

Expertise zur möglichen Bedeutung einer EU überschreitenden Nutzung von Wind- und Solarenergie

Dipl.-Phys. Gregor Czisch

1 Einleitung

Eine Option der zukünftigen Stromversorgung mit großen Anteilen erneuerbarer Energien liegt in der großräumigen Vernetzung von Gebieten mit günstigen Dargebotsverhältnissen. Solche Gebiete liegen teilweise in Entwicklungsländern an Europas Grenzen. Eine weitläufige Verknüpfung birgt sowohl aus wirtschaftlicher als auch aus technischer Sicht interessante Chancen. Wie diese einzuschätzen sind, bedarf einer etwas detaillierteren Betrachtung.

Im Auftrag des Hamburger Klimaschutz-Fonds e.V. (HKF) sollen in dieser Expertise drei Thesen aufgegriffen werden, die derzeit von administrativer Seite in der energiepolitischen Diskussion geäußert wurden und indirekt eine Einschätzung der Möglichkeiten eines großräumigen regenerativen Stromverbunds darstellen.

These 1: Potentialthese

„Da wir noch auf Jahrzehnte hinaus das Potential der vergleichsweise preisgünstigen Windenergie innerhalb Europas ausbauen können, zeichnet sich keine Notwendigkeit für eine Verknüpfung mit teurem Solarstrom aus Nordafrika ab.“

These 2: Kostendifferenzthese, Solar ↔ Wind

„Strom aus solarthermischen Kraftwerken oder gar aus Photovoltaikanlagen ist um zwei Größenordnungen teurer als Windstrom.“

These 3: Kostenexplosionsthese, Entwicklungsländer ↔ EU

„Ganz allgemein lehrt leider die Erfahrung, daß die aufwendigere Errichtung und Wartung von Solar- und Windstromanlagen in Entwicklungsländern diesen Strom dort sehr verteuert.“

Die Frage nach der Tragfähigkeit dieser drei Thesen steht im Mittelpunkt der anschließenden Betrachtungen. Dabei wird versucht eine Form zu wählen, die durch Transparenz und Ausführlichkeit dem Leser nachvollziehbare und überprüfbare Informationen zur Verfügung stellt.

2 Zusammenfassung

Die erschließbaren Potentiale erneuerbarer Energien innerhalb Europas könnten einen großen Teil unseres Strombedarfs decken¹. Dabei stellt die Windenergie europaweit ein großes relativ kostengünstiges Angebot. Durch die hohe Besiedlungsdichte sind dem Ausbau allerdings innerhalb der EU deutlich engere Grenzen gesteckt als in den fast menschenleeren Wüsten, Steppen und Tundragebiet in ihrer Nachbarschaft (s. Abschnitt 4). Die Potentiale auf Deutschlands Landflächen nehmen sich mit etwa 5% des derzeitigen Strombedarfs relativ bescheiden aus und können nur durch Rückgriff auf zunehmend ungünstigere Standorte und damit bei steigenden Kosten erschlossen werden (s. Abschnitt 3). Falls die installierte Anlagenleistung weiterhin mit jährlichen Raten von 55%² wachsen sollte, wären diese Potentiale schon in wenigen Jahren erschlossen, und selbst ohne weitere Steigerung des jährlichen Zubaus ist dies etwa Ende 2006 zu erwarten - mit allen Konsequenzen für die relativ exportschwache³ heimische Windindustrie (s. a. [WMEP 2000 b]). Aus deutscher Sicht muß die eingangs erwähnte **Potentialthese** folglich, zumindest was die Landstandorte anbelangt, als unzutreffend eingestuft werden. Schon sehr bald müßte demnach auf andere Quellen zurückgegriffen werden, um den aus Gründen des Klimaschutzes nötigen Wandel der Stromversorgung in der erforderlichen Zeit zu realisieren.

¹ In **Anhang 1** sind technische Potentiale der Windstromerzeugung innerhalb Europas und in seiner Nachbarschaft dargestellt. Die zugrunde gelegte installierte Leistung beträgt 4-8 MW/km², wobei nur Flächen berücksichtigt sind, auf denen Anlagenauslastungen von mehr als 1500 Vollaststunden zu erwarten sind.

² Die in Deutschland installierte Anlagenleistung ist in den 6 Jahren von Ende 1993 bis Ende 1999 im jährlichen Durchschnitt um 55 % gestiegen. Auch im Jahr 1999 betrug der Anstieg über 54 %.

³ Obwohl im Jahre 1999 ein Viertel der weltweit neu installierten Leistung (3,7 GW) von deutschen Herstellern oder solchen mit deutscher Beteiligung stammt, liegt der Exportanteil dieser Firmen nur bei 9 Prozent [SWW3/2000].

Die heimische Nutzung der Photovoltaik scheint dafür bei derzeitigen Kosten zu teuer. Wenngleich erwähnt werden soll, daß selbst auf Deutschlands „unterbelichteten“ Dächern die Stromgestehungskosten nur um eine Größenordnung über denen aus heimischer Windenergie liegen und nicht etwa, wie in der **Kostendifferenzthese** vermutet, um zwei Zehnerpotenzen (s. Abschnitt 7.2). Der Unterschied für die Einschätzung der Option Photovoltaik liegt auf der Hand.

Eine weitere Quelle könnten zukünftig die heimischen Offshore-Windpotentiale sein. Die Einschätzungen über deren tatsächliches Potential differieren zwar deutlich, dennoch hält der Autor es für sehr beträchtlich. Ihre Erschließung hängt aber noch von politischen, ökologischen und genehmigungsrechtlichen Fragen ab und ist derzeit noch nicht mit absoluter Sicherheit zu gewährleisten. Die Kosten können zwar mangels ausgeführter größerer Projekte nur relativ grob abgeschätzt werden, das steht aber einer Einstufung als günstige Form der Stromerzeugung nicht entgegen (s. Abschnitt 7.1). Nichtheimische Windenergiequellen aus anderen EU-Staaten zu erschließen, bietet sich als weitere Möglichkeit. Leider sind aber gerade in Ländern mit großen ertragreichen Potentialen, wie in Großbritannien oder bei dem EU-Anrainer Norwegen, die derzeitigen Zuwächse an Windkraftwerksleistung recht bescheiden [IEA-2000]. Selbst wenn dort der Zubau in den nächsten Jahren mit ähnlicher Konsequenz wie beispielsweise in Dänemark, Deutschland oder Spanien einsetzen sollte, wären deren Kraftwerksparks relativ lange in der Lage, die Schwankungen der fluktuierenden Einspeisung zu beherrschen. Bis zu Stromversorgungsanteilen von 20% werden hierbei keine größeren Probleme erwartet (s. z. B. [Giebel 2000]). Bei einem Kraftwerkspark, der - wie der norwegische - weitgehend von Speicherwasserkraftwerken dominiert wird, liegt diese Grenze vermutlich noch deutlich höher. Ein Überschreiten dieser Grenzen könnte in der Konsequenz letztlich zu einem Ausbau der heute nur für relativ kleine Leistungen⁴ ausgelegten Übertragungsleitungen anregen, mit deren Hilfe dann großräumige Ausgleichseffekte zu erzielen wären, die im Endeffekt deutlich höhere Anteile regenerativer Erzeugung erlauben.⁵ Bis zu deren Ausbau wäre durch die rein europäische Option aber keine große Steigerung des Windstromanteils in der BRD zu erreichen.

Eine weitere mögliche Quelle stellen die Windenergie- und Solarenergieressourcen in der Nachbarschaft der EU dar (s. Abschnitt 5). Beide können gerade im Hinblick auf Ausgleichseffekte wertvolle Dienste leisten (s. Abschnitt 6). Was den jahreszeitlichen Ausgleich angeht, zeichnen sich die günstigen Windgebiete in den Küstenregionen Marokkos und Mauretaniens durch ihre Sommermaxima besonders aus. Auch Solarstrom aus Parabolrinnenkraftwerken könnte zusammen mit deutscher Windenergie (an Land wie offshore) einen interessanten Mix ergeben. Da beispielsweise in Marokko der Strombedarf deutlich stärker wächst als innerhalb der EU-Staaten⁶, liegt hier auch ein Bedarf vor, den es auf dem Weg zur großräumigen Stromversorgung mit umweltfreundlichen Techniken zu decken gälte. Wie gezeigt werden konnte, sind weder die Investitionskosten noch die Betriebskosten in Entwicklungsländern höher als bei uns (s. Abschnitt 7.1). Damit muß die **Kostenexplosionsthese** als gegenstandslos betrachtet werden. Selbst unter Berücksichtigung der Kosten und Verluste, die geeignete, heute verfügbare Übertragungseinrichtungen verursachen würden, könnte kostengünstiger Wind- und Solarstrom aus entfernten Regionen über Distanzen von mehr als 5000 km nach Mitteleuropa transportiert werden (s. Abschnitt 7). Die Kosten für importierten Windstrom könnten deutlich niedriger sein, die für Solarenergie aus Parabolrinnenkraftwerken bei günstiger Entwicklung etwa gleich hoch wie die heimische Windenergie bei vollständiger Nutzung der deutschen Landpotentiale, und keinesfalls - wie die **Kostendifferenzthese** es nahelegt - zwei Größenordnungen darüber (s. Abschnitt 7.3). Zudem ließe sich - **bei EU überschreitender Nutzung** - sowohl mit der Solarthermie als auch aus Wind elektrische Energie in mehr als ausreichender Menge gewinnen. Mit dem Einstieg in die großräumige regenerative Stromerzeugung könnte Entwicklungshilfe in den Rahmen des beiderseitigen Interesses des Klimaproschutzes gestellt werden, mit Gewinn für beide Seiten (s. a. [Czisch 1999 a]).

⁴ Die Kuppelleitungskapazitäten vom europäischen Festland nach Großbritannien betragen z. B. ca. 2 GW [Hoster 1996]. Von den technisch installierten Leistungen ist allerdings meist ein relativ großer Teil vertraglich gebunden, so daß die freien Kapazitäten nochmals deutlich tiefer liegen.

⁵ Dabei müßten nicht nur höhere Kuppelleistungen zwischen den Ländern, sondern auch die lokalen Netze ausgebaut werden, was nach Möglichkeit von Anfang an mit Techniken geschehen sollte, die einen verlustarmen Energietransport über große Distanzen ermöglichen. Eine kurzfristige Lösung mit Übertragungsleitungen, die für kleine Distanzen am wirtschaftlichsten sind, würde beim Übergang auf großräumigen Stromtransport zu einem unwirtschaftlichen und verlustreichen System führen. Dies gilt auch für die Technik des derzeitigen Hochspannungssystems der UCTE. Hier besteht also schon früh Planungsbedarf und die Notwendigkeit übergeordneter Koordination.

