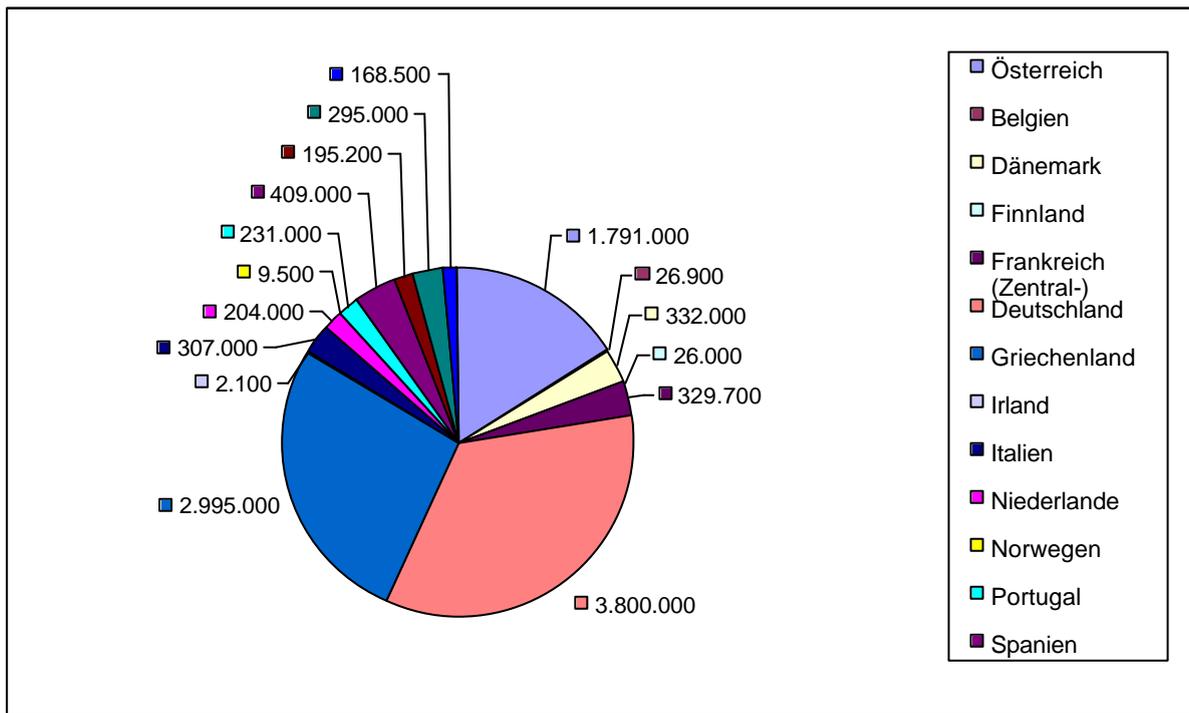
<sup>1</sup> IEA (1999), DFS (2000), AndaSol (2001).

<sup>2</sup> IEA (1999b), Stryi-Hipp, G. (2001).

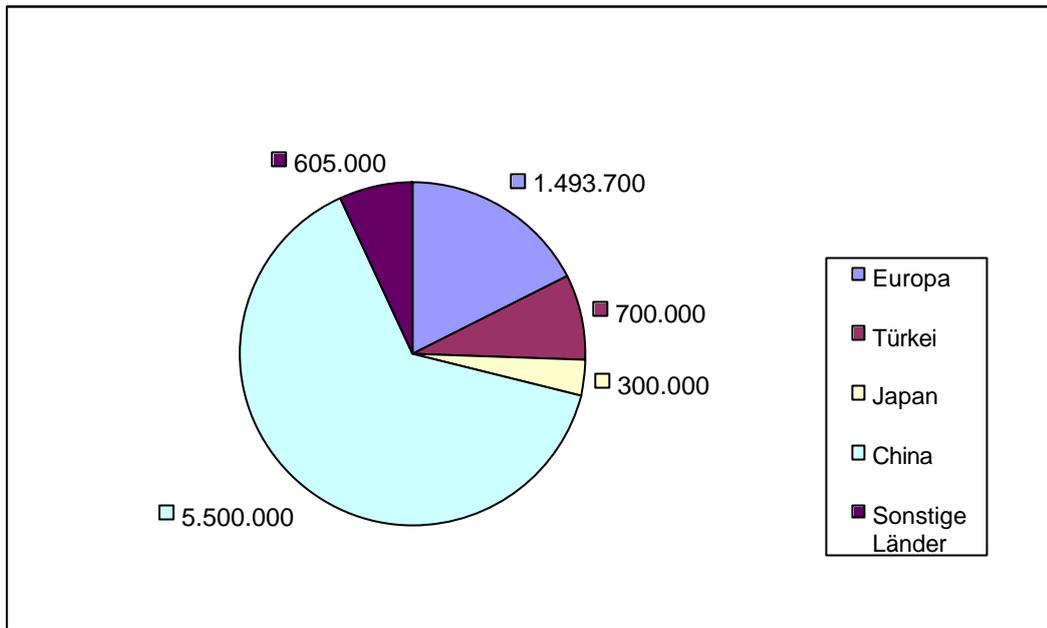
Tabelle 4–70: Neu installierte Kollektorfläche verschiedener Länder in 1999

Land	Neu installiert in 1999 in m <sup>2</sup>
USA	25.000
EU	890.000
Indien	2.000.000
China	4.000.000
Türkei	430.000
Japan	1.000.000
Süd Korea	500.000

Quelle: DFS (2000)

Abbildung 4–50: Gesamt installierte Kollektorfläche von 1975 bis 2001 in m<sup>2</sup>

Quelle: Active Solar Thermal Industry Group, ASTIG, Forecast, [www.astig.org](http://www.astig.org)

Abbildung 4–51: Weltweit installierte Kollektorfläche im Jahr 2001 in m<sup>2</sup>

Quelle: Active Solar Thermal Industry Group, ASTIG, Forecast, [www.astig.org](http://www.astig.org)

(1006) Innerhalb Europas belegen Griechenland, Deutschland und Österreich die ersten drei Plätze in Bezug auf die gesamte installierte Kollektorfläche (Abbildung 4–50). Ende des Jahres 1999 waren in der EU insgesamt ca. 8.482 Mio. m<sup>2</sup> Solarkollektoren installiert. In den letzten Jahren weisen Großbritannien, Spanien, Griechenland und Deutschland die größten Zuwächse auf.<sup>1</sup>

(1007) Für die kommenden Jahre prognostiziert die European Solar Industry Federation (E-SIF) ein jährliches Wachstum von 23 %, das im Jahr 2005 in Europa zu einer installierten Fläche von 28 Mio. qm führen würde.

(1008) In Deutschland waren Ende 1997 1,6 Mio. m<sup>2</sup> verglaste Kollektoren und etwa 500.000 m<sup>2</sup> Kunststoffabsorber installiert (Abbildung 4–52). Nach einem Abflauen der Wachstumsdynamik in den Jahren 1998 und 1999 beschleunigte sich das Marktwachstum durch das Marktanzreizprogramm des BMWi wieder. Die Arbeitsgemeinschaft Solarwirtschaft

<sup>1</sup> Stryi-Hipp, G. (2001).

(ARGE Solarwirtschaft) und der Deutsche Fachverband Solarenergie (DFS) beziffern die in 2000 installierte Kollektorfläche mit 600 000 m<sup>2</sup>. Der Anteil der Vakuumröhrenkollektoren steigerte sich auf 17,6 % (90.000 m<sup>2</sup>). Die in Deutschland installierte Fläche der verglasten Sonnenkollektoren erhöhte sich damit laut Schätzung des DFS auf beinahe 3.8 Mio. m<sup>2</sup> im Jahr 2001. Für 2002 rechnet man hier einem Zuwachs von etwas über 1 Mio. m<sup>2</sup>.

Abbildung 4–52: Solarer Deckungsgrad in Abhängigkeit von installierter Kollektorfläche und Speichervolumen

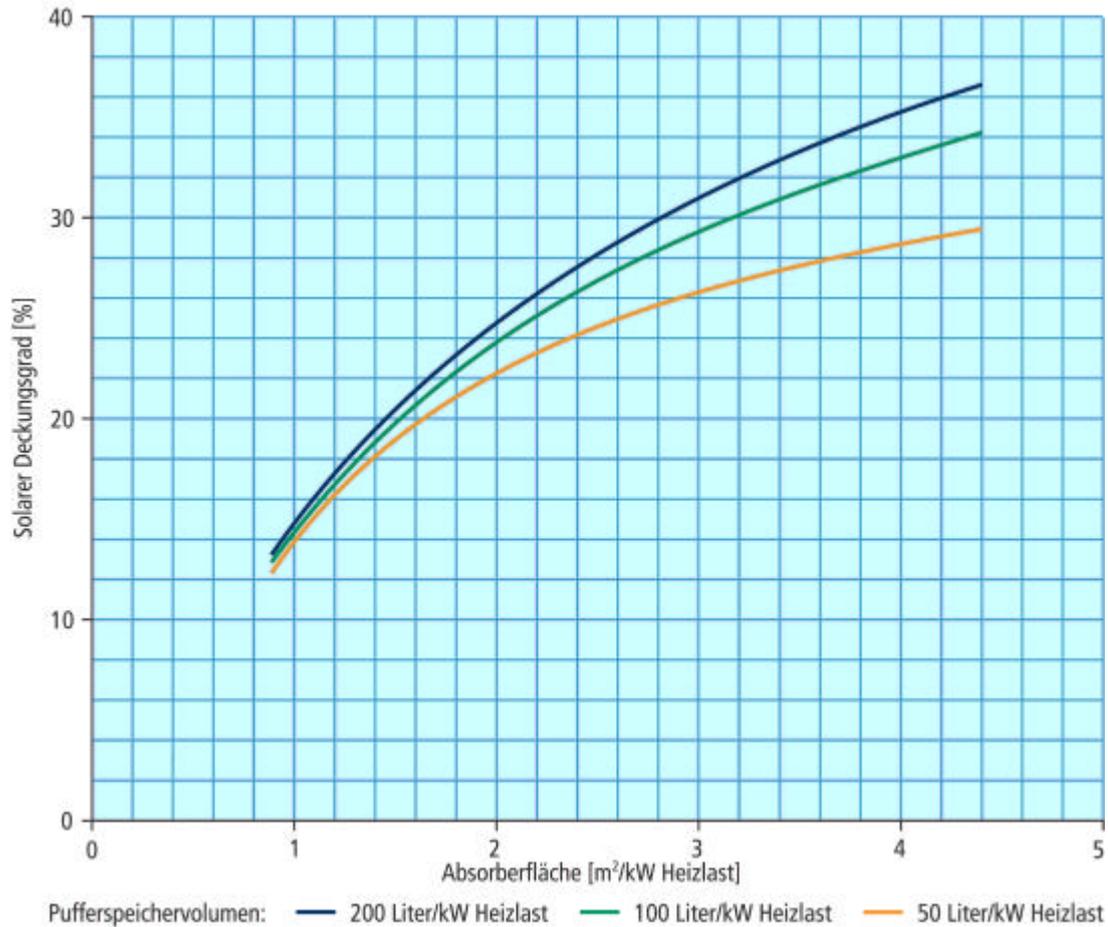
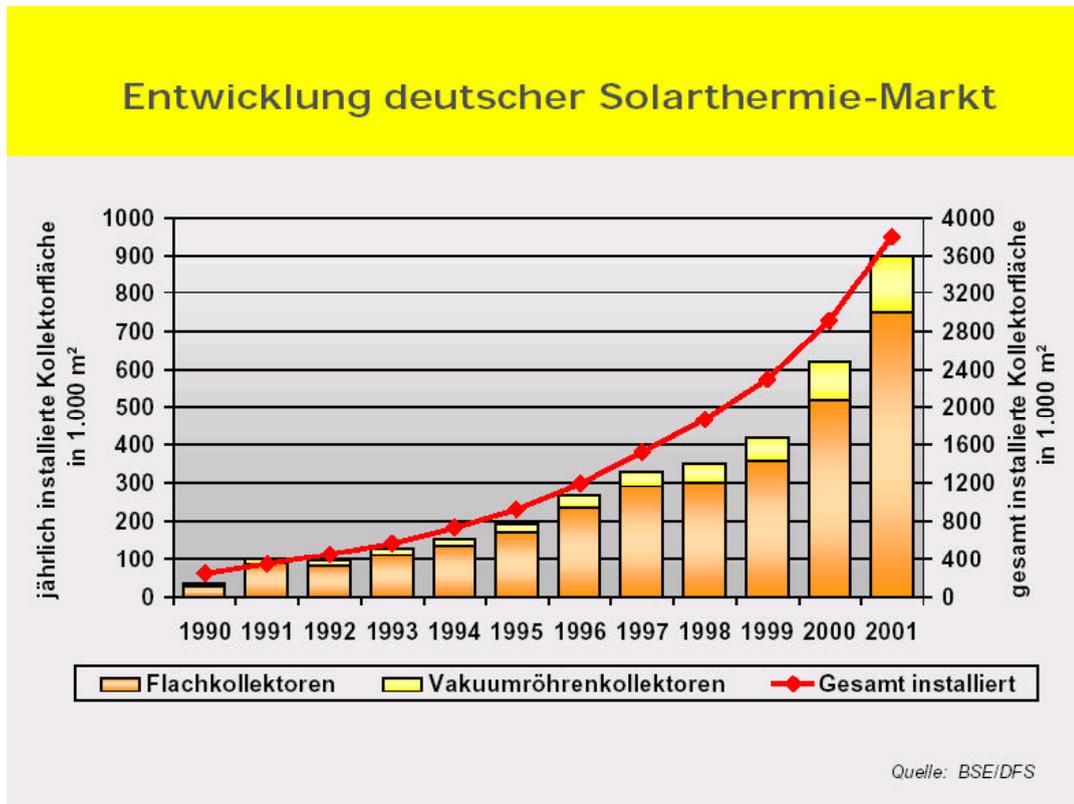


