

Dr. Gregor Czisch

**Möglichkeiten des großräumigen
(transeuropäischen) Ausgleichs
von Schwankungen großer Teile
intermittierender Elektrizitäts-
einspeisungen aus regenerativen
Energiequellen in Deutschland
im Rahmen einer 100% regenera-
tiven Stromversorgung mit dem
Zeithorizont 2050**

(November 2009)

Materialien zur Umweltforschung 40

Möglichkeiten des großräumigen (transeuropäischen) Ausgleichs von Schwankungen großer Teile intermittierender Elektrizitätseinspeisung aus regenerativen Energiequellen in Deutschland im Rahmen einer 100% regenerativen Stromerzeugung mit dem Zeithorizont 2050

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Potentiale Erneuerbarer Energien	10
Solarenergiepotential	10
Windenergiepotential	15
Biomassepotential	19
Wasserkraftpotential.....	23
Geothermiepotential	26
Fallwindkraftwerkspotential	29
Zeitverhalten und Ausgleichsmöglichkeiten erneuerbarer Energien	32
Zeitverhalten photovoltaischer Solarenergienutzung	32
Zeitverhalten der Stromerzeugung mittels Solarthermie.....	35
Zeitverhalten der Stromerzeugung aus Windenergie	38
Zeitverhalten der Stromerzeugung aus Wasserkraft.....	52
Zeitverhalten der Stromerzeugung aus Fallwindkraftwerken	56
Szenarien zur bestmöglichen Nutzung erneuerbarer Energien zur Sicherstellung einer kostengünstigen Stromversorgung	59
Das Grundszenario	60
Szenarien mit regionaler Mindesterzeugung: <i>50% des Verbrauchs in der Region produziert</i>	72

Szenarien mit regionaler Mindesterzeugung: <i>100% des Verbrauchs in der Region produziert und Unterstützung durch maximal 10% aus fossilen Energien</i>	75
Szenarien mit regionaler Mindesterzeugung: <i>Regionale Vollversorgung aufgrund Stromtransportverbots</i>	79
Szenario ohne eurasisch \Leftrightarrow afrikanischen Stromaustausch:	83
Szenario mit Fallwindkraftwerken:	86
Zeit-, Finanzierungsbedarf und Rahmenbedingungen zum Aufbau der Infrastruktur einer großräumigen regenerativen Stromversorgung	90
Überlegungen zum Zeitbedarf zur Produktion von Windkraftanlagen	90
Zum Zeitbedarf zur Errichtung des Stromtransportsystems	93
Zum Finanzierungsbedarf zur Errichtung eines internationalen Systems zur Vollversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien .	95
Finanzierungsbedingungen: Gestaltungsmöglichkeiten bei den Kosten einer Stromversorgung aus erneuerbaren Energien	98
Überlegungen zu Rahmenbedingungen für den Aufbau einer Stromversorgung aus erneuerbaren Energien	102
Überlegungen zu Strukturkonflikten beim Aufbau einer Stromversorgung aus erneuerbaren Energien	103
Anhang	107
Regionen des Szenariogebiets	107
Wichtige Grundannahmen für die Erstellung der Szenarien	108
Quellenverzeichnis	126

Zusammenfassung

Als generelles Resümee lässt sich feststellen, dass schon heute alle notwendigen Mittel bestehen, um eine kostengünstige Stromversorgung allein aus erneuerbaren Energien aufzubauen. Dazu müssen weder grundsätzlich neue Technologien entwickelt werden noch müssen die Marktpreise für die marktverfügbaren Technologien weiter fallen. Selbst bei heutigen Kosten aller Komponenten, könnte eine regenerative Vollversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien günstigeren Strom liefern, als ihn das derzeitige Versorgungssystem liefert. Der Schlüssel zur kostengünstigen Vollversorgung ist internationale Kooperation und die Errichtung eines großräumigen leistungsstarken Stromverbundes, der die unterschiedlichsten Potenziale erneuerbarer Energien miteinander verbindet und so deren unterschiedliche Eigenschaften in idealer Weise zum Wohle aller Beteiligten zu einer bedarfsgerechten Versorgung verbindet.

Da aus dem Blickwinkel des anthropogenen Klimawandels der Stromsektor der mit Abstand wichtigste Wirtschaftssektor mit den bei Weitem größten Klimagasausstößen ist, sind hier Weichenstellungen von besonderer Bedeutung. Wenn die Stromversorgung - erwiesenermaßen - zumindest kostenneutral wenn nicht gar zu niedrigeren als den heutigen Kosten so gestaltet werden kann, dass sie keine Belastung mehr für das Klimasystem darstellt, dann erfordert dies einen grundlegenden Paradigmenwechsel in den internationalen Klimaverhandlungen. Die Debatte sollte nicht mehr darum gehen, wer einen wie großen Anteil an den Kosten zur Vermeidung der schlimmsten Folgen des Klimawandels trägt. Vielmehr sollten es sich die Partner der internationalen Verhandlungen zur Aufgabe machen, möglichst schnell die Umsetzung einer regenerativen Vollversorgung im internationalen Stromverbund zu erreichen. Nach dem Wegfall des Kostenarguments muss das neue Paradigma die Erreichung dieses gemeinsamen ökologischen und eben auch ökonomischen Ziels sein. Das Ziel der großräumigen Vollversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien ist dann - ohne die Befürchtung wirtschaftlich benachteiligt zu werden - auf allen Ebenen politischen und wirtschaftlichen Handels voranzutreiben.

Bausteine der Argumentation

Die Potentiale der regenerativen Energien sind weit mehr als ausreichend für eine regenerative Deckung aller Energieverbräuche weltweit. Das gilt sowohl für die Gesamtheit aller regenerativen Energien als auch für einzelne Formen, wie beispielsweise die Solarenergie mit den - mit Abstand - größten Potentialen und die Windenergie, deren Potential - obwohl viel kleiner - weltweit noch immer bei einem Vielfachen des Weltenergieverbrauchs liegt. Selbst wenn nur Bruchteile davon genutzt werden können, reichen ihre Potentiale noch immer, um den weltweiten Energiebedarf selbst auf einem höheren als dem heutigen Niveau vollständig zu decken.

Eine bekannte Problematik bei der Versorgung mit erneuerbaren Energien ist das Zeitverhalten ihres Dargebots, das es lokal nicht immer leicht macht, eine Vollversorgung zu erreichen. Zwar stellt die Wasserkraft - insbesondere mit den Speicherwasserkraftwerken - schon heute eine der wichtigsten Ressourcen zum Ausgleich von Bedarf und Erzeugung dar, und auch in der Biomasse liegt eine speicherbare und damit bedarfsgerecht einsetzbare regenerative Energieform vor, aber insbesondere bei Wind und Solarenergie sind die Verhältnisse komplizierter. Wie gezeigt werden kann, wird ihre Handhabbarkeit aber durch einen großräumigen Stromverbund wesentlich erleichtert. Kurzfristige Schwankungen beispielsweise der Windenergie im Sub-Minutenbereich vergleichmäßigen sich schon innerhalb eines einzelnen größeren Windparks. Die Senkung der Korrelationen der Erzeugungsschwankungen auf unbedeutende Werte erfordert im Zeitbereich einiger Minuten dagegen schon ein Einzugsgebiet mit einer Ausdehnung von etwa 10 km. Halbstundenkorrelationen werden bei Ausdehnungen von etwa 40 km weitgehend ausgeglichen. Stundenkorrelationen erfordern schon etwa 100 km. Die notwendige Größe des Einzugsgebiets wächst dann schnell auf Werte über 1000 km für den Tagesausgleich. Das Größenwachstum verlangsamt sich dann aber für noch langfristige Ausgleichseffekte und endet bei etwa 2000 km für den Monatsausgleich. Wobei dies stark vom räumlichen Ausgangspunkt abhängt. Der schwierigste - weil langfristige - saisonale Ausgleich lässt sich durch Nutzung von Standorten in unterschiedlichen Klimazonen erreichen. Erzeugung in Europa als Winterwindregion ließe sich mit der aus nordafrikanischen Standorten mit Produktionsmaxima im Sommer ausgleichen. Beispielsweise aus Spanischer Sicht wären die Distanzen für den saisonalen Ausgleich mit etwa 1000 km relativ klein, wohingegen sie für Nordeuropa erheblich größer sein müssten.

Es ist aber nicht zielführend, die Versorgung nur unter Berücksichtigung einer einzelnen erneuerbaren Ressource zu betrachten. Vielmehr ist zu erwarten, dass im Zusammenspiel der verschiedensten Ressourcen die optimale Lösung der Versorgungsaufgabe gefunden werden kann. Dieser Frage widmen sich die Szenarien zur bestmöglichen Nutzung erneuerbarer Energien zur Sicherstellung einer kostengünstigen Stromversorgung. In welcher Kombination müssen die verschiedensten erneuerbaren Energien genutzt werden, um eine möglichst kosteneffiziente Stromversorgung allein aus erneuerbaren Energien zu verwirklichen? Die Beantwortung dieser Frage erfordert die Lösung eines komplexen Optimierungsproblems. Die Ergebnisse der Lösung sind für verschiedene Szenarien mit unterschiedlichen politischen, wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen wiedergegeben.

Insgesamt zeigen die unterschiedlichen Szenarien, dass es eine Vielzahl von Lösungen für eine zukünftige Stromversorgung allein aus regenerativen Energien gibt, die auch wirtschaftlich als gangbar eingestuft werden können. Das Grundszenario einer regenerativen Stromversorgung mit heutigen Technologien zu heutigen Kosten aller Komponenten weist - als Ergebnis der Optimierung - trotz dieser konservativen technologischen und wirtschaftlichen Grundannahmen schon ein niedriges Kostenniveau auf. Die Kosten liegen mit knapp 4,65 €ct / kWh bei Übergabe an die Drehstromnetze nach Ferntransport über ein großräumiges leistungsstarkes Supernetz (oder Overlay-Netz, das dem bestehenden Drehstromnetz überlagert und ebenfalls Ergebnis der Optimierung ist) sogar unter den Stromkosten neuer fossil gefeuerter Kraftwerke auf Erdgasbasis. Aber selbst gegenüber den Stromkosten der Stromerzeugung aus weitgehend abgeschriebenen Kraftwerken nimmt sich die Stromversorgung des Grundszenarios noch günstig aus, wenn man die Preise an der europäischen Strombörse damit vergleicht. Die Stromerzeugung im Grundszenario wird - als Ergebnis der Optimierung - durch Windstrom dominiert. Dieser wird großräumig genutzt, womit sich dessen Fluktuationen verringern. Die verbleibenden Backup-Aufgaben übernimmt zum einen die schon heute bestehende Wasserkraft - insbesondere die Speicherwasserkraftwerke, die ebenso wie die Windkraft in das leistungsstarke HGÜ-Netz (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) integriert ist. Den größten Teil der verbleibenden Backup-Aufgaben übernimmt die Biomasseverstromung. Mit ihren Tageswärmespeichern leistet auch die Solarthermie - selbst bei ihren noch relativ hohen Erzeugungskosten - mit 1,6% der Erzeugung einen kleinen Beitrag dazu und damit auch zur Kostenminimie-

rung¹. Der Schlüssel zur kostengünstigen regenerativen Vollversorgung ist die - durch das leistungsstarke HGÜ-Supernetz vermittelte - internationale Kooperation, in der die Nutzung der verschiedensten regenerativen Potentiale optimal kombiniert werden kann. Die Kosten für das HGÜ-Netz machen dabei trotz seiner großen Bedeutung inklusive der Kosten für die Leitungsverluste allerdings kaum mehr als ein Zehntel der Gesamtkosten aus.

In weiteren Szenarien wurde untersucht, welchen Einfluss politische Restriktionen beim Transport oder Mindestbedingungen hinsichtlich des regionalen Eigenerzeugungsanteils auf die regenerative Vollversorgung haben.

Die Forderung nach einer regionalen Mindesterzeugung wirkt sich in ökonomischer Hinsicht nicht unbedingt gravierend aus. In einem Szenario ist ihr Wert bei 50% des jährlichen regionalen Stromverbrauchs angesetzt. Diese Forderung stellt nicht eigentlich eine Transportrestriktion dar, wirkt sich aber etwas auf das Transportvolumen aus. Die Stromkosten steigen in diesem Szenario um 8,6% über die des Grundszenarios. Die Erzeugungsstruktur verändert sich zu Gunsten der Offshore-Windenergie allerdings gleichzeitig etwas zu Lasten des Erzeugungsanteils der Solarthermie. Stromtransport ist weiterhin ein wichtiges Element zur Schaffung des Abgleichs von Erzeugung und Verbrauch.

Wenn es keine Restriktionen beim Stromtransport gibt, kann, ohne damit eine Kosten"explosion" zu verursachen, auch die Forderung erfüllt werden, dass regional - bei einem für das Gesamtgebiet restringierten Einsatz fossiler Erzeugung - 100% des Jahresstromverbrauchs erzeugt werden müssen. Bei einer maximal zulässigen fossilen Erzeugung von 10% des Stromverbrauchs ist das in einem Szenario untersucht worden. Hier ändert sich die Erzeugungsstruktur zu Gunsten der Offshore-Windenergie und der Solarthermie, aber gleichzeitig zu Lasten der Windenergienutzung an Land sowie der Biomasseverstromung. Die Kosten fallen aufgrund des fossilen Anteils sogar etwas niedriger aus als im Grundszenario, würden bei heutigen, gestiegenen Erdgaspreisen aber wohl etwas höher ausfallen.

¹ Allerdings hat sich seit Fertigstellung der Szenarien herausgestellt, dass die Kosten für die solarthermischen Kraftwerke wohl zu niedrig angesetzt waren. Die Daten zum Spanischen Kraftwerk Andasol I, das seit etwa 15 Jahren ohne Bau kommerzieller solarthermischer Kraftwerke unter den ersten Neubauten in 2008 war, legen etwa doppelt so hohe Kosten nahe. Deshalb müssen die Ergebnisse in Hinblick auf die Solarthermie mit Vorsicht betrachtet werden. Allerdings spielt das wegen des ohnehin kleinen Anteils an der Erzeugung nur eine untergeordnete Rolle.

In einem Szenario mit strengen Transportrestriktionen ist der interregionale Stromtransport vollkommen unterbunden². Als Backup wird lediglich die Nutzung von relativ günstigem regenerativ erzeugtem Wasserstoff in Brennstoffzellen mit sehr hohen Wirkungsgraden zugelassen. Insbesondere die Kosten für den Wasserstoff sind dabei aber sehr optimistisch angesetzt, was in diesem Szenario ebenso wie die Vernachlässigung der Kosten des innerregionalen Stromtransports zu einer deutlichen Unterschätzung der Gesamtkosten führen muss. Als Ergebnis der Optimierung zeigt sich eine deutliche Erhöhung der Stromerzeugung, da ohne interregionalen Stromtransport Erzeugung und Verbrauch weniger gut – auch im Sinne der Wirtschaftlichkeit zu verstehen – in Übereinstimmung gebracht werden können. Noch deutlicher steigen die Stromkosten, was trotz der niedrigen Kostenansatzes wesentlich der Nutzung von Wasserstoff geschuldet ist. Der Zwang zur Nutzung der Wasserstoffoption wird durch die vermehrte Nutzung der Solarthermie sowie der Offshore-Windenergie gemindert. Für einzelne Regionen wird der Strom wesentlich teurer, da hier die regionalen Ressourcen nicht so gut für die Stromversorgung geeignet sind und so verstärkt auf die Wasserstoffoption – als einzige verfügbare Ausgleichsoption – zurückgegriffen werden muss. Beim Grundszenario konnten solche Regionen wesentlich von der Option des Stromimports profitieren.

Selbst eine weniger strenge Transportrestriktion, wie der Ausschluss interkontinentalen Stromtransports zwischen Afrika und Eurasien hat schon relativ große Auswirkungen auf Erzeugungs-Kosten und -Struktur. Die interkontinentale Kooperation würde also einen wesentlichen Beitrag zu Gunsten aller Beteiligten mit sich bringen. Am teuersten würde dieses Kooperationsverbot aber die Nordafrikaner zu stehen kommen, da sie über weniger große kostengünstige Potentiale zur Bereitstellung von Backup für den Abgleich von Erzeugung und Bedarf verfügen. Der betrachtete Teil Nordafrikas verfügt nur über geringe Wasserkraft- und Biomassepotentiale. Bei steigendem Strombedarf sollte sich das hier noch stärker auswirken. Allerdings könnte diese Problematik durch eine gesamtafrikanische Kooperation eventuell behoben werden. Diese wurde zwar bisher nicht untersucht, aber Afrika verfügt über hervorragende Wasserkraftpo-

² Allerdings ist der innerregionale Transport als jederzeit ausreichend unterstellt, was den notwendigen Zubau an innerregionaler Transportkapazität unberücksichtigt lässt, der aber durchaus in der gleichen Größenordnung liegen sollte, da er nicht durch das Ferntransportnetz mit übernommen werden kann wie bei den Szenarien ohne Transportrestriktionen. Damit ist ein Teil der Kosten in diesem Szenario nicht berücksichtigt.

tentiale und wohl zumindest theoretisch auch große nutzbare Biomassepotentiale.

Es wird auch ein etwas spekulatives Szenario vorgestellt, bei dem die Option zur Nutzung von Fallwindkraftwerken besteht. Wenn sich die Annahmen – insbesondere die wirtschaftlichen – für die Berücksichtigung von Fallwindkraftwerken als richtig erweisen sollten, könnten die Fallwindkraftwerke einen wesentlichen Beitrag zur zukünftigen Stromversorgung leisten. Das ließe sich jedenfalls an den Ergebnissen für dieses Szenario ablesen. Hier entscheidet sich die Optimierung für eine Stromversorgung, die von Fallwindkraftwerken mit einer Erzeugung von gut 49% des Äquivalents des jährlichen Stromverbrauchs im Szenariogebiet dominiert wird. Dabei liegen die Stromkosten um gut 12% niedriger als im Grundszenario. Die Solarthermie wird vollständig verdrängt, ebenso große Teile der Windstromerzeugung und auch ein kleiner Anteil der Biomasseverstromung. Man kann die Ergebnisse dieses Szenarios als Aufforderung zur Erforschung und zum Bau von Prototypen von Fallwindkraftwerken interpretieren ebenso wie als Fingerzeig, dass es vielleicht noch einige interessante Stromerzeugungstechniken gibt, deren Erforschung oder gar Erfindung noch auf sich warten lässt und die noch günstigere Möglichkeiten einer Vollversorgung mit Strom aus regenerativen Energien eröffnen.

Der Finanzierungsbedarf für die Umsetzung einer Stromversorgung gemäß den Ergebnissen des Grundszenarios innerhalb zweier Jahrzehnte liegt bei nur etwas mehr als einem halben Prozent des Bruttoinlandsprodukts der Länder im Versorgungsgebiet. Gegenüber den jährlichen Bruttoanlageinvestitionen, die einige Dutzend Mal höher liegen, nimmt sich dieser Aufwand eher klein aus. Zudem handelt es sich nicht um den Mehraufwand. Denn auch zur Aufrechterhaltung einer konventionellen Stromversorgung müssten Investitionen getätigt werden. Die Kostenstruktur bei erneuerbaren Energien bringt es aber mit sich, dass bei ihnen ein wesentlich größerer Teil der Kosten für Investition und Verzinsung anfällt als bei der konventionellen Versorgung mit fossilen Energien, wo der Löwenanteil bei den Brennstoffkosten anfällt. Demgemäß fände beim Übergang zur regenerativen Versorgung eine Verlagerung zu investitionsbedingten Kosten statt. Dies eröffnet aber Möglichkeiten der politischen Gestaltung über Bürgschaften, zinsverbilligte staatliche Kredite oder Steuerfinanzierung, mit denen die Kosten regenerativen Stroms stark beeinflusst werden können. Selbst wenn nur Instrumente eingesetzt würden, wie sie in anderen Bereichen – beispielsweise der energetischen Gebäudefinanzierung in Deutschland – schon heute Anwendung finden, könnten die Stromkosten – bei einem Versorgungssystem gemäß dem Grundszenario – weit unter das Niveau des Grundszenarios gedrückt werden. Damit lägen sie auch weit un-

ter denen der heutigen Stromversorgung. Eine aus sozialen Gründen gebotene Grundversorgung zu niedrigen Preisen ist also selbst bei vollständig erneuerbarer Erzeugung realisierbar.

Nachdem sowohl die Kosten einer großräumigen regenerativen Stromversorgung unproblematisch sind - und das auch ohne, dass auf weitere Kostenreduktionen gewartet werden müsste - als auch der Finanzierungsbedarf bei einer Realisierung in etwa zwei Jahrzehnten absolut überschaubar ist, liegt es nahe, die Umsetzung so schnell als möglich anzugehen. Ein naher Umsetzungshorizont sollte die Gesamtkosten sogar reduzieren, da dann der Aufbau einer intermediären Versorgungsstruktur vermieden werden kann. Bei einer schnellen Ablösung kann das bestehende System in der Übergangsphase genutzt werden. Dagegen müssten bei zu langer Umbaudauer große Kapazitäten konventioneller Kraftwerke neu installiert werden. Diese würden dann aber einerseits aufgrund ihrer langen Lebensdauer das System unnötig langfristig festlegen. Andererseits - und insbesondere wenn es sich um Kohlekraftwerke handelt - auch Klimagasemissionen nach sich ziehen, die aus Klimaschutzgründen vollkommen unverantwortlich sind. Dies zieht die Frage nach sich, ob denn ein kurzfristiger Umstieg überhaupt möglich ist. Diese Frage kann bejaht werden. Weder beim Aufbau des notwendigen Stromtransportsystems noch beim wichtigsten Material - Stahl - für die Erzeugungsanlagen sind größere Schwierigkeiten zu erwarten, wenn man etwa zwei Jahrzehnte als Übergangsphase annimmt.

Allerdings geht ein solcher Umbau nicht ohne Strukturkonflikte einher. Solche Konflikte sind sowohl auf der Erzeugerseite als auch auf der Verbraucherseite zu erwarten. Sie sollten mit berücksichtigt werden, um zu möglichst einvernehmlich tragbaren Lösungen zu gelangen. Es wird unbedingt nötig sein, die richtigen Rahmenbedingungen zu setzen. Dies betrifft beispielsweise den gesetzlichen und genehmigungsrechtlichen Rahmen zum Aufbau der Transportinfrastruktur. Er muss so beschaffen sein, dass die notwendigen Übertragungssysteme möglichst kurzfristig realisierbar sind. Die Rahmensetzung muss aber auch die Finanzierungsseite einschließen. Es braucht - gerade wegen der investitionslastigen Kostenstruktur erneuerbarer Energien - Investitionssicherheit. Diese könnte beispielsweise mit der Schaffung eines internationalen Einspeisegesetzes mit geregelten Einspeisetarifen geschaffen werden, das sowohl die Erzeugungs- als auch die Transportkosten abdeckt. Ein solcher Finanzierungsrahmen würde einer Vielzahl potentieller Investoren die Beteiligung an der Gestaltung eines zukunftsfähigen Versorgungssystems eröffnen und auch direkten staatlichen und überstaatlichen Engagements den Weg nicht verstellen.

Potentiale Erneuerbarer Energien

Solarenergiepotential

Die direkte Nutzung der Solarenergie eröffnet wegen des großen globalen Strahlungsangebots das größte Potential aller regenerativen Energien. Es beträgt etwa das Siebentausendfache des derzeitigen weltweiten Primärenergiebedarfs. Die jährlich als Globalstrahlung eingestrahlte Energie auf Landflächen beläuft sich auf etwa 234 Mio. TWh. Auf die wesentlich größere Meeresfläche entfallen etwa 593 Mio. TWh, womit sich das gesamte Strahlungsangebot auf 827 Mio. TWh abschätzen lässt. Diese Abschätzung beruht auf Daten des Europäischen Zentrums für mittelfristige Wettervorhersage (ECMWF). Im Datenarchiv der ECMWF-Reanalyse ERA-15 sind weltweite Globalstrahlungsdaten abgelegt [EZM]. Diese Daten wurden auch verwendet, um die in Abbildung 1 wiedergegebenen mittlere jährliche Global-Horizontal-Strahlung zu berechnen. Die räumliche Auflösung dieser Daten entspricht in etwa einem äquidistanten $1,125^\circ$ -Gitter³. Damit repräsentiert jeder der 52100 Datenpunkte eine Fläche von etwa $1,125^\circ$ mal $1,125^\circ$, was am Äquator etwa $125 \times 125 \text{ km}^2$ entspricht. Diese räumliche Auflösung erlaubt keine Einsicht in Lokalklimata in kleinräumigen Bereichen, in denen beispielweise besonders günstige Standortbedingungen für die Solarenergienutzung bestehen. Dazu bedarf es einer wesentlich höheren Auflösung. Die zeitliche Auflösung der Globalstrahlungsdaten liegt bei drei Stunden.

Das größte Strahlungsangebot liegt in einigen äquatornahen Gebirgsregionen, wie etwa den Anden im Bereich des 20. Breitengrades, oder im Süd-Westen Afrikas auf gleicher Höhe, ebenso wie im Mexikanischen Niederkalifornien oder in Teilen Westaustraliens. Zu den Polen hin fallen die Strahlungswerte erwartungsgemäß deutlich ab, sodass sie beispielsweise in der Mitte Deutschlands - mit gut $1000 \text{ kWh} / (\text{m}^2 \text{ a})$ - bei etwa 40% der höchsten Strahlungswerte liegen.

³ Die Entfernungen zwischen den Breitengraden sind nicht exakt äquidistant.

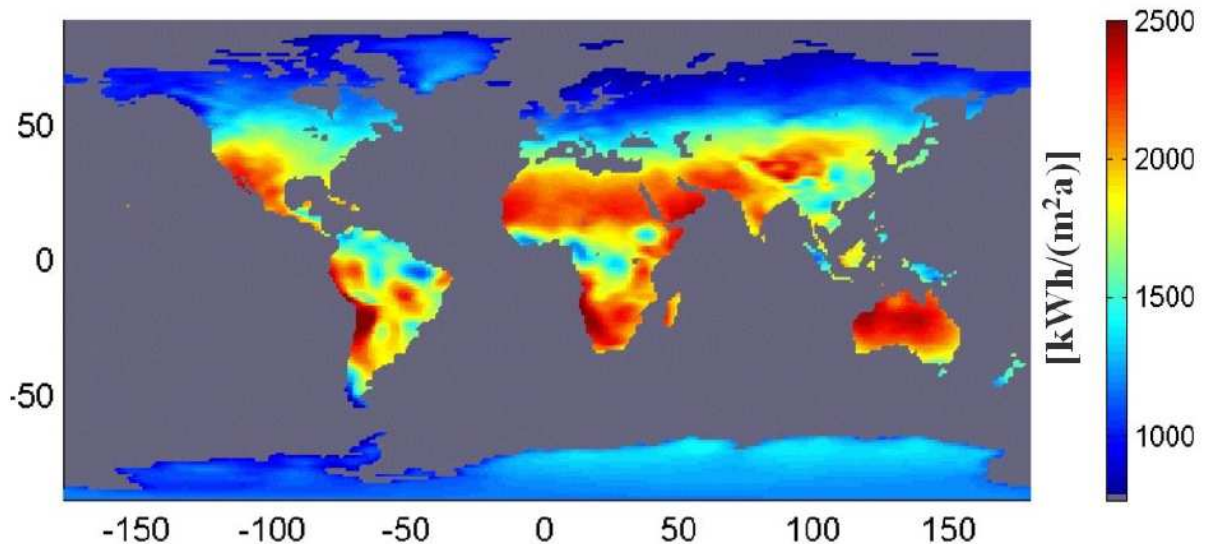


Abbildung 1 Weltkarte des zehnjährigen Mittelwertes der Global-Horizontal-Strahlung für die Jahre 1983–1992. Quelle der Strahlungsdaten: [EZM]

Das Angebot ist dabei sowohl in seiner Quantität als auch in seiner zeitlichen Struktur durch eine deutlich ausgeprägte Ortsabhängigkeit gekennzeichnet. So beträgt beispielsweise die jährliche Globalstrahlung in Mitteleuropa, Nordmarokko/Südspanien und an günstigen Standorten – im Bereich des 15ten nördlichen Breitengrades in Afrika – ca. 1000, 1800 und 2500 kWh/ (m^2a), wobei die mittlere Einstrahlung des jeweils strahlungsärmsten Monats ca. 17%, 27% und 77% der Einstrahlung des strahlungsreichsten Monats ausmacht (s.a. [PRSS91]). Auch die lokalen Anteile der direkten und der diffusen Einstrahlung sind sehr unterschiedlich (s. [Czi05]).

In den drei oben angegebenen Regionen kann das jahresmittlere Verhältnis von diffuser zu globaler Einstrahlung mit ca. 55%, 30% und 25% der Globalstrahlung auf die horizontale Fläche angegeben werden. Das hat wiederum deutlichen Einfluss auf die Eignung der Standorte für verschiedene Technologien. Konzentrierende Systeme bedürfen hoher Direktstrahlungsanteile. Der Diffusstrahlungsanteil an der Globalstrahlung sollte also für derartige Anlagen möglichst klein sein.

Photovoltaische Stromerzeugung

Die rechnerisch ermittelte, potentielle weltweite Stromerzeugung mit Photovoltaik ist in Abbildung 2 dargestellt⁴.

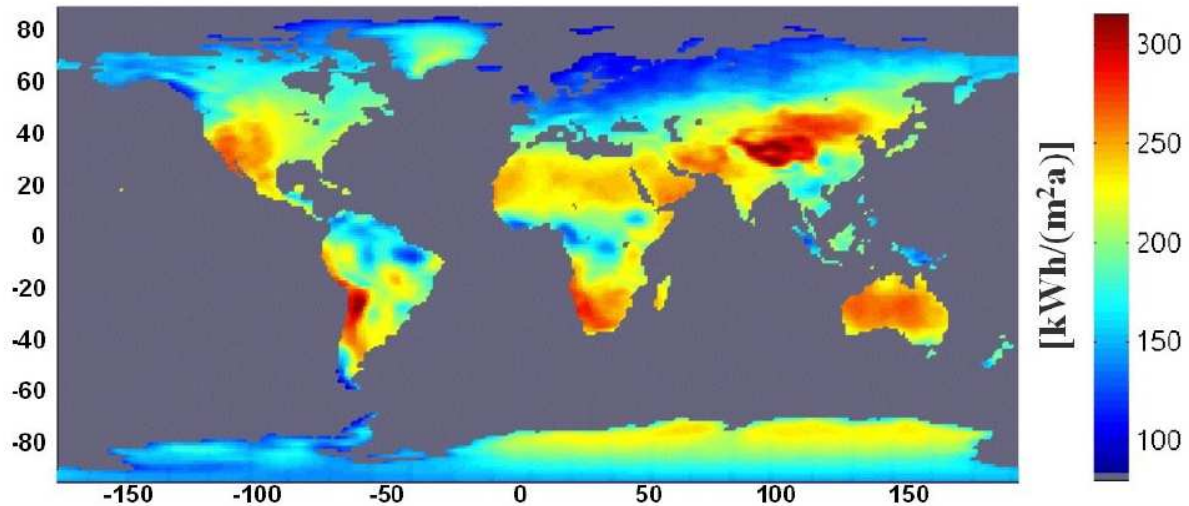


Abbildung 2 Weltkarte des zehnjährigen Mittelwertes der potentiellen Jahreserzeugung aus Photovoltaik für die Jahre 1983–1992. Quellen der verwendeten meteorologischen Daten: [EZM] [NN]

Die höchsten Jahreswerte finden sich in relativ hochgelegenen strahlungsreichen Gebirgsregionen, wie dem Himalaja, den Anden oder im Süd-Westen Afrikas. Weitere ertragreiche Gebiete sind in den Wüstengürteln, die wegen des negativen Temperaturgradienten des Wirkungsgrads der Solarzellen – trotz ähnlich hoher Globalstrahlungswerte – schon relativ deutlich hinter die kühleren Gebirgsregionen abfallen. Dennoch sind Verhältnisse – wie beispielsweise in der Sahara – noch deutlich besser als in Mitteleuropa, wo die zu erwartenden Erträge etwa 40% niedriger liegen. Damit wäre in die EU transportierter Strom aus Photovoltaik – selbst unter Einbezug der Transportkosten – deutlich günstiger als solcher, der in Mitteleuropa produziert würde (s.a. [CKT01] und [Inv97]). Ein weiterer Vorteil der photovoltaischen Stromproduktion in der Sahara gegenüber der Nutzung nördlicherer Produktionsstandorte ist die jahreszeitlich deutlich ausgeglichene Erzeugung. Ein Vergleich mit der Globalstrahlungskarte zeigt, dass je nach Standort etwa 10 bis 14% der Energie der Globalstrahlung in elektrischen Strom umgesetzt werden können. Dementsprechend groß fällt damit auch das gesamte Erzeugungspotential aus.