⁶ In den 18 Jahren zwischen 1980 und 1997 ist der Stromverbrauch in Westeuropa jährlich durchschnittlich um knapp 2% auf das 1,4-fache gestiegen, in Marokko war es mit ca. 5% ein Anstieg auf das 2,5-fache. In den anderen afrikanischen Mittelmeerländern liegt das Wachstum mit bis 7,8% sogar deutlich höher [DOE 1999a].

3 Potentiale innerhalb Deutschlands und der EU

- BRD:** Bei weitgehender Erschließung der gesamten realisierbaren Stromerzeugungspotentiale aus **Windenergie** wird für Deutschland mit einer maximalen Leistung von 15 GW auf Landflächen ausgegangen. Dabei wird mit einem Jahresertrag von etwa 24 TWh gerechnet [Quaschnig 2000]. Bezogen auf Deutschlands Jahresstromverbrauch 1997 mit etwa 490 TWh [DOE 1999a] oder auf die inländische Stromerzeugung von 520 TWh [DOE 1999b] sind das dann gerade 5%. Die erwartete durchschnittliche Auslastung der Windkraftanlagen beläuft sich auf etwa 1600 Vollaststunden. Als Offshore-Potential werden von Quaschnig ca. 30 TWh bei knapp 3400 Vollaststunden angenommen [Quaschnig 2000].⁷
- Das Potential für die **photovoltaische Stromerzeugung** wird von Quaschnig mit etwa 200 GW (150 TWh) angegeben, wovon etwa 120 GW (95 TWh) auf Dachflächen entfielen. Das entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Anlagenauslastung von 770 Vollaststunden oder 780 Vollaststunden auf Dachflächen. Auf den Dächern ließe sich somit etwa 30% des heutigen Strombedarfs erzeugen, wobei allerdings nicht von einer Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Bedarf ausgegangen werden darf (z. B. keine Stromerzeugung in der Nacht).
- Frankreich:** Für Frankreich beispielsweise stellt sich die Situation der **Windenergie** etwas günstiger dar. An Landstandorten könnten hier mit ca. 11 GW installierter Anlagenleistung etwa 29 TWh Windstrom erzeugt werden [Espace Eolien], was knapp 8% des inländischen Jahresstromverbrauchs von ca. 380 TWh [DOE 1999a] ausmacht. Dabei wird mit einer Auslastung der Anlagen von jährlich 2600 Vollaststunden gerechnet. Das Offshore-Windpotential wird auf zusätzliche 22 TWh bei Anlagenauslastungen von knapp 3400 Vollaststunden angenommen.
- Vorausgesetzt, daß pro Einwohner in Frankreich etwa dieselbe Dachfläche für die **photovoltaische Stromerzeugung**⁸ zur Verfügung steht wie in Deutschland, kann hier auf Dachflächen ein Potential von ca. 90 GW (80 TWh) bei knapp 900 Vollaststunden angesetzt werden.
- EU:** Nach vorsichtigen Schätzungen der dänischen Fa. BTM Consult beläuft sich das technische **Windstrompotential** auf landgestützten Standorten innerhalb der Länder der Europäischen Union auf 550 TWh oder 280 GW installierbare Windkraftanlagenleistung (mit Norwegen ergeben sich 630 TWh bei 315 GW) [EWEA 1999]. Dabei galten die Einschränkung, daß in keinem Land mehr als 20% der Stromerzeugung⁹ aus Windkraft stammen sollen, und die sehr vereinfachte Annahme, daß die Anlagenauslastung überall 2000 Vollaststunden beträgt. Bezogen auf die 2000 TWh (mit Norwegen 2100 TWh) Stromverbrauch der Mitgliedsländer im Jahre 1997 [DOE 1999a] würde somit das technische Potential etwa ein Viertel¹⁰ des Stromverbrauchs decken können.¹¹
- Eine Auswahl guter Windgebiete innerhalb der Europäischen Union könnte nach eigenen Abschätzungen - beruhend auf Winddaten¹² des Europäischen Zentrums für Mittelfristige Wettervorhersage (EZMW) unter Berücksichtigung der Bevölkerungsdichte - insgesamt mit ca. 150 GW installierbarer Leistung ca. 400 TWh Windstrom produzieren¹³. Hierbei werden aber in einigen

⁷ In einer im Rahmen des Joule-I-Programms erstellten Studie wird das Deutsche Offshore-Windpotential mit dagegen ca. 240 TWh angegeben [GL-GH 1995], obwohl hierbei die maximale berücksichtigte Entfernung der Offshore-Standorte zur Küste auf 30 km begrenzt wurde. Dadurch sind sehr große Flachwasserbereiche der Nordsee unberücksichtigt geblieben, die eventuell nochmals ein Potential ähnlicher Größe bergen. Auch erste Genehmigungsanträge zum Bau von Offshore-Windparks, wie z. B. der Antrag der Firma Plambeck [Plambeck 2000], deuten auf die Möglichkeit der Erschließung entfernter gelegener Offshore-Flachwasserbereiche hin.

⁸ Die Berechnungen für die Stromerzeugung aus Solarenergie stützen sich auf Daten des EZMW sowie des NCEP [ERA-15] [NCEP 1999]. Bei der Photovoltaik wurden die Ergebnisse mit den Angaben von Quaschnig normiert [Quaschnig 2000].

⁹ Die Angaben des Stromverbrauchs der Länder liegen teilweise um mehr als 20% über denen des Department of Energy 1997 [DOE 1999a].

¹⁰ Siehe Fußnote 9.

¹¹ Dabei decken sich beispielsweise die Potentialangaben für Deutschland in den beiden Quellen [EWEA 1999] und [Quaschnig 2000] weitgehend. Für Frankreich liegen die aus [EWEA 1999] etwa drei mal so hoch wie die von [Espace Eolien].

¹² Bei den Daten handelt es sich um Ergebnisse des Reanalyseprojekts ERA-15 des EZMW [ERA-15]. Sie liegen weltweit in einem 1,125°-Gitter über 15 Jahre mit Zeitschrittweiten von sechs Stunden für verschiedene Höhen vor.

¹³ Die Ergebnisse für Irland und Großbritannien lassen dort auf ein sehr großes Potential schließen. In diesem Gebiet wurde daher der zu nutzende Teil so eingeschränkt, daß er nicht mehr als ein Viertel der insgesamt in der EU und Norwegen installierten Leistung ausmacht.

Regionen Windstromanteile erreicht, die deutlich über den oben erwähnten 20% liegen. In Irland und Großbritannien liegt der gewählte Anteil bei knapp 32% des gemeinsamen Stromverbrauchs¹⁴, in anderen Ländern dagegen teilweise weit unter 10%. So ließe sich eine mittlere Anlagenauslastung von etwa 2700 Vollaststunden erreichen, wohingegen eine relativ gleich verteilte Anordnung der Standorte innerhalb der EU nur auf ca. 2000 Vollaststunden kommt [Giebel 2000]. Bei voller Ausschöpfung des zuvor genannten Potentials in Großbritannien und Irland wäre allerdings teilweise deutlich mehr Leistung verfügbar als momentan von beiden Ländern benötigt würde. Deshalb sollte mit wachsender installierter Windleistung das Übertragungsnetz zu den Nachbarländern ausgebaut werden (s. Abschnitt 6.1).

Vorausgesetzt, daß pro Einwohner innerhalb der EU für die **photovoltaische Stromerzeugung**¹⁵ etwa dieselbe Dachfläche zur Verfügung steht wie in Deutschland, ergibt sich für die EU-Mitgliedsstaaten ein Potential von 550 GW (470 TWh) bei durchschnittlich ca. 850 Vollaststunden, wobei Finnland mit einer Anlagenausnutzung von 660 Stunden pro Jahr das Schlußlicht bildet und Portugal mit knapp 1100 Vollaststunden die besten Konditionen aufweist.

4 Bevölkerungsdichten und Landnutzung

Die Potentiale der Windenergienutzung sind für die EU nicht etwa durch die technischen und meteorologischen Randbedingungen, sondern vielmehr durch die hohe Besiedlungsdichte auf die oben angegebenen Werte begrenzt. Bei uneingeschränkter Nutzbarkeit der Landflächen könnte auch innerhalb der Grenzen der EU ein Vielfaches ihres Strombedarfs aus Windenergie erzeugt werden (s. Anhang 1). Ein Vergleich der Bevölkerungsdichten innerhalb der EU und in ihrem großräumigen Umfeld zeigt, daß dieser Problematik in großen windreichen Regionen in der Umgebung Europas eine nachrangige Bedeutung zukommt.

Innerhalb Deutschlands und der EU

BRD: In Deutschland lag die Bevölkerungsdichte in Jahr 1999 bei 230 Einwohnern/km² [Statistik-Bund 2000]

EU: Der Mittelwert der Bevölkerungsdichten aller EU-Staaten liegt bei 148 Einwohnern/km² die niedrigsten Bevölkerungsdichten der EU-Mitgliedsstaaten weisen die skandinavischen Länder auf, wobei Finnland mit 15 Einwohnern/km² am dünnsten besiedelt ist [Statistik-Bund 2000].

Entfernte Regionen mit guten Windbedingungen

Nordrußland mit Westsibirien: In den Küsten- und den daran angrenzenden Binnenlandregionen von Barentssee und Karasee liegen die Bevölkerungsdichten bei etwa 0-2 Einwohnern/km² [Encarta 1997]

Nordwestafrika: In den Küstengebieten südlich des Antiatlas bis hinunter zum Norden Mauretaniens sind die größten Teile der Landflächen mit weniger als einem Einwohner/km² besiedelt [Encarta 1997].

Kasachstan: Auch die Steppengebiete des westlichen Kasachstans weisen Bevölkerungsdichten unter 2 Einwohnern/km² [Encarta 1997] auf.

Die Besiedlungsdichte in den entfernten windgünstigen Regionen liegen um ein bis zwei Größenordnungen unter denen der EU-Mitgliedsstaaten. Zudem handelt es sich bei ihnen um Wüsten, Halbwüsten oder Tundragebiete [Encarta 1997], die praktisch keiner wirtschaftlichen Nutzung unterliegen, womit sich die Erzeugung von Windstrom als „Landwirtschaft auf Wüstenflächen“ geradezu anbietet.

¹⁴ Die Länder mit den besseren und größeren Windressourcen liegen im nördlicheren Teil Europas. Daher dominieren diese auch bei der Standortauswahl. So lassen sich deutlich höhere Auslastungen der Windkraftanlagen erreichen.

¹⁵ Siehe Fußnote 8 S. 3.