Abbildung 4–53: Jährlich Installationsrate und gesamte installierte Kollektorfläche verglaster Kollektoren in Deutschland von 1990-2001



Quelle: DFS

(1009) Die im Jahr 2000 aus Sonnenkollektoren gewonnene Wärme (1,1 TWh) führte laut ARGE Solarwirtschaft zu einer Einsparung an Primärenergie in Höhe von 5,76 PJ.

(1010) Im Jahr 2000 stammten 59 % der installierten Sonnenkollektoren aus deutscher Produktion. Dabei bestätigt der steigende Anteil von Kollektoren aus inländischer Produktion die positiven Auswirkungen von Breitenförderprogrammen auf die deutsche Produktion.

### Potenziale

(1011) Die für die Installation solarthermischer Anlagen geeigneten Flächen sind mit denen der Photovoltaik identisch, sodass diese Anwendungsfelder in Bezug auf die Flächen in Konkurrenz zueinander stehen. Wird eine weltweit installierbare Kollektorfläche von 10 m<sup>2</sup> pro Kopf zugrunde gelegt, so ergibt sich bei einem Systemwirkungsgrad von 45 % das technische Potenzial der solaren Wärmegewinnung zu 155.205 PJ.

(1012) Die angegebenen Potenziale beziehen sich auf die Nutzung der zur Verfügung stehenden unverschatteten Fläche auf Gebäuden.

**Tabelle 4–71: Die Potenziale der Solarthermie in der EU**

Land	Dachflächen PJ/a	Fassadenflächen PJ/a	Gesamt PJ/a
Belgien	190	52	242
Österreich	197	53	250
Dänemark	107	29	136
Deutschland	1662	449	2112
Finnland	114	30	144
Frankreich	1299	338	1637
Griechenland	333	89	423
Italien	1754	465	2219
Irland	85	22	108
Luxembourg	8	2	10
Niederlande	289	81	370
Portugal	358	94	452
Schweden	13	3,4	16,6
Spanien	1349	355	1704
UK	989	275	1264
<b>EU 15</b>	<b>8750</b>	<b>2337</b>	<b>11087</b>

(1013) Das Potenzial der Solarthermie innerhalb der EU15 beträgt ca. 11.100 PJ/a (Tabelle 4–71).

(1014) In Deutschland ist dies 1.662 PJ/a auf den Dächern und 449 PJ/a an den Fassaden der Gebäude. Diese Darbietung unterliegt jahreszeitlichen und täglichen Schwankungen.

(1015) Eine Aussage über die Rolle der Solarthermie in der Wärmebereitstellung in Deutschland lässt sich aus dem Vergleich mit dem Wärmebedarf ableiten (Abbildung 4–53).

(1016) Der Endenergieverbrauch für Warmwasserbereitung und Raumheizung in den deutschen Haushalten betrug 1999 2.321 PJ, wobei 302 PJ auf die Brauchwassererwärmung und 2.019 PJ auf Heizwärme entfielen.<sup>I</sup> Zahlen der Arbeitsgemeinschaft Solarwirtschaft aus dem Jahr 2001 geben hier 191 PJ für die Warmwasserbereitung und 1.613 PJ für die Beheizung von Wohnräumen an.

---

<sup>I</sup> VDEW (2000).

(1017) Legt man die Bedarfswerte der ARGE Solarwirtschaft zugrunde, so übertrifft der gesamte solarthermische Wärmeertrag von 2.112 PJ/a den Wärmebedarf der deutschen Haushalte deutlich; zieht man die Werte der VDEW für das Jahr 1999 zu Bewertung heran, so könnten gut 88 % des Bedarfs solar gedeckt werden.

(1018) Vor dem Hintergrund der Energieeinsparverordnung und den Ausführungen in Kapitel 4.3.1 wird deutlich, dass der Wärmebedarf im Bereich der Haushalte, aber zunehmend auch im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistung und bei den Niedertemperaturanwendungen in der Industrie durch solarthermische Anlagen in erheblichem Umfang abgedeckt werden können.

### Kosten und Kostenentwicklung

(1019) Der größte Kostenfaktor bei solaren Brauchwasseranlagen und Anlagen zur solaren Raumheizungsunterstützung sind die Kollektoren mit ca. 40 %.<sup>1</sup>

(1020) Wie das Öko-Institut in seiner Marktübersicht analysiert, lagen die solaren Wärmekosten in 1996, je nach System und Anlagengröße, zwischen 0,036 und 0,302 €/kWh (Tabelle 4-72).<sup>1</sup>

**Tabelle 4-72: Solare Wärmegestehungskosten für verschiedene Anlagentypen in Freiburg.**

Anwendung		Solare Wärmekosten in €/kWh*
große Solaranlagen	unverglaste Kollektoren	0,036-0,051
	große WW-Anlagen	0,066-0,087
	Nahwärme mit Kurzzeitspeicher	0,051-0,112
	Nahwärme mit Langzeitspeicher	0,133-0,21
kleine Solaranlagen	Brauchwasserwärme	0,112-0,251
	Raumheizungsunterstützung	0,123-0,302
<b>*Berechnung für den Standort Freiburg (Globalstrahlung 1,184 kWh/m2a)</b>		

Quelle: Öko-Institut (1997)

(1021) Detaillierte Informationen zu den Wärmegestehungskosten solarthermischer Anlagen, in verschiedenen Auslegungen und Anwendungsgebieten, sowie Investitions-, Betriebskosten und technische Daten sind im Rahmen der vorbereitenden Arbeiten (Basisdaten) für die

<sup>1</sup> Öko-Institut (1997).

Szenarien durch die Gutachter und die Kommission erarbeitet worden. In der Tabelle 4–73 sind die Daten dargestellt.

**Tabelle 4–73: Basisdaten für solarthermische Kollektoranlagen**

Anlagentyp		Einzelanlagen				Großanlagen mit Nahwärmenetz <sup>2</sup>		
		1	2	3	4	5	6	7
		EFH (WW)	EFH (WW+Hzg.)	Nichtwohnggeb. (WW)	Nichtwohnggeb. (WW+Hzg.)	Neubausiedlung (WW+Hzg.)	Altbausiedlung (WW+Hzg.)	Neubausiedlung (WW+Hzg.)
solarer Deckungsanteil	%	59% an WW	22% <sup>1</sup>	25% an WW	28%	80%	72%	80%
Kollektorfläche	m <sup>2</sup>	5	15	50	1.300	8.072	7.250	22.300
Speichervolumen	m <sup>3</sup>	0,35	1,1	3,0	350	20.000	16.400	50.000
Heutige Investitionskosten	TDM	9,4	18,1	53,8	882	7.882	8.280	17.222
davon Kollektoren	TDM	5,6	11,6	37,6	667	3.604	4.620	8.722
Betriebskosten	TDM/a	0,17	0,33	1,03	17,7	123	136	288
Jahresdurchschnittlicher Ertrag	MWh/a	1,9	3,4	32,5	420	1.600	1.440	5.760
spez. Investitionskosten	DM/m <sup>2</sup>	1.872	1.209	1.076	679	982	1.142	772
spezifischer Ertrag	kWh/m <sup>2</sup> ·a	380	230	650	320	199	199	258
heutige solare Wärmekosten	Pf/kWh	51	55	18	22	47	56	29
Kostendegressionsfaktor		0,75	0,75	0,72	0,45	0,38	0,4	0,38
längerfristig erreichbare Kosten	Pf/kWh	38	41	13	10	18	23	12

Beispielrechnung: Zins 6%, Abschreibung 20 Jahre, Großspeicher 30 Jahre  
 WW=Warmwasser, Hzg.=Heizung (Raumwärme)

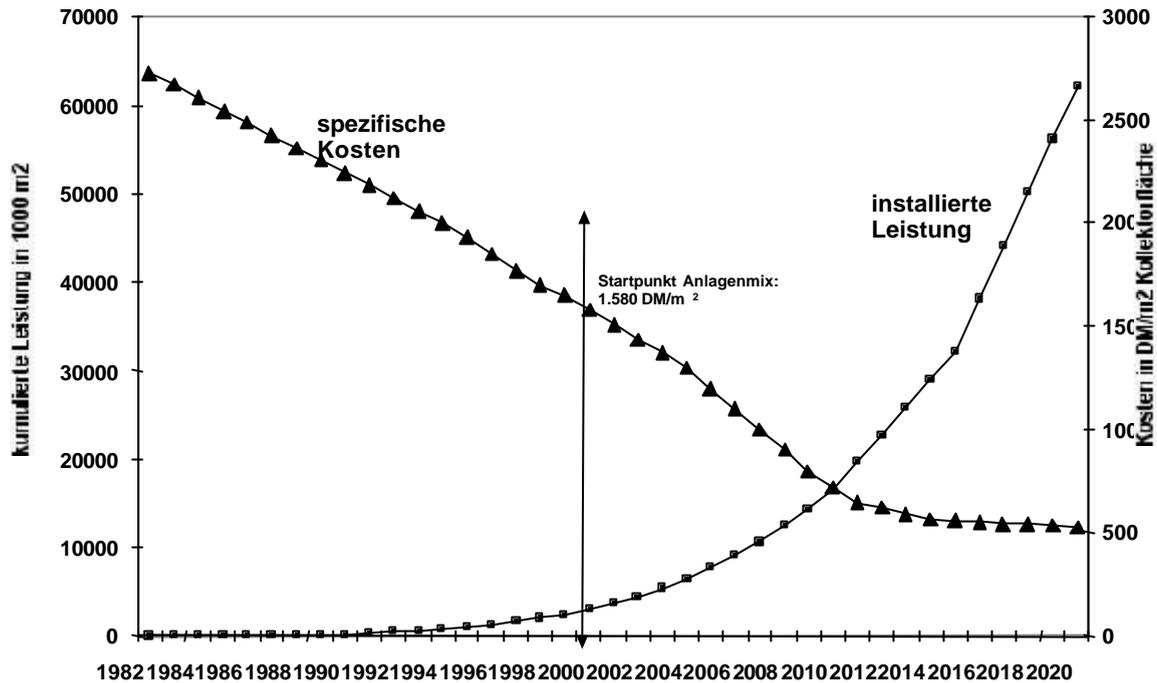
<sup>1</sup> 60% des Warmwasser- und 10% des Raumwärmebedarfs werden solar gedeckt

<sup>2</sup> Die Kosten für das Nahwärmenetz hängen von den lokalen Bedingungen ab und sind in den hier aufgeführten Kosten nicht enthalten

<sup>3</sup> Bodeninstallation der Kollektoren

(1022) Eine Abschätzung der Kommission geht bei der langfristigen Preisentwicklung für verglaste Kollektoren von einer Kostenreduktion um 66 % bis zum Jahr 2020 aus. Dies wird auch durch ältere Quellen bestätigt. Dieses Preisniveau wird sich in der Folgezeit stabilisieren (Abbildung 4–54, Tabelle 4–73).