⁴ Methoden zur Berechnung s. [Czi05].

Solarthermische Stromerzeugung mit Parabolrinnenkraftwerken

Bei der Stromerzeugung mit Solarrinnenkraftwerken bzw. Parabolrinnenkraftwerken wird die Hochtemperaturwärme, die im Rinnenfeld durch die Konzentration des direkten solaren Strahlungsanteils gewonnen wird, einem konventionellen Dampfkraftwerksprozess zugeführt. Dort wird sie mit einem Wirkungsgrad, der bis zu 38% und mehr betragen kann, in elektrische Energie umgewandelt. Der Wirkungsgrad ist dabei von vielen Faktoren abhängig, wie von eventuellen Verlusten im Speicher und von der aktuellen Leistung und somit von der Fahrweise des Kraftwerks selber. Die potentielle Wärmeerzeugung im Rinnenfeld ist von diesen Randbedingungen – je nach Betriebsweise – nur in relativ geringerem Maße abhängig und kann damit als ein Maßstab für die Standortbeurteilung dienen. Abbildung 3 zeigt die potentielle flächenspezifische Wärmebereitstellung mit Solarrinnen⁵.

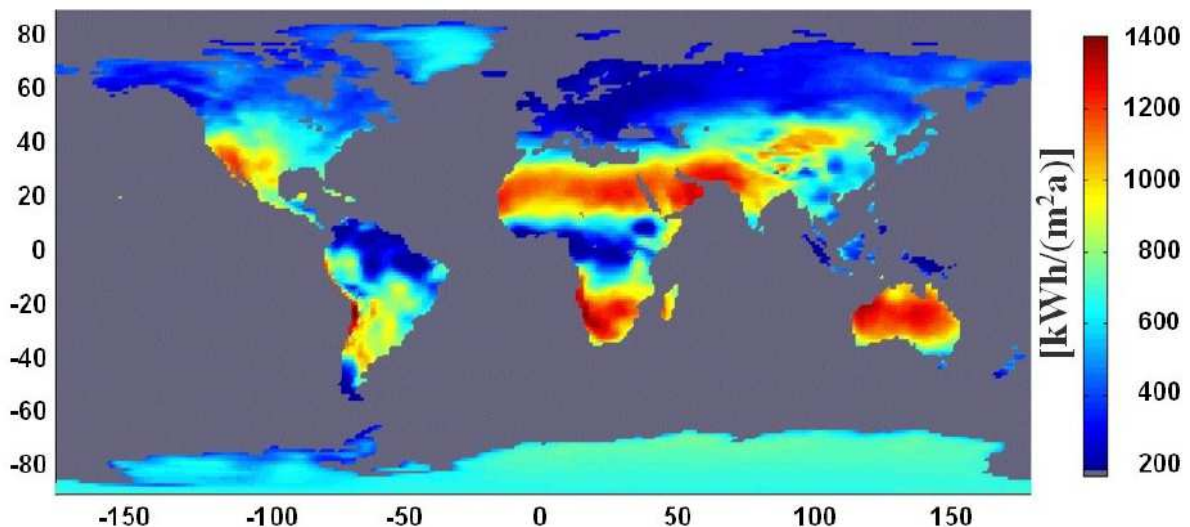


Abbildung 3 Weltkarte der potentiellen Jahreswärmeerzeugung aus Parabolrinnenfeldern für solarthermische Kraftwerke (mit LS-2-Kollektoren). Quellen der verwendeten meteorologischen Daten: [EZM] [NN]

Ein Vergleich mit der Globalstrahlungskarte zeigt, dass das Potential für die solarthermische Hochtemperaturwärmeerzeugung an günstigen Standorten mehr als die Hälfte der Globalstrahlungsenergie betragen kann. Bei ungünstigen Verhältnissen - z. B. niedriger Direktstrahlungsanteil oder fla-

⁵ Details der zugrundeliegenden Annahmen s. [Czi05].

cher Einfallswinkel - kann der Wert aber auch auf grob ein Zehntel abfallen. Die Relation zwischen Ausbeute und Energieangebot variiert damit wesentlich stärker als bei der Photovoltaik, womit der Standortwahl bei der Solarthermie noch größere Bedeutung zukommt.

Die höchsten Erträge sind in den Wüstenregionen zu erwarten. Besonders große Jahreserzeugungen weist beispielsweise die hochgelegene Bergregion an der Westküste im Süden Afrikas in Namibia und Angola auf. Andere herausragende Standorte finden sich beispielsweise ebenfalls in Passatwindregionen wie in Nordwestaustralien oder an der Westküste Südamerikas in Chile und Peru. Nur geringfügig schlechtere Bedingungen sind in Kalifornien und Teilen Mexikos sowie auf der Arabischen Halbinsel oder fast in der ganzen Sahara zu finden. Allein in der Sahara ließe sich mit Solarrinnenkraftwerken einige hundert Mal das energetische Äquivalent des Stromverbrauchs Europas als Solarstrom produzieren. Es finden sich auf jedem Kontinent Standorte mit sehr hohem Ertragspotential, mit Ausnahme Europas, wo die besten Standorte – bis auf relativ kleinräumige Ausnahmen – nur gut die Hälfte der Erträge versprechen, die in den besten Regionen der anderen Kontinente erzielt werden können. Aus europäischer Sicht liegen die wirklich günstigen Potentiale demnach in der Sahara oder evtl. auch auf der Arabischen Halbinsel. Durch ihre Erschließung wäre in die EU transportierter Strom aus Solarrinnenkraftwerken selbst unter Einbezug der Transportkosten deutlich günstiger als solcher, der an südeuropäischen Standorten produziert werden könnte (s.a. [CKT01] oder [Czi01a]).

Windenergiepotential

Auch das energetische Windpotential ist gemessen am derzeitigen weltweiten Primärenergiebedarf extrem hoch. Letztlich resultiert die Windenergie aus der Sonnenenergie, die über meteorologische Prozesse in Strömungsenergie in der Luft umgesetzt wird. Die gesamte jährliche Windenergie in der Atmosphäre wird üblicherweise mit 30 - 38 Mio. TWh angegeben (s. z.B. [KM93], [Mol90], [Mel74], [Sch89], [Sor79], [Fri83]). Durch Reibungsprozesse an der Erdoberfläche wird davon - mit etwa 7,4 Mio. TWh - grob ein Viertel dissipiert (s. [DDK+04]). Bei diesen Zahlen ist die technische Umsetzung der Energie im Wind in nutzbare Formen noch nicht berücksichtigt. Aber angesichts des weltweiten Primärenergieverbrauchs 2006 von etwa 140'000 TWh und Stromverbrauchs von etwa 16'000 TWh erscheint das Potential ausgesprochen groß (s. [DOE08a] u. [DOE08b]). Es beläuft sich etwa auf das 250-Fache des weltweiten Primärenergieverbrauchs oder das 2000-Fache des weltweiten Stromverbrauchs. Selbst der Anteil, der am Boden dissipierten Windenergie, der für die bodennahe Windenergienutzung vielleicht das sinnvollere Maß ist, beläuft sich noch etwa auf das 50-Fache des weltweiten Primärenergieverbrauchs oder das 450-Fache des weltweiten Stromverbrauchs.

Anhand der meteorologische Daten des Reanalyseprojekts ERA-15 des "Europäischen Zentrums für Mittelfristige Wettervorhersage" (EZMW oder ECMWF) kann man sich ein Bild von der Windgeschwindigkeit als entscheidender Einflussgröße für das Windenergieangebot machen⁶. Diese Daten liegen als langjährige Zeitreihen in 6-Stunden-Intervallen vor und erfüllen durch dieses kurzfristige Zeitintervall ein unverzichtbares Kriterium für die Erstellung möglichst realitätsnaher Szenarien, nämlich die weitgehende Erfassung aller stochastischen und systematischen zeitlichen Eigenschaften der potentiellen Windstromproduktion durch die Verwendung zeitlich zusammenhängender und großräumig verfügbarer Eingangsdaten. Die aus den ERA-15-Daten abgeleiteten mittleren Windgeschwindigkeiten sind in Abbildung 4 als Weltkarte wiedergegeben.

⁶ Die dazu verwendeten Berechnungsmethoden und eine detailliertere Datenbeschreibung findet sich im Kapitel 18.2 von [Czi05] auf Seite 364.

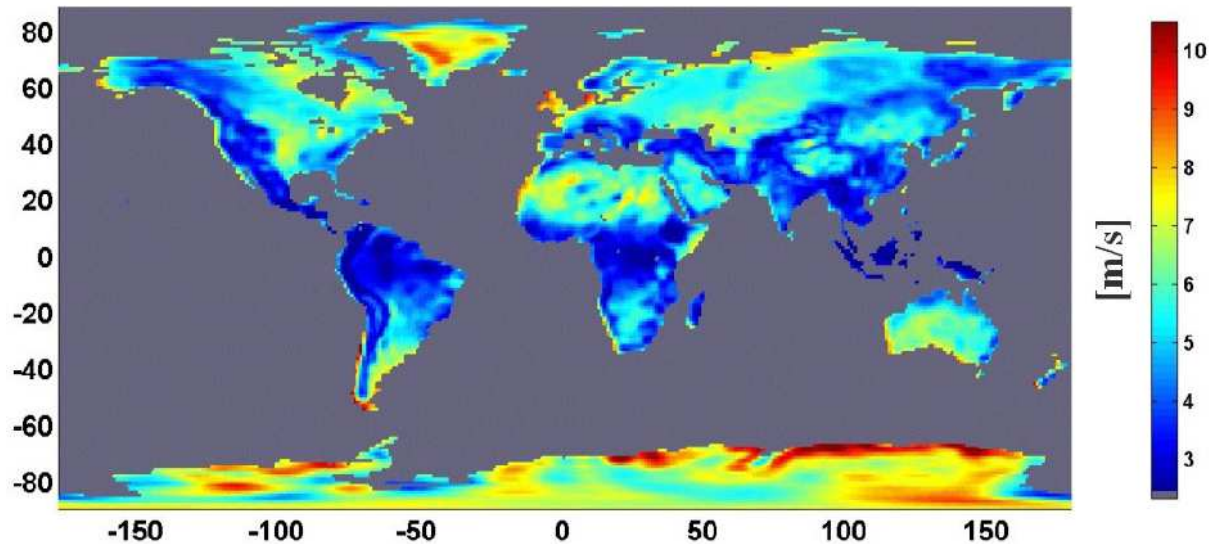


Abbildung 4 Weltkarte der langjährigen mittleren Windgeschwindigkeit auf Landflächen (1979–1992). Quelle der meteorologischen Daten: [EZM]

In eine Potentialbestimmung fließen aber noch weitere Eingangsgrößen ein. Hiervon sind die technischen Parameter der Umwandlungstechnologie von wesentlicher Bedeutung. Heute ist eine große Palette verschiedener Windkraftanlagen mit unterschiedlichsten Nabenhöhen und Rotordurchmessern marktverfügbar. Eine einzige Angabe der Windenergiepotentiale ist daher nicht möglich. Bei einer Nabenhöhe von 80, einem Rotordurchmesser von 66 Metern sowie einer Nennleistung von 1,5 MW und einer Leistungskennlinie einer ausgesuchten Windkraftanlage (s. [Czi05]) ergeben sich unter Verwendung der zuvor genannten Winddaten die in Abbildung 5 dargestellten Windpotentiale.

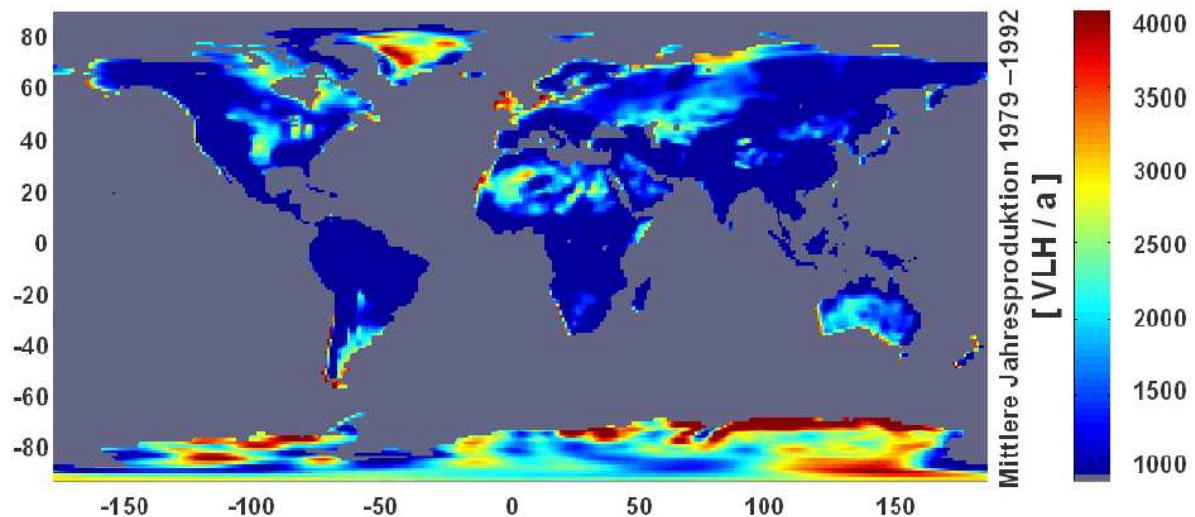


Abbildung 5 Weltkarte der potentiellen Jahreserzeugung von drehzahlvariablen WKA mit $1,5 \text{ MW}_{\text{NL}}$, 80 m_{NH} und 66 m_{RD} (Leistungskennlinie s. [Czi05]). Quelle der verwendeten meteorologischen Daten: [EZM]

Das jährliche Brutto-Stromerzeugungspotential aus Windenergie ergibt sich so bei einer Leistungsdichte von 8 MW_{NL} pro Quadratkilometer und ohne Berücksichtigung irgendwelcher – die Nutzung einschränkenden – Restriktionen rechnerisch weltweit zu 10,7 Mio. TWh. Es untergliedert sich zu 9,4 Mio. TWh auf See und 1,3 Mio. TWh an Land⁷. Für Deutschland ergibt sich rechnerisch ein Potential von 3310 TWh. Die durchschnittliche Anlagenauslastung läge weltweit, auf See, auf Landflächen und auf Landflächen in Deutschland bei 30, 37, 13 und 13%. Mit moderneren Anlagen mit höherer Nabe, besserer Aerodynamik und größerem leistungsspezifischen Rotordurchmesser ließen sich an allen Standorten höhere Auslastungen erzielen.

Das rechnerische Windenergiepotential beträgt weltweit allein auf Landflächen etwa das 80-Fache des Strombedarfs. Unter Berücksichtigung der Offshore-Potentiale ist es mit dem 650-Fachen fast eine Größenordnung mehr. Auch wenn die Nutzbarkeit starken Einschränkungen unterliegt, so zeigt dieser Vergleich das enorm große Potential der Windenergie, das auch in relativ ferner Zukunft noch weit über den zu erwartenden Verbräuchen liegen wird. Eine Gegenüberstellung mit der solaren Einstrahlung ergäbe, dass bei der gewählten Aufstellungs-Leistungs-Dichte der WKA von $8 \text{ MW} / \text{km}^2$ rechnerisch on- und offshore etwa 1,3% der Strahlungsenergie (bezogen auf die Global-Horizontal-Strahlung) in Windstrom umgewandelt werden könnte. Die so berechneten Erzeugungspotentiale stellen mit 1,3% schon einen relativ großen Anteil der Energie der Global-Horizontal-Strahlung (GHS⁸) dar und müssen zwar mit aller gebotenen Vorsicht gewürdigt, dürfen aber auch - in Anbetracht der immensen Größe der Potentiale - mit einiger Gelassenheit interpretiert werden. Allerdings sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass das errechnete Gesamtpotential von 10,7 Mio. TWh schon deutlich die oben erwähnte am Boden natürlicherweise dissipierte Windenergie übersteigt. Rechnerisch ist bei der hier gewählten Vorgehensweise zur Potentialberechnung die Verringerung der Windleistung und Windgeschwindigkeit nicht berücksichtigt. Dies zu berücksichtigen würde die Nutzung meteorologischer Modelle voraussetzen, in denen der Rauigkeitseffekt der Windkraftanlagen simuliert wird. Ein solcher Ansatz wurde schon vor einigen Jahren verfolgt, um die

⁷ Eine neuere Studie, basierend auf räumlich etwas höher aufgelösten Daten, kommt für Windkraftanlagen mit einer Nabenhöhe von 100 m bei einer Leistungsdichte von $8,93 \text{ MW} / \text{km}^2$ an Landflächen auf ein weltweites Potential von 1,1 Mio. TWh [KLM09].

⁸ Die weltweite GHS an der Erdoberfläche von 827 Mio. TWh beträgt ca. das 6000-fache des Primärenergie-„Verbrauchs“.

klimatischen Auswirkungen einer massiven Windenergienutzung zu simulieren⁹ [DDK+04] (s.a. [Czi06a]). Auch er zeigt auf, dass die Nutzung der Windenergie in Größenordnungen möglich ist, die im Verhältnis zum derzeitigen Stromverbrauch keinerlei relevante Restriktion darstellen und sich auch im Verhältnis zum weltweiten Primärenergieverbrauch groß ausnehmen.

⁹ In dieser Arbeit wurde die Windnutzung in Teilen der USA, in Europa und China - auf insgesamt ca. 10% der weltweiten Landfläche - bis zu einer Jahreserzeugung von knapp 150.000 TWh simuliert, um die Klimafolgewirkungen zu studieren. Letztere stellten sich trotz der hohen Jahreserzeugung, die auf dieser relativ kleinen Fläche fast eine Größenordnung über dem weltweiten Stromverbrauch liegt, als unproblematisch heraus (s. [DDK+04], s.a. [Czi06a]). Nach Angaben eines der Forscher wären bei einer Verteilung der Windnutzung auf die gesamte Landfläche der Erde auch bei einer Jahreserzeugung von etwa 450.000 TWh keine problematischen Klimafolgen zu erwarten (s.a. [Czi06a]).

Biomassepotential

Der Energieinhalt der jährlichen weltweiten Neubildung pflanzlicher Biomasse wird auf etwa 800'000 TWh geschätzt, wovon die größten Anteile mit etwa 42% auf Wälder entfallen sowie 38% auf die Ozeane, 9% auf Grasland und nur 5% auf Ackerflächen (s. z.B. [Dre00]). Das entspricht etwa dem Sechsfachen des weltweiten Primärenergieverbrauchs oder 1% der Solarstrahlung, die die Atmosphäre durchdringt. Bei den Angaben zur weltweiten Neubildung von Biomasse liegen verschiedene Quellen relativ nahe beieinander. Allerdings ändert sich das Bild, wenn es um die energetische Nutzung geht. Schon bei der Einschätzung der derzeitigen Nutzung von Biomasse sind die Angaben sehr unterschiedlich (s. a. [Czi05]). Bei Prognosen über die zukünftige energetische Nutzung von Biomasse haben – über die Frage der Erfassung hinaus – viele weitere Faktoren einen wesentlichen Einfluss. Zwei wichtige Faktoren sind beispielsweise die Bevölkerungsentwicklung und die Ernährungsgewohnheiten in den zukünftigen Gesellschaften, die beide mit über den Flächenbedarf für die Nahrungsmittelproduktion entscheiden. Eine weitere wichtige Einflussgröße sind die landwirtschaftlichen Erträge, die pro Fläche erwirtschaftet werden können und ihrerseits sowohl von der zukünftigen Produktivitätssteigerung (s. a. [Czi05]) als auch von der Wahl der Pflanzen abhängen. Gerade die Wahl der Energiepflanzen hat einen wesentlichen Einfluss auf den Energieertrag. Dies zeigt sich auch anhand Abbildung 6, in der die potentielle Jahreserzeugung pflanzlicher Trockenmasse als Funktion der lokalen klimatischen Bedingungen aufgetragen ist. In der Graphik wird das Trockenmassepotential für die Flächen in Mitteleuropa meist zwischen 6 und 12 t/ha angegeben. Andererseits ist bekannt, dass beispielsweise die Energiepflanze Miscanthus in Mitteleuropa mit bis zu 25 t/ha mehr als den doppelten Ertrag erbringen kann (s. z.B. [Dre00], [JK03] u. [BP01]). Deutlich höhere Erträge sind auch in anderen Gebieten zu erwarten, für die auch andere Energiepflanzen in Frage kommen (s. a. [Czi05]). Die Grafik muss also eher als etwas konservativer Anhaltspunkt für das regionale Ertragspotential gesehen werden oder als Ertragserwartung von Hohertragspflanzen bei weniger guter Boden- und/oder Standortqualität. Aufgrund der oben genannten Faktoren sowie vieler weiterer sozialer, ökologischer sowie ökonomischer Einflussgrößen ist die Schätzung des weltweiten Potentials nutzbarer Biomasse für die Energieversorgung ein sehr komplexes Problem. Das Potential unterliegt zudem in vielerlei Weise auch zeitlichen Entwicklungen. Daher ist es nicht verwunderlich, dass bisherige Studien

zu einer Vielzahl unterschiedlicher Angaben über die zukünftige energetische Nutzung von Biomasse führten.

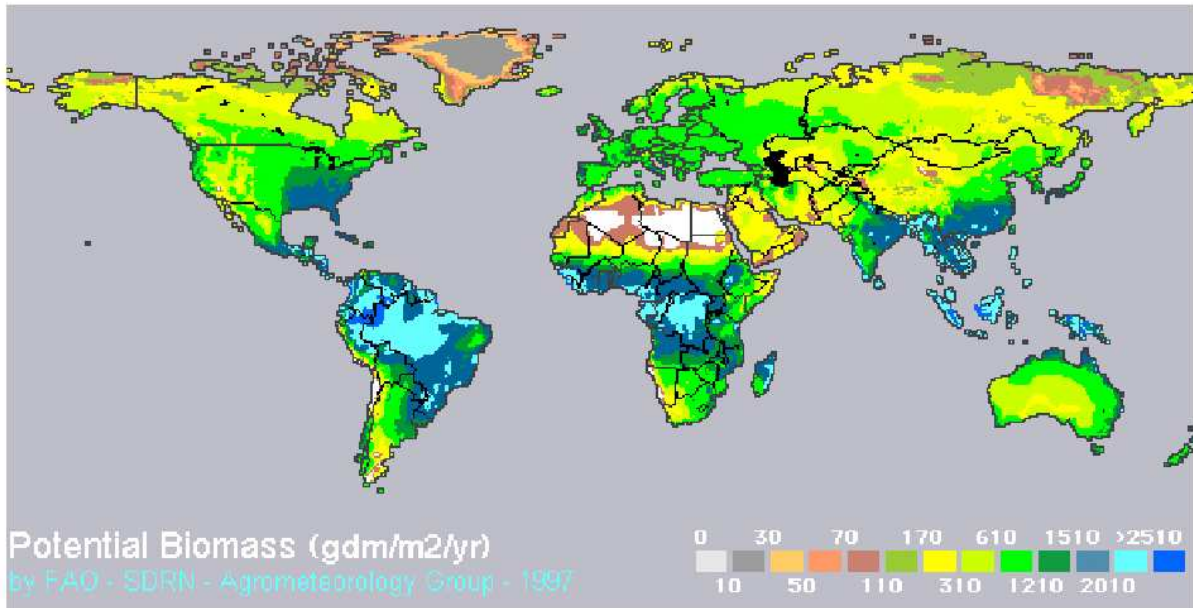


Abbildung 6 Weltkarte der potentiellen Jahreserzeugung von Biomasse (Trockenmasse (TM) $g_{TM}/(m^2a)$) unter Berücksichtigung der klimatischen Verhältnisse. Originalgrafik: FAO [GPT99]

In [Swi94] wurden z.B. verschiedene Literaturquellen gegenübergestellt, von denen vier Annahmen zum energetischen Biomasseinsatz im Jahr 2020 machen. Die Werte liegen zwischen 14'200 und 32'600 TWh, und drei weitere Quellen setzen für den gleichen Zeitraum allein die kommerzielle energetische Nutzung von Biomasse mit Werten zwischen 4'100 und 15'900 TWh an. Mit "A Review of Assessments on the Future Global Contribution of Biomass Energy" wurde eine Auswertung von 17 verschiedenen Nutzungsszenarien vorgestellt, die teilweise bis zum Jahr 2100 reichen [BBB+01]¹⁰. Für das Jahr 2050 liegen demnach die Annahmen zur Biomassenutzung zwischen 5'200 und 125'000 TWh. Der letztgenannte Wert entspricht in etwa dem heutigen weltweiten Primärenergieverbrauch. Für das Jahr 2100 liegt die Untergrenze der Biomassenutzung in den ausgewerteten Szenarien bei 15'600 TWh [BBB+01]. Je nach Szenario tragen Rückstände aus der Land- und Forstwirtschaft bis zu 47'000 TWh bei. Als mitentscheidende Größe für das nutzbare Potential wird auch die Erschließung von Flächen für die Aufforstung zur Produktion von Energieholz ge-

¹⁰ Eine geringfügig ältere Auswertung verschiedener Szenarien weist für 2025 sieben Szenarien mit weltweiter Biomassenutzung zwischen 16'000 und 40'000 TWh aus, für 2050 sind sechs Quellen mit Angaben zwischen 26'000 und 61'000 TWh angegeben und für das Jahr 2100 zwei Quellen mit 37'000 bis 89'000 TWh [HS98].

sehen sowie die Geschwindigkeit, mit der diese Erschließung bewerkstelligt werden kann [BBB+01]. Dabei spielt auch die Ertragskraft der Flächen eine große Rolle. Die höchsten jährlichen Erträge für die erschließbaren Flächen – bei Ausschluss von Ackerflächen sowie bestehenden Wäldern – werden a.a.O. mit ca. 36 t_{TM}/ ha angegeben und bei sukzessiver Erschließung - bei den schlechtesten Standorten angefangen - von etwa 6,6 Mrd. ha bzw. 66 Mio. km² würden die niedrigsten Erträge auf den ungünstigsten Flächen bei etwa bei 4 t_{TM}/ ha sowie die durchschnittlichen Erträge bei ca. 13 t_{TM}/ ha liegen. Insgesamt beträgt das Biomassepotential auf diesen Flächen – etwa 46% der weltweiten Landfläche – bei den angenommenen Erträgen etwa 450'000 TWh wobei auf die schlechtere Hälfte der Flächen nur etwas mehr als ein Fünftel des Gesamtpotentials entfällt [BBB+01]. Damit läge allein das Potential auf eigens aufgeforsteten Flächen etwa beim Dreifachen des heutigen weltweiten Primärenergieeinsatzes. Etwas niedrigere Biomassepotentiale zur energetischen Nutzung werden mit etwa 206'000 TWh in [Dre00] angegeben, wobei hier wiederum etwas andere Annahmen bei der Auswahl der erschließbaren Flächen zugrunde liegen¹¹. Als Eignungsstandorte wurden in der EU-15 auch etwa 15% der heutigen Ackerfläche für die Biomasseproduktion vorgesehen sowie in den USA etwa 40% der landwirtschaftlich genutzten Fläche, allerdings fast ausschließlich heutiges Dauergrünland [Dre01]. Sonst wurden weltweit nur Flächen vorgesehen, die heute keine Nutzung durch den Menschen erfahren und verschiedensten Kriterien der Nachhaltigkeit genügen, sowie ethischen und technologischen Anforderungen [Dre00]. Die Flächenerträge scheinen zumindest in den Tropen konservativ angesetzt zu sein, so werden beispielsweise für Zuckerrohr in Brasilien nur etwa 17 t_{TM} angesetzt. Das Potential besteht insgesamt mit etwa 193'000 TWh zum größten Teil aus eigens angebauten Energiepflanzen (primäre Biomasse) und nur zu einem deutlich kleineren Anteil von etwa 12'000 TWh aus sekundärer Biomasse – Reststoffe der Land- und Forstwirtschaft sowie der Lebensmittelindustrie und Energie aus menschlichen und tierischen Exkrementen [Dre01]. Diese Daten wurden für alle Länder weltweit einzeln aggregiert.

Für die EU-15 ergibt sich das gesamte Biomassepotential nach Dreier zu 1914 TWh [Dre01]. Es setzt sich zu 844 TWh aus primärer und zu 1070

¹¹ In einer neueren Veröffentlichung des WBGU wird das nachhaltige globale Biomassepotential wiederum mit Werten zwischen etwa 60'000 und 140'000 TWh angegeben [FW08].

TWh aus sekundärer Biomasse zusammen¹². Ein Vergleich mit den Zielwerten des European Renewable Energy Council für 2020, das bis dahin ein energetisch genutztes Biomassepotential von etwa 2400 TWh vorsieht, oder mit den Zielwerten des EU-Weißbuchs Erneuerbare Energien, das für 2010 etwa 1600 TWh vorsieht, lässt diese Potentialannahmen konservativ erscheinen [ERE04].

Für Deutschland ergibt sich nach den Angaben von Dreier das primäre ebenso wie das sekundäre Biomassepotential jeweils zu etwa 180 TWh. Auch diese Einschätzung des Potentials ist im Vergleich zu anderen Quellen eher konservativ. In [BMU04] wird beispielsweise das sekundäre Biomassepotential Deutschlands mit etwa 190 TWh sowie das primäre Biomassepotential, das auf 4,4 Mio. ha Acker und Wiesen gewonnen werden könnte, mit maximal 330 TWh angesetzt. Insgesamt beläuft sich das Biomassepotential nach diesen Angaben auf knapp 530 TWh oder knapp 13% des heutigen Primärenergieeinsatzes in Deutschland.

¹² In der EU-27 ergibt sich das Biomassepotential nach Dreier zu jeweils knapp 2450 Gesamt- 1050 Primär- und 1400 Sekundär-Potential.

Wasserkraftpotential

Die Wasserkraft leistet heute einen wesentlichen Beitrag zur weltweiten Stromerzeugung. 2006 wurden 16,6% der gesamten Nettostromerzeugung aus Wasserkraft gewonnen, wobei sie 19,4% der 4012 GW weltweit installierter Kraftwerkskapazität ausmachte (s. [DOE08c], [DOE08d], [DOE08e] u. [DOE08f])¹³. Der durchschnittliche weltweite Zuwachs der Stromerzeugung aus Wasserkraft lag zwischen 1980 und 2006 mit jährlich 2,2% hinter dem Anstieg der gesamten Stromerzeugung von 3,2% pro Jahr.

Das lokale Energiedargebot der Wasserkraft wird von der Abflussbildung im Einzugsgebiet des jeweiligen Standorts bestimmt. Diese ist einerseits von der Niederschlagsmenge und -form, sowie andererseits von Evapotranspirationsprozessen abhängig.