5 Potentiale in entfernten Regionen mit guten Wind- und Strahlungsbedingungen

5.1 Potentiale der Windenergie in ausgewählten Regionen

Die drei schon zuvor genannten Regionen im großräumigen Umfeld der Europäischen Union *Nordrußland mit Nordwestsibirien, Nordwestafrika* und *Kasachstan* bieten jede für sich ein Vielfaches des Potentials, das für eine Stromerzeugung von der Größe des EU-Stromverbrauchs nötig wäre. Daher werden für die folgende Betrachtung innerhalb dieser Regionen nur die Gebiete ausgewählt, die besonders hohe Erträge erwarten lassen. Hierbei wurde als Datenquelle wieder auf die Reanalysedaten des EZMW zurückgegriffen [ERA-15]. Aufgrund der verwendeten Daten haben die anschließenden Abschätzungen einen eher konservativen Charakter. Im folgenden wird auf den ausgewählten Flächen mit einer installierten Leistung von 2,4 MW/km² gerechnet, ohne auf die Details der Flächenbebauung durch die Anlagen einzugehen.

Nordrußland mit Westsibirien: Die zu erwartende Auslastung der Windkraftanlagen auf den ca. 140.000 km² großen ausgewählten Flächen für die Windstromerzeugung beträgt gut 3100 Vollaststunden. Die errechneten Erträge - basierend auf den dabei berücksichtigten Datenpunkten des EZMW - liegen zwischen 3000 und 3400 Vollaststunden. Damit ergibt sich eine potentielle Jahreserzeugung von etwa 1100 TWh bei einer installierbaren Leistung von knapp 350 GW.

Nordwestafrika: Das Gebiet wird nachfolgend in zwei Regionen unterteilt.

1. **Südmorokko (Westafrika):** Die zu erwartende Auslastung der Windkraftanlagen auf den ca. 50.000 km² großen ausgewählten Flächen für die Windstromerzeugung beträgt ca. 3400 Vollaststunden. Die errechneten Erträge - beruhend auf den dabei berücksichtigten Datenpunkten des EZMW - liegen zwischen 3200 und 3700 Vollaststunden. Damit ergibt sich eine potentielle Jahreserzeugung von etwa 400 TWh bei einer installierbaren Leistung von knapp 120 GW. (Nach Messungen ist davon auszugehen, daß in direkter Küstennähe an günstigen Standorten in dieser Region Anlagenauslastungen von deutlich mehr als 4500 Vollaststunden erreicht werden können [Enzili 1999]. Bei einer zukünftigen Erschließung der Potentiale würde anfangs sicherlich auf diese Standorte zurückgegriffen werden. Wahrscheinlich ließen sich auch hier einige GW Windkraftanlagen installieren.)
2. **Mauretanien:** Die zu erwartende Auslastung der Windkraftanlagen auf den ca. 44.000 km² großen ausgewählten Gebieten für die Windstromerzeugung beträgt gut 3000 Vollaststunden. Die errechneten Erträge beruhen auf den dabei berücksichtigten Datenpunkten des EZMW und liegen zwischen 3250 (Küste) und 2650 (Wüste im Landesinneren) Vollaststunden. Damit ergibt sich eine potentielle Jahreserzeugung von etwa 320 TWh bei einer installierbaren Leistung von knapp 105 GW.

Kasachstan: Die zu erwartende Auslastung der Windkraftanlagen auf den ca. 90.000 km² großen ausgewählten Flächen für die Windstromerzeugung beträgt knapp 2600 Vollaststunden. Die errechneten Erträge - beruhend auf den dabei berücksichtigten Datenpunkten des EZMW - liegen zwischen 2500 und 2800 Vollaststunden. Damit ergibt sich eine potentielle Jahreserzeugung von etwa 550 TWh bei einer installierbaren Leistung von knapp 210 GW. Auch in Kasachstan werden an ausgesuchten Standorten deutlich höhere Erträge zu erzielen sein. Einzelne Messungen und weitere Untersuchungen bestätigen diese Annahme und legen Ertrags-erwartungen teils deutlich über 4000 Vollaststunden nahe [Baltes 1987] [Nikitina 1999]. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt können vom Autor aber keine zuverlässigen Angaben über die Größe der Potentiale dieser besonders günstigen Standorte gemacht werden.

5.2 Potentiale der Solarenergie in ausgewählten Regionen

Nachfolgend sollen zum einen die Potentiale der Solarenergienutzung in Form von Photovoltaik in sonnenreichen Regionen beispielhaft angegeben werden¹⁶. Dabei wird vereinfachend vorausgesetzt, daß pro Einwohner in etwa die gleiche nutzbare Dachfläche wie in Deutschland zur Verfügung steht.

Als zweite Form der solaren Stromerzeugung bietet sich in Marokko die Nutzung von Parabolrinnenkraftwerken an (s. [Geyer 1995] u. [Cohen 1999]). Die Wüstenflächen Nordafrikas bieten bei Nutzung dieser Technik

¹⁶ Siehe Fußnote 8 S. 3.

ein Potential, das ca. 500 mal die Erzeugung des Stromverbrauchs der EU-Mitgliedsstaaten erlauben würde. Die Auslastung der Kraftwerke ist bei den Parabolrinnenkraftwerken stark von der Auslegung abhängig. Daher kann sie nur unter Angabe der Auslegungsparameter angegeben werden. Dabei spielt die Nutzung von Wärmespeichern eine wichtige Rolle. Falls diese vorgesehen sind, wird das Spiegelrinnenfeld größer gewählt, um die Speicher tagsüber zu beschicken, damit nachts das Kraftwerk die Wärme zur Stromerzeugung nutzen kann. Durch die Nutzung dieser Speicher kann das Kraftwerk auch nachts Strom allein aus Solarenergie erzeugen, was sonst nur durch Verbrennung fossiler Energieträger im Kraftwerksteil der Parabolrinnenkraftwerke möglich ist. Eine Abschätzung der möglichen Stromerzeugung für einige Standorte und eine mögliche Auslegung befindet sich im Anhang A. Dabei wurde angenommen, daß die Speicher mit einer Wärmespeicherkapazität für 14 Vollaststunden Kraftwerksbetrieb sehr groß dimensioniert sind, damit zu keiner Zeit solar erzeugbare Wärme ungenutzt bleiben muß, also auch an den besten Tagen die gesamte Wärme, die nicht direkt im Kraftwerk verbraucht wird, zwischengespeichert werden kann (weitere Annahmen s. a. Abschnitt 7.3 und Anhang 2).¹⁷ Die nachfolgenden Angaben beziehen sich auf diese Auslegung¹⁸.

Algerien und Marokko; Photovoltaik: Beide Länder haben zusammen ein Potential von 81 GW (96 TWh) bei durchschnittlich knapp 1200 Vollaststunden.

Südmorokko (West-Sahara); Solarthermische Parabolrinnenkraftwerke: In einem küstennahen Gebiet in der Nähe des 25. Breitengrades wären knapp 5600 Vollaststunden solarer Stromerzeugung zu erreichen.

Mauretanien und Senegal; Photovoltaik: Beide Länder haben zusammen ein Potential von 32 GW (42 TWh) bei durchschnittlich gut 1300 Vollaststunden.

Mauretanien; Solarthermische Parabolrinnenkraftwerke: In einem küstennahen Gebiet in der Nähe des 17. Breitengrades wären gut 5800 Vollaststunden solarer Stromerzeugung zu erreichen.

6 Ausgleichseffekte

Bei großen Anteilen fluktuierender regenerativer Stromerzeugung kommt dem gezielt regelbaren Teil des Kraftwerksparks zunehmend die Aufgabe der Deckung von Engpässen zu. Hierfür sind vor allem die schnell regelbaren Kraftwerksarten vonnöten. Dazu zählen auch Speicherwasserkraftwerke. Deren installierte Leistung beträgt in Deutschland nur etwa 1,4 GW bei einem Speichervermögen von 0,3 TWh, womit sie keinen nennenswerten Beitrag leisten können. In einem leistungsstarken europäischen Verbundsystem könnten die bestehenden Kraftwerke dieses Typs aber eine sehr wichtige Rolle spielen. Im skandinavischen Verbund NORDEL beträgt die installierte Leistung heute ca. 46 GW bei einem Speichervermögen von ca. 120 TWh (s. a. [NORDEL 1997 a] und [NORDEL 1997 b]). Im Verbund der UCTE, dem auch Deutschland angehört, liegen die entsprechenden Werte bei 49 GW und 57 TWh [UCPTE 1998] [UCTE 2000]. Beim Einsatz dieser Kraftwerke für das Engpaßmanagement würde sich deren Fahrweise ändern. Wahrscheinlich würde es sich auch lohnen, durch Ausbaumaßnahmen die an den Standorten der Speicherkraftwerke installierte Leistung zu erhöhen und somit das Verhältnis der Leistung zum Speichervermögen zu vergrößern¹⁹. Als Konsequenz solcher Maßnahmen verringert sich die auf die Leistung bezogene Auslastung der Kraftwerke.²⁰ Wenn die momentane Produktionsmöglichkeit der dargebotsabhängigen Kraftwerke den gleichzeitigen Bedarf überschreitet, kann - insofern die Kapazitäten der im Kraftwerkspark vorhandenen geeigneten Speichersysteme²¹ dafür ausreichen - der Überschuß zwischengespeichert werden. Wenn diese aber ausgeschöpft sind, muß auf einen Teil der regenerativen Stromproduktion verzichtet werden, was die Auslastung verringert und damit die Kosten der Stromerzeugung erhöht.

¹⁷ Exakte Angaben zur durch den Speicher geleiteten Wärme und zur verlorenen potentiellen Wärmeerzeugung bedürfen der Kenntnis der Fahrweise des Kraftwerks.

¹⁸ Siehe Fußnote 8 S. 3.

¹⁹ Erhöhungen der Leistung von Speicherkraftwerken werden schon heute zur Spitzenlastdeckung vorgenommen. Beispiele sind die Kraftwerke Grande Dixence mit einer Leistungssteigerung von 680 MW auf 1800 MW und Mauvoisin mit einem geplanten Ausbau von 390 MW auf 550 MW [VSE a] [VSE b].

²⁰ Dies gilt auch für andere Kraftwerke, die die Aufgabe des - durch die regenerativen Energien benötigten - Engpaßausgleichs und Spitzenlastversorgung übernehmen. Bei diesen sollte aus Gründen der Wirtschaftlichkeit auf Kraftwerke mit niedrigen Investitionskosten zurückgegriffen werden.

²¹ Hierfür kommen beispielsweise reine Pumpspeicherkraftwerke und Speicherwasserkraftwerke mit Einrichtungen für den Pumpbetrieb in Betracht. In Deutschland liegt die Gesamtleistung der reinen Pumpspeicherkraftwerke bei ca. 4,2 GW. Die Leistung aller anderen Speicherwasserkraftwerke mit und ohne Pumpvermögen liegt bei gut 1,4 GW [UCPTE 1998].