Abbildung 4–54: Der Lernfaktor solarthermischer Kollektorsysteme



#### 4.3.6.5 Wasserkraft

(1023) Das Wasser auf der Erdoberfläche bewegt sich in einem Kreislauf, der von der Energie der Sonne angetrieben wird. Wasser, das durch Verdunstung und Abregnen sich auf einem geographisch höheren Niveau befindet, enthält mehr potentielle Energie (Lageenergie) als Wasser in den Meeren. Jede Wasserkraftanlage nutzt die Tatsache aus, dass Wasser beim Strömen von einem höheren zu einem niedrigeren Niveau diese potentielle Energie abgibt.

(1024) Der Wirkungsgrad von heutigen Wasserkraftanlagen - er berücksichtigt auch die Verluste in den Turbinen, Generatoren und den Getrieben - reicht von 60 bis 90 Prozent. Die elektrische Leistung der Anlagen reicht von wenigen Kilowatt bis in den zweistelligen Gigawatt-Bereich. Es gibt eine Reihe unterschiedlicher technischer Arten.

(1025) Die Nutzung der Wasserkraft zur Stromerzeugung findet bereits seit über 100 Jahren statt und gehört somit zum technischen Standard, der keine bedeutenden technischen Fortschritte mehr erwarten lässt. Die ökonomische Lebensdauer einer Wasserkraftanlage kann sich durchaus auf 50 – 100 Jahre belaufen.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Moreira, Poole (1993).

## Stand der Nutzung

(1026) Heute ist die Wasserkraft die weltweit größte, kommerziell genutzte regenerative Energiequelle zur Stromproduktion: Mit Hilfe der Wasserkraft sind 17,8 Prozent der Stromproduktion des Jahres 1998 produziert worden. Im Jahr 1998 wurde in 37 Ländern mindestens 50 % bis zu 99,9 % (Paraguay) des gesamten Stromverbrauchs aus Wasserkraft gedeckt.<sup>1</sup> Aus den 1999 installierten 669.000 MW Kraftwerksleistung wurden 9.487 PJ (2.635 TWh) Strom erzeugt. Über die höchste installierte Leistung verfügt Asien, gefolgt von Europa sowie Nord- und Mittelamerika.<sup>2</sup>

(1027) Die weltweite Zubaurate – 10.000 bis 15.000 MW jährlich, mit Schwerpunkt in Asien und dort China - ist über die letzten Jahre hinweg recht konstant.<sup>3</sup>

(1028) In den meisten Ländern der EU konnte der Ausbau der Wasserkraft nicht mit dem Anstieg der Stromerzeugung mithalten. Insgesamt stieg die Stromproduktion aus Wasserkraft von 1980 bis 1998 von ca. 999 PJ/a auf etwa 1.096 PJ/a (Anstieg: 9,7 % in 18 Jahren).

(1029) Norwegen war 1998 mit 405,4 PJ, der bedeutendste Wasserstromproduzent Europas, gefolgt von Schweden (Anteil an der inländischen Stromerzeugung: Norwegen 99 %, Schweden 48 %, Österreich 69 %, Portugal 35 %).<sup>4</sup>

(1030) In der Gesamtbilanz fiel der Anteil der Wasserkraft in der Stromerzeugung der EU 12/15 von 16,6 % (1980) auf 12,3 % (1998).

(1031) In Deutschland lag die Anzahl der von Stromversorgern betriebenen Wasserkraftwerke 1999 bei 657; hinzu kamen 4.963 von privaten Einspeisern betriebene Anlagen. Die installierte Anlagenleistung auf Seiten der Stromversorgern betrug 4.054 MW, bei den privat betriebenen waren es 493 MW. Insgesamt wurden 1999 ca. 71 PJ Strom produziert, wovon rund 65 PJ auf die Kraftwerke der EVU und 6 PJ auf privat betriebene Anlagen entfielen. Damit lag der Anteil der Wasserkraft an der Stromproduktion in Deutschland 1999 bei 4,2 %.<sup>5</sup>

## Potenziale

---

<sup>1</sup> Weltbank (2001b).

<sup>2</sup> Allnoch (2000), BP (2001).

<sup>3</sup> IJHD (1998), EIA (1998).

<sup>4</sup> Eurelectric (2002), VDEW (laufende Berichterstattung).

<sup>5</sup> Staiß (2001).

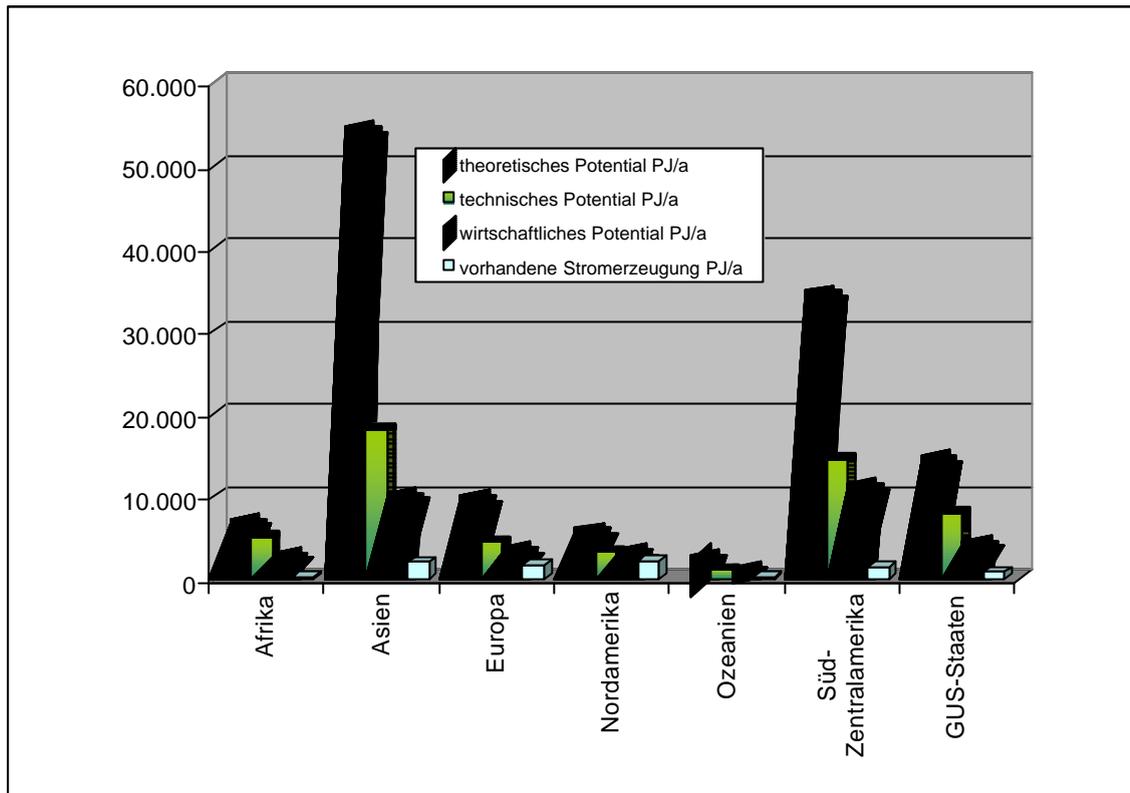
(1032) Mehrheitlich wird das technische Stromerzeugungspotenzial über die letzten 10 Jahre hinweg mit weltweit etwa 54.000 PJ/a beschrieben. In Bezug auf das wirtschaftliche Potenzial wird in der Literatur eine Bandbreite von 28.000 PJ/a bis 33.660 PJ/a dargelegt (Abbildung 4–55, Tabelle 4–74).

**Tabelle 4–74: Wasserkraftpotenziale und Stromerzeugung aus Wasserkraft in der Welt**

Kontinent	theoretisches Potenzial	technisches Potenzial	wirtschaftliches Potenzial	vorhandene Stromerzeugung
	in PJ/a			
Afrika	6.605	5.040	2.520	182
Asien	54.000	18.000	9.756	2.002
Europa	9.443	4.417	3.096	1.580
Nordamerika	5.419	3.240	2.880	2.047
Ozeanien	2.142	1.019	619	139
Süd-/Zentralamerika	34.200	14.400	10.800	1.404
GGUS-Staaten	14.191	7.884	3.942	841
<b>Welt</b>	<b>126.000</b>	<b>54.000</b>	<b>33.660 (28.000)*</b>	<b>8.172</b>

Quelle: Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR): Onlinedatenbank. [www.iwr.de](http://www.iwr.de).

Abbildung 4–55: Wasserkraftpotenziale und Stromerzeugung aus Wasserkraft in der Welt



(1033) Selbst wenn der niedrigere Wert für das wirtschaftliche Potenzial zugrundegelegt wird, wären ca. 53 % der weltweiten Stromproduktion (53.150 PJ in 1999<sup>I</sup>) wirtschaftlich aus Wasserkraft zu erzeugen.

(1034) Eine Ermittlung des Wasserkraftpotenzials für die EU12 wurde im Jahr 1992 von Water Power & Dam Construction veröffentlicht. Das gesamte technische Potenzial für diese 12 Länder wird mit ca. 997 PJ/a angegeben. Die größten Potenziale werden in Frankreich, mit 259 PJ/a, Spanien (ca. 236 PJ/a) und Italien, ca. 234 PJ/a, gesehen. Das Potenzial der kleinen Wasserkraftwerke – Kraftwerksleistung bis 2 MW – wird auf ca. 76 PJ/a beziffert. Knapp 71 % davon entfallen auf Portugal.<sup>I</sup>

(1035) Die Beurteilungen des in der BRD vorhandenen technischen Potenzials der Wasserkraft gehen weit auseinander (Tabelle 4–75). Je nach Quelle liegen die Schätzungen im Bereich zwischen etwa 90 – 126 PJ/a. Bezogen auf den, über den Zeitraum von 1991 – 2000 erreichten, gemittelten Wert von ca. 77 PJ/a ergibt das Werte von 117 % – 164 % des derzeit genutzten Potenzials.

<sup>I</sup> IEA (2001).