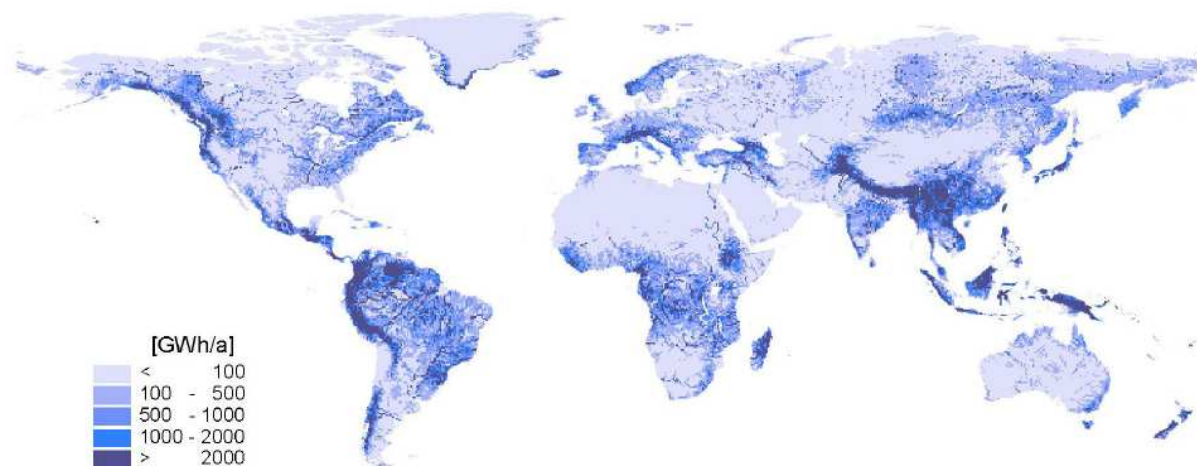


Abbildung 7 Weltweites Bruttopotential (BP) der Wasserkraft in 0,5°-Zellen errechnet aus Höhendifferenzen zwischen und innerhalb einzelner Zellen sowie mit WaterGAP 2.1 für alle 0,5°-WaterGAP-Zellen ermittelten Durchfluss und Abflussbildung (Methode s. [CLV03] u [Czi05]). Daten: WaterGAP s. [ADH+01] Kartenerstellung: [Leh01]

Über die Kopplung von meteorologischen und topographischen Daten lässt sich die Abflussbildung berechnen. Der Abfluss sammelt sich in den Einzugsgebieten von Bächen und Flüssen, um schließlich entweder im Meer oder in einer Inlandsenke zu enden. Bei bekannter Abflussrichtung und

¹³ Die mittlere Auslastung der Wasserkraftwerke liegt mit etwa 3860 Volllaststunden oder 44% etwas unterhalb der durchschnittlichen Kraftwerksauslastung aller Kraftwerke, die bei etwa 51% lag.

„Fallhöhe“ lässt sich die potentielle Energie oder das Brutto-Potential des Abflusses bestimmen. Das so gebildete Brutto-Potential der Wasserkraft in 0,5° Zellen ist in Abbildung 7 dargestellt¹⁴. Die Summe der Bruttopotentiale aller Zellen ergibt das weltweite Bruttowasserkraftpotential, das sich so zu 52'500 TWh abschätzen lässt und für Europa zu 3'300 TWh (s. [CLV03]).

In Abbildung 8 sind die Standorte der Wasserkraftwerke dargestellt, die sich aus der „World Electric Power Plant Database“ des „Utility Data Institute“ (UDI) ableiten lassen [UDI00]¹⁵. Weltweit belaufen sich die Nennleistungen der im UDI-Datensatz erfassten Wasserkraftwerke auf 741 GW, womit sie knapp 8% über der vom US Department of Energy für das Jahr 1999 erfassten Leistung von 683 GW [DOE01b] und sehr nahe bei den in [GV99] angegebenen 750 GW liegen. Damit kann davon ausgegangen werden, dass der weltweite Wasserkraftwerksbestand zum damaligen Zeitpunkt in der Abbildung weitgehend wiedergegeben ist.

Die Nutzung der Wasserkraft ist weltweit sehr unterschiedlich vorangeschritten. Beispielsweise ist in vielen Industrienationen wie Europa oder Japan eine hohe Dichte der Wasserkraftwerke erkennbar. Dagegen sind viele große Potentiale in Afrika, Ozeanien, Asien und anderen Regionen noch weitgehend unerschlossen. In den OECD-Staaten sind 2004/5 beispielsweise etwa 73% des wirtschaftlich nutzbaren Wasserkraftpotentials von über 1700 TWh Jahreserzeugung erschlossen. In China bewegt sich die Nutzung des ebenso großen Potentials noch im niedrigen einstelligen Prozentbereich [WB09]. In Afrika sind nach [WB09] noch 93% der etwa 800 TWh wirtschaftlichen Potentials unerschlossen.

Die Bestimmung der wirtschaftlich erschließbaren Potentiale ist wegen der extremen Standortabhängigkeit der Wasserkraft allerdings sehr schwierig. Es beläuft sich jedenfalls auf nur einen relativ kleinen Anteil - von vielleicht einem Fünftel - des physikalischen Potentials. Allerdings ist die Höhe der wirtschaftlichen Potentiale immer von den zugrundegelegten Stromkosten abhängig. Um die wirtschaftlichen Potentiale mit wirklich aussagekräftiger Genauigkeit zu bestimmen sind sehr detaillierte Studien nötig. Daher liegen diese Potentialangaben weltweit nur partiell vor und divergieren obendrein sehr stark. Weltweit sind aber sicher noch sehr große wirtschaftliche Wasserkraftpotentiale ungenutzt. Beispielsweise wird von

¹⁴ Zur Beschreibung der angewandten Methode siehe [CLV03] und [Czi05].

¹⁵ Zur Methode siehe auch [Czi05].

Water Power & DAM Construction das wirtschaftlich nutzbare Wasserkraftpotential mit einer möglichen Jahreserzeugung von 7700 TWh angegeben [WPD96] (s. a. [WEC03]). Nach [KR98] liegt das wirtschaftlich erschließbare Potential sogar bei 12000 TWh und wieder andere gehen beispielsweise von 9000 TWh aus [GV99].

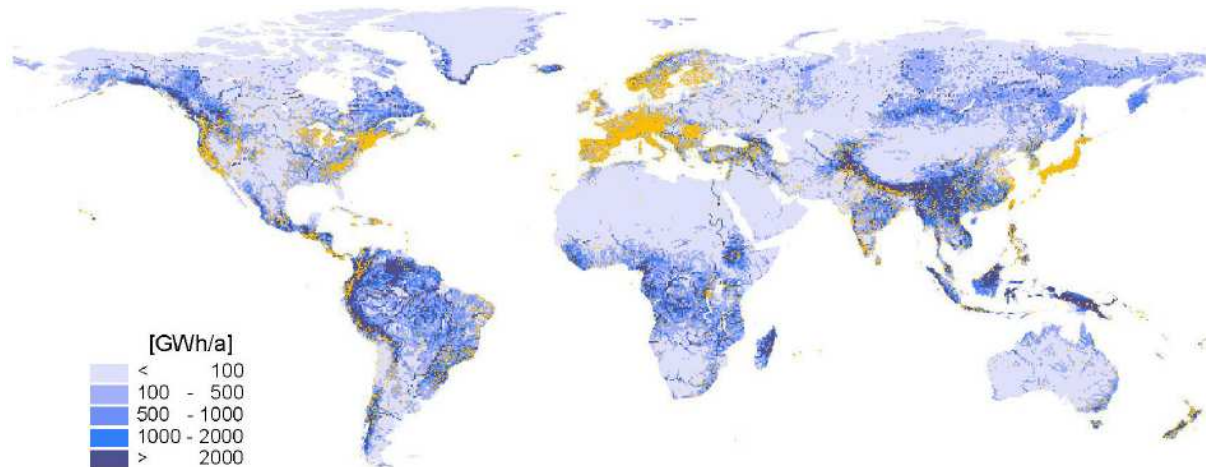


Abbildung 8 Weltweite Standorte von Wasserkraftwerken um die Jahrtausendwende über den Bruttopotentialen nach Abbildung 8 dargestellt: Kartenerstellung: [Leh01]

Für Westeuropa beläuft sich der bisher unerschlossene Teil noch auf knapp 400 TWh, in Mitteleuropa könnten noch ca. 80 TWh erschlossen werden und in der GUS besteht mit 1000 TWh noch ein bedeutendes Potential, das allerdings zu 85% in ihrem asiatischen Teil liegt [GV99]. Ebenso wie die weltweiten oder kontinentalen Angaben differieren die Angaben für einzelne Länder. Beispielsweise wird in [WPD97] und [WEC03] das mit heutiger Technik nutzbare Potential in Deutschland mit 27 und 26 TWh angegeben sowie das wirtschaftlich nutzbare Potential jeweils nur mit 20 TWh. In anderen Quellen wird das technisch nutzbare Potential mit bis zu 35 TWh deutlich höher angegeben und auch die Ausbauerwartungen liegen z.B. nach der Studie TERES II mit bis zu 29,9 TWh bei einer "Best Praxis Policy" bis 2020 deutlich über den zuvor genannten wirtschaftlichen und teilweise auch den technischen Potentialen [MS01]¹⁶.

¹⁶ Weitere Informationen zu Wasserkraftpotentialen finden sich in [Czi05] und den dort angegebenen Quellen.

Geothermiepotential

Im Inneren der Erde herrschen hohe Temperaturen. "99% unseres Erdballs sind heißer als 1000 Grad und nur 0,1% sind kühler als 100 Grad Celsius" [Här00] (vgl. auch [GEA01]). Deshalb dringt ein kontinuierlicher Wärmestrom durch die Erdkruste an die (kalte) Oberfläche. Auf den Kontinenten beträgt der mittlere Wärmefluss aus dem Erdinneren an die Oberfläche etwa $65 \pm 1,5 \text{ mW/ m}^2$ [HJP93a]. Bei insgesamt etwa 147 Mio. km^2 weltweiter Landfläche ergibt sich dort die gesamte Wärmeleistung zu ca. 9,6 TW, was sich zu einer jährlichen Wärmeabgabe von 84000 TWh summiert. Dies wiederum entspricht gut 60% des weltweiten Primärenergieverbrauchs im Jahre 2006 [DOE02d]. Unter den Meeren, wo zum einen die Wärmeflüsse im Durchschnitt mit ca. $101 \pm 2,2 \text{ mW/ m}^2$ ([HJP93a]) größer sind und zum anderen mit etwa 360 Mio. km^2 deutlich größere Flächen vorliegen, strömt mit ca. 36 TW nochmals fast die vierfache Leistung an die Oberfläche. Insgesamt liegt im geothermischen Wärmefluss also ein großes energetisches Potential vor, es reicht aber nur in den Promillebereich der solaren Einstrahlung und kann auch rein theoretisch nur einen Teil des Energieverbrauchs abdecken. Ursprung der Wärme ist zu etwa gleichen Teilen die Ursprungswärme bei der Bildung der Erde (Gravitationsenergie) und der Zerfall langlebiger radioaktiver Isotope (U238, U235, Th232 und K40) die vorwiegend in der Kruste vorliegen [HJS98]. Im Erdinneren ist eine riesige Wärmemenge gespeichert. Diese wird mit ca. $3,3 \times 10^{15}$ TWh angegeben [JJS+93]. Zusammen mit der potentiellen radio genen Wärme durch den Zerfall der – noch vorhandenen – radioaktiven Isotope, die nochmals etwa die gleiche Energiemenge beinhaltet, summiert sich der Gesamtwärmeinhalt der Erde auf mindestens $3,3 \times 10^{15}$ TWh bis etwa $6,7 \times 10^{15}$ TWh. Das entspricht rechnerisch dem heutigen weltweiten Primärenergieverbrauch für eine Dauer von annähernd 50 Milliarden Jahren. In Anbetracht dieser Größenordnung könnte auch diese Wärmemenge mit einigem Recht als regenerative (oder besser unerschöpfliche) Energie angesehen werden. Allerdings kann es Jahrhunderte dauern, bis eine "z.B. durch menschliche Nutzung einmal abgekühlte" Lagerstätte geothermischer Wärme wieder regeneriert ist [HJS98]. Für die Nutzung zur Stromerzeugung kommen aus heutiger Sicht maximal die oberen 10 km der Erdkruste in Betracht, was das Potential erheblich einschränkt. Bei intensiver Nutzung, der in der oberen Schicht der Erdkruste gespeicherten Energie, würde sich allmählich ein neues Gleichgewicht einstellen, das dann wieder nur die Nutzung des relativ geringen Wärmeflusses erlauben würde. Ob es sinnvoll ist, eine Ausbeutung der geothermischen Lagerstät-

ten über den natürlichen Wärmefluss hinaus als regenerativ zu bezeichnen oder nicht, soll an dieser Stelle nicht entschieden werden.

Die Kosten der Stromerzeugung aus geothermischer Energie hängen sehr stark von der verfügbaren Temperatur ab und der Teufe, in der diese vorgefunden wird¹⁷. Deshalb ist die wirtschaftliche Nutzung großer Teile der Geothermiepotentiale aus heutiger Sicht nicht möglich. Abbildung 9 zeigt zur Illustration die Tiefe, bei der gegenüber der Erdoberfläche eine Temperaturdifferenz von 170 Kelvin angetroffen wird.

Mit einer Reihe von Annahmen kann das Potential der geothermischen Stromerzeugung auch in Abhängigkeit von Teufe und Temperatur ermittelt werden¹⁸. Der weltweite Wärmefluss ergibt sich dann auf Landflächen zu 9,8 TW oder gut 66,5 mW/ m². Die Schicht mit einer Temperaturdifferenz von 200 K (170 K) gegenüber der Erdoberfläche liegt im Mittel bei ca. 7800 m (6700 m) und damit für eine Nutzung aus heutiger Sicht sehr tief. Die Potentiale, die in geringeren Tiefen vorliegen, sind naturgemäß kleiner. Wenn beispielsweise nur die Gebiete berücksichtigt werden, in denen eine Temperaturdifferenz von 200 K schon vor Erreichen einer Tiefe von 4000 m angetroffen wird, so reduziert sich der Wärmefluss um fast 92% auf 0,82 TW. Eine Ausweitung auf bis zu 5000 m bringt eine Erhöhung um 0,63 TW und die Berücksichtigung von Teufen bis 6000 m weitere 1,17TW.

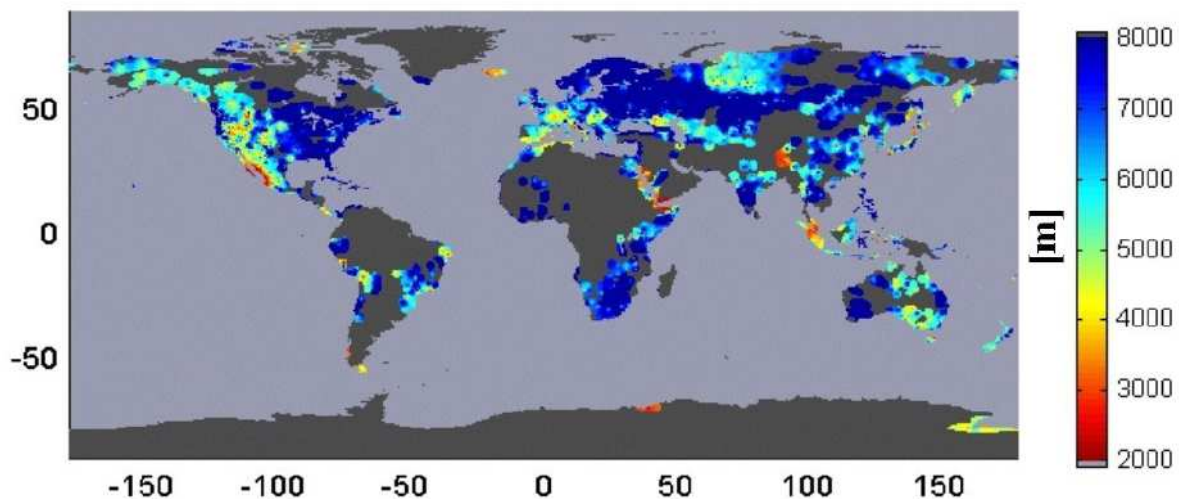


Abbildung 9 Approximierte geothermische Temperaturverläufe weltweit: Tiefe des Levels, bei dem die Temperaturdifferenz zur mittleren Oberflächentemperatur $\Delta T = 170$ K

¹⁷ Zur Abhängigkeit der Bohrkosten von der Teufe sowie der Kosten geothermischer Stromerzeugung von Temperatur und Bohraufwand s. a. [Czi05].

¹⁸ Zur Vorgehensweise s. [Czi05].

beträgt; maximale berücksichtigte Tiefe: 8000 m; maximale berücksichtigte Entfernung zur nächsten Messstelle: 200 km. Quelle der zugrundeliegenden Wärmeflussdaten und Temperaturprofile: [HJP93b]. Datenbearbeitung: [CL01].

Bei einem vereinfachend unterstellten Wirkungsgrad von 10% entsprechen diese Wärmemengen einer potentiellen Stromerzeugung von 4 bis 14% des heutigen Stromverbrauchs. Berücksichtigt man bei der Betrachtung der gespeicherten Wärme zusätzlich zum reinen Potential auch die Kosten, so muss man die Tiefen und die Temperaturniveaus mit einbeziehen. Ein solcher Ansatz könnte sein, dass maximale Tiefen bis 6000 m (4000 m) berücksichtigt werden und die Wärme im Gestein genutzt wird, bis sich dessen Temperaturdifferenz zur Umgebung auf 170 K verringert hat. Diese Restriktion verringert die bis in einer Tiefe von 6000 m (4000 m) nutzbare Wärmemenge auf das 31.000-fache (3.200-fache) der heutigen jährlichen Primärenergienutzung, und nach dem Umwandlungsschritt der Stromerzeugung auf das 3.100-fache (320-fache). Aus diesen Zahlen wird ersichtlich, dass die Potentiale der Geothermie mit der Bohrtechnik stehen und fallen. Bei wachsenden wirtschaftlich erreichbaren Teufen steigt das Potential rasch an, ein Prozess, der durch die Temperaturabhängigkeit der technisch erreichbaren Wirkungsgrade begünstigt wird.

Fallwindkraftwerkspotential

Eine vielversprechende, wenn auch bisher nur theoretisch untersuchte Möglichkeit der Stromerzeugung aus regenerativen Energien stellt die Nutzung von Fallwindkraftwerken (FWKW) dar. Die Funktionsweise des Kraftwerks ist, obwohl sie auf sehr einfachen, auch in der Natur häufig anzutreffenden Prinzipien beruht, wenig bekannt und soll im Folgenden kurz skizziert werden. Das FWKW nutzt in der Atmosphäre gespeicherte Sonnenenergie zur Erzeugung elektrischen Stroms. Dazu wird im Kopf eines hohen Turms Wasser eingesprüht, das bis zum Erreichen des Gleichgewichts zwischen Luft und Tröpfchen verdunstet. Die Verdunstungswärme liefert die Luft, die sich deshalb abkühlt. Die Luft innerhalb des Turmes ist dann kälter als die außerhalb und hat dadurch eine höhere Dichte. Der Verdichtungseffekt durch die Abkühlung übertrifft dabei vielfach eine ihm entgegengesetzte Verringerung der Dichte durch den steigenden Wasserdampfgehalt. Die Dichtedifferenz wirkt als Antrieb einer abwärts gerichteten Strömung (Fallwind) innerhalb des Turmes. Dieser Wind kann mit speziellen Windturbinen zur Stromerzeugung genutzt werden¹⁹.

Wie bei den anderen dargebotsabhängigen regenerativen Quellen, ist auch das Potential der Stromerzeugung aus Fallwindkraftwerken sehr stark vom Standort abhängig. Besonders geeignet für den Betrieb solcher Kraftwerke sind Gebiete mit warmer, trockener Atmosphäre und großem Wasserservoir. Solche Bedingungen finden sich weltweit in vielen Küstenwüsten in den Passatwindregionen. Besonders gute Bedingungen werden an den Westküsten der Kontinente in Passatwindgebieten angetroffen, die nur noch von monsunbeeinflussten ariden Küstengebieten im Nahen Osten um die Arabische Halbinsel bis hin zum südwestlichen Indien übertroffen werden. An Land wird die Standortqualität durch orographische Bedingungen beeinflusst, die sich als steigende Geländehöhe am Turmfuß und zunehmender Abstand von der Küste über steigende Pumpverluste negativ auf die Erzeugung auswirken. Abbildung 10 zeigt eine Weltkarte der potentiellen Jahreserzeugung von FWKW an Land, bei der diese Einflüsse berücksichtigt sind. In vielen Gebieten nimmt die Erzeugungsmöglichkeit rasch mit zunehmender Entfernung von der Küste ab, weil das Gelände schnell ansteigt. So z.B. in den Südamerikanischen Anden sowie in Südafrika und

¹⁹ Eine detailliertere Beschreibung des FWKW-Prozesses findet sich in [Czi05].

Namibia oder in Teilen Nordamerikas. In Nordafrika und auf der Arabischen Halbinsel steigt das Gelände oft nur langsam an, sodass die technischen Potentiale hier vergleichsweise groß sind²⁰.

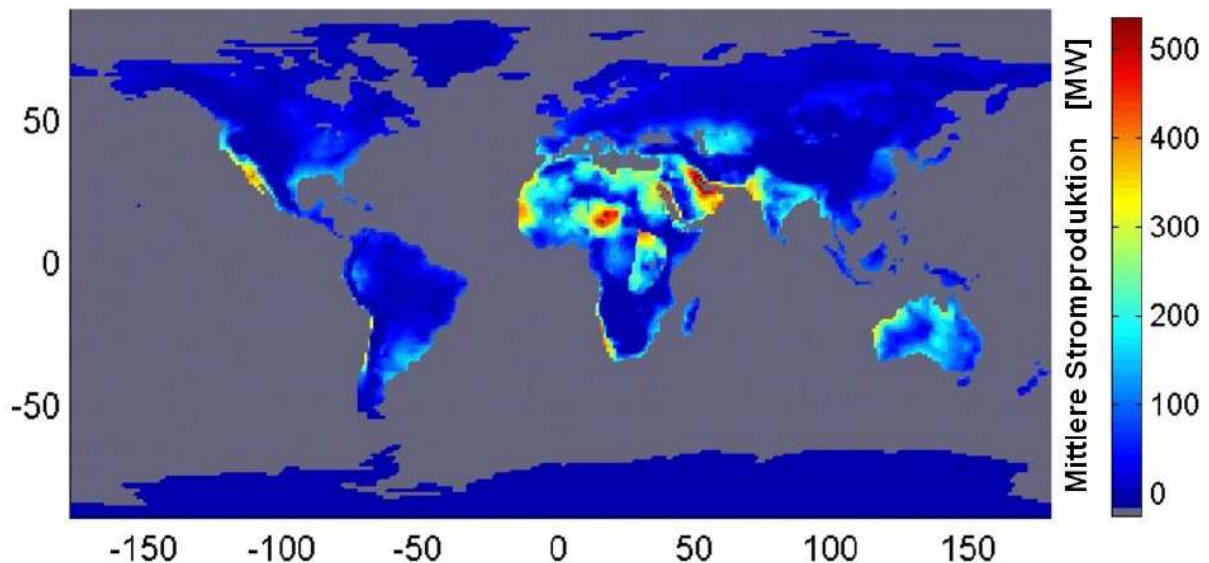


Abbildung 10 Weltkarte der potentiellen Jahreserzeugung von FWKW mit 1200 m Höhe und 400 m Durchmesser ohne Leistungsbegrenzung an Landstandorten unter Berücksichtigung von entfernungs- und höhenabhängigen Pumpverlusten für die Wasserzufuhr. Quelle der verwendeten meteorologischen Daten: [EZM]

Unter den – für die Berechnung angenommenen – Voraussetzungen ergibt sich das weltweite Potential der Stromerzeugung aus FWKW zu etwa 150'000 bis 300'000 TWh_{el}²¹. Insgesamt beläuft sich also das technische Potential auf das Zehn- bis Zwanzigfache des weltweiten Strombedarfs. Fordert man eine Mindestqualität der Erzeugungsbedingungen oder maximale Küstenentfernungen, so verringert sich das Potential natürlich, bleibt aber selbst bei strengen Restriktionen noch sehr groß²². So ergibt sich für Standorte mit einer minimalen Stromproduktion von 3700 Volllaststunden und einer maximalen Entfernung von ca. 150 km zum nächstgelegenen Wasserreservoir ein Potential von 27'000 bis 68'000 TWh_{el}. Das bedeutet, dass selbst bei relativ strengen Restriktionen noch ein sehr großes Poten-

²⁰ Die Pumpverluste wurden hier relativ hoch angesetzt. Sie könnten durch die Verwendung anderer Transportsysteme – als die hier angenommenen Wasserrohre – deutlich reduziert werden. Dies würde die Potentiale in flachen Gegenden erheblich vergrößern.

²¹ Zu den Annahmen und Methoden, die in die Berechnungen eingeflossen sind, siehe [Czi05].

²² Für eine detailliertere Darstellung der Auswirkungen verschiedener Restriktionen auf das Potential s. a. [Czi05].

tial – bedeutend größer als der momentane weltweite Strombedarf – übrig bleibt.

Eine Auswertung der FWKW Potentiale für sieben besonders geeignete Regionen kommt zum Ergebnis, dass sich dort das wirtschaftlich interessante Potential auf etwa 130'000 TWh beläuft [ACGZ08]. Die Stromgestehungskosten liegen bei den getroffenen Annahmen und einer Kapitalverzinsung von 5% (10%) üblicherweise zwischen etwa 1,7 und 4 (2,5 und 6,5) US-Cent. Für Nordafrika ergibt sich mit knapp 60'000 TWh das größte Potential, gefolgt vom Mittleren Osten mit 36'000, Australien mit 21'000, Indien und Pakistan mit 7'400, Kalifornien und Mexiko mit 4'400, Südafrika mit Namibia sowie Angola mit 2'100 und Chile und Peru mit 1'800 TWh. Insgesamt könnte also allein in diesen besonders günstigen und auf alle Kontinente verteilten Regionen ein Vielfaches des weltweiten Stromverbrauchs aus FWKW erzeugt werden.

Zeitverhalten und Ausgleichsmöglichkeiten erneuerbarer Energien

Grundsätzlich vergleichmäßigen sich kurzfristige Fluktuationen der Erzeugung aus dargebotsabhängigen Quellen schon, wenn deren Nutzung in einem Verbund kleinräumig verteilt ist. So wird beispielsweise die Wirkung kleiner Wolken auf die photovoltaischen Stromproduktion schon innerhalb eines Stadtteils ausgeglichen oder die Wirkung einer Böe auf die Stromproduktion aus Windenergie schon innerhalb eines größeren Windparks. Für die Möglichkeit des Ausgleichs der Erzeugung sind systematische Effekte von Relevanz aber auch stochastisch/wetterbedingte Effekte.

Zeitverhalten photovoltaischer Solarenergienutzung

Bei Photovoltaik ist der Ausfall der Produktion in der Nacht systematisch bis auf die Polarregionen durch den Tagesgang bedingt. Um diesen Produktionsausfall durch einen Stromverbund auszugleichen, bedarf es eines Weltumspannenden Leitungssystems. Dieses würde den Nachteil hoher Leitungsverluste und großer Kosten mit sich bringen. Die konkurrierende Ausgleichsmöglichkeit besteht in der Zwischenspeicherung der elektrischen Energie in Tagesspeichern. Das heißt in Speichern mit einigen Stunden Speicherkapazität und entsprechender Leistung. Auch solche Speicher weisen teils hohe Kosten und große Verluste auf. Ein sehr effizienter Tagesspeicher steht mit Pumpspeicherkraftwerken zur Verfügung. Andere Speicher - wie elektrochemische Speicher oder Druckluftspeicher - weisen wesentlich höhere Verluste und Kosten auf.

Ein weiterer systematischer Effekt ist die jahreszeitliche Variation der Erzeugung. Um diese bei lokaler Erzeugung lokal auszugleichen, bedarf es der saisonalen Speicherung, insbesondere dort, wo die saisonalen Gänge der dargebotsabhängigen Produktion - wie bei uns oder in noch polnäheren Regionen - besonders ausgeprägt sind. Bei heute verfügbarer Technik ist die lokale Saisonspeicherung lokaler Produktion praktisch ausgeschlossen. Abbildung 11 zeigt die längerfristigen Verläufe der potentiellen Stromerzeugung aus Photovoltaik für ausgewählte, repräsentative Regionen zwischen dem südlichen Rand der Sahara und dem nördlich gelegenen Skandinavien. Wie zu erwarten, fällt die Stromproduktion in den nördlichen Gebieten im Winter stark ab. Dieses Verhalten ist für Region 2 am

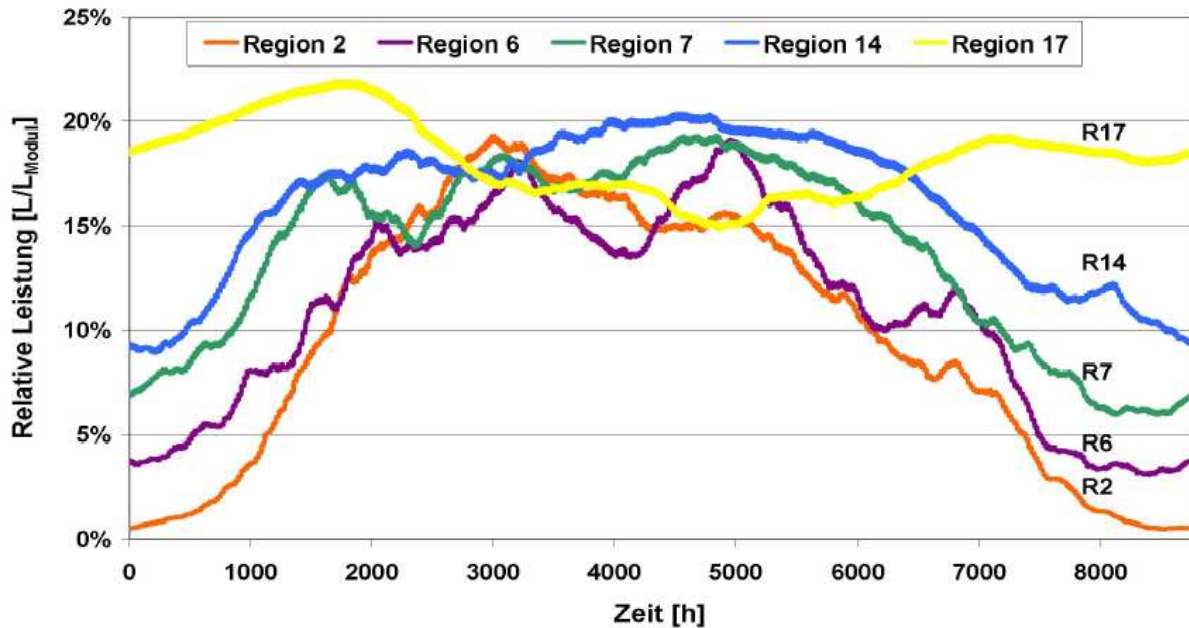


Abbildung 11 30-Tage-Mittelwerte der potentiellen Stromerzeugung aus Photovoltaik in ausgewählten, repräsentativen Regionen (Regionenzuordnung s. Abbildung 32, Details siehe [Czi05]).

ausgeprägtesten. Im Winter ist der geringste 30-Tages-Mittelwert kleiner als 10% des besten Wertes des Sommerhalbjahres. Die Produktion vergleichmäßig in den südlicheren Regionen zunehmend, bis sie schließlich in den südlichsten Regionen in einen qualitativ vollkommen anderen Jahresverlauf übergeht. Stellvertretend hierfür ist der Verlauf in Region 17 (nördliche Teile von Niger und Tschad). Hier tritt ein Minimum der Produktion im Sommerhalbjahr auf. Dieses Minimum erklärt sich durch die Regenzeit, die die sommerliche Verlagerung der innertropischen Konvergenzzone (ITCZ) in die Grenzregionen der Sahara mit sich bringt. Das Zeitverhalten der photovoltaischen Stromproduktion in diesen Regionen ist – im Hinblick auf eine Stromversorgung Europäischer Länder – interessant, da nördlich der Mittelmeerländer die Minima des Strombedarfs in etwa mit den Minima der potentiellen photovoltaischen Produktion in den südlichen Regionen zusammenfallen.