Je besser der Verlauf der regenerativen Stromerzeugung mit dem des Strombedarfs übereinstimmt, desto kleiner wird der Bedarf an Speicherleistung und Speicherenergie (s. a. [Czisch 1999 b]). Eine Vergleichmäßigung der Stromerzeugung kann durch eine Vergrößerung des zur regenerativen Stromerzeugung genutzten Gebietes erreicht werden (s. z. B. [Ernst 1999]). Generell läßt sich sagen, daß die Ausdehnung des für die Vergleichmäßigung zu nutzenden Gebietes mit der Länge der Zeitspanne, für die die Schwankungen nivelliert werden sollen, wächst. Für einen saisonalen Ausgleich sind Distanzen von mehreren tausend Kilometern zu überbrücken. Die erzielbaren Vergleichmäßigungseffekte fallen dabei - abhängig von der jeweils genutzten Art der regenerativen Energieform und der eingesetzten Technik - unterschiedlich stark aus.

6.1 Ausgleichseffekte bei großräumiger Nutzung der Windenergie

Die windgünstigen Gebiete der EU-Mitgliedsstaaten sind fast ausschließlich von Winterwindmaxima geprägt. Die erzielbare Leistung schwankt über die Monate deutlich stärker als der Strombedarf (s. Anhang 4). Allerdings zeigen, wie hier für die zuvor erwähnten Gebiete dargestellt, die Monatsverläufe der potentiellen Stromerzeugung in anderen Regionen teils deutlich unterschiedliches Verhalten. Besonders hervorzuheben sind hier die Passatwindregionen in Nordafrika (hier gezeigt an *Südmorokko* und *Mauretanien*, Graph c und d), die sich durch deutliche Maxima im Sommerhalbjahr auszeichnen. Bei gezielter Auswahl der Gebiete, die zur Stromerzeugung herangezogen werden, läßt sich somit der Monatsverlauf der Stromerzeugung weitgehend dem des Bedarfs anpassen. Dies verdeutlicht Graph F, bei dem angenommen wurde, daß ein Drittel der Nennleistung der Windkraftanlagen an den ausgewählten Standorten innerhalb der EU und der Rest zu gleichen Teilen in den anderen Regionen installiert ist. So lassen sich durch die Ausweitung des Einzugsgebietes die Potentiale deutlich vergrößern und gleichzeitig sehr wünschenswerte Ausgleichseffekte erzielen. Die Schwankungen der Windstromeinspeisung nehmen beim Übergang von der gleichzeitigen Nutzung der europäischen Standorte (vergl. Graph E.) zur großräumigeren Erzeugungsoption (Graph F) deutlich ab²².

Bei hohen Anteilen der Windstromerzeugung in Gebieten mit weitgehender Korrelation des Wettergeschehens kann es zu kurzfristigen Leistungsüberschüssen kommen, die das Netz nicht aufnehmen kann. Dann muß das Angebot potentiell produzierbarer elektrischer Energie teilweise ungenutzt bleiben. Für die Standortauswahl in Irland und England ergeben Untersuchungen anhand von Windkraft- und Strombedarfsdaten, daß bei voller Ausschöpfung mit kurzfristigen Leistungsüberschüssen von ca. 20% der momentan benötigten Leistung zu rechnen ist.

6.2 Ausgleichseffekte bei großräumiger Nutzung der Photovoltaik

Die potentielle Stromerzeugung aus Photovoltaik weist einen Jahresgang mit deutlichen Winterminima auf. Der schlechteste Monat ist der Dezember. Naturgemäß sind die Unterschiede in Skandinavien am deutlichsten ausgeprägt. Hier können im Dezember gerade 3% der Produktion des besten Monats erreicht werden. Auf der Iberischen Halbinsel sind es immerhin 40%, für die gesamte EU etwa 23%. Die Monatsverläufe sind, wie die Graphik in Anhang 5 verdeutlicht, dem Verlauf des Verbrauchs gegengerichtet. Einzig die Charakteristik der möglichen Produktion in *Mauretanien* bildet hier eine Ausnahme. Für die geringere Produktion in den Sommermonaten ist hier wahrscheinlich die Regenzeit verantwortlich.

6.3 Zeitverlauf der möglichen Produktion in Parabolrinnenkraftwerken

Wegen der parallelen Anordnung der Spiegelrinnen kommt es bei flachem Sonnenstand - abhängig vom Reihenabstand - zu mehr oder weniger starker Selbstverschattung. Dadurch und durch den flachen Einfallswinkel im Winter wird der Jahresverlauf der potentiellen Stromerzeugung, über die Schwankungen des absoluten Strahlungsangebots hinaus, beeinflusst. Mit zunehmender Äquatornähe nimmt dieser Effekt zwar ab, ist aber, wie in der Graphik in Anhang 6 zu sehen, selbst für die ausgewählten Standorte in *Mauretanien* noch deutlich zu erkennen. Damit ist die Solarthermie für sich genommen nicht geeignet, um ohne Bedarf an großen Überkapazitäten dem Verlauf des europäischen Stromverbrauchs zu folgen. Eine Kombination mit der europäischen Windstromerzeugung kann man sich dagegen anhand eines Vergleichs der Kurven ihrer Monatsgänge unschwer vorstellen. Ein wesentlicher Aspekt bei der Nutzung von Wärmespeichern ist die Möglichkeit dem täglichen Lastverlauf zu folgen. So läßt sich mit den Parabolrinnenkraftwerken z. B. auch Nachtstrom erzeugen. Das bedeutet, daß die Speichernutzung die Vorteile dieses Gewinns an Flexibilität mit den gleichzeitig verringerten Stromgestehungskosten verbindet (s. Abschnitt 7.3).

²² Ein Vergleich der Zeitreihen der Windstromproduktion in sechsständlicher Auflösung zeigt eine Verringerung der Standardabweichung von 18 auf 11% der insgesamt installierten Leistung.

7 Kosten von Stromproduktion und -transport

Im folgenden werden für die zuvor genannten Regionen innerhalb und im großräumigen Umfeld der Europäischen Union die zu erwartenden Produktionskosten vor Ort angegeben. Für die entfernteren Regionen werden zudem die zu erwartenden Transportkosten mit berücksichtigt. Die Kosten ergeben sich aus den Investitionskosten aller Komponenten mit dem jeweiligen Zinssatz, den Aufwendungen für Wartungs- und Reparaturmaßnahmen sowie weiteren Aufwendungen wie Versicherungs- und laufende Betriebskosten.

Für den Stromtransport über große Distanzen soll hier die Nutzung der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) mit mehreren GW Übertragungsleistung - als geeignetste Technik - angenommen werden. Sie wird seit langem weltweit genutzt, wenn große Leistungen über weite Strecken verlustarm übertragen werden sollen (s. a. [ABB Transmission]). Die Investitionskosten für das HGÜ-System²³ und die Leitungsverluste müssen in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Gesamtsystems mit einbezogen werden. Als Einspeiseort am Ende der HGÜ-Leitung ist willkürlich die Stadt Kassel gewählt.

7.1 Stromkosten bei Nutzung von Windenergie

Bei Windkraftanlagen wird nachfolgend mit Gesamtinvestitionskosten von 2000 DM pro Kilowatt Anlagen-nennleistung gerechnet. *Schon heute werden teils niedrigere Kosten angegeben. So nennt die Firma Nordex für den schlüsselfertigen Windpark einen Preis von 1660 DM pro installiertem Kilowatt ihrer neu entwickelten Anlage (N-80) [Nordex 2000]. Auch bei geplanten Windenergieprojekten in Entwicklungsländern bewegen sich die projektierten Investitionskosten heute im Bereich von gut 2000 DM pro Kilowatt (s. a. [WP-Monthly 1997] u. [WP-Monthly 2000]). Kurz vor dem Netzanschluß des neu aufgestellten 50,4 MW Windkraftwerkparks nahe bei Tétouan im Norden Marokkos werden die Investitionskosten auf 6000 französische Franc pro Kilowatt (knapp 1800 DM) beziffert [EDF 2000]. Die Betriebskosten werden mit 2% der Anfangsinvestition angegeben. Die sorgfältig durchgeführten Messungen lassen knapp 4500 Vollaststunden erwarten.*

Die Kostenerwartungen für Offshore-Windparks liegen heute bei ca. 3500 DM/kW, wobei in der Nordsee Auslastungen von etwa 3500 Vollaststunden zu erwarten sind (vgl. [Plambeck 2000], [SEAS 1997] und [Opti-OWEC 1998]).

Als weitere Parameter sind eine Lebensdauer der Anlagen von 20 Jahren und jährliche Betriebskosten in Höhe von 2% der Investitionskosten vorausgesetzt. Als jährlicher Zinssatz für die annuitätische Kostenkalkulation sind für alle Berechnungen innerhalb dieser Arbeit 5% angesetzt worden.

Für den Stromimport aus Regionen außerhalb der EU werden die HGÜ-Leitungen mit großzügig bemessenen Leitungslängen veranschlagt. Die Leitungen sollen mit der gleichen Nennleistung wie die im jeweiligen Gebiet installierten Kraftwerke (hier Windkraftanlagen) ausgelegt sein.

BRD: Bei voller Ausschöpfung des von Quaschnig angegebenen Windpotentials auf Landflächen in Deutschland ergeben sich Stromgestehungskosten von 12,5 DPf/kWh. Die Kosten für Strom aus Offshore-Windparks in der Nordsee können überschlägig mit 10 DPf/kWh angenommen werden, wobei hier die Tatsache erwähnt werden soll, daß bis heute noch keine größeren derartigen Projekte realisiert worden sind.

EU: Bei relativ gleichverteilter Nutzung der Windkraft ist im europäischen Durchschnitt mit ca. 10 DPf/kWh zu rechnen. Bei der vorgeschlagenen verstärkten Nutzung besonders guter Standorte könnten etwa 7,5 DPf/kWh erreicht werden.

²³ Die gewählte Leistung des Übertragungssystems liegt bei ca. 5 GW. Die Kosten sind mit 2 mal 120 DM für die Umrichterstationen sowie 140 DM/(kW 1000 km) für Freileitungen und 1400 DM/(kW 1000 km) für Seekabel angesetzt (s. a. [Häusler 1999]). Die relativen Übertragungsverluste belaufen sich bei Vollast auf 4%/1000 km in den Leitungen und weiteren 1,1% in beiden Umrichterstationen, wovon ein Teil auch bei Stillstand (also auch ohne gleichzeitigen Stromtransport) auftritt. Der Leitungsanteil der Verluste ist stark leistungsabhängig und fällt bei niedrigeren Lasten, was durch eine dynamische Berechnung ebenfalls berücksichtigt wird. Die Lebensdauer wird mit 25 Jahren konservativ angesetzt. Der zugrundegelegte Zinssatz beträgt 5% und die Nebenkosten werden mit jährlich 1% der Anfangsinvestition angesetzt.