**Tabelle 4–75: Das technische Potenzial der Wasserkraft, differenziert nach Bundesländern.**

	Leistung		Jahresarbeit		techn. Potenzial gesamt PJ*
	derzeit	noch nutzbar	derzeit	noch nutzbar	
Bayern	2843	500	47,4	10,8	58,16 (49)
Baden-Württemberg	1100	800	18	16,2	34,2 (22,6)
Rheinland-Pfalz	260	55	4,4	1,5	50,9 (5,4)
Hessen	230	100	3,6	0,72	4,3 (3)
Nordrhein-Westfalen	200	100	3,6	2,16	5,8 (2,5)
Thüringen	70	90	1,2	1,71	2,9 (1,5)
Niedersachsen	62	30	1	0,6	1,6 (1,3)
Saarland	15	2,5	0,26	0,05	0,3 (0,6)
Sachsen	12	150	0,25	2,27	2,5 (1,2)
Sachsen-Anhalt	4,5	90	0,09	1,7	1,8 (1,3)
Schleswig-Holstein	3	0,5	0,05	0,01	0,06 (0,04)
Brandenburg	3,5	32	0,07	0,65	0,72 (0,36)
Mecklenburg-Vorp.	2	18	0,04	0,32	0,36 (0,18)
<b>Gesamt</b>	<b>4805</b>	<b>1903</b>	<b>79,9</b>	<b>38,7</b>	<b>118,65 (88,9)</b>
Gerundet	4800	1900	80	39	119 (89)
Gesamtpotenzial ca.		6700		119	

\*) Anmerkung: Andere Studien bestätigen die Größenordnung des Potenzials (DFVLR; 1983), (DIW / IST; 1984), (KfA; 1992).

Quelle: Engelberger/ Zeller (1999), Kaltschmitt (1994).

(1036) Das sich aus der Anlagenmodernisierung ergebende Potenzial wird vom Institut für Wasserbau der Universität Stuttgart (IWS) mit 7,2 PJ/a, also mit ca. 10 % angegeben. Auf einem 1998 in München abgehaltenen Symposium wurde für die bayerischen Wasserkraftwerke ein Wert von 5,2 % genannt.<sup>1</sup>

### Kosten und Kostenentwicklung

(1037) In einer im Jahr 1995 in Wasserkraft und Energie veröffentlichten Studie wurden besonders die Stromgestehungskosten von Wasserkraftwerken mit einer Leistung von 100 kW untersucht. Die niedrigsten Stromgestehungskosten weist hier die modernisierte Anlage mit 10,2 cent/kWh auf. Bei einem Investitionskostenzuschuss von 30 % gehen die Stromgestehungskosten dieser Anlage auf 9,2 Cent/kWh zurück. Ungünstiger liegen die Stromkosten

<sup>1</sup> Water Power & Dam Construction (1992), Water Power & Dam Construction (1990).

bei der Reaktivierung einer bereits stillgelegten Anlage (15,3 Cent/kWh) und einem Anlagenneubau mit 20,5 Cent/kWh. Untersucht wurde auch die Modernisierung einer Anlage mit 5 000 kW Leistung. Hier betragen die Stromgestehungskosten 8,7 Cent/kWh. Es wurde zur Berechnung ein Bewilligungszeitraum von 60 Jahren zugrundegelegt (Tabelle 4–76).

**Tabelle 4–76: Stromerzeugungskosten von Wasserkraftwerken**

Art der Anlage	Stromerzeugungskosten (Cent/kWh)
<b>100 kW, Neubau, günstige Lage</b>	
Investitionskosten 9.189 DM/kW	20,5
<b>100 kW, reaktiviert, günstige Lage</b>	
Investitionskosten 6.637 €/kWh	15,3
<b>100 kW, modernisiert, günstige Lage</b>	
Investitionskosten 3.068 €/kW	10,2
selbe Anlage mit 30% Investitionszuschuss	9,2
<b>5.000 kW, modernisiert</b>	
Investitionskosten 2.556 €/kW	8,7

Quelle: *Wasserkraft&Energie* (1995)

(1038) Laut einer Studie von Dumont und Brown bewegen sich die Stromgestehungskosten zwischen 1 und 3,6 €Ct. für die Kilowattstunde bei Großanlagen und zwischen 5,1 und 10,2 €Ct. bei Kleinanlagen, wobei vereinzelt auch Preise von 0,51 €/kWh oder mehr möglich sind. Andererseits können bei Revitalisierung auch Kleinwasserkraftwerke zu Preisen bis hinunter zu 5 €Ct. arbeiten.<sup>2</sup>

(1039) Eine weitere Quelle beziffert die Stromerzeugungskosten für kleine Wasserkraftwerke mit 8,7-12,8 €Ct./kWh.<sup>3</sup>

(1040) Eine detaillierte Studie zu den Kosten der Stromerzeugung ergab für Anlagen in der Größenordnung 100-5.000 kW Investitionskosten zwischen 6.647 und 17.895 €/kW bei Neu-

<sup>1</sup> Wasserbau-Symposium „Planung und Realisierung im Wasserbau - Vergleich von Zielvorstellungen mit Ergebnissen.“ Garmisch-Partenkirchen 10/1998.

<sup>2</sup> Dumont, Brown (1997).

<sup>3</sup> Energiewirtschaftliche Briefe (1989).

bau, 5.113 - 13.294 €/kW bei Reaktivierung und 2.045 - 5.113 €/kW bei Modernisierung alter Anlagen (Tabelle 4-77).<sup>1</sup>

**Tabelle 4-77: Investitionskosten für Wasserkraftwerke der Größe 100-5 000 kW**

Anlagengröße (kW)	Regelkosten (€/kW)	Kostenspanne (€/kW)
<b>Neubau</b>		
0-100	12,782	8,692-17,895
100-500	9,203	7,669-12,782
500-5.000	7,669	6,647-10,226
<b>Reaktivierung</b>		
0-100	9,715	6,647-13,294
100-500	7,158	5,624-9,715
500-5.000	5,624	5,113-7,669
<b>Modernisierung</b>		
0-100	3,579	2,556-5,113
100-500	2,556	2,045-3,579
500-5.000	2,045	2,045-3,068

Quelle: *Wasserkraft&Energie* (1995)

(1041) Die für die Szenarien durch die Gutachter und die Kommission ermittelten Basisdaten nennen folgende Referenzanlagen und Kosten.<sup>2</sup>

**Tabelle 4-78: Technische und wirtschaftliche Daten ausgewählter Referenzanlagen (Neubau) zur Nutzung der Wasserkraft (Zins 6 %, Abschreibung 30 a)**

<sup>1</sup> Wasserkraft & Energie (1995).

<sup>2</sup> Die Kostenbetrachtungen erfolgen zum einen auf der Basis eines Zinssatzes 6 % und einer für diese Anlagentypen charakteristischen Abschreibungsdauer (30 Jahre).

<b>Technische Daten</b>						
Nennleistung	MW	0,07	0,3	1	10	100
Volllaststunden	h/a	4.000	4.300	5.000	5.500	5.700
<b>Wirtschaftliche Daten</b>						
Neubaukosten	€/kW	7,158	5,624	5,113	4,602	4,09
Modernisierungskosten (Komplettsanierung)				4,602	4,09	3,579
Betriebskosten Neubau	%Inv./a	1,2	1	0,9	0,8	0,8
Betriebskosten Modern.			3,2	1,8	1,1	1
<b>Stromkosten</b>						
Neubau (Zins 6%)	€/kWh	0,151	0,108	0,083	0,067	0,058
Modernisierung	€/kWh	0,134	0,097	0,069	0,054	0,052
Abgeschrieb. Anlage			0,077	0,059	0,036	0,026

(1042) Die Kostenbetrachtungen erfolgen zum einen auf der Basis eines Zinssatzes 6 % und einer für diese Anlagentypen charakteristischen Abschreibungsdauer (30 Jahre) (Tabelle 4–78).

(1043) Für die Revitalisierung alter Anlagen werden 3.835 €/kW, für Teilmodernisierung/Ertüchtigung 1.534 €/kW zugrunde gelegt.

#### 4.3.6.6 Windkraft

(1044) Windkraftanlagen wandeln die Strömung von Luft mit Hilfe eines Rotors in mechanische Kraft um. Diese mechanische Kraft kann dann direkt für mechanische Antriebszwecke - z.B. Pumpen – oder in einem Generator zur Stromgewinnung genutzt werden.

(1045) Grundsätzlich unterscheidet man bei Windkraftanlagen zwischen Anlagen, bei denen sich der Rotor um eine horizontale Achse dreht und Anlagen mit senkrecht angeordneter Achse. Zur Stromerzeugung werden heute schnellläufige Zwei- oder Dreiblattrotoren verwendet. Die Windkraftanlagen zur Stromerzeugung werden entweder durch eine Verdrehung des Rotorblattes um seine Längsachse oder durch die sogenannte Stall-Regelung gesteuert. Bei der Stall-Regelung sind das Rotorblatt und das Profil des Rotorblattes so ausgelegt, daß bei hohen Windgeschwindigkeiten die Luftströmung an den Blättern abreißt. Das verhindert bei stärker werdendem Wind eine Überlastung oder gar Zerstörung.

#### Stand der Nutzung

(1046) Alleine im Jahr 2001 wuchs die weltweit installierte Windkraftleistung um ca. 5.000 MW (28,5 %) und übertraf damit erneut das Wachstum des Vorjahres. Am Ende des

Jahres 2001 waren weltweit Windkraftanlagen mit einer Leistung von ca. 22.500 MW installiert.

(1047) Während das US-amerikanische Wachstum deutlich einbrach, setzte sich die Wachstumsdynamik in Europa fort. Auch in vielen Entwicklungs- und Schwellenländern, einschl. Indien, China und Südamerika, hat ein starker Zubau eingesetzt.

(1048) Inzwischen ist der Weltmarkt eindeutig europäisch geprägt (Abbildung 4–56, Tabelle 4–79). Ende des Jahres 2000 waren ca. 17.500 MW Leistung weltweit installiert, davon entfielen mehr als 13.000 MW auf Europa.<sup>1</sup>

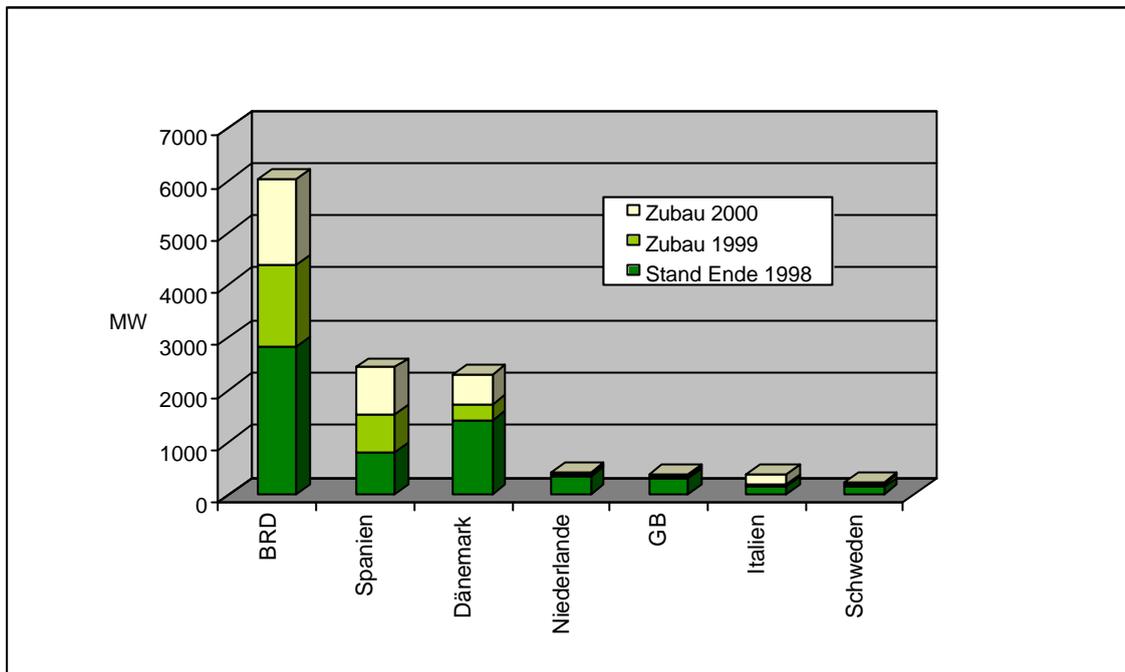
**Tabelle 4–79: Bestand 1998 und 2000, zugebaute Leistung in den Jahren 1999 u. 2000, in verschiedenen Ländern**

Land	Stand Ende 1998	Zubau 1999	Zubau 2000	Stand Ende 2000
	in MW			
BRD	2.829	1.560	1.648	6.037/ (6.113)
Spanien	809	729	893	2.451/ (2.235)
Dänemark	1.414	328	555	2.297/ (2.300)
Niederlande	345	65	38	448/ (446)
GB	334	22	53	409/ (406)
Italien	180	31	178	389/ ( 427)
Schweden	150	70	11	231/ (231)

Quellen: Windpower Monthly (2001), ergänzt durch Daten von IWET und BWE

<sup>1</sup> IG Windkraft (2001) [http://www.igwindkraft.at/windenergie/w\\_weltweit.htm](http://www.igwindkraft.at/windenergie/w_weltweit.htm) .