Wie schon die Verläufe der 30-Tages-Mittelwerte andeuten, ist hier die Stromproduktion aus Photovoltaik sehr viel gleichmäßiger als weiter nördlich. Abbildung 12 zeigt die Dauerlinien²³ der Tagesmittelwerte der potentiellen Stromerzeugung aus Photovoltaik in ausgewählten, repräsentativen

²³ Eine Dauerlinie wird gebildet, indem die Zeitreihe einer Größe nach der Höhe der einzelnen Werte sortiert wird. Man kann an ihr z.B. die Dauer (Häufigkeit) ablesen, für die ein beliebiger Wert der Zeitreihe über- oder unterschritten wird.

Regionen in und um Europa. Die Photovoltaik ist rechnerisch entsprechend der Bevölkerungsdichte in einem 1,125°-Gitter in den einzelnen Regionen verteilt. Region 17 liegt am Nordrand der sommerlichen innertropischen

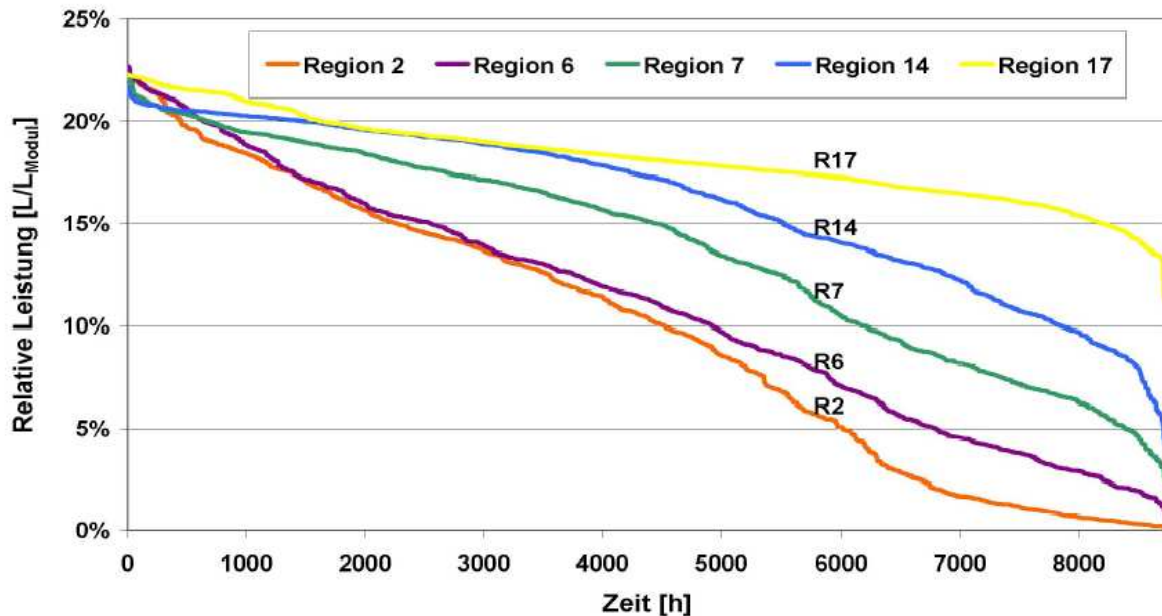


Abbildung 12 Dauerlinien von Tagesmittelwerten der potentiellen Stromerzeugung aus Photovoltaik in ausgewählten, repräsentativen Regionen (Regionenzuordnung s. Abbildung 32, Details siehe [Czi05]).

Konvergenzzone. Hier - am Südrand der Sahara - ist die photovoltaische Stromproduktion am ausgeglicheneren. Die Tagesmittelwerte variieren deshalb in dieser Region nur in einem relativ engen Band zwischen etwa 22 und 11% der Modulleistung. Tagesmittelwerte unter 15% der Modulleistung besitzen schon beinahe "Seltenheitswert". Auch die auf den Mittelwert normierten Standardabweichungen liegen in den drei südlichen Regionen mit der gleichmäßigsten Produktionserwartung bei etwa 10% und steigen bis zur kleinsten und am weitesten nördlich gelegenen Region 19 auf einen Wert von fast 80%. In Region 12 (auf der arabischen Halbinsel) liegt die Produktion am schlechtesten Tag bei mehr als 60% des für die photovoltaische Stromerzeugung günstigsten Tages, wohingegen keine Region nördlich des Mittelmeeres über 20% kommt. Im schlechtesten Monat erreicht die photovoltaische Stromproduktion in Region 12 noch immer 80% des Spitzenwerts der 30-Tage-Mittelwerte. In den Regionen 16, 17 und 18 liegt dieser Wert bei 76, 68 und 74%. Dagegen erreicht das Minimum in mitteleuropäischen oder nordeuropäischen Gebieten nicht annähernd diese Werte. Es liegt in Region 6 (Deutschland und Dänemark) und Region 2 (Skandinavien) nur bei 16 und 2%.

Selbst eine kombinierte, gleichmäßige Nutzung aller Regionen verspricht keine Ausgleichseffekte, die nicht von jeder einzelnen der vier südlichen Regionen übertroffen werden könnten. Diese Aussage gilt sowohl für die Tagesmittelwerte als auch für die Monatsgänge. Unter dem Aspekt der Vergleichmäßigung der Stromproduktion mittels Photovoltaik würde es daher keinen Sinn machen, andere Standorte zu nutzen als die am Südrand der Sahara. Die Qualität einer gewählten Kombination – hinsichtlich einer wirtschaftlichen Stromversorgung – lässt sich aber letztlich nur durch eine systematische Untersuchung - unter Einbezug aller anderen verfügbaren Quellen, Verbräuche und Systeme - im jeweiligen Versorgungsgebiet ermitteln.

Zeitverhalten der Stromerzeugung mittels Solarthermie

Im Gegensatz zur Photovoltaik lassen sich in solarthermische Kraftwerke sehr günstig Speicher integrieren, die eine Entkopplung von Einstrahlung und Stromerzeugung ermöglichen. Mit den verfügbaren Wärmespeichern lässt sich kostengünstig und effizient ein Nachtbetrieb realisieren, der den systematischen Nachteil des Tag-Nacht-Gangs der Sonneneinstrahlung ohne weltweiten Stromtransport oder teure ineffiziente Speicherung nach der zuvor erfolgten Stromerzeugung ermöglicht²⁴.

Die jahreszeitliche Variation der Stromerzeugung aus den Solarthermischen Kraftwerken ist dagegen in der Regel ausgeprägter als bei der Photovoltaik. Abbildung 14 zeigt mit den 30-Tages-Mittelwerten die längerfristigen Verläufe der potentiellen Wärmeerzeugung mit Parabolrinnen für die solarthermische Stromerzeugung in ausgewählten repräsentativen Regionen. Wie zu erwarten, fällt die Wärmeerzeugung und mit ihr die Stromproduktion in den nördlichen Gebieten im Winter stark ab. Dieses Verhalten ist für Region 8 (ausgesucht gutes Gebiet in der südlichen Iberischen Halbinsel) am ausgeprägtesten und ähnelt sich in den Regionen ähnlicher geographischer Breite, in denen im Winter der geringste Monats-Mittelwert jeweils weniger als 10% des besten Wertes im Sommerhalbjahr beträgt²⁵.

²⁴ Zu einigen Details zur Wärmespeicherung siehe auch [Czi05].

²⁵ Erzeugungsstandorte in wesentlich nördlicheren Regionen werden wegen der erheblich schlechten Standortqualitäten nicht betrachtet.

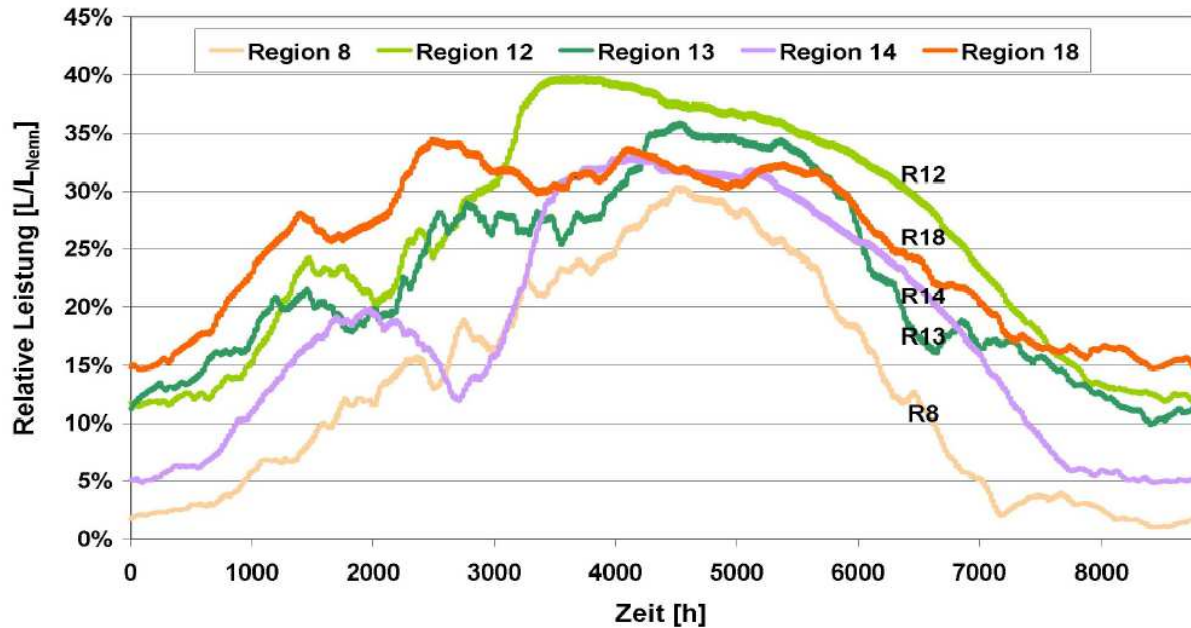


Abbildung 13 30-Tage-Mittelwerte der Wärmeerzeugung in Parabolrinnen für die solarthermische Stromerzeugung in Parabolrinnenkraftwerken in einigen ausgesuchten Regionen (Regionenzuordnung s. Abbildung 32, Details siehe [Czi05]).

Die Erzeugung ist damit im Jahresgang schon in diesen relativ südlichen Regionen weniger ausgeglichen als die photovoltaische Stromproduktion in den angrenzenden nördlicheren Regionen. Die Produktion vergleichmäßigst sich in den südlicheren Regionen zunehmend. Die gleichmäßigste Produktion findet sich in den Regionen 17 und 18, wo der schlechteste Monatsmittelwert jeweils über 40% der Erzeugung des besten aufweist und damit über 60% des Jahresmittelwertes erreicht.

Auch bei den Tagesmittelwerten zeigt sich in den südlichsten Regionen eine wesentlich ausgeglichene Erzeugung als in den weiter nördlichen. Wie an den Dauerlinien der Tagesmittelwerte in Abbildung 14 zu erkennen ist, treten an den Standorten auf Höhe der Südsahara sehr viel seltener Tage mit geringer Erzeugung auf. Auch hier zeigt sich der große Vorzug der südlich gelegenen Gebiete, in denen große negative Abweichungen von der mittleren Produktion nur relativ selten auftreten. Dagegen treten in den nördlichen Regionen wie z.B. Region 8 Tagesmittelwerte von weniger als 5% an mehr als einem Drittel aller Tage auf. In Region 18 treten dagegen Tagesmittelwerte von weniger als 10% nur an 8 Tagen auf.

Damit erweisen sich die südlichen Regionen nicht nur durch die höheren jahresmittleren Produktionserwartungen sondern auch durch die wesentlich ausgeglichene Produktion als sehr viel günstigere Standorte für die thermische Solarstromproduktion. Eine gleichzeitige, gleich verteilte Nutzung der solarthermischen Erzeugung an allen Standorten zwischen süd-

lich gelegenen in den Regionen 8 und 16 und solchen in den Regionen 16 und 12 bringt – im Vergleich zu den nördlicheren Standorten – deutliche Verbesserungen der Verfügbarkeit, kann aber gegenüber den südlichen Gebieten allenfalls leichte Verbesserungen der minimalen Tagesproduktion bewirken.

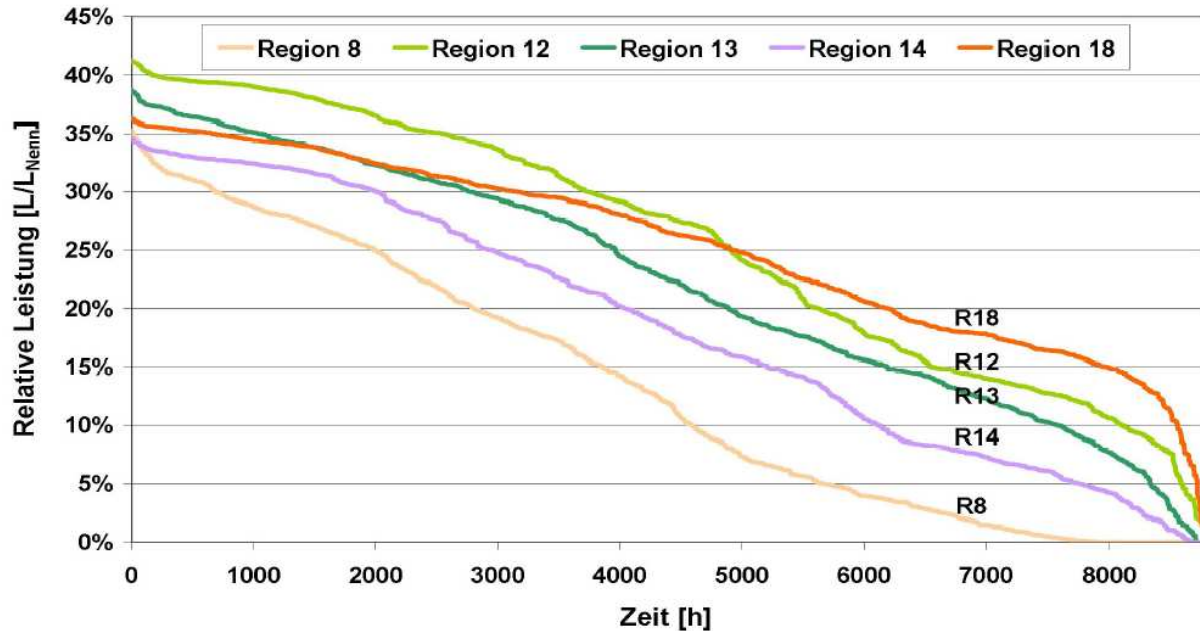


Abbildung 14 Dauerlinien von Tagesmittelwerten der potentiellen Wärmeenergieerzeugung in Parabolrinnen für die solarthermische Stromerzeugung mit Parabolrinnenkraftwerken in ausgewählten, repräsentativen Regionen (Regionenzuordnung s. Abbildung 32, Details siehe [Czi05]).

Die Qualität der gewählten Kombination – hinsichtlich einer wirtschaftlichen Stromversorgung – lässt sich aber letztlich nur durch eine systematische Untersuchung unter Einbezug aller anderen verfügbaren Quellen, Verbräuche und Systeme im jeweiligen Versorgungsgebiet ermitteln.

Zeitverhalten der Stromerzeugung aus Windenergie

Die Problematik des systematischen Ausfalls der Stromerzeugung in der Nacht, die bei der Stromerzeugung aus Solarenergie besteht, liegt bei der Windenergie nicht vor. Es gibt zwar auch standortspezifisch typische tageszeitliche Gänge der Stromerzeugung aus Windenergie, diese sind aber schon allein durch die Wahl der Nabenhöhe beeinflussbar und auf jeden Fall sehr stark vom Einfluss der bestimmenden Wettersituation überlagert.

In der öffentlichen Diskussion wird die Variabilität der Stromerzeugung aus Windenergie oft problematisiert. Häufig wird versucht, Obergrenzen des Anteils an der Stromerzeugung anzugeben, die sie im Mittel nicht überschreiten darf, damit eine zuverlässige Stromversorgung gewährleistet werden kann. Wenn solche Grenzen aber überhaupt gefunden werden können, so sind sie zumindest von der Größe und Art des Erzeugungsbereichs abhängig, das zur Stromversorgung herangezogen werden kann. Hier hat wiederum die Verschiedenartigkeit der Erzeugungs-Standorte einen sehr wichtigen Einfluss. Die kurzfristigen Fluktuationen lassen sich schon in relativ kleinen Gebieten ausgleichen. Um mit den jahreszeitlichen Veränderungen auch die am schwierigsten zu handhabenden Variationen auszugleichen, bietet sich die gemeinsame Nutzung der Windenergie in unterschiedlichen Klimazonen an, die die Produktionsmaxima in unterschiedlichen Jahreszeiten aufweisen. Tatsächlich lässt sich zeigen, dass bei geschickter Verteilung der Windenergienutzung sehr hohe Windstromanteile im Strommix zu erreichen und wirtschaftlich sinnvoll sind.

Um der komplexen Thematik gerecht zu werden, sollen die erzielbaren Ausgleichseffekte bei der Windenergie im Folgenden etwas ausführlicher behandelt werden als die bei der Solarenergienutzung.

Grundsätzlich vergleichmäßig sich die Stromproduktion aus Windenergie mit steigender Distanz der Windkraftanlagen. So werden kurzfristige Schwankungen der Produktion - etwa im Subminutenbereich, wie sie beispielsweise durch kleinräumige Böen entstehen - schon innerhalb eines größeren Windparks ausgeglichen (s. a. [CE01]). Beispielsweise können die Korrelationen der Leistungsänderungen zweier Anlagen, die innerhalb einer halben Minute auftreten, schon bei einer Entfernung von wenigen hundert Metern bei Werten um 10% liegen. Bei einer größeren Anzahl von Anlagen mit dementsprechenden Abständen voneinander mitteln sich daher Schwankungen solch kurzfristiger Natur statistisch heraus. Bei größeren Entfernungen - beispielsweise mehreren benachbarten Windparks -

gilt das natürlich umso sicherer. Je länger nun das Zeitintervall ist, in dem der zeitliche Ausgleich der Leistungsschwankungen erreicht werden soll, desto größer müssen die Distanzen werden. Dies erkennt man an den Korrelationen der Leistungsschwankungen ΔP der Stromerzeugung von Windkraftanlagen, die in Abbildung 15 dargestellt sind. Die Korrelation von Schwankungen, die innerhalb einer Zeitspanne von 5 Minuten auftreten, unterschreiten schon bei Distanzen von wenigen Kilometern die 10%-Marke. Bei Schwankungen in Zeitintervallen von 30 Minuten, einer Stunde und 4 Stunden wachsen die Distanzen, bei denen diese Korrelationswerte erreicht werden, schnell auf etwa 40, 200 und über 400 Kilometer an. 12-Stunden-Korrelationen erweisen sich - im hier untersuchten Beispiel mit Deutschen Standorten - als so stark korreliert, dass Korrelationen von 20% erst bei Entfernungen über 500 Kilometern erreicht werden²⁶.

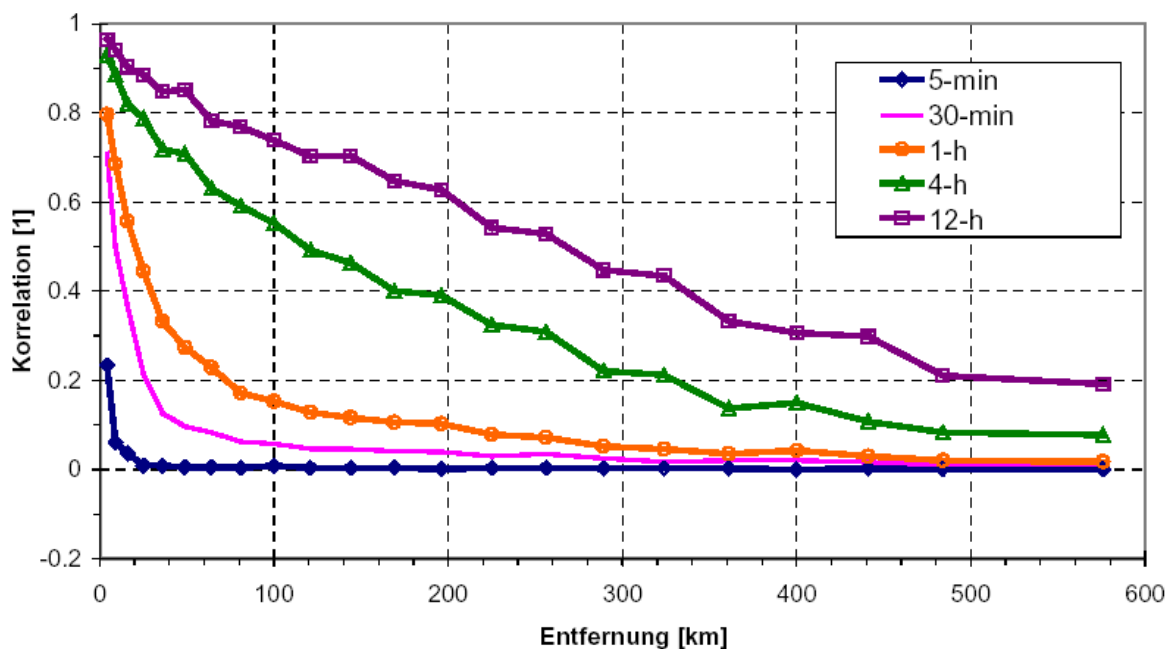


Abbildung 15 Korrelation der Leistungsschwankungen ΔP der Stromerzeugung von Windkraftanlagen in Abhängigkeit von den Entfernungen und dem betrachteten Zeitintervall, in dem die Schwankungen auftreten (Details s. [CE01]).

Zur Untersuchung der Korrelationen über noch größere Distanzen müssen andere Daten herangezogen werden. In Abbildung 16 sind die Korrelationen der Leistungsänderungen für Cluster von Windkraftanlagen mit Dis-

²⁶ Im verwendeten Datensatz dominieren allerdings Küstenstandorte, deren Erzeugungsverhalten aufgrund des üblichen Wetterverlaufs und aufgrund der zusammenhängenden Flachlandtopologie naturgemäß größere Ähnlichkeit aufweisen muss, als das bei Vergleich mit Standorten in topografisch deutlich komplexeren Mittelgebirgsstandorten der Fall sein sollte.

tanzen von einigen Hundert bis zu 8000 Kilometer als Linien dargestellt. Die Zeitintervalle, für die die Veränderungen der Mittelwerte untersucht wurden, reichen von sechs Stunden bis zu 30 Tagen. Bei etwa 1500 Kilometern geht die Korrelation der Leistungsänderung in 6-Stundenintervallen gegen Null. Auch die Korrelation der Leistungsänderung in 12-Stundenintervallen ist dann schon nahe Null, wogegen sie für 24- und 48-Stundenintervalle noch bei etwa 10% und für Monatsintervalle noch bei etwa 30% liegt. Diese langfristigen Korrelationen sinken erst bei Distanzen von etwa 2500 Kilometer auf Werte unter 10%. Bei 4000 bis 5000 Kilometern verschwindet die Korrelation. Sie wird bei noch größeren Distanzen sogar negativ. Es liegt also Antikorrelation vor, was für den Ausgleich natürlich ideal ist, da sich dann die Schwankungen nicht nur rein statistisch herausmitteln, sondern systematische Effekte eine Rolle spielen.

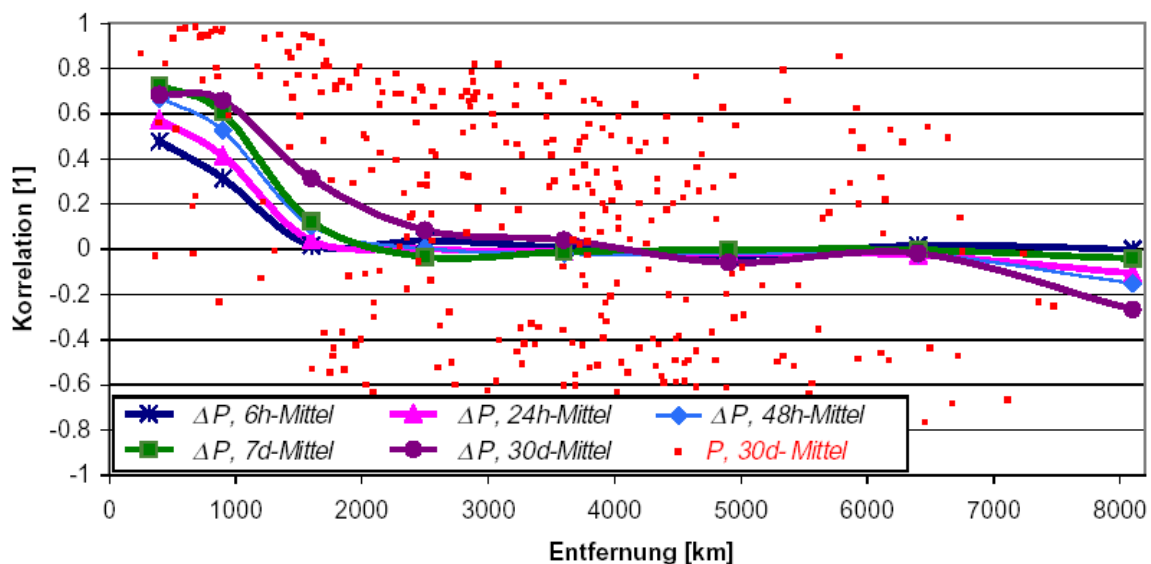


Abbildung 16 Korrelation der Leistungsschwankungen ΔP - Linien - der Stromerzeugung von Windkraftanlagen in Abhängigkeit von den Entfernungen und dem betrachteten Zeitintervall, in dem die Schwankungen auftreten, zusammengefasst zu Entfernungsclustern. Korrelation der monatsmittleren Leistung P - Punkte - der Stromerzeugung von Windkraftanlagen in Abhängigkeit von den Entfernungen. (Details s. [CE01]).

Tatsächlich handelt es sich bei diesen Distanzen allerdings um ein Artefakt. Die Anzahl der Windstandorte, die derartig weit voneinander entfernt sind, ist in diesem Beispiel sehr begrenzt. Es handelt sich um Standorte in Westsibirien einerseits und solche in Mauretanien und Senegal andererseits²⁷. Dieses Artefakt führt aber direkt zu einer Betrachtung der Korrelation einzelner Standorte, also weg von der Clusterung aller Standorte mit

²⁷ Diese Standorte entsprechen damit in etwa denen, die in Region 9 und Region 16 entsprechend Abbildung 32 zu finden sind.

ähnlicher Entfernung, wie bisher im Zusammenhang mit Abbildung 15 und Abbildung 16 besprochen. Regionen in unterschiedlichen Klimazonen können saisonal ein vollkommen und systematisch unterschiedliches Verhalten des Dargebots an Windenergie aufweisen. Hier ist die Vergleichmäßigung also nicht mehr ein mehr oder weniger stochastischer Effekt - freilich auch durch systematische Prozesse des Wettergeschehens mitbeeinflusst - sondern ein durch die klimatischen Verhältnisse determinierter. Hierbei können die saisonalen Ausgleichseffekte auch schon über relativ kurze Distanzen auftreten, wenn unterschiedliche Klimazonen aneinandergrenzen. Die roten Punkte in Abbildung 16 zeigen das Korrelationsverhalten der Monatsmittelwerte der Windstromerzeugung je zweier „Standorte“. Schon ab Entfernungen von etwa 1000 Kilometern treten schwach ausgeprägte Antikorrelationen der Monatserzeugung auf. Ab etwa 2000 Kilometern Entfernung lässt sich schon eine Vielzahl stark antikorrelierter Erzeugungsgebiete finden. Hier sind beispielsweise nordafrikanische Winterwindstandorte zu nennen, deren Erzeugung zu südeuropäischen Winterwindstandorten ein antikorreliertes Verhalten aufweist. Neben den Punktwolken in Abbildung 16 vermittelt auch der Monatsvergleich in Abbildung 17 einen Eindruck von den unterschiedlichen Erzeugungsmustern in verschiedenen Regionen und ihrer Eignung zum Aufbau eines Systems mit relativ ausgeglichener - oder sogar dem Verbrauch angepasster - Stromproduktion durch kombinatorisch geschickte Standortwahl. Ein System der großräumigen internationalen und die Grenzen der Kontinente überschreitenden Stromversorgung erscheint unter diesem Blickwinkel naheliegend.

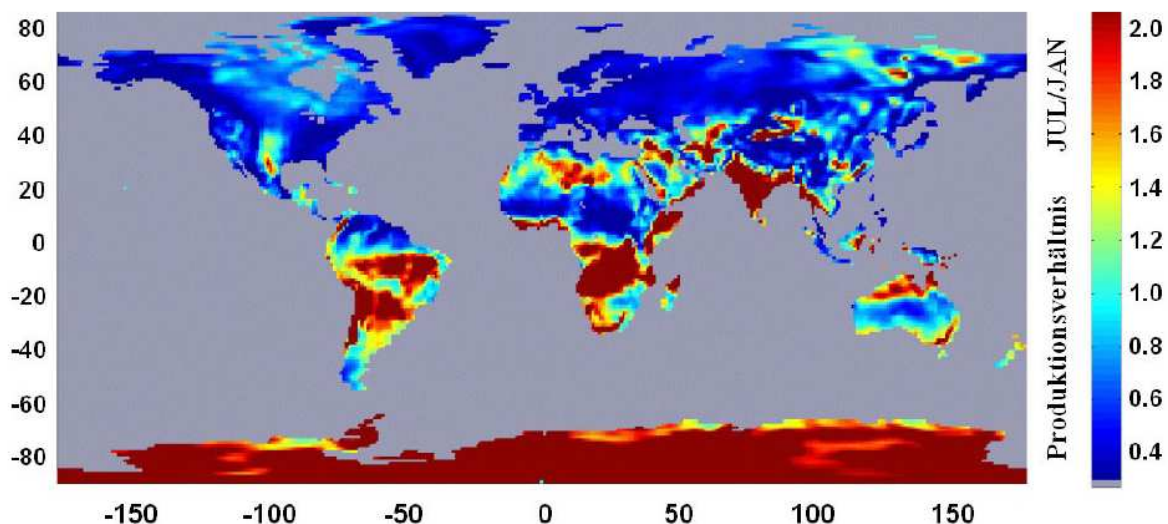


Abbildung 17 Saisonaler Vergleich der mittleren Stromproduktion aus Windenergie, Quotient aus langjährigen Monatsmittelwerten der Juli- und Januarerzeugung der Jahre 1979–1992; met. Daten: EZMW. Quelle der verwendeten meteorologischen Daten: [EZM]

In benachbarten Regionen gibt es teilweise sehr große Übereinstimmungen in den Mustern der längerfristigen Erzeugung. Wie Abbildung 18 veranschaulicht, sind beispielsweise die längerfristigen Verläufe der potentiellen Stromerzeugung aus Windenergie – bei den vier an die Nordsee grenzenden Regionen – deutlich korreliert. Das bedeutet, dass sich die längerfristigen Produktionsschwankungen in einer dieser Regionen nicht durch die gleichzeitige Nutzung der Windenergie in einer oder mehreren der anderen drei Regionen ausgleichen lassen. Für kurzfristige Schwankungen über einige Stunden – bis hin zu Tagen – kann ein zeitlicher Erzeugungsausgleich allerdings zu einem gewissen Maße erreicht werden. Das bedeutet, dass ein Zusammenschluss der Nordseeanrainerländer - beispielsweise durch das vielfach diskutierte Offshore-Supergrid - Ausgleichseffekte in diesem Zeitfenster ermöglichen würde, die beispielsweise den Bedarf an kurzfristig verfügbarer Backup deutlich reduzieren würde. Allerdings würde ein jahreszeitlicher Ausgleich durch die fehlende saisonale Vergleichmäßigung in diesem Gebiet nicht erreicht werden.