- Nordrußland und Westsibirien:** Die errechneten Stromgestehungskosten liegen vor Ort bei ca. 6,1 DPf/kWh. Unter Berücksichtigung von Transportverlusten (im Mittel ca. 10% über die 4200 km lange Distanz) und HGÜ-Investition kommt der Strom auf 8,9 DPf/kWh.
- Südmorokko:** Die errechneten Stromgestehungskosten liegen vor Ort bei ca. 6,1 DPf/kWh. Unter Berücksichtigung von Transportverlusten (im Mittel ca. 10% über die 4400 km lange Distanz) und HGÜ-Investition kommt der Strom auf 9 DPf/kWh. Bei Nutzung von Standorten, wie sie vom DEWI in Südmorokko vermessen wurden, ergeben sich vor Ort etwa 4,5 DPf/kWh. Die Transportverluste werden infolge der häufigeren Hochlastzeiten zwar etwas höher ausfallen, dennoch lassen sich Stromkosten unter 7 DPf/kWh errechnen.
- Mauretanien:** Die errechneten Stromgestehungskosten liegen vor Ort bei ca. 6,4 DPf/kWh. Unter Berücksichtigung von Transportverlusten (im Mittel knapp 11% über die 4900 km lange Distanz) und HGÜ-Investition kommt der Strom auf gut 9,7 DPf/kWh. Vermutlich gibt es an Mauretaniens Küsten ähnlich gute Windstandorte wie in Marokko. Allerdings liegen dem Autor keine Messergebnisse vor.
- Kasachstan** Die errechneten Stromgestehungskosten liegen vor Ort bei knapp 8 DPf/kWh. Unter Berücksichtigung von Transportverlusten (im Mittel ca. 10% über die 4300 km lange Distanz) und HGÜ-Investition kommt der Strom auf 11,9 DPf/kWh. Wenn sich die guten Ertragsserwartungen, die im Abschnitt 5 erwähnt wurden, bestätigen lassen, könnten auch bei Windstromimport aus Kasachstan Stromkosten unterhalb von 8 DPf/kWh realisiert werden.

7.2 Stromkosten bei Nutzung der Photovoltaik

Bei photovoltaischer Stromerzeugung wird mit Gesamtinvestitionskosten von 11.000 DM pro Kilowatt Anlagenleistung gerechnet. Diese liegen im untersten Bereich der heute zu erreichenden Anlagenkosten [Creutzburg 2000]. Die Betriebskosten werden mit jährlich 1,5% der Anfangsinvestition und die Lebensdauer mit 20 Jahren angenommen.

Exemplarisch soll hier für ein sonnenreiches Gebiet (Marokko und Algerien) der Stromtransport nach Deutschland (Kassel) mit berücksichtigt werden.²⁴ Gerade in den nordafrikanischen Entwicklungsländern liegt das Potential photovoltaischer Stromerzeugung auf Dachflächen bei einem Vielfachen des dortigen Bedarfs, was zumindest dahingehende Überlegungen rechtfertigt.²⁵

BRD: Die errechneten Stromgestehungskosten liegen bei 135 DPf/kWh.

EU: Im Durchschnitt liegen die Stromgestehungskosten bei 122 DPf/kWh.

Algerien u. Marokko: Die errechneten Stromgestehungskosten liegen vor Ort bei 85 DPf/kWh. Nach Transport mit einem für die Spitzenlast ausgelegten HGÜ-System würde der Strom in Kassel auf 98 DPf/kWh kommen. Der größte Teil der Mehrkosten von 13 DPf/kWh entfällt dabei mit gut 8 DPf/kWh auf die Verluste, die auf der 3100 km langen Strecke etwa 8,6 % ausmachen. Damit ist der PV-Strom aus Nordafrika noch immer deutlich günstiger als wenn er in Deutschland erzeugt würde. Allerdings sind alleine die Kosten für den Transport in etwa so hoch wie die für Windstrom an weniger günstigen Standorten in Deutschland.

Mauretanien: Die errechneten Stromgestehungskosten liegen vor Ort bei 74 DPf/kWh.

Die photovoltaische Stromerzeugung ist unabhängig vom Standort der Erzeugung deutlich teurer als die Windstromerzeugung selbst an relativ ungünstigen Binnenlandstandorten in Deutschland. Der Kostenunterschied beträgt dann etwa eine Größenordnung. Auch der immerhin deutlich günstigere Import photovoltaisch erzeugter elektrischer Energie kann hier kein wesentlich günstigeres Verhältnis schaffen. Um mit der Windstromerzeugung auch nur halbwegs mithalten zu können, müßten große Kostenreduktionen erreicht werden.

²⁴ Alle durch das Transportsystem bedingten Annahmen sind wie bei der Windenergie getroffen.

²⁵ Die Anlagen könnten in den Wüstengebieten Nordafrikas, sicherlich ohne nennenswert mit anderen Formen der wirtschaftlichen Landnutzung zu konkurrieren, auch auf Freiflächen - also nicht auf Dächern - aufgestellt werden. Ein derartiges Konzept der photovoltaischen Stromproduktion in Nordafrika mit Transport nach Italien wurde von der italienischen Stromgesellschaft ENEL untersucht [ENEL 1997].

7.3 Stromkosten bei Nutzung von Parabolrinnenkraftwerken

Die Kostenkalkulation bei Parabolrinnenkraftwerken gestaltet sich deutlich schwieriger als bei den bisher behandelten Techniken. Dies liegt vor allem an den vielseitigen Möglichkeiten der Gestaltung des Kraftwerks. Der Einsatz von Wärmespeichern eröffnet einerseits die Möglichkeit, die Solarstromerzeugung an den Bedarf anzupassen, was den Wert der Stromerzeugung deutlich steigern kann. Andererseits erhöht er die Auslastung des Kraftwerksteils, verringert die Verluste durch überschüssige Wärme, die ohne Speicher nicht vom Kraftwerk aufgenommen werden kann, und erhöht den erzielbaren Wirkungsgrad des Kraftwerks [DLR intern]. Damit kann er bei richtiger Dimensionierung die Stromgestehungskosten verringern (s. a. [Knies 1998]). Ab einer weltweit installierten Leistung von etwa 7 GW solarthermischer Parabolrinnenkraftwerke wird mit einer Halbierung der Kosten der Hauptkomponente Kollektor gerechnet [Knies 1998]. In Anhang 2 und Anhang 3 sind daher beispielhafte Berechnungen wiedergegeben, die die Stromkosten vor Ort sowie in Deutschland bei heutigen und reduzierten Kollektorkosten mit Nutzung von Speichern darstellen²⁶. Die Speicher sind dabei sehr groß dimensioniert, damit zu keiner Zeit solar erzeugbare Wärme ungenutzt bleiben muß. Das ist mit Sicherheit nicht das betriebswirtschaftliche Optimum, wodurch die Kostenangaben einen eher konservativen Charakter haben. Eine weitere Annahme, die als Maximalforderung zum Zwecke einer vorsichtigen Abschätzung verstanden werden sollte, ist, daß 70% der Stromerzeugung nach vorangegangener Wärmespeicherung erfolgt, wodurch die mittleren Speicherverluste insgesamt relativ hoch ausfallen.

Da sich die nord- und mitteleuropäischen Gebiete weniger für die Stromerzeugung mit Parabolrinnenkraftwerken eignen, wurden zum Kostenvergleich ein Gebiet auf der iberischen Halbinsel im südlichen Portugal sowie jeweils eines in Südmarokko und Mauretanien gegenübergestellt. Der Stromtransport nach Deutschland (Kassel) wird wie bei den anderen Techniken berücksichtigt.²⁷

Iberische Halbinsel: Die errechneten Stromgestehungskosten liegen hier bei ca. 27,9 DPf/kWh, bei Halbierung der Kosten des Solarfeldes fallen sie auf 18,5 DPf/kWh. In Parabolrinnenkraftwerken ohne Wärmespeicher wären heute auch etwa 28 DPf/kWh zu erwarten.

Südmarokko: Die errechneten Stromgestehungskosten liegen hier bei 15 DPf/kWh. In Kassel ergeben sich nach Stromtransport 18,7 DPf/kWh, bei Halbierung der Kosten des Solarfeldes fallen sie am Ort der Produktion auf 10 DPf/kWh und in Kassel auf 13,0 DPf/kWh. In Parabolrinnenkraftwerken ohne Wärmespeicher wären am Gestehungsort heute etwa 18,5 DPf/kWh zu erwarten, mit Stromtransport nach Kassel 22,3 DPf/kWh.

Mauretanien: Die errechneten Stromgestehungskosten liegen hier bei 14,4 DPf/kWh. In Kassel ergeben sich nach Stromtransport 18,8 DPf/kWh, bei Halbierung der Kosten des Solarfeldes fallen sie am Ort der Produktion auf 9,5 DPf/kWh und in Kassel auf 13,0 DPf/kWh. In Parabolrinnenkraftwerken ohne Wärmespeicher wären am Gestehungsort heute etwa 18,1 DPf/kWh zu erwarten, mit Stromtransport nach Kassel 22,3 DPf/kWh.

Die Kosten für Strom aus Parabolrinnenkraftwerken sind damit bei heutigen Komponentenkosten an guten Standorten ähnlich hoch wie die von Windstrom an Standorten mit ca. 1400 Vollaststunden²⁸. Wenn sich die erwartete Kostendegression des Solarfeldes tatsächlich erzielen läßt, müßte regelbarer Solarstrom aus nordafrikanischen Parabolrinnenkraftwerken mit Wärmespeichern selbst in Deutschland nicht teurer sein.

²⁶ Die Kosten der Einzelkomponenten Kraftwerksteil, Speicher und Solarfeld sowie die Annahmen zu Wartungsdauer und Betriebskosten stammen von [Trieb 1998], [Swoboda 1998] und [DLR intern]. Eine gute Zusammenfassung, die zum Vergleich heran gezogen werden kann, findet sich im Report „Renewable Energy Technology Characterisations“ [EPRI 1997].

²⁷ Alle durch das Transportsystem bedingten Annahmen sind wie bei der Windenergie getroffen. Für die Leistungsauslastung wird angenommen, daß die einspeisenden Solarkraftwerke die Hälfte ihrer Stromproduktion bei gleichzeitiger Vollast erbringen. Die restlichen 50% der elektrischen Energie werden in zwei Teilströme im Leistungsverhältnis 2/1 aufgeteilt, um die durchschnittliche Verlustleistung zu ermitteln.