Abbildung 4–56: Bestand 1998 und 2000, zugebaute Leistung in den Jahren 1999 u. 2000, in verschiedenen Ländern



(1049) In Bezug auf den aus Windenergie gedeckten Anteil am Elektrizitätsbedarf steht Dänemark mit gut 16 % auf einer herausragenden Position. Deutschland hat mit mehr als 1/3 der weltweit installierten Leistung eindeutig die Rolle des Spitzenreiters eingenommen.

(1050) Durch das starke Wachstum stieg die Zahl der Windkraftanlagen in Deutschland von 7.700 Anlagen im Jahr 1999 auf etwa 11.500 am Ende des Jahres 2001 (Abbildung 4–57, Tabelle 4–80). Die gesamt installierte Leistung erreichte damit einen Wert von gut 8.750 MW.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> BWE (2002), Materialien zur Jahreskonferenz am 15.1.2002, IWET (2001).

**Tabelle 4-80: Jährlich neu installierte und kumulierte Leistung, Anlagenanzahl und durchschnittliche Anlagenleistung in Deutschland von 1992 – 2001**

Jahr	Neuinstalliert				Gesamt installiert			
	Leistung		Anlagen		kumulierte Leistung		Anlagen	
	[MW]	Zum Vorjahr [%]	Anzahl	Ø Leistg. [kW]	[MW]	Zum Vorjahr [%]	Anzahl	Ø Leistg. [kW]
1992	70	66,7	386	181	172	68,6	1.100	156
1993	144	105,7	551	261	316	83,7	1.651	191
1994	293	103,5	809	363	609	92,7	2.460	248
1995	480	63,8	1.000	481	1.089	78,8	3.460	315
1996	432	-10	803	535	1.521	39,7	4.263	357
1997	508	17,6	804	626	2.029	33,4	5.067	400
1998	801	57,7	1.016	788	2.830	39,5	6.083	465
1999	1.560	94,8	1.674	931	4.390	55,1	7.757	566
2000	1.648	5,6	1.468	1.120	6.038	37,5	9.225	654
2001	2.659	61,3	2.079	1.279	8.754	45	11.438	765

Quelle: ISET, IWET, Pressekonferenz BWE (15.1.2002)

Abbildung 4-57: Jährlich neuinstallierte und kumulierte Leistung in Deutschland von 1992-2001

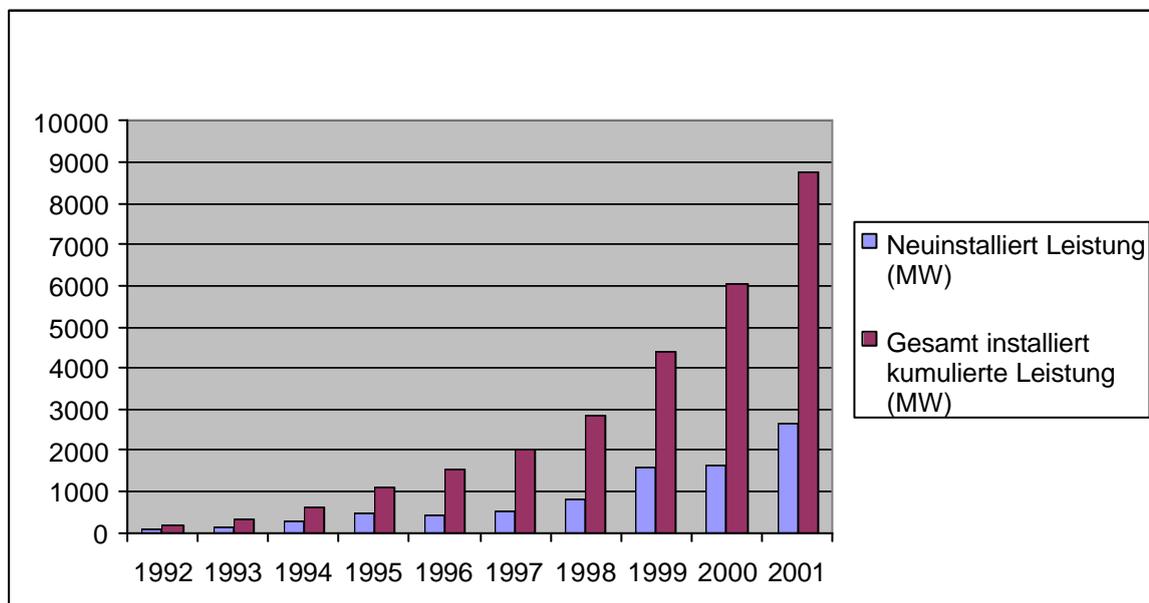
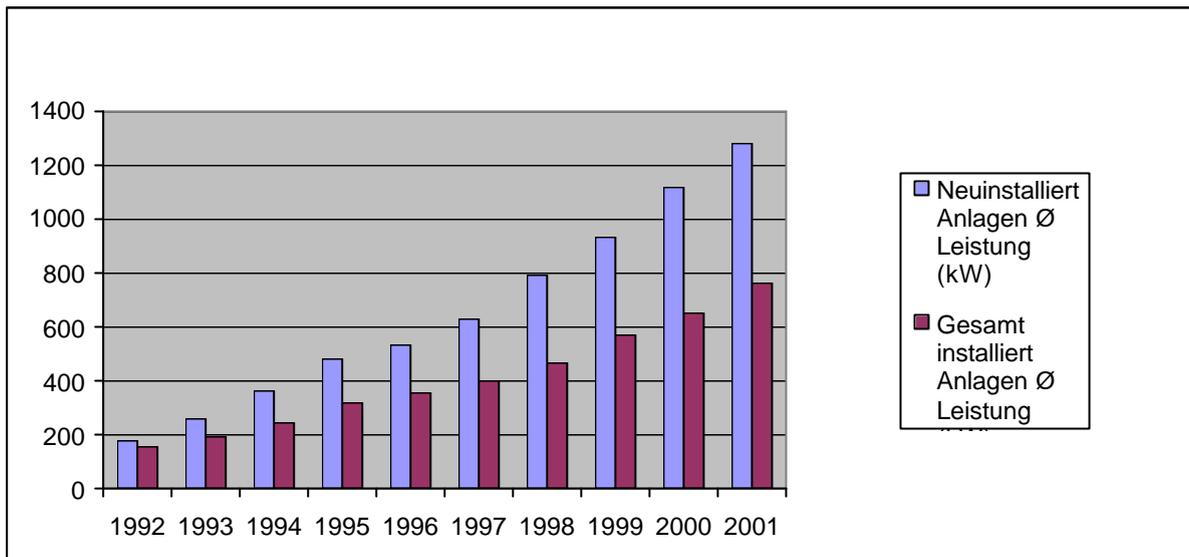


Abbildung 4–58: Entwicklung der durchschnittlichen Anlagengröße



(1051) Der Ausbau der Windenergie hat sich in Deutschland immer mehr in das Binnenland verlagert (Tabelle 4–81 und Abbildung 4–58). In 2000 lag der Anteil an der Küste nur noch knapp über 10 % (über 70 % in 1993); der Zubau in der norddeutschen Tiefebene stieg von knapp 20 % auf etwa 55 % aller Neuinstallationen. Auch die Mittelgebirge verzeichnen deutliche Zugewinne.

**Tabelle 4–81: Installierte Leistung in den Bundesländern (10/01)**

Bundesland	Anzahl WEA	installierte Leistung (MW)	Mittlere Anlagengröße (MW)
Niedersachsen	2.834	2.181	0,77
Schleswig-Holstein	2.234	1.403	0,63
Nordrhein-Westfalen	1.310	852	0,65
Sachsen-Anhalt	731	700	0,96
Brandenburg	801	666	0,83
Mecklenburg-Vorpommern	750	546	0,73
Sachsen	485	398	0,82
Rheinland-Pfalz	464	350	0,75
Hessen	368	223	0,61
Thüringen	246	203	0,83
Baden-Württemberg	135	97	0,72
Bayern	106	67	0,63
Hamburg	51	29	0,57
Bremen	29	12	0,41
Saarland	19	10	0,53
<b>Summe</b>	10.563	7.737	0,73

Quelle: ISET, IWET)

(1052) Nach verschiedenen Quellen liegt die eingesparte Menge an CO<sub>2</sub> pro kWh Strom aus Windenergieanlagen im Bereich von 0,8 – 0,84 kg.<sup>1</sup> Dies bedeutet, dass durch die Nutzung der Windenergie im Zeitraum von 1989 – 2000 mehr als 23,3 Mio. t an CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart wurden.

---

<sup>1</sup> IER (2001), Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie; Ministerium für Wirtschaft und Mittelstand, Energie und Verkehr Nordrhein-Westfalen, "Vorsorgender Klimaschutz durch nachhaltige Effizienzsteigerung in allen Bereichen des Energiesystems; 2001, ISET (2001).

## Potenziale

(1053) Laut EWEA<sup>1</sup> beträgt das derzeitige weltweite technische Windstrompotenzial an Land ca. 190.800 PJ/Jahr (ca. das 3,6fache der weltweiten Stromerzeugung in 1999). Hierbei sind die off-shore-Potenziale noch nicht berücksichtigt. Das technische Potenzial der Windenergie stellt keinen limitierenden Faktor dar. Ziele wie z.B. 10 % Windstromanteil in 2020 sind daher durchaus realistisch.<sup>2</sup>

(1054) Insbesondere für Europa wird erwartet, dass im off-shore-Bereich bereits in den nächsten Jahren große Kapazitäten erschlossen werden, die zu einem 20 %-igen Anteil am europäischen Stromverbrauch in 2020 führen können. Dabei werden keine ernsthaften Probleme bei der Aufnahmefähigkeit des elektrischen Netzes erwartet.<sup>3</sup> Je nach Annahmen bzw. Restriktionen liegt das technische off-shore-Potenzial in Europa (ohne Norwegen und Schweden) zwischen 313 und 3.028 TWh/a.<sup>4</sup>

(1055) Die Stromerzeugungspotenziale durch Windenergie wurden für Deutschland im Rahmen verschiedener Studien relativ verlässlich abgeschätzt. Ohne Nutzung des Offshore-Potenzials decken die Angaben in der Literatur einen Bereich von 374 – 460,8 PJ/a ab.<sup>5</sup> In einer aktuellen Arbeit der Technischen Universität Berlin von Volker Quaschnig wird ein bis 2050 realisierbares (also technisches abzüglich Restriktionen) Stromerzeugungspotenzial aus Windenergie von ca. 590 PJ/a (incl. off-shore-Nutzung) abgeschätzt (Abbildung 4–51, Abbildung 4–59, Tabelle 4–82).<sup>6</sup>

---

<sup>1</sup> EWEA (2000).