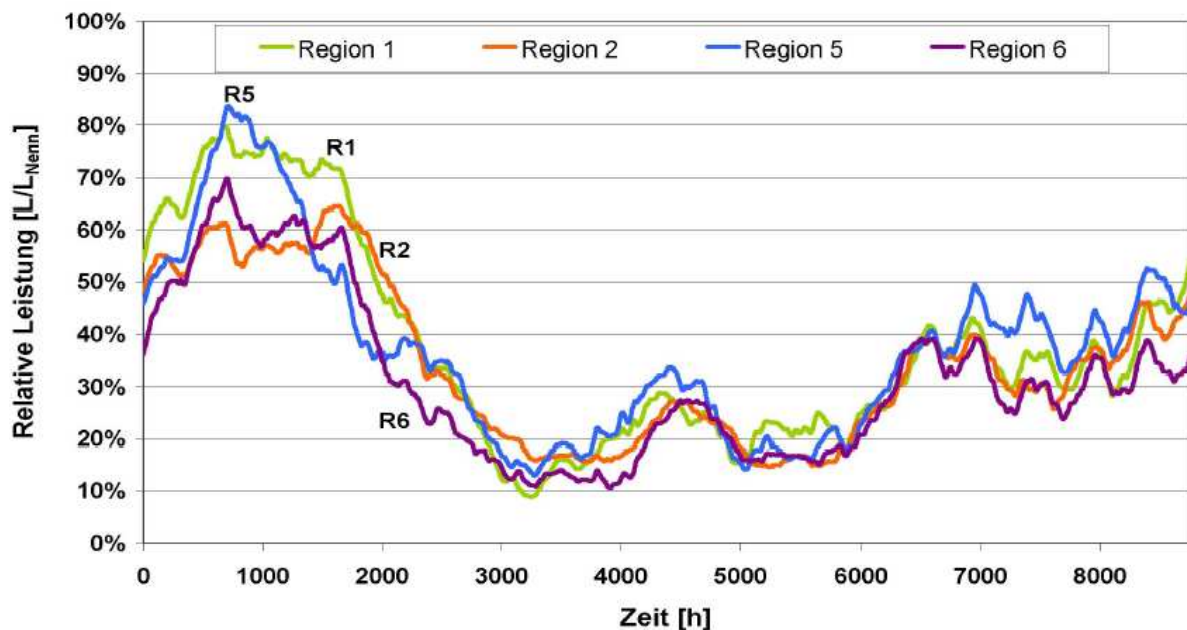


Abbildung 18 30-Tage-Mittelwerte der potentiellen Stromerzeugung aus Windenergie in den vier Nordseeanrainer-Regionen (Regionenzuordnung s. Abbildung 32, Details siehe [Czi05]).

Längerfristige Schwankungen können durch die Nutzung der Windenergie weiter entfernter Regionen ausgeglichen werden. So weisen die von Passatwinden dominierten Regionen (s. R13 u. R16 in Abbildung 19) Produktionsmaxima in Frühjahr und Sommer auf, wenn in den nördlichen Winterwindgebieten die geringsten Erträge erzielt werden.

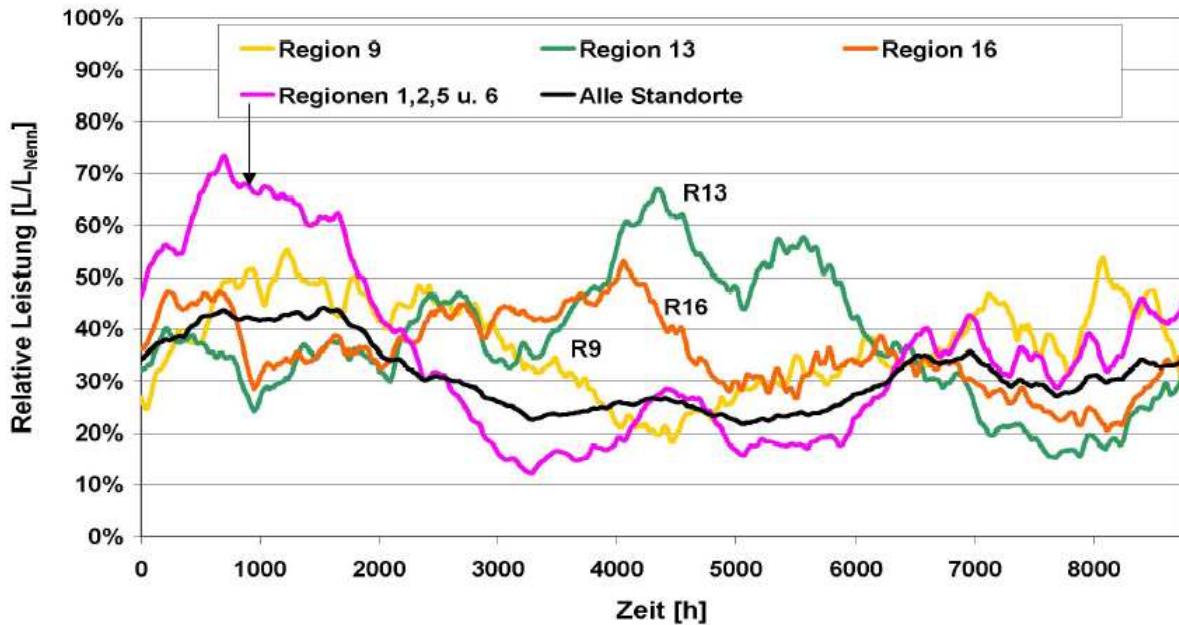


Abbildung 19 30-Tage-Mittelwerte der potentiellen Stromerzeugung aus Windenergie ausgewählter außereuropäischer Regionen und gemeinsamer Nutzung aller Nordseeanrainer-Regionen (1, 2, 5 und 6) sowie bei gleich verteilter Nutzung in allen betrachteten Regionen on- und offshore (Regionenzuordnung s. Abbildung 32, Details siehe [Czi05]).

Ist die Palette der verschiedenen Erzeugungsmuster groß genug, lässt sich zumindest der Monatsgang des Verbrauchs schon sehr gut nachbilden. Kurzfristige Schwankungen sind dann auch weitgehend ausgeglichen, weshalb sich der Bedarf an Spitzenleistungs-Backup bis hin zur Backup im Stundenbereich deutlich verringert. Eine kombinierte Nutzung in verschiedenen Regionen verspricht somit günstige Ausgleichseffekte. Dies verdeutlichen auch die Dauerlinien der Windstromerzeugung in Abbildung 20. Ihr Verlauf ähnelt sich in allen Regionen, wo jeweils Situationen auftreten, in denen alle WKA gleichzeitig Vollast erbringen, wie auch solche der zeitgleichen Flaute. Auch die gleichzeitige Nutzung aller Standorte der Nordseeanrainer-Regionen verändert dieses Verhalten nur geringfügig. Eine wesentliche Veränderung des zeitlichen Verhaltens ergibt sich aber, sobald Regionen mit großen Entfernungen und unterschiedlichen Klimata zur gemeinsamen Stromproduktion herangezogen werden. In einem einfachen Beispiel ist hier – wie in Abbildung 19 – die Kombination aller ausgewählten Standorte on- und offshore aller Regionen wiedergegeben. Typisch für diese Art der großräumigen Nutzung ist die deutliche Absenkung der Maximalleistung und der langsame Abfall der Leistung, also eine wesentlich gleichmäßigere Produktion. Der Vergleich der potentiellen Stromproduktion in einzelnen Regionen weist, sofern sie weit genug voneinander entfernt liegen, teilweise nur geringe Korrelationen auf oder kann sogar deutlich antikorreliert sein (s.a. [CE01]).

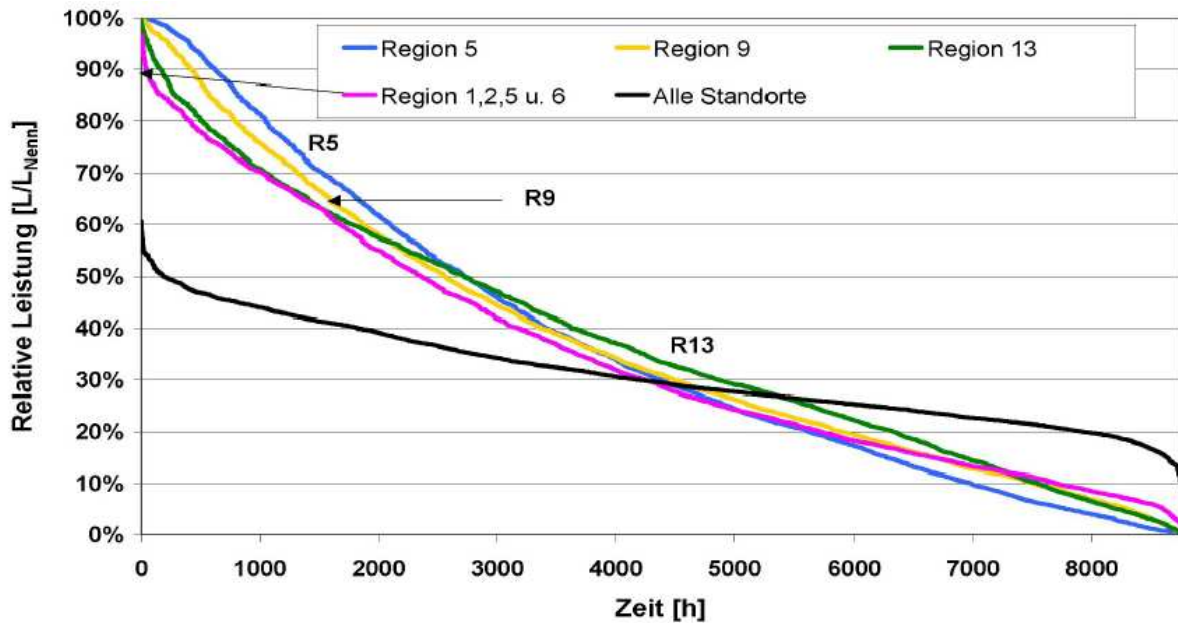


Abbildung 20 Dauerlinien der potentiellen Stromerzeugung aus Windenergie ausgewählter inner- und außereuropäischer Regionen und gemeinsamer Nutzung aller Nordseerainer-Regionen (1, 2, 5 und 6) sowie gleichverteilter Nutzung aller ausgewählten Standorte on- und offshore in allen Regionen (Regionenzuordnung s. Abbildung 32, Details siehe [Czi05]).

Der Effekt der Anhebung der Mindestenergieerzeugung kann auch bei wesentlich weniger Standorten schon deutlich größer ausfallen. In Abbildung 21 ist die Kombination der Windstromerzeugung in Nordwestafrika mit der an Offshore-Standorten in Europa illustriert.

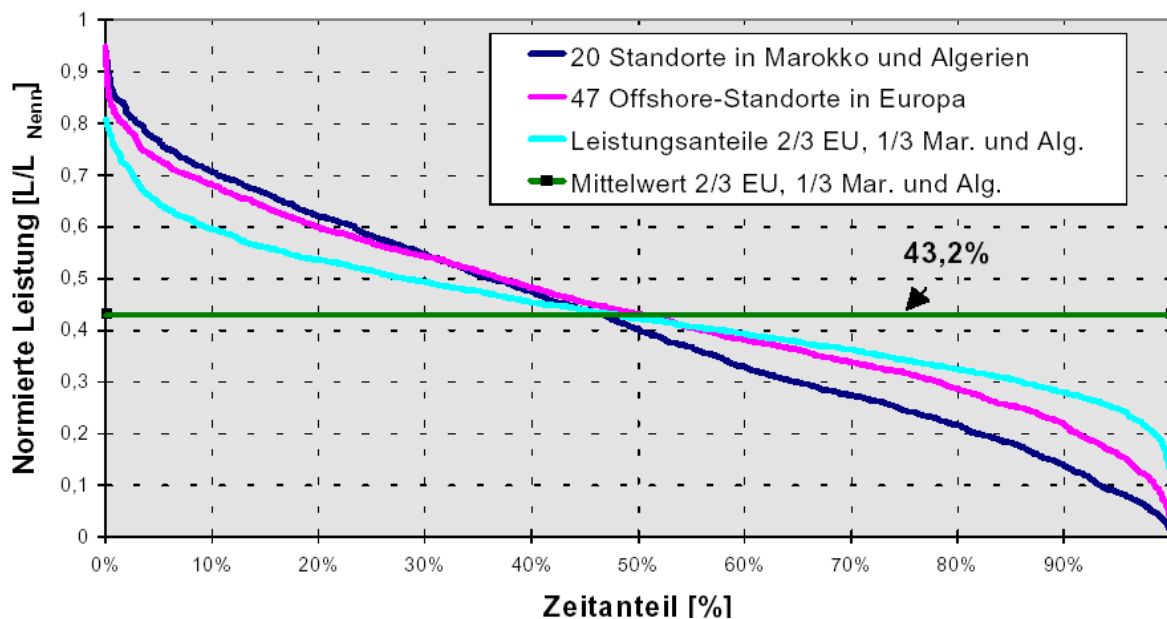


Abbildung 21 Mögliche Jahresdauerlinien der Stromerzeugung aus Windenergie in Nordwestafrika, an Offshore-Standorten in Europa und bei gleichzeitiger Nutzung beider Gebiete (Details s. [Czi99]).

Im Ergebnis dieses simplen Experiments - es liegen Daten mit einer zeitlichen Auflösung von 6 Stunden vor - zeigt sich eine deutliche Anhebung der Mindesterzeugung von 3,9 und 1,2% bei den Sandorten offshore und in Nordwestafrika auf 12,5% der gesamten Nennleistung der Windkraftanlagen bei kombinierter Nutzung (s. [Czi99]). Diese Erhöhung der Mindestleistung bedeutet, dass bei großräumiger Nutzung der Windenergie ein Teil der installierten Leistung als gesichert angenommen werden kann und sich durch einen mit der Ausdehnung steigenden Kapazitätseffekt der Windkraft auch die nötige Reserveleistung aus anderen Kraftwerken reduziert. In diesem Beispiel beläuft sich die nie unterschrittene Erzeugung auf immerhin 1100 Vollaststunden oder auf 29% der jahresdurchschnittlichen gemeinsamen Erzeugung. Auch die Absenkung der Maximalerzeugung fällt schon recht stark aus. Und der saisonale Gang der Stromerzeugung vergleichmäßig sich erheblich, was positive Konsequenzen in Form verringerter Speicher- oder Backupenergie mit sich bringt, wenn man einen Ausgleich der Fluktuationen über derartige Maßnahmen in Betracht zieht.

Diese Erfolge beruhen zum einen auf der gezielten Kombination von Sommer- und Winter-Windgebieten. Zum anderen sind sie eine Folge der Kombination von Standorten mit hoher Jahreserzeugung, da eine Verringerung der Zeiten geringer Produktion an einzelnen unterschiedlichen Standorten in der Kombination das Zusammentreffen solcher Ereignisse immer unwahrscheinlicher macht. Bei einer großen Zahl guter und deutlich unterschiedlicher Standorte kommt es schließlich nicht mehr zum Ausfall der gemeinsamen Erzeugung, und die Mindesterzeugung steigt mit zunehmender Anzahl immer weiter an. Die Entwicklung zu größeren Nabenhöhen der Windkraftanlagen, die in den letzten Jahren - seit den Berechnungen, die allen bisher angeführten Beispielen zugrunde liegen - stattgefunden hat, führt zu einer größeren Auslastung der Windkraftanlagen an den jeweiligen Standorten. In der gleichen Richtung wirkt sich auch die Entwicklung größerer Rotordurchmesser im Verhältnis zur Anlagen-Nennleistung und besserer Blattprofile mit größeren aerodynamischen Wirkungsgraden aus. All diese Entwicklungen führen zwingend zu einer Anhebung der Mindesterzeugung im großräumigen Verbund. Noch eine weitere Entwicklung begünstigt dies: Es ist die Kenntnis qualitativ hochwertiger Standorte und eine feinere Differenzierung der Standorte, die sich aus den höher aufgelösten meteorologischen Daten ergibt. Hier gilt es - über sporadische Untersuchungen hinaus, noch viele Wissenslücken über Hochertragsstandorte und deren Erzeugungsverhalten zu füllen, um das Potential der Ausgleichseffekte der Windenergie voll erfassen zu können.

Der Aspekt der Veränderung der benötigten Backupleistung zur Bereitstellung einer Mindestleistung, die nicht unterschritten wird, mittels eines Ba-

ckup-Systems ist in Abbildung 22 anhand des zuvor gewählten Beispiels illustriert. Bei einer - auf die Nennleistung der Windkraftanlagen - normierten gesicherten Leistung von 30% betrüge die notwendige Backupleistung im Falle der Windstromerzeugung in Marokko und Algerien etwa 28,8, bei den Europäischen Offshorewindstandorten 26,1 und bei Nutzung aller Standorte entsprechend der Mindesterzeugung 17,5%. Die gemeinsame Nutzung des deutlich größeren Erzeugungsgebiets der verteilten Offshore-Nutzung in der EU und in Norwegen zöge also einen geringfügig geringeren Bedarf an Backupleistung nach sich als das nordafrikanische.

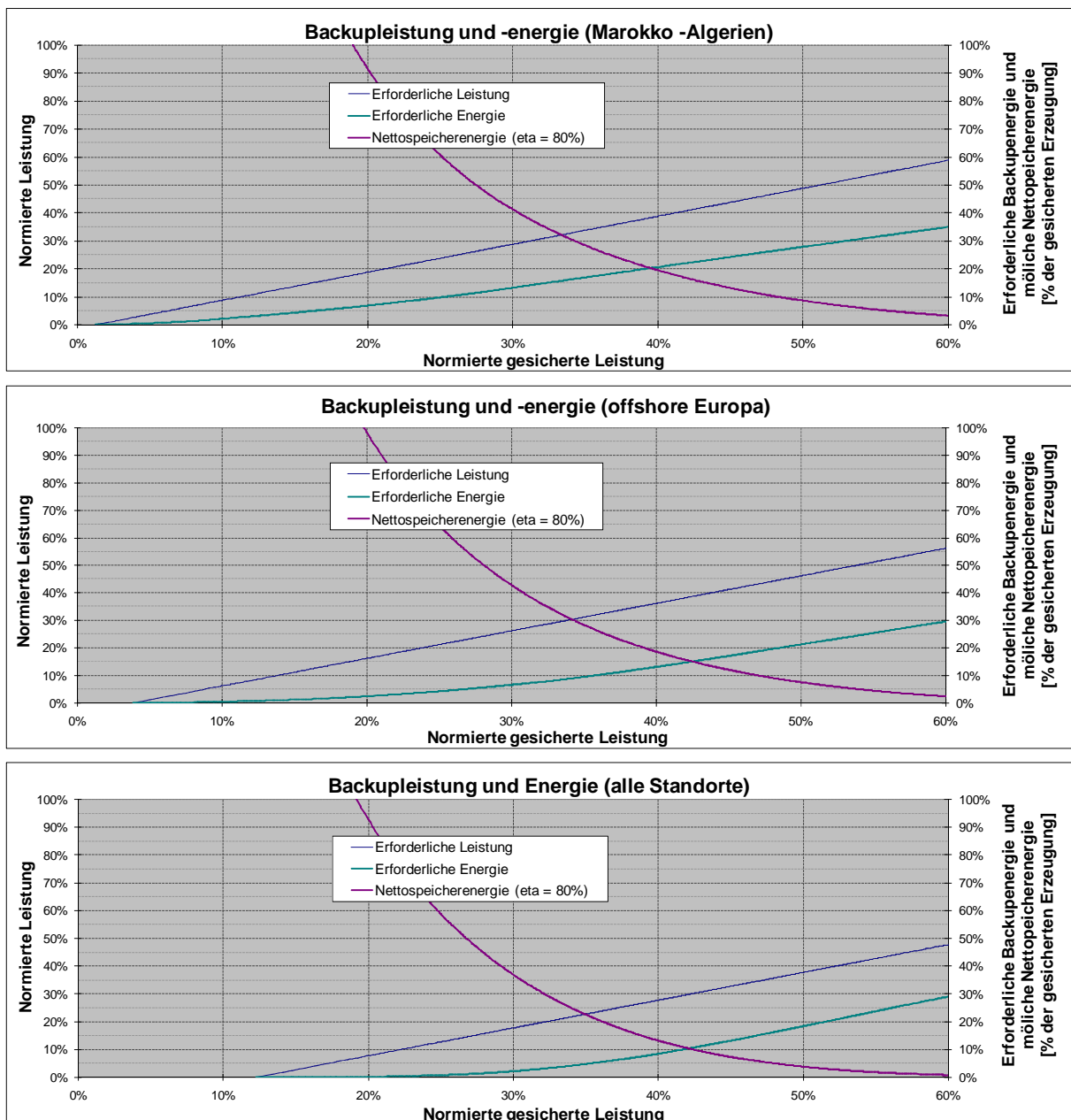


Abbildung 22 Veränderung der notwendigen Backupleistung und -energie mit der Auswahl der Erzeugungsstandorte für Windstrom, gezeigt an einem einfachen Beispiel entsprechend Abbildung 21 (Details s. [Czi99]).

Erst die Kombination beider Gebiete bringt einen wesentlich größeren Fortschritt. Die benötigte Backupenergie sinkt ebenfalls schlagartig, wenn die beiden kleineren Erzeugungsgebiete kombiniert werden, von 13,1% der gesicherten Erzeugung im nordafrikanischen Beispiel und 6,5% im europäischen auf 2,2% bei gemeinsamer Erzeugung. Wenn die Erzeugung aus Windkraft mit Momentanleistungen oberhalb der gesicherten über Speicher - z. B. Pumpspeicherkraftwerke - mit einem Gesamtwirkungsgrad von 80% - für Pumpen und Turbinieren - zwischengespeichert würde, könnte aus der Nettospeicherenergie jeweils ein Vielfaches der Backupenergiebedarfs bereitgestellt werden. Im Bereich von etwa 40% normierter gesicherter Leistung schneiden sich in den drei betrachteten Fällen die Kurven der erforderlichen Backupenergie und der Nettospeicherenergie. Bis zu diesem Schnittpunkt wäre eine vollständige Versorgung aus einem Windkraft-Pumpspeicher-Hybridsystem ohne weitere Backup möglich. Ein wesentlicher Unterschied ergibt sich hier beim Speicherbedarf. Er sinkt von jeweils etwa 20 und 15% der gesicherten Erzeugung im Fall der nordafrikanischen und europäischen Auswahl auf etwa 10% bei gemeinsamer Nutzung. Das bedeutet: Im ungünstigsten Fall muss fast die Hälfte der gesicherten Erzeugung über den Speicher bereitgestellt werden. Im günstigsten hier vorgestellten Fall ist es weniger als ein Viertel.

Die Größe des Erzeugungsgebietes bestimmt über die Veränderung der Spitzenleistung der Stromerzeugung aus Windenergie auch die Einspeicherleistung eines eventuellen Speichersystems. Die Einspeicherleistung - bei Pumpspeicherkraftwerken die Pumpleistung - muss ohne anderweitige Leistungsobergrenze so dimensioniert werden, dass die maximale Überschussleistung aufgenommen werden kann, wohingegen die Ausspeicherleistung - bei Pumpspeicherkraftwerken die Leistungsabgabe beim Turbinieren - so bemessen sein muss, dass die maximal fehlende Momentanleistung zur Verfügung gestellt werden kann. Bei einem kleinen Erzeugungsgebiet können diese Leistungen weit divergieren. Bei Windstromerzeugung allein an Deutschen Standorten - gemäß dem Erzeugungsverhalten heute in Deutschland verteilt installierter Windkraftanlagen - müsste nach [Pop09] die Pumpleistung in einem Windkraft-Pumpspeicher-Hybridsystem mit einem 30-Tagesspeicher, das 10 GW Dauerleistung liefert, bei 70 GW liegen. Die Pumpleistung müsste also etwa das Siebenfache der Turbinenleistung betragen. Diese große Divergenz von Aufnahme- und Abgabeleistung lässt sich über eine großräumige Nutzung der Windenergie weitestgehend vermeiden, da durch sie die Leistungsspitzen der gemeinsamen Erzeugung relativ zur installierten Leistung entscheidend reduziert und die Fluktuationen der Erzeugung erheblich reduziert werden.

Wie schon eine wahllose großräumige Verteilung die kurzfristigen Fluktuationen ausgleicht, illustriert Abbildung 23. Sie zeigt die grundsätzliche Veränderung des Verhaltens der Windstromproduktion bei großräumiger gegenüber regionaler Nutzung.

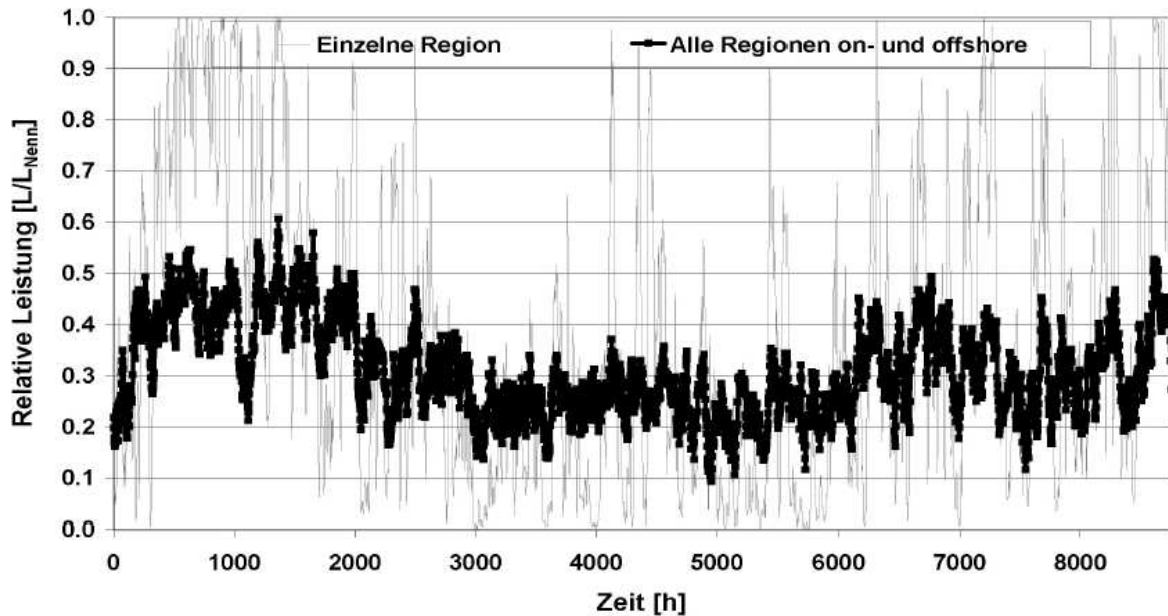


Abbildung 23 Zeitreihe der potentiellen Stromerzeugung aus Windenergie für eine ausgewählte Region sowie für die gemeinsame gleichverteilte Nutzung aller ausgewählten Standorte on- und offshore (Regionenzuordnung s. Abbildung 32, Details siehe [Czi05]).

Extremere Abweichungen, wie sie in einer einzelnen Region vorkommen, treten im Verbund praktisch nicht mehr auf. In einer einzelnen Region können innerhalb von sechs Stunden - die Zeitschrittweite des Datensatzes beträgt sechs Stunden - die Leistungsänderungen der Windenergie mehrere Dutzend Prozent der installierten Nennleistung betragen. Wohingegen sie sich bei der wahllosen Nutzung aller Regionen fast um eine Größenordnung reduzieren. Zudem sind lang anhaltende windstarke und leistungsarme Perioden bei regionaler Nutzung der Windenergie - im Gegensatz zur großräumigen Nutzung - die Regel. Die gleichmäßigere Produktion ermöglicht bis zu einem gewissen Grad gesicherte Stromerzeugung allein aus Windenergie. Bei der wahllosen gleichzeitigen Nutzung aller Regionen sind dies knapp 10% der installierten Windleistung. Die zusätzliche Nutzung von Backup-Systemen kann die gesicherte Leistung schon bei sehr kleinen Anteilen an der Gesamterzeugung deutlich steigern. Für eine einfache Kombination von Standorten der Windstromerzeugung, die gemeinsam mit den heute existierenden westeuropäischen Speicherwasserkraftwerken für die westeuropäische Stromversorgung genutzt werden, ist diese Option genauer untersucht worden [CG00].

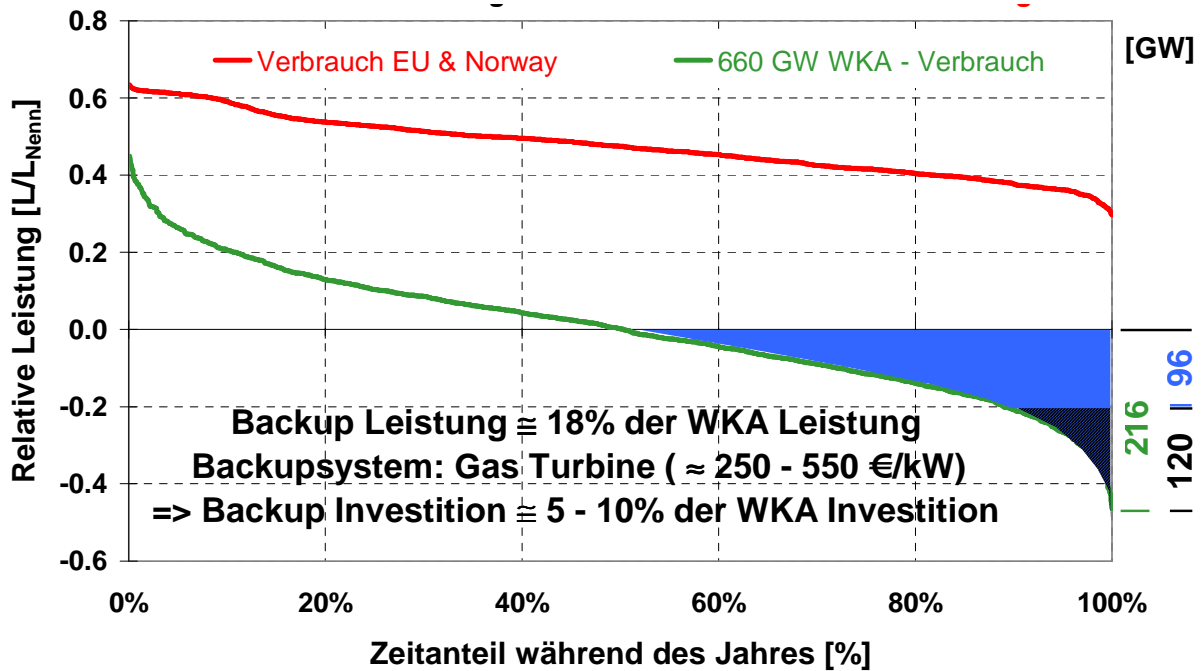


Abbildung 24 Bedarf an Backup-Leistung und -Energie bei großräumiger Nutzung der Windenergie gezeigt an einem simplen Beispiel.