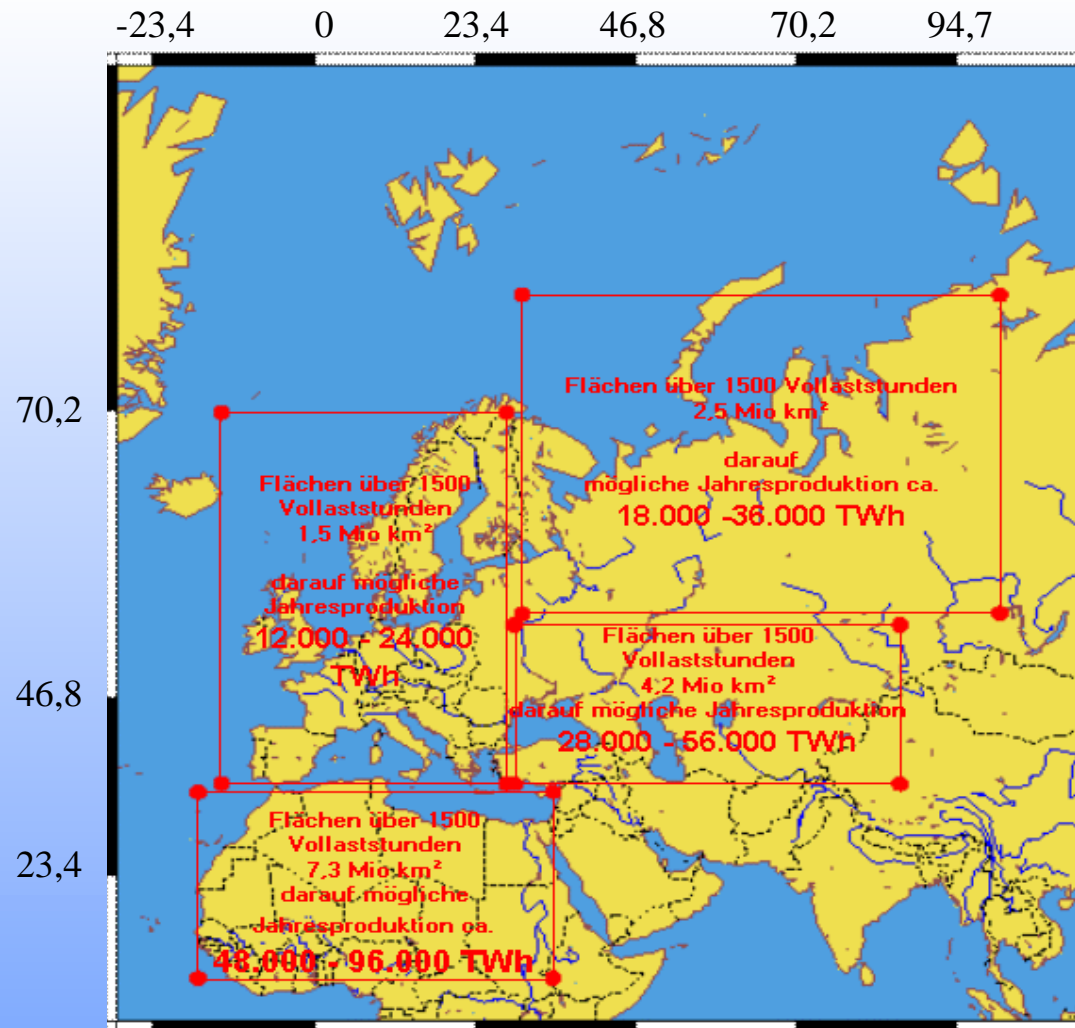
²⁸ Bei der schlechteren Hälfte der 1051 Windkraftanlagen in Deutschland, die im WMEP erfaßt sind und gleichzeitig Nennleistungen über 100 kW aufweisen, liegen die Auslastungen im Mittel bei 1400 Vollaststunden [WMEP 2000 a].

8 Referenzen

- [ABB Transmission] ABB Power Transmission, HVDC Systems, ABB HVDC projects, Interne Publikation <http://www.abb.com/global/abbzh/abbzh260.nsf> (unter Stichpunkt "HVDC Systems" nach Stichpunkt "ABB HVDC projects")
- [Baltes 1987] Baltes K., Müller M. J., Werle D., Handbuch ausgewählter Klimastationen der Erde, 4. Auflage, hrsg. v. Richter G., Forschungsstelle Bodenerosion der Universität Trier Mertesdorf, Trier 1987
- [Cohen 1999] Cohen G., Kearney D., Price H., Performance History and Future Costs of Parabolic Through Solar Electric Systems, in: Proceedings of the 9th Solar PACES International Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies, Journal de Physique IV, Vol. 9 (1999), S. 3-169
- [Creutzburg 2000] Creutzburg M., Solarthermie und Photovoltaik im Kostenvergleich, in: Sonne Wind & Wärme, 1/2000, S. 12-15
- [Czisch 1999 a] Czisch G., Potentiale der regenerativen Stromerzeugung in Nordafrika - Perspektiven ihrer Nutzung zur lokalen und großräumigen Stromversorgung - Vortrag auf der Frühjahrstagung der Deutschen Physikalischen Gesellschaft, Heidelberg 1999 http://www.iset.uni-kassel.de:80/abt/w3-w/projekte/Pot_Strom_Nordafrika.pdf
- [Czisch 1999 b] Czisch G., Durstewitz M., Hoppe-Kilpper M., Kleinkauf W., Windenergie gestern, heute und morgen, Vortrag auf der Kongress „Husum Wind 1999“ http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/husum_czisch.pdf
- [DLR intern] SEGS Technology Assessment and Transferability to the Mediteranian, Interne Studie, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Stuttgart
- [DOE 1999a] World Total Net Electricity Consumption, 1989-1998, International Energy Annual, US Department of Energy, <http://www.eia.doe.gov/emeu/iea/table62.html>
- [DOE 1999b] World Net Electricity Generation by Type, 1997, International Energy Annual, Energy Information Administration, US Department of Energy, <http://www.eia.doe.gov/emeu/iea/table63.html>
- [Encarta 1997] Encarta Weltatlas 1997
- [ENEL 1997] Invernizzi A., Long Distance Transmission of Photovoltaik Power Generation, Workshop on Very Large Scale Power Generation, Tokyo, 1997, ENEL Relatione n° URE 97/04
- [Enzili 1999] Enzili M., Rehfeld K., Auswertungen aus dem Wind Ressourcen & TERNA Project in Marokko, Deutsches Windenergie-Institut (DEWI), Wilhelmshaven 1999
- [EPRI 1997] Renewable Energy Technology Characterisations, EPRI TR-109496, Electric Power Research Institute, Washington 1997
- [ERA-15] ERA-15, ECMWF Re-Analysis (ERA) Project, EZMW, Reading, United Kingdom 1996, <http://www.ecmwf.int/research/era/>
- [Ernst 1999] Ernst B., Short-Term Power Fluctuation of Wind Turbines., ISET, Kassel 1999 http://www.iset.uni-kassel.de/FB-I/w3-w/publication/nrel_report_color.pdf
- [Espace Eolien] 50 TWh/year in France with the wind energy, Espace Eolien Developpment, http://www.espace-eolien.fr/english/Wind_turbine/50Twh_eng.htm
- [EWEA 1999] Windstärke 10, Studie von EWEA, fed, und Greenpeace, 1999
- [Geyer 1995] Geyer M., Konzepte, betriebliche Anforderungen und Markterschließung solarthermischer Kraftwerke, in: Solarthermische Kraftwerke, VDI 1200, VDI-Verlag, Düsseldorf (1995)
- [GL-GH 1995] Study of Offshore Wind Energy in the EC, Verlag Natürliche Energie, Brekendorf, 1995
- [Giebel 2000] Giebel G., On the Benefits of Distributed Generation of Wind Energy in Europe, Dissertation, Universität Oldenburg, 2000
- [Hoster 1996] Hoster F., Auswirkungen des Europäischen Binnenmarktes für Strom auf Stromhandel und Erzeugungsstruktur - Resultate eines Simulationsmodells des europäischen Kraftwerksparks. Zeitschrift für Energiewirtschaft, ZFE 96 Nr. 4, S 303-318, Wiesbaden 1996

- [Häusler 1999] Häusler M., Energietransport über Land und See mit Gleichstrom, in: Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie, hrsg. v. Brauch H.-G., Czisch G., Knies G., AFES-PRESS, Mosbach (1999)
- [IEA-2000] IEA Wind Energy Annual Report 1999, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado, USA 2000
- [Knies 1998] Knies G., Milow B., Nitsch J., Trieb F., Markteinführung solarthermischer Kraftwerke - Chance für die Arbeitsmarkt- und Klimapolitik, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 6/1998, S 392-397
- [NCEP 1999] NCEP/NCAR CDAS/Reanalysis Project, 1999
<http://wesley.wvb.noaa.gov/reanalysis.html>
- [Nikitina 1999] Nikitina E., Persönliche Mitteilung von Untersuchungsergebnissen, Almaty Institute of Power Engineering and Telecommunication, 1999
- [NORDEL 1997 a] Installed capacity on 31 Dec. 1996, Nordel, Oslo 1997,
<http://www.nordel.org/stat97/421.htm>
- [NORDEL 1997 b] Water reservoirs 1996, Nordel, Oslo 1997, *<http://www.nordel.org/stat97/47.htm>*
- [Nordex 2000] Drastische Kostensenkung, Meldung im Windkraft Journal 2/2000, S. 27
- [Opti-OWEC 1998] Cockerill T. T., Harrison P., Kühn M., van Bussel G. J. W., Opti - OWECs Final Report, Comparison of Cost of Offshore Wind Energy at European Sites, Delft 1998
- [Plambeck 2000] Antrag für Offshore-Windpark, Pressemitteilung WKN 691 030, Plambeck Neue Energien AG, *http://www.plambeck.de/Inhalte/Aktuelle_Informationen.htm#130600*
- [Quaschnig 2000] Quaschnig V., Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert, VDI-Verlag, Düsseldorf, 2000
- [SEAS 1997] Handlungsplan für Offshore-Windkraftanlagen in den Dänischen Küstengewässern, SEAS, Haslev, Dänemark 1997
- [Statistik-Bund 2000] Auslandsstatistische Daten, Statistisches Bundesamt Deutschland, Wiesbaden 2000,
<http://www.statistik-bund.de/basis/d/ausl/ausllae1.htm>
- [Svoboda 1998] Svoboda P., Persönliche Mitteilung der Revisionszeiten und Verfügbarkeit von Parabolrinnenkraftwerken, Pilkington Solar, Köln, 1998
- [SWW-3/2000] Koenemann D., Bilanz des Weltmarktes 1999, Sonne Wind und Wärme 3/2000 S 52-56
- [Trieb 1998] Trieb F., Persönliche Mitteilung der heutigen Kosten von Kraftwerkskomponenten für Parabolrinnenkraftwerke, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt 1998
- [UCPTE 1998] Statistisches Jahrbuch UCPTE 1998, hrsg. v. UCTE-Sekretariat, Wien, 1998
- [UCTE 2000] Speicherkapazitäten der Wasserkraftwerke innerhalb der UCTE, Stand 1997, Persönliche Datenweitergabe der UCTE, 2000, *<http://www.UCTE.ORG/>*
- [VSE a] Grande Dixence, Speicherkraftwerke, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, Zürich, *<http://www.strom.ch/wasser/speicherkw/grandedixence.htm>*
- [VSE b] Mauvoisin, Speicherkraftwerke, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, Zürich, *<http://www.strom.ch/wasser/speicherkw/mauvoisin.htm>*
- [WP-Monthly 1997] Contract for 50.4 MW signed, Windpower Monthly News Magazine, Dez. 1997, Seite 17
- [WP-Monthly 2000] Bidding rush continues for 200 MW, Windpower Monthly News Magazine, Feb. 2000, Seite 6
- [WMEP 2000 a] Czisch G., Hahn B., Interne Auswertung von Daten (1991-1999) des Wissenschaftlichen Meß- und Evaluierungsprogramms (WMEP) zum Breitentest 250 MW-Wind, ISET, Kassel 2000
- [WMEP 2000 b] Durstewitz M., Enßlin C., Hahn B., Hoppe-Killper M.; Jahresauswertung 1999 des Wissenschaftlichen Meß- und Evaluierungsprogramms (WMEP) zum Breitentest 250 MW-Wind, ISET-Schriftenreihe, Kassel 2000