<sup>2</sup> Auch ehrgeizigere Ziele rücken mit den neuen Großanlagen und deren Nutzung in windhöffigen Gebieten (z.B. Offshore-Windparks) in den Bereich des realisierbaren.

<sup>3</sup> vgl. Anhörung A am 20.11.01 und Kap. 4.3.7

<sup>4</sup> Garrad Hassan und Germanischer Lloyd: „Study of Offshore WindEnergy in the EC“, im Rahmen des Joule-Programms, 1995.

<sup>5</sup> BMWi (1994), Kaltschmitt, Wiese (1997).

<sup>6</sup> Quaschnig (2001); <http://www.volker-quaschnig.de> .

Tabelle 4–82: Verteilung des Windstromerzeugungspotenzials

Region	Installierbare Leistung (GW)	Stromerzeugungspotenzial (PJ/a)
Binnenland	31,8	167
Bergland	5,9	32
Offshore	23,6	283
Küstenland	3,3	31
Küstennahland	12,5	77
<b>Summe</b>	<b>77</b>	<b>590</b>

Quelle: Quaschnig (2001)

Abbildung 4–59: Energiepotenzial in der Nordsee

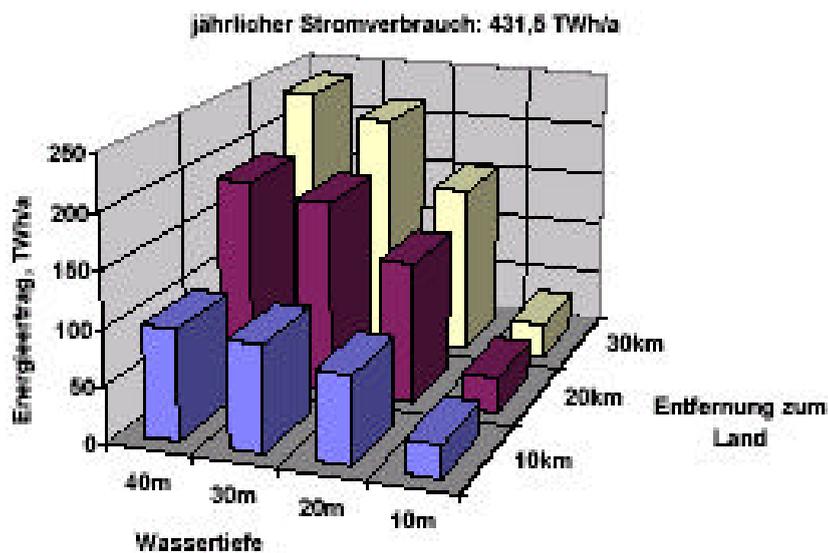


Abb. 2: Energiepotenzial in der Nordsee, abhängig von der Entfernung zur Küste [3]

Quelle: Diagramm aus BMU-Workshop 2001, S.IV-8 Abb. 2

(1056) Die weitaus größten Potenziale liegen in den Küstenländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern.

(1057) In den Gremien der Kommission wurde für die Windenergie von folgenden Potenzialen ausgegangen (Tabelle 4–83):

**Tabelle 4–83: Das Potenzial der Windenergie in Deutschland**

Windenergie	Energieerzeugung PJ/a	Leistung Mw <sub>el</sub>	
Anlagen an Land	299	50.000	Bandbreite 299-457 PJ/a
ca. von: > 6 m/s	ca. 11		
davon: > 5 m/s und < 6 m/s	ca. 72		
davon: > 4,5 m/s und < 5 m/s	ca. 72		
davon > 4,0 m/s und > 4,5 m/s	ca. 144		
Off-shore Anlagen	(468) - 853	70.000	untere Grenze bis 20 m Wassertiefe und max. 30 km Küstenentfernung, obere Grenze bis 40 m Tiefe, 30 km Entfernung

### Kosten und Kostenentwicklung

(1058) Im „Windenergie Report Deutschland 2001“ hat das ISET<sup>I</sup> die Stromgestehungskosten für Anlagen verschiedener Größen in Abhängigkeit der äquivalenten Vollaststunden aufgeschlüsselt. Die hier aufgezeigte Bandbreite reicht von etwa 5,6 Ct./kWh, bei einer 1MW-Anlage und 3.000 Vollaststunden, bis zu ca. 13,8 Ct./kWh, bei einer Anlage mit einer Leistung von 150 kW und 1.500 Vollaststunden. Anlagen der 1,5 MW-Leistungsklasse erreichen Stromgestehungskosten von 9,1 Ct./kWh bei etwa 2.000 Vollaststunden im Jahr; dies entspricht der Vergütung nach EEG.

(1059) Die von der Enquete-Kommission zugrunde gelegten Referenzwerte legen für die Stromgestehungskosten eine Bandbreite von 4,8 – 17,9 Ct./kWh dar (Tabelle 4–84). Die günstigste Spanne ergibt sich hier für eine 900 kW-Anlage, die mit 4,8 – 9 Ct./kWh stets unter der Höchstvergütung nach EEG bleibt.

---

<sup>I</sup> ISET (2001).

**Tabelle 4–84: Referenzanlage für WKA - Einzelanlagen auf dem Festland**

	1999	
	Bandbreite	Referenz
Leistung, kW	500-1.500	900
Mittl. Windgeschwindigkeit (10 m Höhe), m/s	4,0-6,5	4,5 5,0 6,0
Nennlaststunden, h/a	1.000-3.250	1.580 1.970 2.700
Anlagenkosten, €/kW	741-946	844
Nebenkosten €/kW	230-307	256
Betrieb, Wartung und Versicherung, Pacht, % Inv./a	3-8	3
Stromgestehung ct/kWh (6% Zins, 15a Abschreib.)	17,9-5,6	9 6,2 4,8

(1060) Windpark: Verfügbarkeit = 93 %; Investitionskosten stufenweise reduziert bei wachsender Anlagenzahl bis 10 %.<sup>1</sup>

(1061) Bis zum Jahr 2010 wird eine deutliche Reduktion der Stromgestehungskosten erwartet, so dass die Bandbreite zu diesem Zeitpunkt von 3,6 – 5,8 Ct./kWh reicht. Bis 2020 wird nochmals eine Kostenreduktion erfolgen, was zu einer Bandbreite im Bereich von 3 – 5,1 Ct./kWh führt. Diese nochmalige Reduktion ist durch die höhere Verfügbarkeit der zukünftigen Anlagen bei gleichzeitiger Erhöhung der Leistung zu begründen.

(1062) Die European Wind Energy Association erwartet, dass sich die mittleren Stromgestehungskosten im Vergleich zu heute fast halbieren werden, dieser Effekt wird im wesentlichen durch die Rationalisierungspotenziale in der Fertigung und das Größenwachstum der Anlagen verursacht.<sup>2</sup>

(1063) Im Bereich der off-shore-Anlagen liegt die geschätzte untere Grenze der Stromgestehungskosten zunächst mit 6,5 Ct./kWh – trotz der höheren Vollaststundenzahl (2 500 – 4 000 Std.) - über dem Niveau der an Land installierten Anlagen.<sup>3</sup> Auch die Nebenkosten bedeuten in der Anfangsphase der off-shore-Windparks eine erhebliche finanzielle Mehrbe-

<sup>1</sup> WI (2001), Enquete (2001a).

<sup>2</sup> EWEA (2000).

<sup>3</sup> Verursacht wird dies durch die höheren Investitionskosten. Aufgrund der notwendigen Adaption der Anlagenkonstruktionen an die höhere Beanspruchung fallen die Investitionskosten noch höher aus.

lastung.<sup>1</sup> Nach jüngsten Untersuchungen des DEW<sup>2</sup> liegen die Nebenkosten von off-shore-Windkraftwerken derzeit in der Größenordnung von 82,7 bis 142,6 % des Investitionsvolumens der Anlage selbst (max. Entfernung von der Küste: 30 km). Die Angaben in der Tabelle 4-85 liegen an der unteren Bandbreite und gehen von einer küstennahen Installation aus, wodurch die Netzanbindungskosten, die von DEWI mit 31,2 bis 67,2 % der Konverterkosten beziffert werden, sich ebenso an der unteren Grenze orientieren.

(1064) Die niedrigeren Spitzenwerte der Stromgestehungskosten von 10,3 Ct./kWh resultieren aus der, im Vergleich zu Landanlagen, hohen Anzahl an Volllaststunden. Es ist nach den Planungen der Projektentwickler allerdings zu erwarten, dass die in den zukünftigen off-shore-Windparks verwendeten Anlagen bereits im Leistungsbereich zwischen 3 und 5 MW liegen werden (PROKON, Energiekontor, FEAG u.a.)

**Tabelle 4-85: Referenzanlage für off-shore-Windkraftanlagen**

	2010 Referenz 1	2010 Referenz 2	2020 Referenz
Leistung, kW	2.000	1.500	3.000
Mittl. Windgeschw. (10 m Höhe), m/s	4,5 5,0 6,0	4,5 5,0 6,0	4,5 5,0 6,0
Nennlaststunden, h/a	1.880 2.300 3.050	1.780 2.180 2.930	2.080 2.900 3.550
Anlagenkosten, €/kW	511	588	486
Nebenkosten, €/kW	205	230	205
Betrieb, Wartung und Versicherung, Pacht, % Inv./a	5	5	5
Stromgestehung, ct/kWh (6% Zins, 15a Abschreib.)	5,8 4,8 3,6	7 5,7 4,3	5,1 3,6 3

(928) Im off-shore-Bereich wird die Serienfertigung von für diesen Einsatzbereich spezialisierten Anlagen zu einer deutlichen Reduzierung der spezifischen Kosten für die Konverter führen; sie werden mit 639 €/kW im Jahr 2010 noch etwa 25 % über den Kosten vergleichbarer Anlagen für den Landbetrieb liegen und sich dann bis zum Jahr 2020 weitestgehend an-

<sup>1</sup> Die Kosten für die Installation der Anlagen werden sich erst mit zunehmender Erfahrung deutlich verringern. Auch die Schaffung der Infrastruktur zur Netzanbindung verursacht erhebliche Kosten. Die Nebenkosten werden aber im Vergleich zu den „onshore“ Anlagen dauerhaft auf höherem Niveau verbleiben.

<sup>2</sup> DEWI (2001).

gleichen (Tabelle 4–86). Hier stehen dann 511 €/kW bei den off-shore-Anlagen den 486 €/kW der landgestützten WKA gegenüber.

**Tabelle 4–86: Kostenentwicklung für Offshore-Windkraftanlagen**

	<b>2010 Referenz 1</b>	<b>2010 Referenz 2</b>	<b>2020 Referenz</b>
Leistung, kW	20 x 2.500	20 x 3.000	4
Mittlere Windgeschwindigkeit (10 m Höhe), m/s	6,0 / 7,0 / 9,0	6,0 / 7,0 / 9,0	6,0 / 7,0 / 9,0
Nennlaststunden, h/a	2.500 / 3.100 / 4.000	2.750 / 3.280 / 4.200	2.800 / 3.300 / 4.200
Anlagenwirkungsgrad, %	90 - 93	90 - 93	90 - 93
Anlagenkosten, €/kW	639	511	460
Nebenkosten, €/kW	511	409	383
Betriebskosten, % Inv./a	6	6	6
Stromgestehungskosten, ct/kWh (6 % Zins, 15a Abschreibung)	7,5 / 6 / 4,7	5,5 / 4,6 / 3,6	4,9 / 4,2 / 3,3

#### 4.3.6.7 Geothermie

(1066) Die Temperatur der Erde nimmt in den oberen Erdschichten um etwa 3°C pro 100 m Tiefe zu (Geothermischer Tiefengradient). Diese Wärme – sie stammt aus dem radioaktiven Zerfall und dem Wärmestrom aus dem Erdkern – kann zur Bereitstellung thermischer Energie oder zur Stromerzeugung genutzt werden.