Abbildung 24 zeigt Dauerlinien des Stromverbrauchs von EU und Norwegen von vor einigen Jahren sowie die Dauerlinie der Differenz von Windstromerzeugung in fünf Regionen und des Stromverbrauchs. Bei den Regionen handelt es sich um EU-15 plus Norwegen, Nordrussland mit Westsibirien, Kasachstan, Südmarokko und Mauretanien. Die rechnerisch installierte Leistung der Windkraftanlagen ist mit 660 GW so gewählt, dass die Jahresproduktion dem Jahresstromverbrauch der damaligen EU-15-Länder plus Norwegens entspricht. Auf der X-Achse ist der Zeitanteil während des betrachteten Jahres und auf der Y-Achse die Leistung aufgetragen. Die Flächen in der Grafik sind proportional zur Energie. Insgesamt können 86% des Jahresstromverbrauchs zeitgleich aus Windenergie bereitgestellt werden. Dementsprechend können 14% der potentiellen Jahreserzeugung nicht zeitgleich vom Verbrauch aufgenommen werden. Diese elektrische Energie zeigt sich dementsprechend als Überschuss - links oberhalb der Nulllinie - oder Mangel - rechts unterhalb der Nulllinie. Der maximal auftretende Leistungsmangel liegt bei 216 GW oder einem knappen Drittel der Windleistung. Er müsste ggf. aus irgendeinem Backup-System zur Verfügung gestellt werden. Es ist naheliegend, die - im betrachteten Verbrauchsgebiet vorhandenen - Speicherwasserkraftwerke dazu heranzuziehen. Sie produzieren mit einem Äquivalent von 15% des Stromverbrauchs mehr elektrische Energie als dem System bei dieser simplen Herange-

hensweise über das Jahr fehlt²⁸. Aber dennoch könnten sie nicht die ganze Lücke füllen, da die installierte Leistung mit 96 GW dafür zu klein ist. Deshalb wären sie nur in der Lage, die blau gezeichnete Fläche - ohne Schraffur - auszufüllen. Es verbliebe eine Leistungslücke von 120 GW, entsprechend 18% der installierten Windleistung. Bemerkenswert ist aber, dass der Restbedarf energetisch kaum mehr ins Gewicht fällt. Nur noch 1,6% des elektrischen Energieverbrauchs - schraffierte Fläche - müssten durch eine entsprechende Backup abgedeckt werden. Hierfür könnte fast bedenkenlos jede noch so CO₂-intensive Form der Stromerzeugung herangezogen werden, da bei diesem geringen Restbedarf auch die Emissionen entsprechend gering wären. Natürlich kommt auch eine CO₂-neutrale Bereitstellung aus Biomasse infrage oder eine Leistungserhöhung an den Speicherwasserkraftwerken, die ja energetisch noch nicht voll ausgeschöpft sind. In der Abbildung wird dagegen die Option von Gasturbinen-Kraftwerken als Beispiel erwähnt. Sie sind relativ billig. Deshalb schlagen die Investitionskosten und der damit verbundene Kapitaldienst nicht so zu Buche wie bei den meisten anderen Kraftwerken, und die geringe Menge Erdgas (auch Biogas ist denkbar), die benötigt wird um den Restbedarf zu decken, schlägt kostenseitig insgesamt kaum zu Buche. Da die Marktpreise für Gasturbinen sehr volatil sind, ist eine Spanne von 250 bis 550 € pro kW Gasturbinenkraftwerk angesetzt. So gerechnet entspricht die gesamte Investition in die Backup etwa 4,5 bis 10% der Investitionssumme für die Windkraftanlagen, wenn letztere mit 1000 € pro kW angesetzt ist. Das bedeutet, dass die Investitionskosten für den Bau in sehr überschaubarem Rahmen bleiben. Selbst ein Vorhalten einer Leistung, die der Maximalleistung des Verbrauchs entspricht - beispielsweise als nationale Leistungsreserven - würde für die Backup lediglich Investitionen in Höhe von 11 bis 25% der Investitionssumme für die Windkraftanlagen beanspruchen. Somit kann fast jedem - noch so unangemessen großen - Sicherheitsbedürfnis ohne schwerwiegende Folgen für die resultierenden Stromkosten Rechnung getragen werden.

Für den Restbedarf an Backup könnten natürlich auch Pump-, Druckluft- oder elektrochemische Speicherkraftwerke herangezogen werden. Der Überschuss aus Windenergie blieb ja bisher noch vollkommen unberücksichtigt. Er könnte zur Zwischenspeicherung eingesetzt werden. Allerdings nimmt sich die Leistung der bestehenden Pumpspeicherkraftwerke als ein-

²⁸ Die Laufwasserkraftwerke im betrachteten Verbrauchsgebiet und deren Produktion wären beispielsweise noch zu berücksichtigen. Sie würden sowohl den Leistungsbedarf als auch den Bedarf an elektrischer Energie weiter senken.

zige derzeit relativ leistungsstark genutzte Option mit etwa einem Fünftel der benötigten 120 GW relativ klein aus. Die Backupkraftwerke wären für diese Aufgabe nur zu knapp 3% ausgelastet, was für die Wahl möglichst investitionskostenextensiver Techniken spricht.

Wie das letzte und die zuvor gezeigten Beispiele zeigen, kann eine längerfristig gleichmäßige Stromproduktion innerhalb eines großräumigen Stromverbunds vor allen im potentiellen Zusammenspiel zwischen Speicherwasserkraftwerken und Windenergie zu einem wesentlichen Vorteil im Sinne einer vornehmlich auf der Nutzung regenerativer Energien basierenden Stromversorgung führen. Der Speicherbedarf ist entscheidend geringer als in kleinräumigeren Systemen und somit können die verfügbaren Speicher für den Ausgleich der Schwankungen wesentlich größerer Windstromanteile ausreichen.

Zur Auswahl einer geeigneten Zusammenstellung der Windenergienutzung für die zukünftige Stromversorgung in den betrachteten Regionen gibt es naturgemäß eine Vielzahl von Kombinationsmöglichkeiten, mit denen auch höhere Mindesterzeugungen als bei gleichmäßiger Nutzung aller Regionen realisierbar sind (s.a. [Czi01b] [CG00] [CG01]). Die Qualität der gewählten Kombination – hinsichtlich einer wirtschaftlichen Stromversorgung – lässt sich aber letztlich nur durch eine systematische Untersuchung – unter Einbezug aller anderen verfügbaren Quellen und Systeme im jeweiligen Versorgungsgebiet – ermitteln und ist damit Aufgabe der Kraftwerks-Auswahl- und -Einsatzplanung.

Ein weiterer Aspekt, der an dieser Stelle auch noch behandelt werden soll, sind die Jahresverläufe der Windenergie. Bekanntlich schwankt die Windstromproduktion von Jahr zu Jahr. Abbildung 25 zeigt den Jahresvergleich der potentiellen Stromproduktion aus Windenergie an Landstandorten als Quotient aus der Erzeugung im Jahre 1983 und dem langjährigen Mittelwert der Jahre 1979–1992. Mit 1983 ist ein Jahr mit besonders ausgeprägtem El Niño-Ereignis gewählt, um nach Möglichkeit eher die Maxima der zu erwartenden Fluktuationen zu zeigen (s.a. [Kesa] [Kesb]). In kleineren Gebieten von einigen hundert km Ausdehnung variieren die Jahreswerte üblicherweise im Bereich von etwa $\pm 15\%$ um den langjährigen Jahresmittelwert. Auch Schwankungen von $\pm 40\%$ kommen in relativ kleinräumigen Gebieten durchaus vor. Aber schon in einem Gebiet mit einem Radius von ca. 1000 km finden sich üblicherweise Teilgebiete mit über- und unterdurchschnittlicher Produktion. Größere Schwankungen kommen nur noch auf einem kleinen Teil der Flächen vor. Es scheint auch Gebiete zu geben, in denen die zu erwartende Windstromproduktion generell weniger starken jährlichen Schwankungen unterliegt. Beispielsweise wird von

der Halbinsel Kola – in Russland östlich von Nord-Finnland – berichtet, dass hier die Schwankungen der Windgeschwindigkeit nur 3–6% des 30-jährigen Mittelwerts betragen [DHM00]. In Abbildung 25 zeigt sich für diese Region auch nur eine geringe Abweichung vom langjährigen Mittelwert.

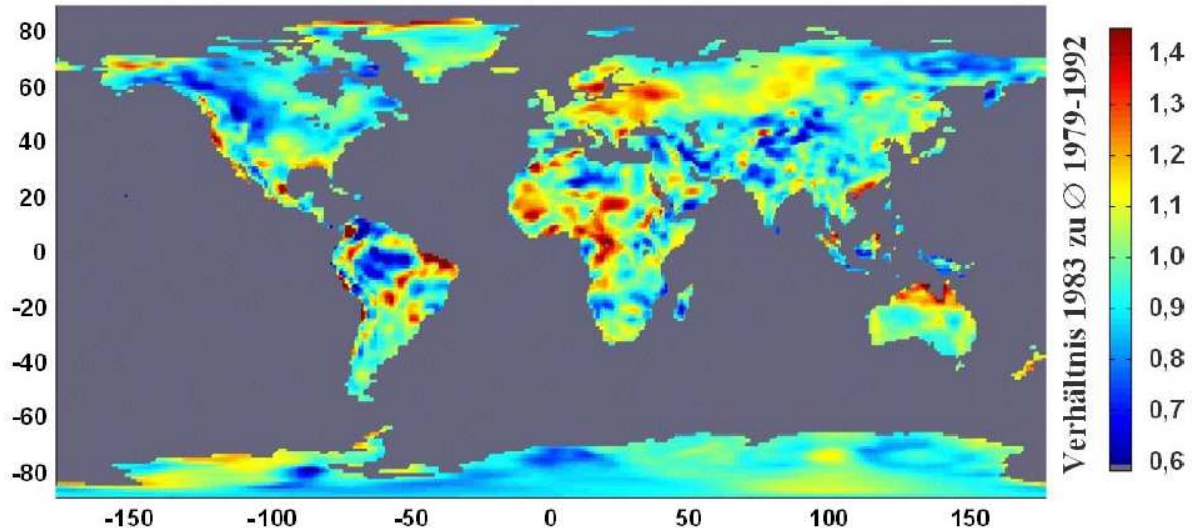


Abbildung 25 Jahresvergleich der potentiellen Stromproduktion aus Windenergie an Landstandorten; Quotient aus der Erzeugung 1983 und dem langjährigen Mittelwert der Jahre 1983–1992. Quellen der verwendeten meteorologischen Daten: [EZM]

Zeitverhalten der Stromerzeugung aus Wasserkraft

Bei der Wasserkraft ist grundsätzlich zwischen Lauf- und Speicher-Wasserkraftwerken zu unterscheiden. Zwar sind beide vom jeweiligen Zufluss abhängig, durch die teils sehr großen Speicher der Speicherwasserkraftwerke weisen diese aber sehr große Spielräume bei der zeitlichen Gestaltung der Produktion auf²⁹. Laufwasserkraftwerke verstromen dagegen – abgesehen von kleineren Spielräumen durch den sogenannten Schwellbetrieb – den Zufluss instantan ohne die Möglichkeit des zeitlichen Managements.

²⁹ Das Speichervolumen der Speicherwasserkraftwerke betrug im Gebiet des Westeuropäischen Stromverbunds der UCTE 1998 57 TWh, was bei einer Kraftwerksleistung von 49 GW einer Speicherkapazität für 1160 Volllaststunden entspricht. Für das Skandinavische Nordel-Gebiet beliefen sich die Werte auf 123 TWh, 46 GW und 2670 Volllaststunden. In beiden Gebieten war die Speicherkapazität der Speicherkraftwerke so bemessen, dass sie zur Aufnahme des Wassers für zwei Drittel der Jahreserzeugung in der Lage waren.

In den Regionen, die in Abbildung 32 dargestellt sind, betrug die installierte Wasserkraftwerksleistung vor einigen Jahren etwa 230 GW. Da der Ausbau der Wasserkraft hier nicht sehr schnell vorangeschritten ist, sollte obige Leistungsangabe noch immer relativ aussagekräftig sein.

Die Leistung teilte sich grob in ein Drittel Laufwasserkraft und zwei Drittel Speicherwasserkraft auf. Die Stromerzeugung aus Laufwasserkraftwerken belief sich auf etwa 230 TWh bei einer durchschnittlichen Kraftwerksauslastung von ca. 3450 Volllaststunden³⁰. Bei Speicherwasserkraftwerken beliefen sich diese Werte auf etwa 400 TWh und 3670 Volllaststunden³¹. Ihr Speichervermögen beläuft sich vorsichtig geschätzt auf 240 TWh³².

In Abbildung 26 sind die Monatsmittelwerte des Zulaufs zu den Speicherwasserkraftwerken in den Regionen dargestellt³³ -, die heute – mit jeweils mehr als 10 GW – die größten Nennleistungen dieses Kraftwerkstyps aufweisen.

Der Verlauf des Zulaufs unterscheidet sich von Region zu Region. So treten in der Region 4 (nordöstliches Mittelmeer und südliches Schwarzes Meer einschließlich Türkei) die Maxima des Zulaufs im Winter und Frühjahr auf, wohingegen die Sommermonate und der Spätherbst zu den "trockeneren" Zeiten gehören. Die Speicherwasserkraftwerke in Region 5 sind auf verschiedene Gebirgs- und Mittelgebirgsregionen Frankreichs konzentriert. Die unterschiedlichen Klimata könnten für den - durch mehrere deutliche Extrema geprägten - Verlauf ausschlaggebend sein. Die beiden anderen Regionen besitzen ein besonders ausgeprägtes Maximum im späten Frühjahr bis zum Frühsommer, das von der Schneeschmelze in den dortigen Gebirgsregionen mitbestimmt wird.

³⁰ Details siehe [Czi05].

³¹ Details siehe [Czi05].

³² Genaue Details zu den Speichervolumina liegen dem Autor nur für die Regionen vor, die in Fußnote 29 erwähnt sind. Sie machen aber mit 180 TWh den Großteil des Speichervermögens aus.

³³ Sie sind aus meteorologischen und topographischen Daten mittels eines Modells, das die Abflussbildung simuliert, unter Nutzung verschiedener technischer Annahmen ermittelt. Details siehe [Czi05].

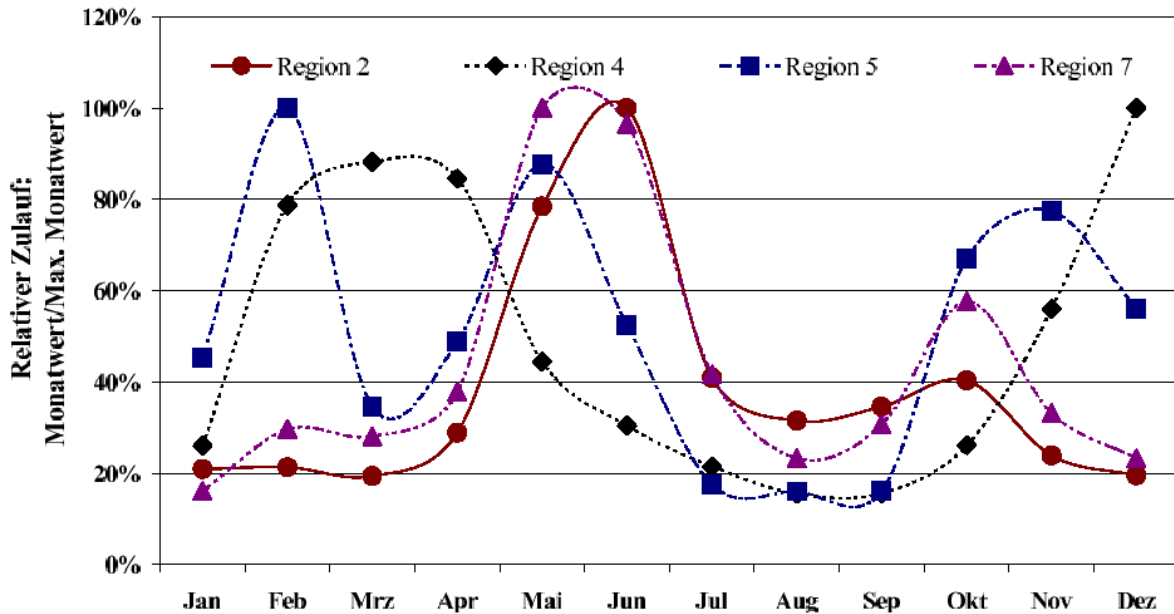


Abbildung 26 Zulauf zu Speicherwasserkraftwerken in Regionen mit mehr als 10 GW installierter Nennleistung in diesem Kraftwerkstyp. Datenquelle: [Leh00b] (Regionenzuordnung s. Abbildung 32, Details siehe [Czi05]).

In Abbildung 27 sind die - mittels meteorologischer und topographischer Daten sowie eines Modells, das die Abflussbildung simuliert, und mithilfe verschiedener technischer Annahmen³⁴ - ermittelten Monatsmittelwerte der Stromerzeugung von Laufwasserkraftwerken in den Regionen dargestellt, die heute - mit jeweils mehr als 6 GW - die größten Nennleistungen dieses Kraftwerkstyps aufweisen. Auch der Verlauf der Stromproduktion aus Laufwasserkraftwerken hat in den Regionen deutlich unterschiedliche Ausprägungen. In Region 5 fallen wie bei den Speicherwasserkraftwerken wieder die drei Maxima auf, für die wohl die verschiedenen Klimata der Gebirgs- und Mittelgebirgsregionen Frankreichs verantwortlich sind. Gemeinsam mit dem in Abbildung 26 gezeigten Zulauf zu Speicherwasserkraftwerken ist auch der Stromerzeugung von Laufwasserkraftwerken ein meist ausgeprägtes relatives Minimum in den Hochsommermonaten.

³⁴ Details siehe [Czi05].

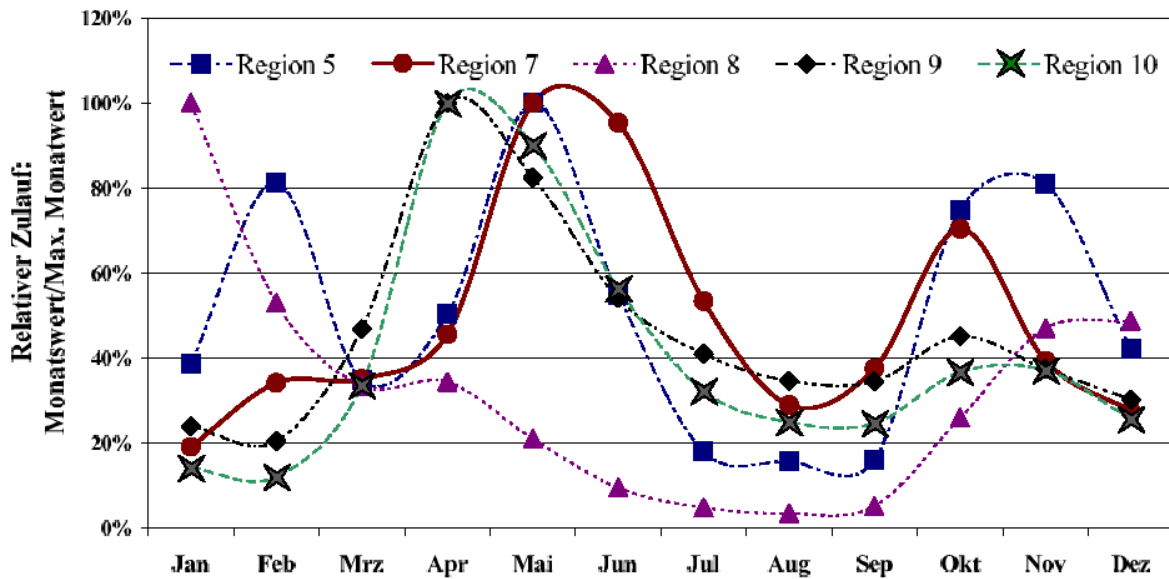


Abbildung 27 Monatswerte der Stromerzeugung von Laufwasserkraftwerken in Regionen mit mehr als 6 GW installierter Nennleistung in diesem Kraftwerkstyp. Datenquelle: [Leh00b] (Regionenzuordnung s. Abbildung 32, Details siehe [Czi05]).

Für eine Stromversorgung, die zu großen Teilen auf der Nutzung regenerativer Energien gründet, bietet sich daher eine Kombination der Wasserkraft mit solchen regenerativen Energien an, die z.B. in dieser Zeit Maxima der Produktion aufweisen. Das kann ebenso die Nutzung von Solarenergie sein als auch die von Windenergie in Passatwindregionen oder, falls sich die Technik einmal durchsetzen sollte, auch die Nutzung von Fallwindkraftwerken. Die Suche nach der besten Zusammenstellung aller Komponenten eines Stromversorgungssystems stellt ein Optimierungsproblem dar, dessen Lösung die günstigste Stromversorgung zum Ziel hat.

Zeitverhalten der Stromerzeugung aus Fallwindkraftwerken

Nicht zuletzt wegen ihres interessanten zeitlichen Erzeugungsverhaltens sollen hier auch die vielversprechende - wenn auch bisher nur theoretisch untersuchte - Möglichkeit der Stromerzeugung mittels Fallwindkraftwerken auf ihr Zeitverhalten hin untersucht werden. Sowohl der Tagesgang als auch der langfristige Erzeugungsverlauf weisen günstige Eigenschaften für eine Stromversorgung auf. Besonders große Potentiale mit hohen Ertrags-erwartungen finden sich unter den gegebenen Bedingungen in Region 12 und in Region 11 am Persischen Golf (Regionenzuordnung s. Abbildung 32, Details siehe [Czi05]). Sehr gute Produktionsbedingungen finden sich auch in der nordafrikanischen atlantischen Küstenwüste von Region 16 z.B. in Mauretanien und Region 13.

Abbildung 28 zeigt die längerfristigen Verläufe der potentiellen Stromerzeugung mit Fallwindkraftwerken in ausgewählten repräsentativen Regionen. Wie zu erwarten, fällt die Stromproduktion in den nördlichen gemäßigteren Gebieten (z.B. R14) geringer aus als in den südlicheren Wüstengebieten und zudem im Winter stärker ab. Dieses Verhalten ist, in - der hier nicht gezeigten - Region 10 am deutlichsten ausgeprägt. Hier liegt die Produktion im ungünstigsten Monat bei nur 6% des ertragreichsten Monats. Dieses Verhältnis ist ähnlich ungünstig wie bei Strom aus Photovoltaikanlagen in Norddeutschland.

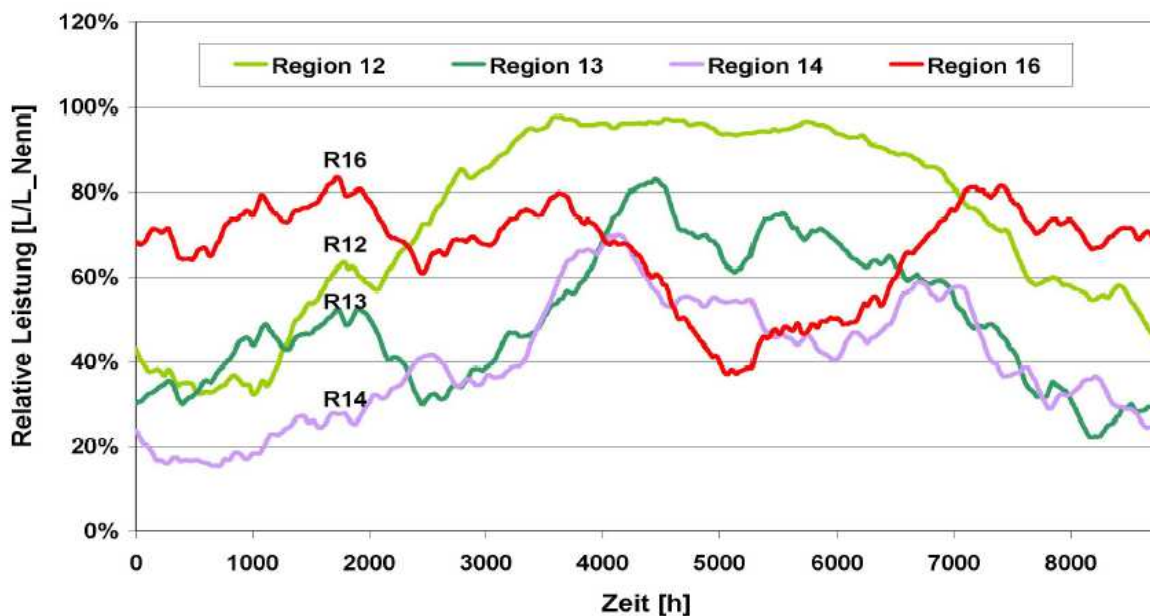


Abbildung 28 30-Tage-Mittelwerte der potentiellen der Stromerzeugung mit Fallwindkraftwerken in einigen ausgesuchten Regionen (Regionenzuordnung s. Abbildung 23, Details siehe [Czi05]).

Der Verlauf der Ertragserwartung in Region 16 zeigt dagegen ein deutlich anderes Muster. Hier wirkt sich die Nord-Süd-Pendelbewegung des Passatwindes an der Westküste Nordafrikas aus, die sich in dieser Region während der Sommermonate in sinkenden Ertragserwartungen und dem gleichzeitigen Anstieg in der nördlich benachbarten Region 13 zeigt. Eine Kombination der Erzeugung in diesen beiden benachbarten Regionen lässt daher ein sehr ausgeglichenes Verhalten erwarten. Der gleichmäßigste Monatsverlauf findet sich trotz der genannten Pendelbewegung in der Region 16, wo der schlechteste Monatsmittelwert über 40% des besten aufweist und damit mehr als 55% des Jahresmittelwertes erreicht.

Abbildung 29 zeigt die Dauerlinien der potentiellen Stromproduktion aus FWKW in einzelnen Regionen sowie bei gleichverteilter Nutzung aller Regionen. Auch hier ist die Leistung als relativer Wert normiert auf die Nennleistung der Kraftwerke angegeben. Die Stromproduktion aus FWKW erweist sich schon innerhalb der einzelnen Regionen als sehr ausgeglichen. Ein Vergleich zeigt, dass die FWKW-Nutzung in den unteren Leistungsbereichen ein Verhalten aufweist, dessen Charakteristik beispielsweise bei der Nutzung von Windkraft erst bei sehr großer Ausdehnung des genutzten Einzugsgebiets in ähnlicher Form erreichbar ist. Die Erzeugung geht schon in einzelnen guten Regionen nie auf null zurück. Und Werte unter 20% der Nennleistung treten dort teils seltener als in 5% des Jahres auf.

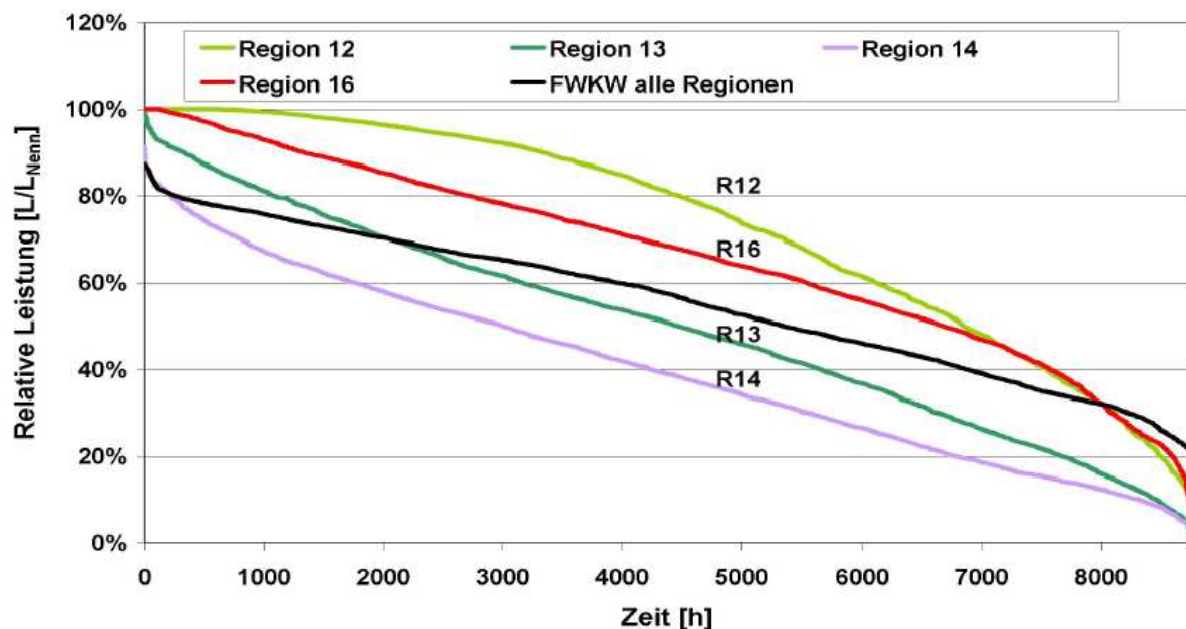


Abbildung 29 Dauerlinien der potentiellen Stromerzeugung in Fallwindkraftwerken in ausgewählten Regionen (Regionenzuordnung s. Abbildung 32, Details siehe [Czi05]).

Bei gemeinsamer gleichverteilter Nutzung aller ausgewählten FWKW- Standorte tritt im unteren Leistungsbereich gegenüber den besten Einzelregionen R12 bzw. R18 zwar noch eine deutliche Erhöhung der minimalen Leistung von 9% bzw. 6% auf 17% der Nennleistung auf, aber das Verhalten (die Kurvenform) ändert sich nicht prinzipiell. Dagegen stellt sich im oberen Leistungsbereich eine deutliche Absenkung des gemeinsamen Leistungsmaximums ein. So resultiert auch aus einer gemeinsamen Nutzung aller für FWKW vorgesehenen Regionen eine deutliche Vergleichmäßigung der Produktion.

Die Qualität der gewählten Kombination hinsichtlich einer wirtschaftlichen Stromversorgung lässt sich aber letztlich nur durch eine systematische Untersuchung – unter Einbezug aller anderen verfügbaren Quellen und Systeme im jeweiligen Versorgungsgebiet – ermitteln und ist damit Aufgabe der Kraftwerksauswahl- und -Einsatzplanung.

Szenarien zur bestmöglichen Nutzung erneuerbarer Energien zur Sicherstellung einer kostengünstigen Stromversorgung

Wie schon mehrfach angedeutet, stellt die Suche nach der besten Zusammenstellung aller Komponenten eines Stromversorgungssystems ein Optimierungsproblem dar, dessen Lösung die günstigste Stromversorgung zum Ziel hat. Eine Versorgung, die allein auf erneuerbaren Energien basierend eine Vollversorgung erreichen soll, muss mit verfügbaren Technologien aus den vorhandenen Potentialen schöpfen und dies zur Gewährleistung einer möglichst kostengünstigen Lösung in idealer Weise. Der Suche nach einem System, das das bei optimaler Betriebsweise gewährleistet, gestaltet sich als Lösung eines komplexen Optimierungsproblems in Form einer "Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung".

Unterschiedliche Annahmen zur verfügbaren Technologie und deren Kosten aber auch zu nicht technischen und nicht wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in unterschiedlichen Szenarien führen dabei in der Regel zu unterschiedlichen Ergebnissen³⁵. Hier sollen einige Ergebnisse zu verschiedenen aussagekräftigen Szenarien dargestellt werden. Die Details zu den einzelnen Szenarien sowie zu den zugrundeliegenden Annahmen können hier nicht ausführlich und vollständig dargestellt werden. Deshalb wird hier auf die Darstellung in den „Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung“ [Czi05] verwiesen.

Eine knappe Darstellung der wichtigsten Grundannahmen findet sich im Anhang **Wichtige Grundannahmen für die Erstellung der Szenarien**. Das Szenariogebiet umfasst mit den in Abbildung 32 dargestellten Regionen ein Gebiet, das etwa 1,1 Milliarden Menschen beherbergt, die zum Zeitpunkt der Datenerhebung für die Szenarien etwa 4000 TWh elektrische Energie bezogen.

³⁵ Erste vorläufige Ergebnisse einzelner Szenarien wurden bereits in [CKT01] beschrieben.

Das Grundszenario

Erzeugungs- und Transporttechniken im Grundszenario sind ausschließlich heute - zum Zeitpunkt der Datensammlung für die Szenarien - verfügbare Technologien, für die genügend Erfahrungswerte zum Betriebsverhalten und zur Kostenstruktur vorliegen (Biomasseverstromung, Hochspannungs-Gleichstrom-Transport, Parabolrinnenkraftwerke, Photovoltaik, Pumpspeicherkraftwerke, Wasserkraft, Windenergienutzung). Als Kosten waren die aktuellen Marktpreise ohne eventuell zu erwartende Kostensenkungen angesetzt, womit es unter Kostenaspekten als sehr konservatives und damit sehr zuverlässiges und aussagekräftiges Szenario angesehen werden kann. Gleichzeitig beschränkt sich das Grundszenario bei der Stromerzeugung allein auf regenerative Quellen. Als Erzeugungsoptionen sind deshalb die Windenergie, Photovoltaik, Solarthermie, Biomasse und heute bestehende Speicher- und Laufwasserkraftwerke berücksichtigt. Die Bilanzgrenze für die Stromerzeugung stellt die Übergabe an die regionalen Hochspannungsnetze dar, deren Auslegung nicht in den Optimierungsprozess integriert ist. Das bedeutet, dass die Übertragungsnetze für die innerregionalen Transportvorgänge dabei als vorhanden angenommen werden, sofern diese Aufgabe nicht von den neuen Netzen für den überregionalen Stromtransport mit übernommen wird.