Anhang 1



Strombedarf EU:

ca. **2.100 TWh**

Potential auf Flächen
mit mehr als 1500
Vollaststunden
Jahresproduktion:

**100.000 - 200.000
TWh**

Windstrompotential auf Landflächen

(Daten: ECMWF, ERA15, 1979-1992)

(G. Czisch, ISET/ IPP, 1999)



Anhang 2

Solarkraftwerk	Eingangsdaten		Kosten	
Solarvielfaches	2,5			
Solarfeld	370	[DM/m ²]	5550	[DM/kW _{el.} Nennl.]
Speicherkapazität	14	[Volllaststd.]		
Speicher	120	[DM/kWh _{el.}]	1680	[DM/kW _{el.} Nennl.]
Kraftwerksteil	1050	[DM/kW _{el.}]	1050	[DM/kW _{el.} Nennl.]
Gesamtinvestition			8280	[DM/kW_{el.} Nennl.]
Lebensdauer	25	[a]		
Betriebskosten / Jahr	2%	[% der Inv. K.]		
Versicherungskosten / a	1%	[% der Inv. K.]		
Zinssatz	5%	[%/a]		
Jährliche Kosten			836	[DM/(kW_{el.} Nennl. *a)]
η Kraftwerk	37%	[%]		
η Speicher	92%	[%]		
Erzeugung über Speicher	70%	[%]		

HGÜ-System	Eingangsdaten	
Leistungsklasse	5	[GW]
Nennspannung	+600	[kV]
Ausführung		Doppelbipol.
Umrichterstationen [Häusler 1999]	2 * 120	[DM/kW_{el.} Nennl.]
Freileitung [Häusler 1999]	140	[DM/(kW*1000 km)]
Seekabel	1400	[DM/(kW*1000 km)]
Lebensdauer	25	25 a
Betriebskosten	1%	1% der Inv. K /a
Zinssatz	5%	

Standort		Iberische Halbinsel	Südmarokko	Mauretanien
Wärmeproduktion	[kWh/m ²]	610	1140	1190
Stromerzeugung (2 Wochen Revision sonst 97% Verfügbarkeit)	[Volllaststunden/a]	3000	5570	5820
Stromgestehungs- kosten vor Ort	[DPf/kWh]	27,9	15,0	14,4
Entfernung v. Kassel	[km]	2500	4400	5300
davon See-Trassen	[km]	0	40	40
Transportsystemkosten	[DM/(kW _{el.} Nennl. *a)]	48	73	84
Transportverluste überschlägig		6%	13%	16%
Stromkosten in Kassel	[DPf/kWh]	31,3	18,7	18,8

**Stromproduktion mit Solarthermischen Kraftwerken:
Kosten vor Ort und mit Transport**

(konservative Auslegung)

G. Czisch, ISET/ IPP, 2000

Anhang 3

Solarkraftwerk	Eingangsdaten		Kosten	
Solarvielfaches	2,5			
Solarfeld	185	[DM/m ²]	2775	[DM/kW _{el.} Nennl.]
Speicherkapazität	14	[Vollaststd.]		
Speicher	120	[DM/kWh _{el.}]	1680	[DM/kW _{el.} Nennl.]
Kraftwerksteil	1050	[DM/kW _{el.}]	1050	[DM/kW _{el.} Nennl.]
Gesamtinvestition			5505	[DM/kW_{el.} Nennl.]
Lebensdauer	25	[a]		
Betriebskosten / Jahr	2%	[% der Inv. K.]		
Versicherungskosten / a	1%	[% der Inv. K.]		
Zinssatz	5%	[%/a]		
Jährliche Kosten			556	[DM/(kW_{el.} Nennl. *a)]
η Kraftwerk	37%	[%]		
η Speicher	92%	[%]		
Erzeugung über Speicher	70%	[%]		

HGÜ-System	Eingangsdaten	
Leistungsklasse	5	[GW]
Nennspannung	+600	[kV]
Ausführung	Doppelbipol.	
Umrichterstationen [Häusler 1999]	2 * 120	[DM/kW_{el.} Nennl.]
Freileitung [Häusler 1999]	140	[DM/(kW*1000 km)]
Seekabel	1400	[DM/(kW*1000 km)]
Lebensdauer	25	25 a
Betriebskosten	1%	1% der Inv. K / a
Zinssatz	5%	

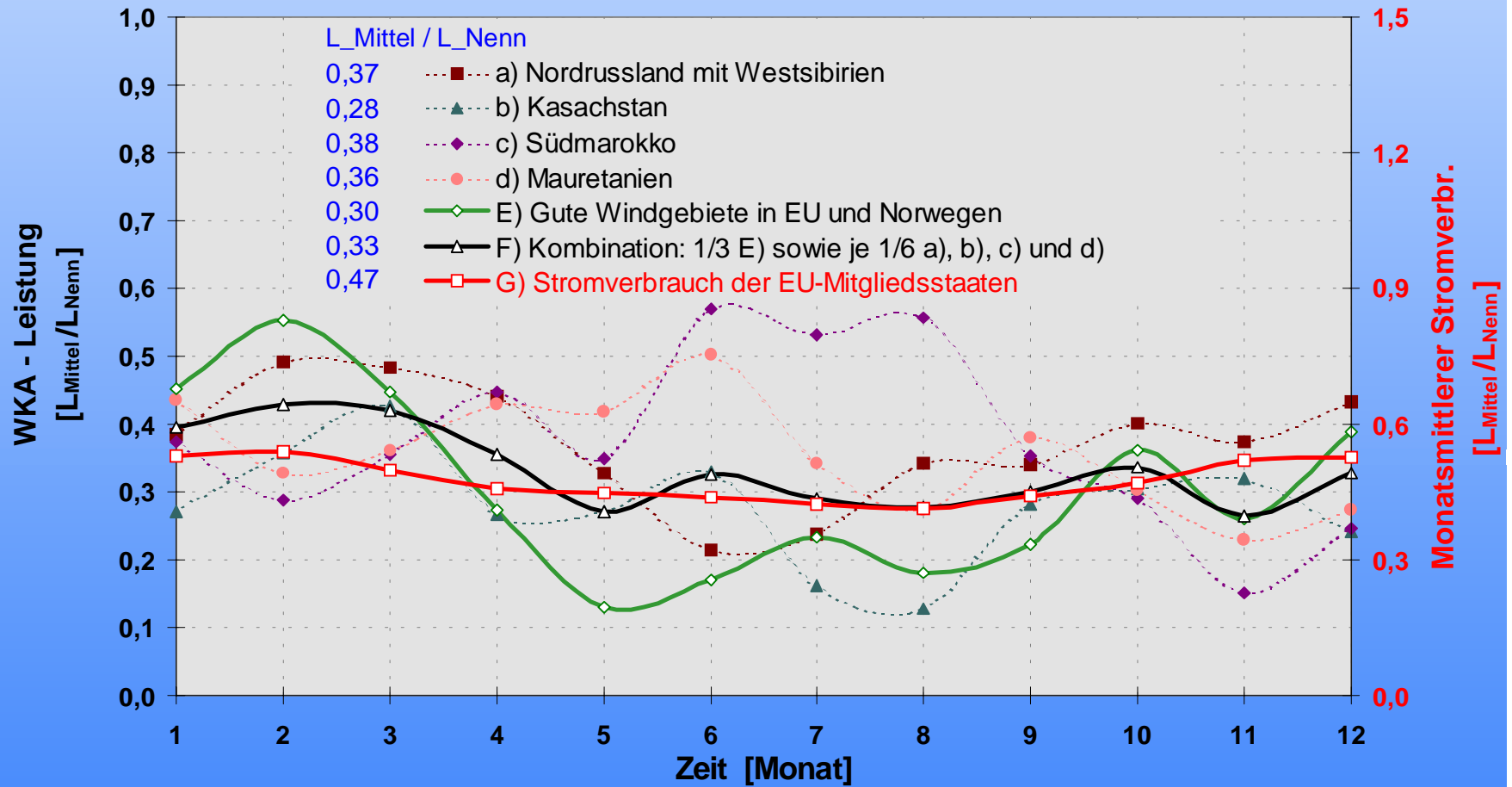
Standort		Iberische Halbinsel	Südmarokko	Mauretanien
Wärmeproduktion	[kWh/m ²]	610	1140	1190
Stromerzeugung (2 Wochen Revision sonst 97% Verfügbarkeit)	[Vollaststunden/a]	3000	5570	5820
Stromgestehungs- kosten vor Ort	[DPf/kWh]	18,5	10,0	9,5
Entfernung v. Kassel	[km]	2500	4400	5300
davon See-Trassen	[km]	0	40	40
Transportsystemkosten	[DM/(kW _{el.} Nennl. *a)]	48	73	84
Transportverluste überschlägig		6%	13%	16%
Stromkosten in Kassel	[DPf/kWh]	21,4	13,0	13,0