(1067) Auch wenn die Geothermie letzten Endes keine wirklich unerschöpfliche Energiequelle ist, wird sie zu den regenerativen Energien gezählt. Dies ist darauf begründet, dass sie nach menschlichen Zeitbegriffen als zeitlich unbegrenzt nutzbar angesehen werden kann.

(1068) An vielen Orten finden sich sogenannte thermische Anomalien, d.h. Gebiete in denen der thermische Gradient wesentlich größer ist, als der bereits genannte "normale" geothermische Tiefengradient. In solchen tektonisch aktiven, vulkanischen Gebieten - hierzu gehören beispielsweise Island, Italien, Neuseeland oder Indonesien – ist aufgrund der einfachen

Erschließbarkeit des oberflächennahen Heißwassers oder Heißdampfes die energetische Nutzung der Erdwärme bereits technologischer Standard.

(1069) Ein Problem bei der direkten thermischen Nutzung geothermaler Ressourcen im Temperaturbereich bis ca. 125°C stellt der gestehungsnahe Verbrauch der gewonnenen Wärme dar. Einen Ausweg aus dieser Ortsabhängigkeit bietet das Hot-Dry-Rock-Verfahren, da die so erschlossenen Ressourcen überall verfügbar sind.

### **Stand der Nutzung**

(1070) In der Zeit von 1970 – 1980 betrug das weltweite jährliche Wachstum der installierten Leistung etwa 12 %, gefolgt von rund 11 % pro Jahr in den 90er Jahren. Im Jahr 2000 wurden, bei einer installierten Anlagenleistung von ca. 8.000 MW<sub>el</sub>, aus geothermaler Energie etwa 174 PJ Strom gewonnen.

(1071) Die Stromgewinnung aus Erdwärme konzentriert sich auf den Norden Amerikas und Asien. Hierauf entfallen 78,5 % der weltweiten geothermischen Stromproduktion. Mit deutlichem Abstand folgen West- und Nordeuropa, Ozeanien und Mittelamerika.

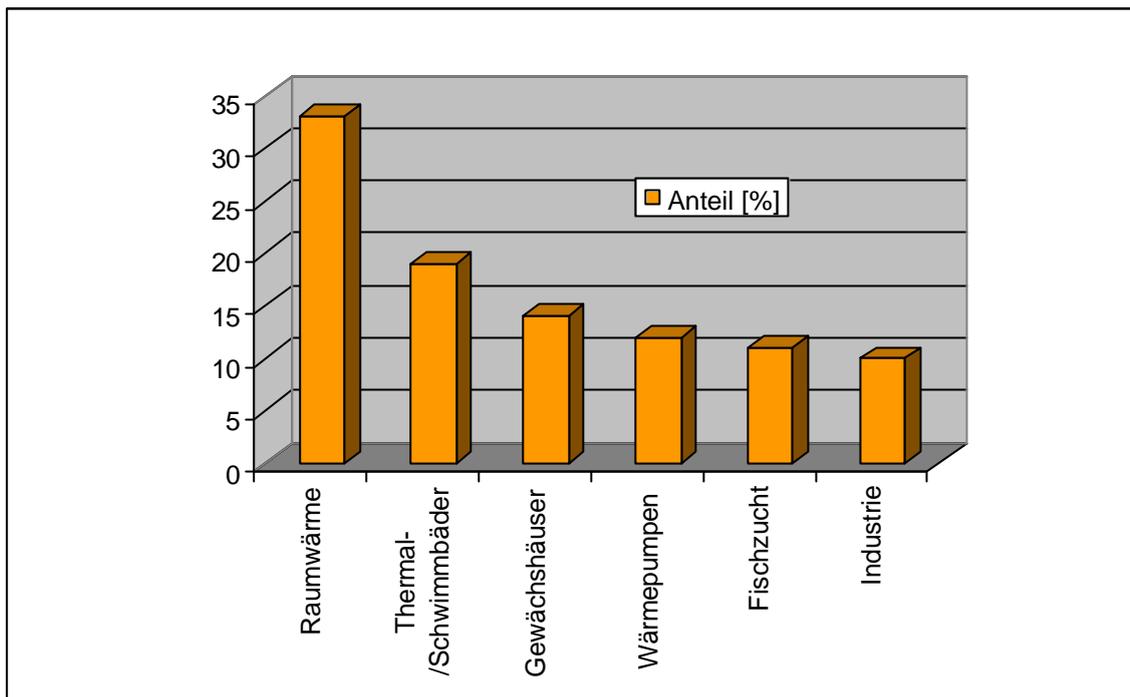
(1072) Im Bereich der direkten Nutzung geothermaler Ressourcen stellen die europäischen Länder einen Anteil von ca. 38 % (5.714,3 MW<sub>th</sub>) an der weltweit installierten Leistung, gefolgt von Asien (rd. 30 %) und Nordamerika, mit gut 28 %. Die gesamte installierte Leistung betrug im Jahr 2000 weltweit 15.144,8 MW<sub>th</sub>. Im asiatischen Raum werden ca. 46 % der gesamten geothermischen Nutzwärme – im Jahr 2000 waren das 191 PJ – erwirtschaftet.

(1073) Bei der geothermal gewonnenen Wärme stellt Raumwärme mit 33 % den größten Anteil, gefolgt von Thermal-/Schwimmbädern, Gewächshäusern und Wärmepumpen für Heiz- und Kühlzwecke (Abbildung 4–60).<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Fridleifsson (1999, 2001).

Abbildung 4–60: Verwendung der geothermalen Nutzwärme



Quelle: Fridleifsson (1999, 2001)

(1074) Die geothermale Stromerzeugung hat in der EU bislang keine breite Anwendung gefunden. Lediglich 3 EU-Länder gewannen 2000 Strom aus geothermischen Wärmequellen. Italien ist in diesem Bereich mit deutlichem Abstand führend innerhalb der EU. Hier waren 785 der insgesamt installierten 805  $MW_{el}$  installiert. In den weiteren Ländern, Portugal und Frankreich, erscheint der Umfang der geothermalen Stromgewinnung vergleichsweise bescheiden.<sup>1</sup>

(1075) Die installierte Leistung im Bereich der direkten Nutzung geothermaler Ressourcen betrug im Jahr 2000 ca. 1.616  $MW_{th}$  (Tabelle 4–87). Davon entfielen ca. 88 % auf nur vier Länder. Deutschland nimmt in der direkten Nutzung mit 397  $MW_{th}$  installierter Leistung die führende Position ein. Allerdings sind die Quellen in Frankreich, Italien und Schweden ergiebiger.

<sup>1</sup> Lund/Freeston (2001), Hutterer (2001).

**Tabelle 4–87: Direkte thermische Nutzung geothermaler Energie in der EU, 1999**

Land	Installiert MW <sub>th</sub>	Produktion PJ/a
Belgien	3,89	0,107
Dänemark	7,36	0,075
Deutschland	397,00	1,568
Finnland	80,50	0,484
Frankreich	326,00	4,895
GB	2,91	0,021
Griechenland	57,10	0,385
Italien	325,84	3,774
Irland*	0,70	0,003
Niederlande	10,80	0,057
Österreich*	21,10	0,302
Portugal	5,47	0,035
Schweden	377,00	4,128
<b>Summe</b>	<b>1615,67</b>	<b>15,834</b>

\*Werte für 1997, nach Fridleifsson

Quelle: Lund;(2000), Stefansson, Fridleifsson (1998)

(1076) Auch im Bereich der Erdwärmenutzung mittels Wärmepumpen zeigt sich innerhalb der EU eine sehr inhomogene Verteilung (Tabelle 4–88). Die höchsten installierten Leistungen sind hier in Schweden, Italien, Spanien und Griechenland vorhanden. Die übrigen Länder fallen im Vergleich dazu erheblich ab. Während in Schweden überwiegend Einzelanlagen größerer Leistung (ca. 7 kW) Verwendung finden, kommen in den südlichen Ländern vornehmlich kleinere Anlagen (ca. 3kW) zum Einsatz. In Bezug auf die pro Kopf installierte Leistung führt Schweden mit deutlichem Abstand vor allen anderen EU-Ländern; der Installationsumfang liegt hier bei ca. 1.751 W/cap., während der Europäischen Union-Durchschnitt bei 44 W/cap. liegt.

**Tabelle 4–88: Installierte Leistung, Wärmeerzeugung und CO<sub>2</sub>-Einsparung der Wärmepumpen in der EU, 1999**

Land	Installierte Wärmeleistung	Wärmeerzeugung	Energieeinsparung	CO <sup>2</sup> Einsparung
	1999	1999	1999	1999
	(MW)	(PJ/a)	(PJ/a)	(kT/a)
Dänemark	450	5,760	3,600	350
Deutschland	385	5,400	3,600	390
Finnland	80	0,720	0,360	60
Frankreich	880	5,580	6,840	328
Griechenland *	2.400	17,280	11,520	960
Großbritannien ***	24	0,108	0,072	1
Italien **	3.000	21,600	14,400	1.200
Niederlande	23	0,108	0,072	3
Österreich *	746	8,640	6,480	711
Schweden	2.500	54,000	36,000	4.000
Spanien **	3.300	23,760	15,840	1.320
<b>Summe</b>	<b>13.788</b>	<b>142,956</b>	<b>98,784</b>	<b>9.323</b>
* enthält Wassererwärmer, ** meist Luft-Luft Systeme, *** hauptsächlich für Trocknung				

Quelle: EHA (2001)

(1077) Zusammengenommen waren Ende 1999 in der EU etwa 3,7 Mio. Wärmepumpen installiert, die über eine kumulierte Leistung von ca. 13.800 MW verfügten. Die daraus gewonnene Wärmemenge – sie wird mit ca. 143 PJ beziffert – kann zu rd. 70 % als regenerativ gewonnene Wärme<sup>I</sup> angesehen werden, sodass ihr Beitrag bei ca. 99 PJ lag. Die durch diesen Beitrag verhinderte CO<sub>2</sub>-Emission beträgt etwa 9,3 Mio. t im Jahr 1999.

(1078) Das höchste Marktwachstum fand im Jahr 1999 in Finnland und Frankreich statt; hier wurde ein Wachstum im Bereich zwischen 15 und 40 % erzielt. Eine Reihe anderer Länder der EU konnte ein Wachstum von ca. 10 % verzeichnen.

<sup>I</sup> geothermalen Ursprungs bei erdgekoppelten Anlagen bzw. solaren Ursprung, bei Systemen, welche die Wärme der Umgebungsluft nutzen.

(1079) In Deutschland findet bisher keine Nutzung geothermaler Ressourcen zur Stromproduktion statt. Erste Pilotprojekte werden gegenwärtig im Oberrheingraben geplant. Auch hier haben die Regelungen des EEG eine wichtige Impulsfunktion gehabt.