Für den leistungsstarken Ferntransport zwischen den Regionen ist der Stromtransport über HGÜ-Leitungen vorgesehen, deren Auslegung inklusive Umrichterstationen und deren Betrieb integrale Bestandteile der Optimierung darstellen. Auch die Bilanzgrenze für den Stromtransport ist die Übergabe an die regionalen Hochspannungsnetze. Als Leitungstrassen für die HGÜ-Leitungen dienen etwa die in Abbildung 32 dargestellten Leitungen zwischen den eingezeichneten Netzknotenpunkten in den Regionen, die meist nahe den Bevölkerungsschwerpunkten liegen (Die Trassenführung wurde nicht optimiert, sondern lediglich die Auslegung – Leistung – und ihr Einsatz bei reichlich bemessener Trassenlänge.). Wenn potentielle Erzeugungsstandorte innerhalb der Regionen nicht direkt an den Netzknotenpunkten liegen, wird für die Überwindung der Transportentfernung auch mit der Nutzung von HGÜ-Leitungen gerechnet. Für das Grundszenario gibt es innerhalb des Szenarios außer den oben erwähnten – der Technologienwahl und Methodik inhärenten – keine weiteren Restriktionen. Es gibt also ausdrücklich auch keine Beschränkung hinsichtlich regionaler Maximal- oder Minimalerzeugung oder bezüglich des Stromtransports zwischen den Regionen des Szenariogebiets.

Die Stromversorgungsstruktur im Grundscenario ist - als Ergebnis der mathematischen Optimierung - geprägt von großräumigem Austausch zwischen den Regionen und große Anteile der Stromerzeugung aus Windenergie. Sie wird leistungsstark in den Sommerwindregionen Afrikas aber auch vielen weiteren Teilen des Szenariogebiets genutzt. Die wichtigsten Backupaufgaben übernehmen bereits existente Speicherwasserkraftwerke und Biomasseverstromung. Ein leistungsstarkes HGÜ-Transportnetz verbindet die Erzeugungs- und die Verbrauchsschwerpunkte und sorgt für einen großräumigen interkontinentalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch. Der gesamte "Stromverbrauch" liegt bei 3980 TWh. Dem gegenüber steht eine mit 4320 TWh um 8,5 % höhere Jahrerzeugung. Der Unterschied zwischen Produktion und Verbrauch ergibt sich zu einem Teil aus der Überschussproduktion, also dem Teil der potentiellen Erzeugung aus den vorgesehenen Anlagen, der nicht zur Deckung des Bedarfs herangezogen wird. Der Überschuss beträgt mit 154 TWh ca. 3,9 % des Stromverbrauchs. Ein sehr kleiner Teil in Höhe von etwa 1‰ des Stromverbrauchs geht auf Verluste in Pumpspeicherkraftwerken zurück. Der Transport bedingt die größten Verluste, die sich insgesamt auf 182 TWh summieren und damit einem Äquivalent von 4,6 % des Stromverbrauchs entsprechen. Insgesamt werden mit 1820 TWh etwa 42 % des erzeugten Stroms über HGÜ-Leitungen transportiert, der dann nach Verlusten etwa einen Deckungsanteil von 41 % des Stromverbrauchs beiträgt. Die Anteile des Imports elektrischer Energie an der regionalen Bedarfsdeckung sowie des Exports an der regionalen Erzeugung fallen in den einzelnen Gebieten sehr unterschiedlich aus. In manche Regionen wird ein Großteil des Bedarfs importiert, andere nutzen dagegen die Stromerzeugung weitgehend für den Export.

Die Stromkosten im Grundscenario belaufen sich im Mittel bezogen auf den Stromverbrauch unter Berücksichtigung aller Kostenfaktoren - Betriebs-, Versicherungs-, Wartungs- und Instandhaltungs- sowie Investitions-Kosten mit Zins und Kapitaldienst - auf knapp 4,65 €ct/kWh. Die Kosten der reinen Erzeugung liegen im Mittel bei 4,0 €ct / kWh, wobei sie von Region zu Region mit Werten zwischen 3 €ct/ kWh und 9 €ct/ kWh deutlichen Schwankungen unterworfen sind. Die Erzeugungskosten dürfen aber nicht mit den tatsächlichen Stromkosten in der jeweiligen Region gleichgesetzt werden, da einerseits der importierte Anteil andere Kosten mit sich bringt und andererseits die Optimierung nicht die Stromkosten in der einzelnen Region minimiert, sondern die Gesamtkosten im Szenariogebiet zum Minimum führt. Letzteres hat wiederum zur Folge, dass eine Zuordnung der Kosten zu den einzelnen Regionen nicht ohne weiteres möglich ist, da eine gewählte teure Produktion in einer Region einen kostensen-

kenden Effekt auf das Gesamtsystem hat und somit eigentlich gemeinsam getragen werden muss.

Der ideale Kraftwerkspark des Grund Szenarios ist als Ergebnis der Optimierung geprägt von großen Windkraftwerksleistungen mit insgesamt etwa 1050 GW und deren Stromerzeugung von 2840 TWh (knapp 66% der gesamten Stromerzeugung oder gut 71% des jährlichen Stromverbrauchsäquivalents im Szenariogebiet). Die WKA-Leistung ist bevorzugt an besonders windhöffigen Standorten installiert, weshalb die WKA im Mittel mit etwa 2740 Volllaststunden ausgelastet sind. Allerdings kommt es bei der Windenergienutzung zu sehr unterschiedlichen Effekten. Offshore-Windenergie wird von der Optimierung nicht gewählt. In Regionen mit kleinerem Potential wird dieses oftmals vollständig genutzt. Der Ausbau beträgt dort also 100% des - für die Optimierung freigegebenen - Potentials. In Regionen mit besonders niedrigen Ertragserwartungen wie z.B. Region 7 oder Region 12 findet dagegen keinerlei Windenergienutzung statt³⁶. In anderen Regionen müssen teilweise andere Gründe dafür vorliegen, dass die Potentiale nicht genutzt werden. So liegt in Region 6 die potentielle Erzeugung an den freigegebenen Standorten aus WKA im Bezugszeitraum mit ca. 2500 Volllaststunden deutlich höher als in manchen anderen Regionen, in denen die Windenergie genutzt wird. Die Erklärung für diese Selektion kann eventuell in der relativ großen Variabilität der Windstromerzeugung gesehen werden, die aber in manchen anderen Regionen, deren Windenergiepotential genutzt wird, teils deutlich höher liegt. Ein anderer Erklärungsansatz könnte in der sehr zentralen Lage der Region liegen, die sich deshalb evtl. besonders gut für den Stromimport eignet und als eine "Drehscheibe" für den Stromtransport genutzt wird. Ein drittes Erklärungsmuster könnte darin bestehen, dass die anderen nordeuropäischen Windpotentiale ähnliche Erzeugungscharakteristika aufweisen aber entweder höhere Erträge bringen oder – wie Region 2, in der das gesamte Windpotential an Land ausgeschöpft wird, durch ihre leistungsstarken Speicherwasserkraftwerke – bessere Backup-Möglichkeiten aufweisen. Wie wichtig die Erzeugungscharakteristika sind, zeigt sich auch an der Nutzung in Region 10. Hier wird trotz 9% niedrigerer Erträge bei einer WKA-Auslastung von 2020 Volllaststunden ausschließlich auf die Standorte 2. Wahl zurück gegriffen, die wesentlich geringere Schwankungen ausweisen, aber auch vom zeitlichen Verlauf her besser zur Bedarfsdeckung geeignet scheinen als die Standorte 1. Wahl. Eine Mischung von

³⁶ In Region 12 sind allerdings heute hervorragende Windstandorte durchaus beträchtlichen Potentials bekannt, die in die Szenarien noch keinen Eingang finden konnten.

Standorten 1. und 2. Wahl findet dagegen in vielen Regionen statt, in denen die Standorte 1. Wahl vollständig genutzt sind.

Insgesamt summieren sich die gesamten jährlichen Kosten für die Windstromerzeugung in allen Regionen zusammen auf 106 Mrd. € und tragen damit knapp 58% zu den gesamten Stromgestehungskosten (dem Optimierungskriterium) im Szenariogebiet bei. Regional sind die Kosten, die vornehmlich durch die Annuität der Investitionen bestimmt sind, und damit die Investitionen – entsprechend der installierten Leistungen – sehr unterschiedlich.

Die Biomassekraftwerke und ihr gezielter Einsatz zu Backup-Zwecken sind einer der entscheidenden Gründe, warum so hohe Anteile der volatilen Windenergie in den Szenarien eingesetzt werden können. Ihr Beitrag ist damit von wesentlicher Wichtigkeit für die gewählte Optimierungsstrategie. Die Biomassekraftwerke werden in ihren Nennleistungen so dimensioniert, dass Auslastungen zwischen 4350 und 6880 Volllaststunden erreicht werden (im Mittel knapp 4800). Die Nutzung der Biomasse findet gezielt zur Backup-Bereitstellung statt. Insgesamt steht für diese Aufgabe eine Nennleistung der Biomassekraftwerke von 162 GW zur Verfügung. Die in den Szenarien als Obergrenze definierte maximal zulässige Erzeugung aus Biomasse wird fast vollständig ausgeschöpft. Insgesamt steuern die Biomassekraftwerke mit 777 TWh ca. 19,5% des Stromverbrauchs oder 18% der Stromerzeugung bei. Dabei belaufen sich die Gesamtkosten der Stromerzeugung aus Biomasse abzüglich der Erlöse für den Wärmeverkauf auf 27,6% der gesamten Stromgestehungskosten im Szenariogebiet. Dass die Biomasse trotz dieses – im Verhältnis zum Produktionsanteil – relativ hohen Wertes der Kosten von Biomassestrom weitgehend genutzt wird, untermauert den großen Wert dieser gezielt einsetzbaren Quelle. Die optimierte Bewirtschaftung von Tageswärmespeichern ermöglicht durch die Wärmeabgabe an die zugeordnete Wärmeversorgung eine weitgehende Deckung des jeweiligen Wärmebedarfs in Kraft-Wärme-Kopplung. Die Kosten der Stromerzeugung aus Biomasse - abzüglich der Einnahmen aus Wärme"verkauf" - variieren im Vergleich zu denen aus anderen regenerativen Quellen trotz unterschiedlichen Wärmebedarfs in den Regionen mit Werten zwischen 5,3 und 7 €/ct/ kWh nur relativ wenig. Sie liegen im Mittel bei 6,6 €/ct/ kWh. Allerdings muss an dieser Stelle angemerkt werden, dass die Marktpreise für Biomasse seit der Datenerhebung für die Szenarien zwischenzeitlich sehr deutlich angestiegen waren, weshalb von höheren Kosten bei der Biomasseverstromung ausgegangen werden muss. Jedoch sind die Preise landwirtschaftlicher Güter inzwischen wieder deutlich unter die erreichten Höchststände gesunken und zumin-

dest international teilweise nicht mehr allzu fern von den ursprünglichen Werten.

Die solarthermischen Kraftwerke im Grundscenario weisen im Szenariogebiet nur eine relativ kleine summarische Nennleistung von ca. 30 GW auf. Ihre jährliche Stromerzeugung trägt im Grundscenario mit insgesamt 65 TWh nur zu einem relativ kleinen Teil – entsprechend etwa 1,5% der Stromerzeugung oder 1,6% des Stromverbrauchs – bei. Der "Löwenanteil" wird in Region 12 erzeugt, die vor Region 18 die besten Produktionsbedingungen, d.h. die höchsten flächenspezifischen Jahresproduktionen aufweist. Einschränkend muss hier angemerkt werden, dass zum Zeitpunkt der Datenerhebung für die Szenarien schon über ein Jahrzehnt keine solarthermischen Kraftwerke mehr gebaut wurden. Daher lagen keine aktuellen Marktdaten vor und die Kostenannahmen orientierten sich an weniger sicheren Angaben, beispielsweise des DLR-Stuttgart. Nach dem Bau des Solarkraftwerks Andasol I im Jahr 2008 in Spanien erscheinen die Kostenannahmen deutlich zu optimistisch. Ein doppelt so hoher Ansatz scheint deshalb gerechtfertigt. Die Auswirkungen auf die Szenarien können - ohne neue Optimierungsläufe - nur vermutet werden. Dabei liegt es aber nahe, dass die ohnehin knapp an der Wirtschaftlichkeitsschwelle liegende Stromerzeugung aus Solarthermie bei doppelten Kosten von der Optimierung nicht gewählt würde. Selbst beim - für die Szenarien - gewählten Kostenansatz werden aufgrund der anscheinend zu hohen Kosten für die Spiegelrinnen und der gleichzeitig relativ günstigen Speicher, die im Stromversorgungssystem offensichtlich wertvolle Dienste erbringen können, die Solarkraftwerke mit großen Speichereinheiten und relativ kleinen Spiegelflächen ausgestattet. Diese Dimensionierung ist ganz wesentlich auch von der Optimierung des Gesamtsystems geprägt. Die Kraftwerke werden wohl insbesondere auch zur Bereitstellung kurzer Leistungsspitzen eingesetzt, eine Aufgabe, die durch Pumpspeicherkraftwerke wahrscheinlich billiger übernommen werden könnte, wenn diese mit gleicher Leistung in der selben Region gebaut werden könnten. Entsprechend teils sehr unterschiedlicher Auslegungen variieren auch die Stromkosten des Solarstroms mit einer Spanne von 9,2 €/kWh bis 38,6 €/kWh weit um den Mittelwert von 10,6 €/kWh. Die Solarthermie trägt mit jährlichen Gesamtkosten von 6,9 Mrd. € deutlich überproportional zu ihrem Erzeugungsanteil 3,7% zu den gesamten Stromversorgungskosten im Szenariogebiet bei. Das bedeutet, ihre Nutzung zeichnet sich durch große systemische Vorteile – wie ihre Backup-Eigenschaften und/oder ihre regionalen Dargebotseigenschaften – aus.

Die Photovoltaik findet – als Ergebnis der Optimierung für das Grund-szenario – keinerlei Anwendung. Das bedeutet, dass sie bei heutigen - bzw. in den Szenarien angesetzten - Kosten weder preislich interessant zu sein scheint noch adäquate positive Systemeffekte mit sich bringt, um diesen Nachteil zu kompensieren. Auch in weiteren Szenarien, in denen die Kosten durch mehrfaches sukzessives Halbieren reduziert wurden, fand die PV - als Ergebnis der Optimierung - keine Anwendung, bis ein Achtel der Ausgangskosten erreicht wurde. Dann wurde die Photovoltaik - bei knapp 690 € / kW Investitionskosten für das Gesamtsystem und gleichermaßen abgesenkten Wartungs-, Betriebs- und Instandhaltungskosten ausschließlich in den südlichsten und sonnenreichsten Regionen des Szenariogebiets vorgesehen, von wo der dort produzierte Strom in die verbrauchsstarken Regionen des Versorgungsgebiets transportiert wurde. In Europa gibt es erst bei nochmaliger Halbierung der Kosten - wenn die Investitionskosten auf weniger als 350 € / kW gefallen sind - eine kosten-senkende Nutzung der Photovoltaik. Allerdings zeigt die Optimierung selbst bei diesen niedrigen Kosten der PV, dass es in den nördlicheren Regionen keine Nutzung der PV gibt, die einen kostensenkenden Effekt für die Stromversorgung im Szenariogebiet hätte. Dementsprechend wird die PV in den nördlichen Regionen Europas auch dann nicht zum Einsatz vorgesehen.

Die Wasserkraft - aus heute bereits vorhandenen Kraftwerken - trägt mit 637 TWh etwa 14.7% zur Stromerzeugung oder 16.0% des Stromverbrauchsäquivalents im Szenariogebiet bei. Aus der Speicherwasserkraft kommen davon knapp zwei Drittel. Im Grundszenario ist kein Zubau von Wasserkraftwerken zugelassen. Die Auslastung der Laufwasserkraftwerke liegt zwischen etwa 1900 Volllaststunden in Region 13 und fast 6100 Volllaststunden in Region 6 im Mittel bei gut 3400 Volllaststunden. Bei den Speicherwasserkraftwerken liegt die minimale Auslastung mit ca. 530 Volllaststunden in Region 11 vor und die maximale mit gut 5500 Volllaststunden in Region 19, womit die Werte stärker als bei den Laufwasserkraftwerken um den Mittelwert von gut 3000 Volllaststunden schwanken.

Die Gesamtkosten der Wasserkraftnutzung tragen mit jährlich 7,1 Mrd.€ und knapp 4% der gesamten Stromgestehungskosten im Szenariogebiet nur einen – im Vergleich zu anderen Erzeugungsoptionen – kleinen Anteil bei, der weit unter ihrem Erzeugungsanteil liegt³⁷. Der wesentliche Grund dafür ist die Tatsache, dass kein Zubau von neuen Wasserkraftwerken zu-

³⁷ Zu Details der Erfassung der Kosten der Stromerzeugung aus Wasserkraft s. [Czi05] und Kapitel **Wichtige Grundannahmen für die Erstellung der Szenarien**.

gelassen ist. Die bestehenden Kraftwerke werden als abgeschrieben angenommen, weshalb sich die Kosten der Stromerzeugung aus den laufenden Kosten für Wartung, Instandhaltung und Betrieb sowie Reinvestitionsrücklagen zusammensetzen.

Die Wasserkraft ist neben der Biomasseverstromung die zweite wichtige Backupkomponente für die fluktuierende Erzeugung der Windenergie. Dabei wird die Speicherwasserkraft mit ihren 133 GW über den gesamten Leistungsbereich geregelt und die Laufwasserkraft wird im Rahmen des zulässigen Schwellbetriebs von maximal $\pm 25\%$ der durch den Zulauf bedingten tagesmittleren Leistung variiert. Das bedeutet, dass das theoretische Maximum des Backup aus Laufwasserkraftwerken bei $\pm 25\%$ der insgesamt 68 GW also etwa 17 GW liegt. Wenn der momentane Zulauf und der maximale Anteil im Schwellbetrieb berücksichtigt wird, sinkt die verfügbare Backupleistung aus Laufwasserkraftwerken ungefähr auf Werte zwischen 3,5 und 11 GW. Insgesamt beläuft sich also die potentielle Backupleistung der Wasserkraft auf maximal 150 GW und real im Optimierungszeitraum auf etwa 136 bis 141 GW. Der nichtregelbare Laufwasseranteil von minimal 10 und maximal gut 32 GW im gesamten Versorgungsgebiet trägt auch zur Leistungssicherung bei. Die Wasserkraftleistung erreicht im Grundszenario in der Spitze mit 181 GW etwa 90% der installierten Nennleistung. Damit die Wasserkraft allerdings zu dem Zweck der Backupbereitstellung für das gesamte Szenariogebiet genutzt werden kann, muss sie in ein leistungsstarkes Übertragungsnetz eingebunden werden, da sowohl die installierten Leistungen als auch die Erzeugungsmöglichkeiten sehr unterschiedlich auf die verschiedenen Regionen verteilt sind.

Die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke (PSKW) mit einer Nennleistung von 28 GW im Szenariogebiet tragen ebenfalls zur Stromversorgung bei und werden für kurzfristige Backupaufgaben genutzt. In der Spitze wird mit knapp 26 GW fast die volle installierte Leistung ausgeschöpft. Allerdings ist ihre Auslastung mit 700 bis 1300 Volllaststunden in den einzelnen Regionen bei einem mittleren Wert von 860 Volllaststunden relativ gering, wobei hier schon Pumpen und Turbinieren zusammengefasst sind. Bezogen auf die reine Erzeugung, also das Turbinieren ohne Pumpen, reduziert sich die Auslastung nochmals auf weniger als die Hälfte des angegebenen Wertes, im Mittel auf ca. 380 Volllaststunden. Das kann darauf schließen lassen, dass die Speichergrößen typischer PSKW, die vereinfachend für alle Regionen mit 6 Volllaststunden angenommen wurden, nicht optimal zu den Erfordernissen der regenerativen Stromversorgung im Grundszenario passen oder, dass meist Lösungen ohne die Nutzung von verlustbehafteten Speichern möglich sind. Aufgrund des geringen Volumens von 2,6‰ der Stromerzeugung über PSKW und der gleichen mone-

tären Bewertung von bestehenden PSKW wie bei den als abgeschrieben angenommenen Wasserkraftwerken, also ausschließlich den laufenden Kosten für Wartung, Instandhaltung und Betrieb sowie den Reinvestitionsrücklagen, spielen die Kosten der Stromerzeugung aus PSKW mit 1,7‰ der gesamten Stromgestehungskosten im Szenariogebiet nur eine marginale Rolle.

Wenn man alle zu Backupaufgaben geeigneten Kraftwerksleistungen summiert, ergeben sich im gesamten Szenariogebiet etwa 370 GW Backupkapazität die bei geeigneter Einsatzplanung in Engpasssituationen zur Verfügung stünden. Der extremste "denkbare" Fall eines Leistungsengpasses im Szenariogebiet wäre ein Totalausfall der gesamten Windkraft bei Höchstlast, die im zugrundegelegten Zeitraum ca. 615 GW beträgt. Bei der vollen Nutzung des Lastmanagements, das zu diesem Zeitpunkt (mit 10% der Last) die Last um 61,5 GW senken könnte, ergäbe sich ohne Berücksichtigung von Transportkapazitäten ein Leistungsmangel von ca. 184 GW oder ca. 12,6% der im Szenariogebiet installierten Kraftwerksleistung von 1459 GW. Selbst in diesem unrealistischen "Worst-Case" könnte die Stromversorgung mit dieser zusätzlichen Backupleistung im Szenariogebiet jederzeit aufrecht erhalten werden. Daraus lässt sich der Schluss ziehen, dass eine Bereithaltung von Backupkapazitäten bei geeigneter Wahl der Kraftwerke eine wirtschaftlich relativ gut tragbare Sicherungsmaßnahme wäre. Eine wahrscheinlich besonders günstige Möglichkeit bestünde in der Aufrechterhaltung von alten ausgewählten Kraftwerkskapazitäten, die mit fossilen Energieträgern beschickt werden. Die Mehrkosten dafür sollten die Stromgestehungskosten im Gesamtsystem nur sehr geringfügig erhöhen. In einem liberalisierten Strommarkt heutiger Prägung werden allerdings für die Verfolgung einer solchen strategischen und langfristigen Leistungssicherstellung nicht die nötigen Rahmenbedingungen geschaffen (s.a. [Sö00] [EH01] [And98] [VWE00]). Langfristig sollte eine evtl. benötigte oder politisch gewünschte Reservekapazität aus neuen – dafür besonders geeigneten – Kraftwerken mit niedrigen Investitionskosten und niedrigen fixen Betriebskosten bestehen.

Das HGÜ-System des Grundszenarios hat einerseits die Aufgabe, die teilweise weit vom Verbrauch entfernte Produktion am jeweiligen Ort, in dem sie zur Lastdeckung beitragen soll, verfügbar zu machen. Andererseits verknüpft sie die Verbrauchsregionen leistungsstark mit den verfügbaren Speichersystemen. Die leistungsstärkste Verbindung befindet sich mit insgesamt 129 GW zwischen den Regionen 8 und 13 und durchquert die Straße von Gibraltar zwischen Marokko und Spanien. Ihre wichtigste Aufgabe ist der Transport von Windstrom aus den Nordafrikanischen Passatwindregionen 16 und 13 nach Europa. Der Export liegt in beiden Regio-

nen mehr als eine Größenordnung über dem Stromverbrauch. Beide kommen unter dieser Voraussetzung vollkommen ohne Importe aus. Die heimische Erzeugung reicht aufgrund der großen - für den Export bestimmten Kapazitäten - zu jedem Zeitpunkt, um die Eigenversorgung vollständig zu gewährleisten. Von der elektrischen Energie aus diesen afrikanischen Ländern verbleibt auf dem Weg nach Mitteleuropa ein Teil auf der Iberischen Halbinsel (Region 8), der deutlich größere Rest wird in den Regionen 5 und 7 verbraucht oder von dort an andere Regionen verteilt. Ähnlich exportlastig ist Region 18 in der auch im großen Stil Windstrom produziert wird, der überwiegend über die Trasse von Region 18 nach Ägypten (Region 15), von dort zu Region 4 und weiter nach Mitteleuropa transportiert wird. Eine weitere Grenzregion mit leistungsstarker Leitungsanbindung ist Nordrussland bis Westsibirien (Region 9), die sich aber durch einen relativ großen Stromverbrauch auszeichnet und jeweils etwa zur Hälfte für den Export und den Eigenverbrauch produziert. Region 2 ist ebenfalls von sehr großen Exportvolumina geprägt und entsprechend leistungsstark mit der drittgrößten Umrichternennleistung in das Transportsystem eingebunden. Die Übertragungskapazität von Region 2 in das südlich gelegene Europa ist mit 47 GW fast identisch mit der Leistung der skandinavischen Speicherwasserkraftwerke gewählt, die damit in voller Höhe als Backup für das Gesamtsystem verfügbar wird.

Dagegen ist Region 6 (Deutschland und Dänemark) als Ergebnis der Optimierung eine durch Stromimporte geprägte Region. Die Umrichternennleistung beträgt hier 56 GW und ist zu 85% - also mehr als 7400 Volllaststunden - ausschließlich für den Import ausgelastet. Insgesamt führt eine Leitungskapazität von 124 GW aus verschiedenen Richtungen in die Region, was einem Mehrfachen der Umrichterleistung entspricht, sodass der Region eine wichtige Funktion als eine "Drehscheibe" für den internationalen Stromtransport zukommt. Die stärkste Anbindung besteht dabei zu Region 2, die sich durch die größten Speicherwasserkapazitäten und auch eine relativ leistungsstark ausgebaute Biomassenutzung als Backup-Region mit besonders hohen regelbaren Kraftwerksanteilen auszeichnet. Zusammenfassend lässt sich über den Stromtransport im Grundscenario sagen, dass er großzügig genutzt wird. Insgesamt werden, wie eingangs erwähnt, 42% des erzeugten Stroms über HGÜ-Leitungen transportiert. Dennoch tragen die Kosten des Transportsystems mit jährlich 13 Mrd. € nur 7% zu den gesamten Stromgestehungskosten im Szenariogebiet bei. Die Verlustkosten erhöhen diesen Anteil auf knapp 11% und könnten sich eventuell durch größere spezifische Leitungsdurchmesser und höhere Spannungen - wie sie inzwischen für die HGÜ entwickelt wurden - also durch niedrigere ohmsche Verluste noch

dergestalt verringern, dass sich die Stromgestehungskosten im Gesamtsystem weiter reduzieren ließen. In die selbe Richtung weist eine andere Überlegung, die insbesondere aus Gründen der Versorgungssicherheit interessant sein könnte. Eine Absicherung gegen Ausfälle des Übertragungssystems könnte mit Hilfe einer redundanten Auslegung des Leitungssystems erreicht werden. Dabei weist allerdings das HGÜ-Leitungssystem ohnehin schon eine hohe Redundanz auf. Das liegt zum einen daran, dass HGÜ-Übertragung eine größere inhärente Sicherheit gegenüber Leistungsausfällen aufgrund von Teilleiterausfällen hat als Drehstromsysteme. Dies gilt insbesondere, wenn die Trasse nicht voll ausgelastet ist, da dann durch Umpolen der Konverter, die bisher den jetzt ausgefallenen Pool der Übertragungsleitung gespeist haben (aus ihm entnommen haben), die ausgefallene Leistung ebenfalls über den noch funktionsfähigen Pool geschickt werden kann³⁸. Dieses Verfahren funktioniert aber auch noch bei annähernd voll ausgelasteter Leitung, da die Auslegungsnennleistung üblicherweise etwa bei der Hälfte der thermischen Grenzleistung angesiedelt wird³⁹. Eine weitere Maßnahme wäre die Errichtung eines parallelen Leitungsnetzes. Als relativ extreme Maßnahme zur Erhöhung der Ausfallsicherheit könnte dabei die Errichtung eines zweiten weitgehend identischen Leitungssystems vorgesehen werden. Aber selbst diese extreme Anforderung wäre nur mit relativ moderaten Mehrkosten verbunden. Da auf das Leitungs- und Kabelsystem 5% der gesamten Stromgestehungskosten im Szenariogebiet entfallen, wäre eine Verdoppelung der Leitungskapazität mit einem Anstieg auf 10% verbunden. Allerdings würden sich die Verlustkosten etwa halbieren, da jetzt im Normalfall der doppelte Leitungsquerschnitt für den Stromtransport zu Verfügung stünde und sich damit die Verluste in der Leitung etwa halbieren würden. Rechnet man beide Effekte gegeneinander, so bleiben Mehrkosten von etwa 3% der gesamten Stromgestehungskosten im Szenariogebiet. Als Ergebnis würde sich aber eine extrem - schon mehr als unangemessen - hohe Sicherheit gegen Störungen des Leitungssystems ergeben, was Ausfälle weitgehend unabhängig von den Störungsursachen sehr unwahrscheinlich machen würde.

Diskussion der Ergebnisse der Grundszenarios: Seit Berechnung der Szenarien haben sich einige Veränderungen bei den Kosten der Komponenten ergeben. So sind Windkraftanlagen im Zuge der allgemeinen Mate-

³⁸ Eine Hochspannungs-Drehstromleitung fällt dagegen – bei üblicher Schaltung – bei einem Kurzschluss auf einem der drei Pole vollständig aus, bis der Kurzschluss wieder behoben ist.

³⁹ Details siehe [Czi05].

Materialkostenanstiege während der letzten Boomphase deutlich teurer geworden. Dies veranlasste den Deutschen Gesetzgeber zu einer Erhöhung der Einspeisetarife. Diese waren zuvor gesenkt worden, sodass sie nach der Erhöhung wieder etwa so hoch waren wie zu dem Zeitpunkt, als die Kostendaten für die Szenarien erhoben wurden. Demnach wurden die höheren Materialkosten von der technisch/wirtschaftlichen Entwicklung egalisiert. Die moderneren Anlagen erzeugen trotz höherer Materialkosten aufgrund größerer leistungsspezifischer Rotordurchmesser und größerer Nabenhöhen mit etwa gleich hohen Stromkosten. Die Kosten von Windstrom im Grundszenario sollten demgemäß auch weitgehend unbeeinflusst von den Steigerungen der Materialpreise sein. Bei einem Verfall der Preise, wie er in der derzeitigen Rezession zu beobachten ist, sollten die Stromkosten dementsprechend unter die im Grundszenario berechneten fallen. Auch auf die Kosten von Stromtransportsystemen wirkt sich die Volatilität von Materialpreisen aus. Allerdings sollten auch sie durch die technischen Entwicklungen - beispielsweise höhere verfügbare Spannungen - weitgehend kompensierbar sein. Die deutlich höheren Kosten der Solarkraftwerke, die - wie oben erwähnt - aus den Kosten des Spanischen Solarkraftwerks Andasol I abgeleitet werden können, sind jedoch allenfalls zu kleinen Teilen mit den boombedingt gestiegenen Materialpreisen zu erklären. Hier müsste also von höheren Kosten ausgegangen werden, was einerseits den Einsatz dieser Kraftwerke in Frage stellen, andererseits aber aufgrund des kleinen Erzeugungsanteils dieser Kraftwerke im Grundszenario keine wesentlichen Mehrkosten der Stromversorgung nach sich ziehen würde. Bei photovoltaischen Großanlagen hat seit Beginn der Rezession und erstmals seit Erhebung der Kostendaten für die Szenarien ein deutlicher Preisverfall eingesetzt. Allerdings zeigt sich der Preisverfall bei kleineren Anlagen wesentlich weniger ausgeprägt, sodass die Kosten der Photovoltaik in diesem Segment heute wohl nicht mehr als etwa um ein Viertel gefallen sind. Jedenfalls sind sie bei weitem nicht so weit gefallen, dass sie in den Bereich kommen, ab dem die Optimierung auch auf Photovoltaik als Erzeugungsoption zurückgreift, was - wie oben erläutert - ab einer Kostensenkung auf ein Achtel gegenüber dem Wert im Grundszenario der Fall wäre. Zudem bleibt zu beobachten, inwieweit sich der Photovoltaikpreis nach der Rezession erholt oder die Senkungen beibehalten und vielleicht fortgesetzt werden. Es gibt auch im Energiebereich gute Gründe dafür, dass immer größere Strukturen entstanden sind. So sind beispielsweise große Kraftwerke i.d.R. effizienter als kleine. Dem Effizienzgewinn muss aber bei der Konzeption zukünftiger Versorgungsstrukturen gerade im Falle stark limitierter Ressourcen, wie z.B. bei der energetisch nutzbaren Biomasse, die in einigen Regionen des Szenariogebiets ein relativ beschränktes Potential aufweist, gerade wegen deren Beschränktheit, ein wichtiges Augenmerk

geschenkt werden. Die Tatsache, dass das freigegebene Biomassepotential - als Ergebnis der Optimierung - im Grundszenario fast vollständig ausgeschöpft wird, macht klar, dass es mit möglichst großer Effizienz genutzt werden sollte.