**Stromproduktion mit Solarthermischen Kraftwerken:
Kosten vor Ort und mit Transport**
(konservative Auslegung bei halbierten Solarfeldkosten)

G. Czisch, ISET/ IPP, 2000

Anhang 4

Monatsmittelwerte der Stromerzeugung aus $WKA_{NH=80m}$ an windgünstigen Landstandorten im Jahr 1990 und **EU-Stromverbrauch**

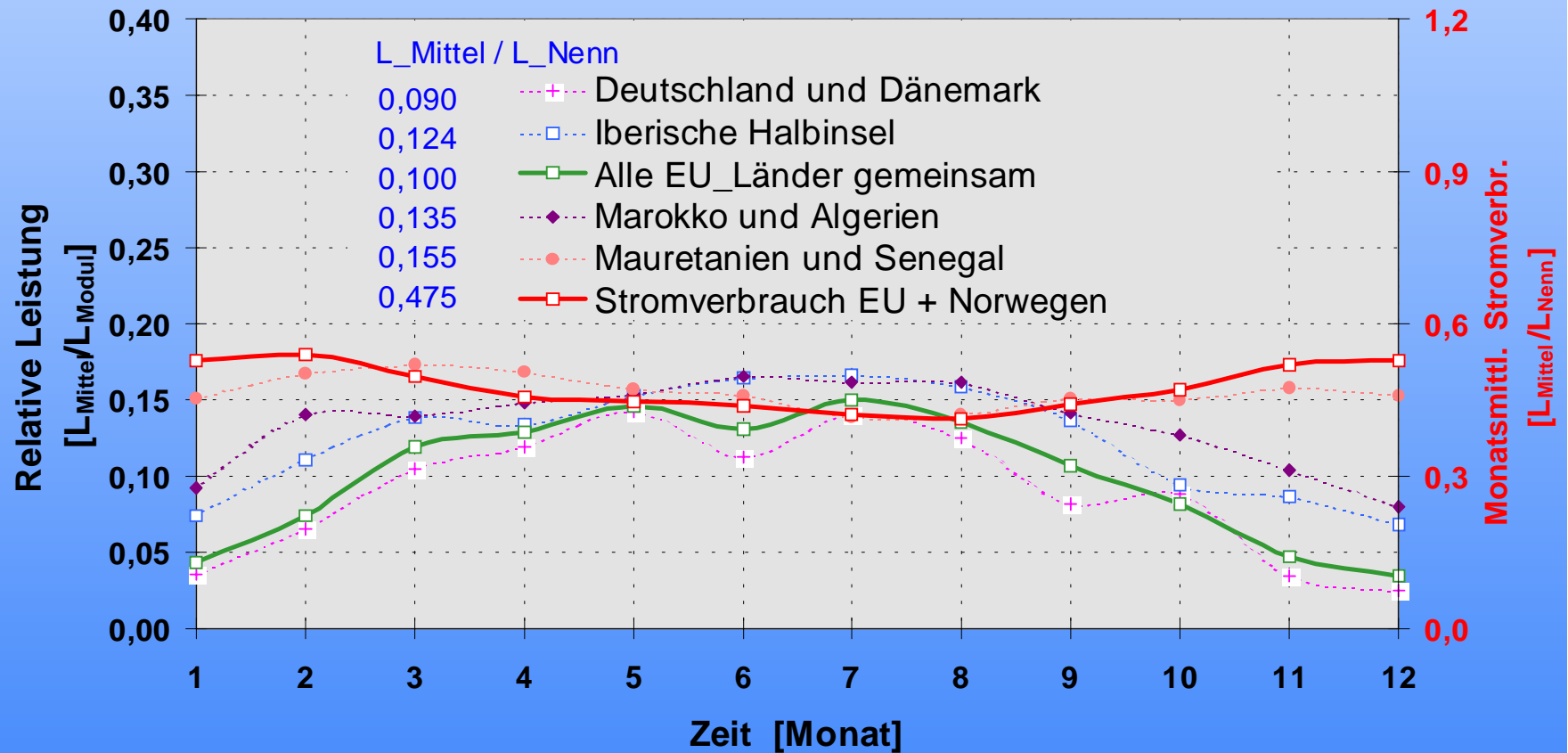


Rohdaten: ECMWF

G. Czisch, ISET/ IPP, 2000

Anhang 5

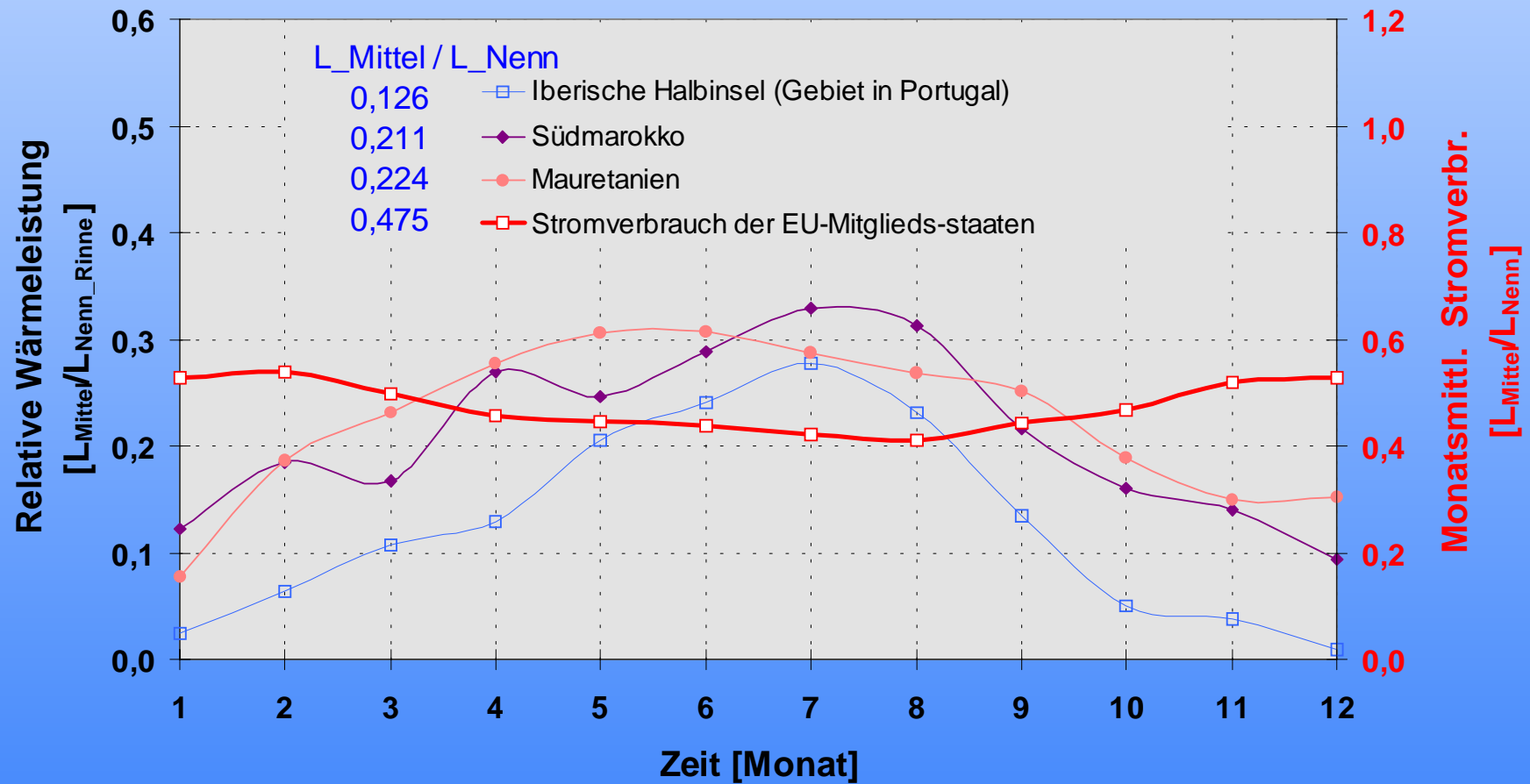
Monatsmittelwerte der Stromerzeugung aus Photovoltaik auf Dachflächen (Strahlungsdaten 1990) und **EU-Stromverbrauch**



Rohdaten: ECMWF und NCEP

G. Czisch, ISET/ IPP, 2000

Mittlere Wärmeleistung aus Parabolrinnen (1990) und EU-Stromverbrauch



Hinweis

Beim folgenden Abschnitt auf Seite 3 des vorliegenden Dokuments

Bei weitgehender Erschließung der gesamten realisierbaren Stromerzeugungspotentiale aus **Windenergie** wird für Deutschland mit einer maximalen Leistung von **15** GW auf Landflächen ausgegangen. Dabei wird mit einem Jahresertrag von etwa **24** TWh gerechnet [Quaschnig 2000]. Bezogen auf Deutschlands Jahresstromverbrauch 1997 mit etwa 490 TWh [DOE 1999a] oder auf die inländische Stromerzeugung von 520 TWh [DOE 1999b] sind das dann gerade **5**%. Die erwartete durchschnittliche Auslastung der Windkraftanlagen beläuft sich auf etwa 1600 Vollaststunden. Als Offshore-Potential werden von Quaschnig ca. **30** TWh bei knapp 3400 Vollaststunden angenommen [Quaschnig 2000].⁷

wurden die nach Quaschnig bis 2020 realisierbaren Potentiale zitiert. Die bis 2050 realisierbaren Potentiale liegen deutlich höher. Durch Ihre Berücksichtigung ändert sich der Abschnitt dementsprechend zu:

Bei weitgehender Erschließung der gesamten realisierbaren Stromerzeugungspotentiale aus **Windenergie** wird für Deutschland mit einer maximalen Leistung von **54** GW auf Landflächen ausgegangen. Dabei wird mit einem Jahresertrag von etwa **85** TWh gerechnet [Quaschnig 2000]. Bezogen auf Deutschlands Jahresstromverbrauch 1997 mit etwa 490 TWh [DOE 1999a] oder auf die inländische Stromerzeugung von 520 TWh [DOE 1999b] sind das dann gerade **17**%. Die erwartete durchschnittliche Auslastung der Windkraftanlagen beläuft sich auf etwa 1600 Vollaststunden. Als Offshore-Potential werden von Quaschnig ca. **79** TWh bei knapp 3400 Vollaststunden angenommen [Quaschnig 2000].⁷

Dementsprechend ändert sich auch die Aussage über die erschließbaren Potentiale in der Zusammenfassung.