(1080) Die installierte Leistung im Bereich der direkten thermischen Nutzung geothermaler Ressourcen belief sich Ende 1999 auf etwa 397 MW, wobei ca. 55 MW Leistung auf 27 größere Anlagen entfielen. Den größten Teil macht die dezentrale Nutzung mittels Wärmepumpen aus; in Verwendung sind hier Anlagen mit Erdwärmetauschern und Systeme, die das Grundwasser als Wärmequelle nutzen. Die aus der Gesamtheit der Anlagen gelieferte Energiemenge belief sich auf etwa 1.568 PJ/a. Nicht die gesamte, von diesen Anlagen gelieferte Energiemenge ist geothermalen Ursprungs. Bei Großanlagen liegt der Anteil an Energie geothermischen Ursprungs bei 85 %, bei Wärmepumpen sind es ca. 66 % der nominellen Anlagenleistung.<sup>1</sup>

### Potenziale

(1081) Die gesamte gespeicherte Energie in den oberen 3 km der Erdkruste beträgt rund  $43 \cdot 10^9$  PJ (Tabelle 4–89).<sup>2</sup> Alleine dieses Potenzial ist, verglichen mit dem Weltenergieverbrauch im Jahr 2000 von 366.445 PJ, riesig.<sup>3</sup>

**Tabelle 4–89: Vergleich Potenzial geothermischer Energie weltweit mit dem Weltenergieverbrauch**

Geothermische Energie	
weltweit bis 3000 m	$43 \cdot 10^9$ PJ
davon mit $T < 100^\circ \text{C}$	$36 \cdot 10^9$ PJ
Weltenergieverbrauch (2000)	$366,4 \cdot 10^3$ PJ

Quelle: *Kaltschmitt (1993)*

Von dieser gespeicherten Energie kann allerdings nur ein Teil genutzt werden. Gerade die Energiequellen mit  $T < 100^\circ \text{C}$  können nur dort genutzt werden, wo auch Abnehmer vor Ort zur Verfügung stehen.

<sup>1</sup> Schellschmidt u.a. (2000), VDEW (1996).

<sup>2</sup> Kaltschmitt, Wiese (1997).

<sup>3</sup> BP (2001).

(1082) Die überwiegende Anzahl der EU-Mitgliedsländer verfügt über größere Vorkommen an geothermischen Reservoirs niedriger Enthalpie, die direkt thermisch nutzbar sind. Lediglich in Irland, Finnland, Schweden und Luxemburg bestehen keine größeren Ressourcen dieser Art. Aber auch hier ist ein beträchtliches Potenzial für die geothermische Nutzung mit erdgekoppelten Wärmepumpen vorhanden.

(1083) Eine Studie des BMWi ermittelte für die technisch nutzbaren hydrothermischen Energieressourcen - d.h. die Gesamtheit der thermalen Tiefenwässer - in Deutschland ein Potenzial von 162 EJ.<sup>1</sup> Bei einer Nutzung über einen Zeitraum von 100 Jahren ließen sich daraus 1.620 PJ/a erzielen. Die Untersuchungen von Kaltschmitt<sup>2</sup> - 1997 veröffentlicht – nennen hier ein technisches Potenzial von 2.000 PJ/a. Besonders günstige Voraussetzungen für die Nutzung bieten das Norddeutsche Becken, der Oberrheingraben und das Süddeutsche Molassebecken. Die größten technischen Potenziale liegen in der Erschließung mit tiefen Sonden (Tiefe 500 – 4.000 m) und in der Verwendung des HDR-Verfahrens, mit dem die Wärme des Gesteins in Tiefen von 3.000 – 7.000 m erschlossen wird (Tabelle 4–90). Die entsprechenden Potenziale liegen bei ca. 3.010 PJ/a für die tiefen Sonden und etwa 10.000 PJ/a für das HDR-Verfahren.<sup>3</sup>

**Tabelle 4–90: Potenziale der Geothermie in Deutschland**

Art/Erschließung	theoretisches Potenzial	technisches Potenzial <sup>1)</sup>
	(PJ/a)	
untiefe	13.000	940 (120)
hydrothermal	42.000.000	2.000 <sup>2)</sup> (385)
tiefe Sonden	120.000.000	3.010
HDR-Verfahren	1.200.000.000	10.000
<sup>1)</sup> Werte in Klammern nach (BMW, 1994) bei hydrothermalen Nutzung nur heißes Wasser führender Aquiferen.		
<sup>2)</sup> Nutzungsdauer von 100 Jahren und Tiefe bis .3000		

Quelle: Kaltschmitt, Wiese (1997)

(1084) Auf europäischer Ebene laufen Projekte - beispielsweise in Soultz-sous-Forets/Kutzenhausen -, die auf eine geothermische Stromproduktion, unter Verwendung des Hot-Dry-Rock-Verfahrens, abzielen. Tests zeigten, das dort bis zu 11 MW<sub>th</sub> extrahiert werden

<sup>1</sup> BMWi (1994).

<sup>2</sup> Kaltschmitt, Wiese (1997).

<sup>3</sup> Kaltschmitt, Wiese (1997).

können. Mit dieser thermischen Leistung könnte schon jetzt eine ORC (Organic-Rankine-Cycle) Anlage mit 1 MW<sub>el</sub> betrieben werden.<sup>1</sup>

### **Kosten und Kostenentwicklung**

(1085) Die Stromgestehungskosten für geothermische Kraftwerke liegt in einer Spanne von 1,75 – 5,8 €Ct./kWh.<sup>2</sup> Modellrechnungen für das HDR-Verfahren, basierend auf Erfahrungen aus dem HDR-Projekt in Soultz-sous-Forêt, ergaben Kosten in einem Bereich von 7,7 – 10,2 €Ct. (Tabelle 4–91).<sup>3</sup>

---

<sup>1</sup> Jung u.a. (1998).

<sup>2</sup> Wright (2000), Jung u.a. (1998).

<sup>3</sup> Jung u.a. (1998), Tenzer (1998).

**Tabelle 4–91: Hot-Dry-Rock-Referenzanlagen für eine Lagerstättentemperatur von 200 °C und einer Bohrtiefe von 5.000 m, (Zins 6 %, Abschreibung 30 a)**

Referenzjahr		2005	2010	2020
Typische Leistung	MW <sub>el</sub>	5 (Prototyp)	10	50
Vollaststunden	h/a	5.500	7.000	7.500
Investitionen	€/kW	4.346	3.528	2.301
Betriebskosten	%der Inv./a	5,5	4,5	4,0
<b>Stromkosten</b>	<b>€/kWh</b>	<b>0,100</b>	<b>0,059</b>	<b>0,033</b>

Quelle: Tenzer (1999), Schätzungen für die 10-MW-Anlage nach UNSW (2000) und WI (2001)

(1086) Die Gremien der Kommission ermittelten die zu erwartenden Kostenreduktionen für verschiedenen Nutzungsarten der Erdwärme. Der größte Kostenrückgang wird hier im Bereich der gewerblich genutzten untiefen (oberflächennahe) Geothermie gesehen (Tabellen 4–92 und 4–93). Bis zum Jahr 2020 wird in diesem Bereich mit einer Verringerung der Wärmekosten um knapp 31 % gerechnet.

(1087) Die mögliche Kostenreduktion in Bereich der tiefen Erdwärme wird als wesentlich geringer erachtet. Für die Nutzung mittels tiefen Erdwärmesonden wird mit einem Rückgang der Wärmekosten um ca. 11 % bis zum Jahr 2020 gerechnet (Tabelle 4–94). Bei der hydrothermalen Dublette liegt die mögliche Kostenreduktion bei ca. 14 % (Tabelle 4–95).

**Tabelle 4–92: Untiefe Geothermie – Einfamilienhaus**

Referenzjahr		2005	2010	2020
Typische Leistung	kW <sub>th</sub>	8	7	6
Vollaststunden	h/a	2.000	2.000	2.000
Investitionen	€/kW	2.045	1.636	1.227
Betriebskosten	%der Inv./a	3	3	3
Wärmekosten	€/kWh	0,092	0,082	0,072

**Tabelle 4-93: Untiefe Geothermie – gewerblich**

Referenzjahr		2005	2010	2020
Typische Leistung	kWth	100	100	100
Vollaststunden	h/a	3.000, davon 1.000 Kühlung	3.000	3.000
Investitionen	€/kW	2.250	1.789	1.432
Betriebskosten	%der Inv./a	3	3	3
Wärmekosten	€/kWh	0,066	0,056	0,046

**Tabelle 4-94: Tiefe Erdwärmesonden**

Referenzjahr		2005	2010	2020
Typische Leistung	kWth	400 zusätzlich Stromerzeugung möglich (50kW)	500	500
Vollaststunden	h/a	2.000	2.100	2.200
Investitionen	€/kW	5.113	4.602	4.090
		ohne Wärmeverteilung	0	0
Betriebskosten	%der Inv./a	8	8	8
Wärmekosten	€/kWh	0,092	0,087	0,082

**Tabelle 4-95: Hydrothermale Dublette**

Referenzjahr		2005	2010	2020
Typische Leistung	MWth	10 zusätzlich Stromerzeugung möglich (1MW)	10	10
Vollaststunden	h/a	3.500	3.500	3.500
Investitionen	€/kW	332	332	332
		ohne Wärmeverteilung und Spitzenlast	0	0
Betriebskosten	%der Inv./a	6	6	6
Wärmekosten	€/kWh	0,007	0,007	0,006

#### 4.3.6.8 Überblick über weitere erneuerbare Energien

(1088) Es gibt eine Reihe weiterer Energieformen in der Natur, die nach menschlichem Ermessen als „erneuerbar“ gelten können, wobei es für die technischen und ökonomischen Randbedingungen nur erste Anhaltswerte gibt; die ökologischen Auswirkungen einer umfangreichen Nutzung sind aber bisher nicht bekannt. Die technische Nutzung ist bisher nur in

Pilotprojekten oder in Studien untersucht worden. Über ihre Potenziale gibt es keine Abschätzungen. Die Kommission empfiehlt, diese Optionen gründlicher als bisher auf ihre Realisierbarkeit (z.T. explizit in internationaler Zusammenarbeit) zu untersuchen. In den Technologien, für die es in Deutschland kein Potenzial gibt, ist der Frage nachzugehen, inwieweit sich die deutsche Industrie in internationaler Kooperation sinnvoll an entsprechenden Projekten beteiligen kann.

(1089) Als Energieformen stehen bereit:

- Wellenenergie: kein Potenzial in Deutschland; in Ländern mit Küstenlinien zu den offenen Weltmeeren besteht erhebliches Potenzial; so werden in Schottland erste Pilotprojekte realisiert.
- Gezeitenenergie: in Deutschland kein signifikantes Potenzial; einziges Gezeitenkraftwerk in Frankreich seit vielen Jahren (1966 errichtet) ohne Probleme in Betrieb (technische Daten: 24 Röhrenturbinen á 10 MW<sub>el</sub>, ca. 2.200 Betriebsstunden pro Jahr, genutzter Tidenhub 12 bis 18 m).
- Unterseeische Strömungsenergie/Gradientenkraftwerk: Bisher liegen nur Pilotstudien vor, Potenzial nicht bekannt.
- Eine besondere technische Nutzungsform, die eine Mixtur aus Nutzung der Solarstrahlung in Kombination mit einer „Windkraftanlage“ darstellt, ist das „Aufwindkraftwerk“. In der Mitte eines überdachten Feldes befindet sich ein Turm mit einer Höhe von mehr als 100 Metern (in der Planung bis zu 1.000 Meter), durch den die unter der Überdachung erhitzte Luft infolge des Kamineffekts auf erhebliche Geschwindigkeit beschleunigt wird und damit einen Rotor antreibt. In einem angekoppelten Generator wird dann elektrische Energie erzeugt.

Nach Fehlschlägen vor vielen Jahren gibt es nun Pläne für ein erstes Pilotprojekt in Australien, Ägypten, Syrien, Namibia und den Vereinigten Arabischen Emiraten.

- Thermovoltaik: die Umwandlung von Wärme in elektrische Energie mit Hilfe eines Halbleiterbauelements. Der physikalische Prozess ist seit langem bekannt, ob eine wirtschaftlich sinnvolle Entwicklung möglich ist, ist derzeit offen.

---