Kleine dezentrale Strukturen sind da oftmals nicht die beste Wahl. Beispielsweise sind die elektrischen Wirkungsgrade kleiner Biomassekraftwerke für Festbrennstoffe meist außerordentlich gering. Derartige Biomassekraftwerke im Sub-MW-Bereich weisen vielfach elektrische Wirkungsgrade unter 10% auf, wohingegen es große Kraftwerke selbst im KWK-Betrieb auf über 40% bringen können (vgl. [Czi05]). Die höhere energetische Effizienz großer Kraftwerke ist ein wichtiges Argument, da sie bei gegebenem Potential über die Höhe der Endenergie beim Nutzer entscheidet und damit über den Anteil des Bedarfs, der mit ihnen gedeckt werden kann. Sie entscheidet aber auch darüber, wie viel Backuppotential aus einer Einheit Biomasse bereitgestellt werden kann. Aufgrund der Wichtigkeit der Backupbereitstellung ist deshalb gerade wenn das Potential klein angenommen wird, die elektrische Effizienz der Biomassenutzung von besonderer Bedeutung. Zudem liegen die spezifischen Investitionskosten der großen Kraftwerke bei einem Bruchteil der Kosten von Kleinkraftwerken, ähnlich auch die Betriebs- und insbesondere die Wartungskosten, die bei kleinen Anlagen im Sub-MW-Bereich allein schon mehrere Eurocent pro Kilowattstunde Stromerzeugung zu den Kosten beitragen können (s.a. [ASUE99] u. [ASUE99a]). All diese kostentreibenden Effekte zusammen sind in Anbetracht sozialverträglicher Energiekosten auch als wesentliches Argument zu werten.

Der wesentliche Schluss, der aber aus den Ergebnissen des Grundszenarios im Hinblick auf die Biomassenutzung gezogen werden muss, ist, dass ihr beschränktes Potential in so großen Kraftwerken genutzt werden sollte, dass hohe elektrische Erzeugungsanteile erreicht werden können. Das spricht beispielsweise für Kraftwerke im Leistungsbereich einiger Dutzend MW, die in Ballungsräumen in Kraftwärmekopplung eingesetzt werden. Bei Biogas, spricht es für dessen Einspeisung in die Gasnetze, die perspektivisch eine Nutzung in den effizientesten GuD-Kraftwerken erlaubt sowie den Einsatz der bestehenden Gasspeicher.

**Szenarien mit regionaler Mindesterzeugung:
50% des Verbrauchs in der Region produziert**

Der Idee, dass ein großer Teil der Stromerzeugung aus dem eigenen Land oder zumindest der eigenen Region stammen möge, soll im Folgenden nachgegangen werden. Eine Möglichkeit, dies ohne die Einschränkung der Möglichkeiten des Ausgleichs von dargebotsbedingten Fluktuationen der Erzeugung aus erneuerbaren Energien zu bewerkstelligen, ist die Forderung nach einer regionalen Mindesterzeugung. Der Stromtransport kann weiterhin uneingeschränkt zum Ausgleichsmanagement und darüber hinaus zur Deckung der restlichen Nachfrage, die über die Mindesterzeugung hinaus geht, eingesetzt werden, unterliegt also im nachfolgend beschriebenen Szenario keiner direkten Restriktion.

In diesem Szenario wird verlangt, mindestens 50% des jährlichen Äquivalents des regionalen Stromverbrauchs durch Stromerzeugung innerhalb jeder einzelnen Region zu decken (Regionenzuordnung s. Abbildung 32). Dieser Anforderung kann - mit den, der Optimierung zur Verfügung gestellten, Potentialen - in allen Regionen ohne die Nutzung fossiler Energieträger entsprochen werden. Allerdings wird in Region 7 die Nutzung der Photovoltaik nötig, da die Potentiale der anderen zur Auswahl gestellten erneuerbaren Energien keinen hinreichenden Beitrag zur geforderten Mindesterzeugung erbringen können. Allein die Kosten für die 8‰ Photovoltaikstrom tragen 4,1% zu den Gesamtkosten im Szenariogebiet bei, die mit gut 5 €/kWh etwa 8,6% über denen des Grundszenarios liegen. Das gesamte Exportvolumen nimmt trotz des eingeforderten regionalen Eigenanteils der Stromerzeugung gegenüber dem Grundszenario um ca. 15% nur relativ geringfügig auf etwa 1550 TWh oder gut 36% der Jahreserzeugung ab. Diese ist mit 4290 TWh wie die Überschussproduktion geringfügig kleiner als im Grundszenario. Die Transportverluste sinken proportional mit dem verringerten Exportvolumen.

Die Windenergie liefert mit 2787 TWh weiterhin den "Löwenanteil" der Stromproduktion und ca. 2% weniger als im Grundszenario. Allerdings ergeben sich deutliche Verschiebungen bei ihrer regionalen Nutzung, um die Mindesterzeugungsbedingung zu erfüllen. Unter anderem werden 1 bzw. 25 GW Offshore-Windenergie in Region 5 bzw. 6 vorgesehen. Die Offshore-Windenergie konnte im Grundszenario nicht zur Kostensenkung beitragen und wurde folglich von der Optimierung nicht gewählt. Die mittlere Auslastung der Windkraftanlagen an Land bleibt fast unverändert und dementsprechend sind dort auch die Stromgestehungskosten nur um 2,2% höher bei 3,84 €/kWh. Die Kosten des Offshore-Windstroms sind

mit 4,84 €ct/ kWh etwas höher, werden aber an einer Vielzahl der ausgewählten Landstandorte teils deutlich mit bis zu 7,5 €ct/ kWh in Region 7 überschritten. In Region 6 (Deutschland und Dänemark) gelangen zusätzlich zu Offshore-Windenergie auch die Landpotentiale mit 28 GW zur Anwendung, gerade so, dass die Mindesterzeugung von 50% des Jahresstromverbrauchs zusammen mit der Biomassenutzung und der regionalen Wasserkraft eingehalten werden kann. Damit gehört Region 6 mit den Regionen 3, 5, 7, 8, 12 und 15 zu den sieben Regionen, die exakt den geforderten Eigenanteil erbringen.

Die Biomassenutzung ist mit fast exakt gleichen regionalen Jahresstromproduktionen sowie Nennleistungen, Auslastungen und Deckungsanteilen des zugeordneten Wärmebedarfs in den langfristigen Erzeugungsparametern weitgehend unverändert. Wie schon oben erwähnt, zwingt die eingeforderte Mindesterzeugung zur Nutzung der Photovoltaik in Region 7. Insgesamt werden von den Photovoltaikanlagen mit einer Nennleistung von 29,9 GW 34,3 TWh Photovoltaikstrom produziert. Das entspricht einer Auslastung von 1146 Volllaststunden. Die Stromgestehungskosten liegen mit ca. 48 €ct/ kWh etwa eine Größenordnung über den mittleren Stromgestehungskosten im gesamten Versorgungsgebiet inklusive Ferntransport, Speicherung und Backupmanagement.

Ein etwas kleinerer Beitrag als im Grundszenario kommt mit 55 TWh von der Solarthermie, die vornehmlich in Region 12 sowie mit stark fallender Leistung auch in den Regionen 16, 15, und 13 genutzt wird. Dabei fallen die Wärmespeicher mit Kapazitäten für durchschnittlich gut 14 Volllaststunden sehr groß aus. Die Kraftwerke werden also auch wegen ihrer guten – durch die Speichermöglichkeit bedingten – Backup-eigenschaften genutzt.

Speicher- und Backupaufgaben werden – vom kleinen Beitrag der Solarthermie abgesehen – wie im Grundszenario weitgehend von Wasserkraft und Biomassenutzung übernommen und in geringem Umfang von Pumpspeicherkraftwerken unterstützt, die im Szenario 50% regionalem Eigenversorgungsanteil mit 321 Volllaststunden im Turbinenbetrieb nochmals um 16% weniger zum Einsatz kommen.

Die optimale Struktur des Transportsystems unterscheidet sich nicht grundlegend von der des Grundszenarios. Die Umrichternennleistung liegt bei 90%, und es werden im Szenariogebiet etwa 19% der Leitungskapazität nicht an gleicher Stelle benötigt, dafür aber 4,5% mehr in anderen Verbindungsstrecken. So nimmt die Leitungskapazität etwa proportional zum Stromtransportvolumen ab, und die Kosten für das Leitungssystem

liegen mit 5,8% der Gesamtkosten oder mit 0,29 €ct/ kWh bezogen auf den Jahresstromverbrauch, etwas niedriger als im Grundszenario, wo sie knapp 0,33 €ct / kWh beitragen.

Zusammenfassend lässt sich zu diesem Szenario feststellen, dass auch unter der hier gemachten Annahme der regionalen Mindestproduktion von 50% des Verbrauchs eine rein regenerative Stromversorgung realisiert werden kann. Die Mehrkosten für die Einhaltung der Bedingung sind im Mittel relativ gering und werden ganz wesentlich von denen in Region 7 bestimmt, wo eine Nutzung der Photovoltaik erzwungen wird. Wenn von diesem Extremfall abgesehen wird, kann eine Strategie, die zu einer regenerativen Stromversorgung mit einer gewissen regionalen Mindesterzeugung führt, als relativ kostenneutraler Ansatz bewertet werden.

Diskussion der Ergebnisse des Szenarios mit 50% regionaler Mindesterzeugung: Seit der Erstellung der Datenbasis für die Szenarien haben sich die Angaben zu Kosten von Offshore-Windparks deutlich nach oben entwickelt. Für die Gesamtkosten im Szenariogebiet hätte ein solcher Kostenanstieg - aufgrund des relativ kleinen Anteils, der aus Offshore-Windenergie beigestrungen wird - nur geringfügige Auswirkungen. Allerdings gilt das nicht in gleichem Maße für die betroffenen Regionen, in denen zur Erfüllung der Mindesterzeugungsanteile ja in diesem Szenario - im Gegensatz zum Grundszenario - ein Teil des Stroms aus Offshore-Windenergie bereitgestellt werden muss. Es bleibt zu beobachten, wie sich die Kosten der Windenergienutzung auf hoher See tatsächlich entwickeln.

**Szenarien mit regionaler Mindesterzeugung:
100% des Verbrauchs in der Region produziert und Unterstützung
durch maximal 10% aus fossilen Energien**

In diesem Szenario wird ein noch radikalerer Selbstversorgungsansatz untersucht. 100% des Verbrauchsäquivalents sollen in der Region produziert werden, wobei eine Unterstützung durch maximal 10% aus fossilen Energien zugelassen ist, um den - in manchen Regionen auftretenden - Mangel an regenerativen Potentialen auszugleichen. Zur Stromerzeugung aus fossilen Energien kann die Optimierung auf erdgasgefeuerte GuD-Kraftwerke zurückgreifen. Die Annahmen für die Betriebskosten der GuD-Kraftwerke sind in Anbetracht der - in den letzten Jahren - schnell steigenden Gaspreise in allen Szenarien mit fossilen Erzeugungsanteilen als sehr niedrig anzusehen, was bei der Interpretation der Szenarien berücksichtigt werden muss⁴⁰.

Die Stromgestehungskosten sinken in diesem Szenario als Ergebnis der Optimierung durch die Nutzungsmöglichkeit fossil gefeuerter GuD-Kraftwerke trotz der geforderten vollständigen Eigenversorgung in der Jahresbilanz gegenüber dem Grundszenario um 5% auf gut 4,4 €ct/ kWh. Außer dem relativ günstigen GuD-Strom sind dafür unter anderem eine gegenüber dem Grundszenario etwa halbierte Überschussproduktion von 1,8% des Verbrauchsäquivalents und mehr als halbierte Transportverluste von 1,7% des Verbrauchsäquivalents mit ausschlaggebend. Die drei Effekte und eine geringere und kosteneffizientere Nutzung der Biomasse überkompensieren den Kostenanstieg durch den Zwang zur Nutzung teurerer regenerativer Erzeugungspotentiale (schlechterer Windstandorte)⁴¹. Die geforderte Mindesterzeugung wird in den meisten Regionen exakt erbracht. Der Fehlbetrag zur Vollversorgung, der sich durch Überschussproduktion, Transport- und Pumpspeicherverluste ergibt, wird durch die Mehrproduktion in den Regionen 9, 13, 18 und 19 erbracht. Dort werden jeweils die guten Windbedingungen an den Standorten 1. Wahl genutzt, die allerdings aufgrund der regionalen Eigenversorgungsanforderung nur zu sehr kleinen Teilen erschlossen werden können.

⁴⁰ Zu Angaben zu GuD-Kraftwerken und Gaspreisen siehe auch [Czi05].

⁴¹ Ein Vergleich mit einem Szenario, das keinerlei Mindesterzeugungsanteile vorsieht, in dem aber ebenso 10% fossil erzeugt werden dürfen, zeigt, dass die Mehrkosten durch die Festlegung der regionalen Mindesterzeugung auf 100% des jährlichen Verbrauchsäquivalents bei sonst identischen Voraussetzungen etwa 10% der Gesamtkosten ausmachen. Details siehe [Czi05].

Die GuD-Kraftwerke sind auf Regionen konzentriert, die durch kleine und/oder relativ teuer zu erschließende regenerative Potentiale gekennzeichnet sind. Sie sind mit einer summarischen Kraftwerksleistung von 161 GW vorgesehen und schöpfen die vorgegebene Obergrenze der Erzeugung von 10% des Verbrauchs vollständig aus. Fast ein Drittel der Kraftwerksleistung entfällt auf Region 7 und verbraucht dort über 55% des gesamten Erzeugungskontingents von 398 TWh im Szenariogebiet. Dadurch kann hier auf die Nutzung der teuren Photovoltaik vollständig verzichtet werden. Insgesamt erreichen die GuD-Kraftwerke eine durchschnittliche Auslastung von knapp 2500 Volllaststunden, womit sich 4,5 €ct / kWh als Gestehungskosten für den GuD-Strom ergeben, von denen fast 50% auf den Fixkostenanteil entfallen. Die Nutzung der Kraftwerke unterscheidet sich allerdings in den einzelnen Regionen sehr deutlich. In den Regionen 4, 7 und 8 sind die Kraftwerke mit mehr als 4000 Volllaststunden relativ gut ausgelastet, hier geht es um die günstige Energie aus den GuD-Kraftwerken. In den Regionen 3 und 12 liegt die Auslastung ganz grob im Bereich von 2000 Volllaststunden und damit im Mittelfeld innerhalb des Szenariogebiets. In den übrigen Regionen 1, 5, 6 und 9 finden sich dagegen sehr niedrige Auslastungen, die den Einsatz zum reinen Engpassmanagement verraten, einer Funktion, die selbst bei den dann extrem hohen Kosten des GuD-Stroms, die in 61 €ct/ kWh in Region 9 kulminieren, noch Kostenvorteile im Gesamtsystem erbringen. Diese Backupaufgabe könnte ohne wesentlich größere CO₂-Emissionen natürlich deutlich günstiger von reinen Gasturbinenkraftwerken übernommen werden, was die Gesamtkosten nochmals geringfügig reduzieren würde.

Die Windenergie liefert in diesem Szenario mit 2448 TWh gut 59% der Stromproduktion und ca. 10% weniger als im Grundszenario. Bei ihrer regionalen Nutzung ergeben sich durch die Forderung der regionalen Mindestenergieerzeugung einige Verschiebungen. Tendenziell werden in den verbrauchstarken Regionen mit relativ kleinen Potentialen die Leistungen so weit wie nötig ausgeschöpft. Nur in Regionen, in denen dies wegen geringer Anlagenauslastungen teuer werden würde, wird darauf verzichtet und statt dessen die fossile Option mit GuD-Kraftwerken gewählt. So findet sich in Region 7 keinerlei Windenergienutzung. Insgesamt findet an Land relativ zur Gesamtleistung eine Verlagerung zu besseren Standorten mit meist größerer Volatilität der Stromerzeugung statt, weshalb die mittlere Anlagenauslastung trotz des Zwangs zur Nutzung schlechterer Standorte in einigen Regionen - aufgrund der Mindestenergieerzeugungsanforderung - mit 2450 Volllaststunden nur um knapp 11% niedriger ausfällt als im Grundszenario. Auch die Nutzung der Offshore-Windenergie wird mit teils recht großen Leistungen von 2, 81 und 89 GW in den Regionen 1, 5 und 6 vor-

gesehen. Die Kosten des Offshore-Windstroms sind mit gut 5 €ct/ kWh etwas höher als die an Land mit etwa 4,2 €ct/ kWh, werden aber an einigen der ausgewählten Landstandorte teils deutlich mit bis zu 6,6 €ct/ kWh an Standorten in Region 4 überschritten. Wie ein Vergleich der Ergebnisse des Grundszenarios und dieses Szenarios zeigt, ist die Nutzung regionaler Ressourcen also keineswegs zwingend die günstigste Option, aber in einigen Regionen stehen lokal große Potentiale zur Verfügung, die bei günstigen Randbedingungen sinnvoll zur Stromversorgung mit heran gezogen werden können, ohne die Kosten extrem zu erhöhen.

Wie in fast allen Szenarien mit Erzeugungsanteilen aus fossil gefeuerten GuD-Kraftwerken wird die Biomassenutzung teilweise verdrängt. Das zur Auswahl gestellte Biomassepotential wird in den Regionen 2, 9, 13, 14 und 19 nicht genutzt. In den übrigen Regionen wird von der Optimierung die gleiche Jahrerzeugung wie im Grundszenario gewählt. Damit geht die Nutzung gegenüber dem Grundszenario um 220 auf 557 TWh zurück. Gleichzeitig sinkt die Kraftwerksleistung deutlich überproportional auf 71 GW. Die GuD-Kraftwerke verdrängen die Leistung der Biomassekraftwerke aufgrund der niedrigeren Investitionskosten. Die Biomassekraftwerke werden mit durchschnittlich 7870 Volllaststunden alle in Grundlast betrieben. Da sie dabei den größten Teil des zugeordneten Wärmebedarfs abdecken können und damit die Einnahmen aus dem Wärmeverkauf weitgehend maximiert sind, liegen die durchschnittlichen Stromgestehungskosten bei nur 5,5 €ct/ kWh. Insgesamt wird aus GuD- und Biomassekraftwerken mit 955 TWh etwa 23% mehr Strom erzeugt als im Grundszenario aus der Biomasse allein. Die in diesen beiden Kraftwerksarten installierten 232 GW Kraftwerksleistung erlauben zusammen mit den Speicherwasserkraftwerken und den knapp 18 GW solarthermischer Kraftwerke bei der gewählten regionalen Verteilung ein effizientes Erzeugungsmanagement.

Die solarthermischen Kraftwerke werden ausschließlich in Region 12 installiert. Ihre jährliche Stromerzeugung trägt in diesem Szenario mit knapp 89 TWh nur zu einem relativ kleinen Teil von etwa 2,2% des Stromverbrauchs bei. Dabei ist ihre Stromerzeugung in der einzigen Nutzungsregion selber mit 88% der dominierende Part. Die Solarkraftwerke sind mit Speichern für knapp 9 Volllaststunden und entsprechend dimensioniertem Solarfeld nahe am wirtschaftlichen Optimum ausgelegt und produzieren den Solarstrom vor Ort für 6,9 €ct / kWh.

Der Stromtransport spielt – trotz des geforderten regionalen Eigenversorgungsanteils von 100% in der Jahresbilanz – eine wichtige Rolle, auch wenn das Gesamtvolumen nur bei knapp 22% der Jahrerzeugung liegt, etwa der Hälfte des Volumens im Grundszenario. Die Leitungskapazitäten

sind dementsprechend auch etwa halb so groß ausgelegt, wobei die Umrichterleistungen mit 444 GW relativ – mit 59% der Leistung im Grundszenario – etwas größer dimensioniert sind. Der Anteil des Stromimports am gesamten Stromverbrauch unterscheidet sich von Region zu Region relativ wenig. Er liegt in den Regionen 1 bis 12 mit größerem Stromverbrauch etwa bei $20\% \pm 9\%$ und ist damit viel gleichmäßiger als im Grundszenario. Die Leitungskapazitäten fallen auch viel kleiner aus als im Grundszenario. Die größten Leitungskapazitäten werden mit 54 GW im Zentrum der verbrauchsstarken Regionen zwischen Region 3 und 6 vorgeesehen, gefolgt von 36 GW zwischen Region 3 und 10. Das optimale Leitungsnetz unterscheidet sich deutlich von dem des Grundszenarios, dem gegenüber etwa zwei Drittel der Leitungskapazität entfallen und etwa ein Siebtel als Verbindung zwischen anderen Regionen benötigt werden.

Zusammenfassend lässt sich zu diesem Szenario feststellen, dass auch unter der hier gemachten Annahme der regionalen Mindestproduktion von 100% des Verbrauchs unter der Bedingung, dass das Äquivalent von 10% des Verbrauchs aus fossil gefeuerten GuD-Kraftwerken stammen darf, eine weitgehend regenerative Stromversorgung zu relativ geringen Kosten realisiert werden kann. Es zeigt sich durch den Vergleich der verschiedenen Szenarien, welche Vielzahl von Lösungen einer regenerativen Stromversorgung in einem relativ engen „Kostenband“ realisierbar sind.

Diskussion der Ergebnisse des Szenarios: 100% des Verbrauchs in der Region produziert und Unterstützung durch maximal 10% aus fossilen Energien: In Bezug auf die Kosten solarthermischer Kraftwerke und der Offshore-Windenergie sowie die Kostenentwicklung beim Erdgas gilt prinzipiell das Gleiche wie bei den zuvor beschriebenen und diskutierten Szenarien. Statt des Einsatzes von Erdgas wäre auch ein vollkommen regeneratives Szenario denkbar, bei dem 100% des Jahresverbrauchs in der Region produziert wird, in dem Biomasse die Rolle des Erdgases übernimmt. Da im Szenariogebiet insgesamt nur 13% des nachhaltigen Biomassepotentials zur Nutzung freigegeben ist, wäre dafür reichlich Potential vorhanden. Allerdings müsste das übrige Potential dann - wenn auch nur zu kleinen Teilen von nur etwa weiteren 3% des Potentials - für die Stromversorgung freigegeben werden. Dazu müsste gleichzeitig ein überregionaler Handel mit Biomasse stattfinden, der in den Szenarien bisher nicht vorgesehen war. So könnte dann die Biomasse dort eingesetzt werden, wo sie benötigt wird. Eine Alternative würde evtl. die Einspeisung von Biogas ins bestehende internationale Erdgasnetz erschließen. Dann könnte die primäre Nutzung - also die Umsetzung von Biomasse zu Biogas - am

Ort der Biomasseproduktion geschehen. Gleichzeitig würde die bestehende Gas-Infrastruktur mit Leitungssystemen und Speichern in eine nachhaltige Nutzung überführt. So ließe sich evtl. auch der Strukturkonflikt vermeiden, der aufgrund eines Ausrangierens des extrem langlebigen Erdgasversorgungssystems resultieren könnte.

**Szenarien mit regionaler Mindesterzeugung:
*Regionale Vollversorgung aufgrund Stromtransportverbots***

In diesem Szenario ist kein interregionaler Stromtransport erlaubt. Das bewirkt, dass sich jede Region vollständig selbst versorgen muss. Allerdings werden weiterhin die Transportkapazitäten innerhalb der einzelnen Regionen als ausreichend angenommen und sind nicht Gegenstand der Optimierung. Das ist in diesem Fall eine unrealistische Annahme, da der regenerative Strom vielfach nicht nah an den Verbrauchszentren innerhalb der Regionen erzeugt wird und deshalb in der Region eigens Transportsysteme vorgesehen werden müssten. Die innerregionalen Transportkapazitäten, die heute existieren, sind nicht ausreichend, um die - in diesem Szenario unterstellte - ausreichende Transportkapazität zu gewährleisten⁴². Dies bedeutet einerseits, dass noch restriktivere Transportbeschränkungen, die auch einen innerregionalen Stromtransport erschweren würden, sehr viel stärkere Auswirkungen auf das dann nötige Stromversorgungssystem hätten als dies den Ergebnissen des Szenarios ohne interregionalen Stromtransport zu entnehmen ist. Bei Szenarien, in denen der interregionale Stromtransport zugelassen ist, kann dagegen die innerregionale Verteilung durch entsprechende Wahl der Trassen und Einspeisepunkte vom interregionalen Transportsystem mit übernommen werden. Die fehlende innerregionale Transportkapazität müsste durch eigens dafür vorgesehene innerregionale Strukturen übernommen werden. Das würde im dezentralen Stromversorgungssystem die real zu erwartenden Kosten höher ausfallen lassen als im Ergebnis der Optimierung, das diese Kapazitäten ja als gegeben annimmt. Da sich für den innerregionalen Stromtransport allerdings wieder ähnliche Systeme anbieten, wie sie auch für

⁴² Beispielsweise würde eine intensive Nutzung der Offshorewindpotentiale in Region 6 einen innerregionalen Austausch zwischen Dänemark und Deutschland nach sich ziehen, der die heutige verbindende Leitungskapazität von ca. 1,2 GW bei weitem übersteigt, und auch innerhalb der beiden Länder würden die heutigen Leitungskapazitäten nicht ausreichen, um den Strom dem Verbraucher zuzuführen (s.a. [Fle01], [NDN01] u. [DHHK01]).

den interregionalen Stromtransport geeignet sind, wäre eigentlich eine Verknüpfung der innerregionalen Transportsysteme zu einem großräumigen Transportsystem naheliegend, in deren Folge sich die Transportrestriktionen aufheben würden. Diese Überlegung macht den politisch motivierten Charakter des Szenarios ohne interregionalen Stromtransport deutlich, der technisch schlecht begründbar ist.

Trotz dieser inhärenten methodischen und logischen Unzulänglichkeiten kann das Szenario dennoch Hinweise auf die Auswirkung eines restriktiv dezentralen Ansatzes aufzeigen. Es zeigt daher Entwicklungstendenzen auf, die durch strengere Restriktionen im Transportsystem zunehmen müssen.

Da in einigen Regionen entweder die regenerativen Stromerzeugungspotentiale zu klein für eine Vollversorgung sind oder deren zeitliche Verfügbarkeit nicht in Einklang mit dem Bedarf zu bringen ist, muss die Nutzung einer weiteren Quelle zugelassen werden. Dazu ist in diesem Szenario die Nutzung von Wasserstoff in Brennstoffzellen vorgesehen. Die Herkunft des Wasserstoffs ist dabei nicht näher definiert. Es wird aber unterstellt, dass er ausschließlich unter Nutzung regenerativer Quellen gewonnen wurde.

Als Ergebnis der Optimierung für dieses Szenario kann in Regionen mit großen Speicherwasserkraftkapazitäten, z.B. Region 2 und 4, die gleichzeitig über genügend große andere Potentiale verfügen, auf die relativ teure Wasserstoffnutzung vollständig verzichtet werden. In einigen verbrauchsstarken Regionen muss wegen des Ausschlusses des interregionalen Stromtransports aber ein großer Anteil der Stromerzeugung durch Wasserstoff bereit gestellt werden. Mit 60% des gesamten Stromverbrauchs ist dieser Anteil in Region 7 mit weitem Abstand am höchsten. Hier werden die H₂-Brennstoffzellen mit über 8100 Volllaststunden weitgehend in der Grundlast betrieben, weshalb sich mit 15,3 €ct/ kWh_{el} die niedrigsten Kosten für Wasserstoffstrom ergeben. In den meisten anderen Regionen werden die Brennstoffzellen sehr viel weniger ausgelastet⁴³,

⁴³ Die variablen Kosten der Stromerzeugung aus Wasserstoff sind mit 12,5 €ct/ kWh angesetzt, was im Wesentlichen die Kosten des Wasserstoffs selber abdeckt. Heutige Kosten für Wasserstoff aus günstigem Wasserkraftstrom werden beispielsweise mit 7,5 bis 9 €ct/ kWh_{th} [Tam02] oder für das "Euro-Quebec Hydro-Hydrogen Project" und flüssigen Wasserstoff ab Hamburger Hafen mit ca. 15 €ct/ kWh_{th} (s. [H201]) angesetzt. Wird ein durchschnittlicher Brennstoffzellenwirkungsgrad von 70% unterstellt, dann liegt allein der Wasserstoffanteil der variablen Kosten zwischen ca. 11 bis 21 €ct/ kWh_{el}. Damit sind die variablen Kosten der Wasserstoffverstromung eher im unteren Bereich angesiedelt (vgl. a. [Czi05]). Das gilt umso mehr, wenn man berücksichtigt, dass teurere Quellen zur Primären Stromerzeugung vor der Wasserstoffgewinnung herangezogen werden müssen.

weshalb dort die Kosten für Wasserstoffstrom deutlich höher liegen - im Mittel bei 20,5 €ct / kWh_{el}. Insgesamt werden gut 18% des Stromverbrauchsäquivalents im Szenariogebiet über die Nutzung von Wasserstoff abgedeckt. Auf sie entfallen gut 47% der Stromerzeugungskosten im Szenariogebiet.

Die Stromgestehungskosten sind - großteils dadurch bedingt - wesentlich höher als in allen anderen Szenarien und liegen im Mittel mit knapp 8 €ct/ kWh um 72% über denen des Grundszenarios. Markant sind dabei die regionalen Unterschiede. Beispielsweise erreichen die Kosten bezogen auf den Stromverbrauch inklusive Lastmanagement, Produktion und Überschussproduktion in Region 6 (Deutschland und Dänemark) mit 10,4 €ct/ kWh einen Wert, der 225% der durchschnittlichen Kosten im Grundszenario entspricht. Sie werden nur noch in den Regionen 7 und 12 mit jeweils 11,1 €ct/ kWh übertroffen. Andere Regionen wie z.B. Region 2, wo überwiegend Strom aus abgeschriebenen Wasserkraftwerken genutzt wird, hätten dagegen niedrige Stromkosten zu erwarten. Das zeigt, dass der restriktiv dezentrale Ansatz unter Ausschluss von interregionalem Stromtransport für die verschiedenen Regionen höchst unterschiedliche wirtschaftliche Implikationen hat. Es lässt sich aus dem Vergleich mit dem Grundszenario erkennen, welche Regionen die größten Gewinner eines großräumigen Stromversorgungssystems ohne Transportrestriktionen wären⁴⁴. Dies macht andererseits klar, dass für die Regionen, die im internationalen Verbund die wichtigsten Beiträge zur Kostensenkung erbringen, ein Ausgleich geschaffen werden sollte, der ihre Dienste rechtfertigt, womit diese Dienste auch hier wirtschaftlich interessante Möglichkeiten eröffnen, sich aber zumindest nicht negativ auswirken.

Neben den höheren Erzeugungskosten spielt im Szenario ohne Stromtransport für die regionalen Stromkosten auch die teils deutlich höhere Überschussproduktion eine Rolle. Ohne Transportrestriktionen lag der Überschuss im Mittel bei 3,9% des Stromverbrauchs. Im Szenario ohne Stromtransport liegt sein Mittelwert als Ergebnis der Optimierung über 11% des Stromverbrauchs, mit regionalen Maxima bis 19% oder sogar 22% in den Regionen 1 oder 9, die gute Windbedingungen und andererseits relativ geringe Speicherkapazitäten aufweisen. Dagegen weist Region 2 mit seinen großen Speicherwasserkraftkapazitäten und guten Windbedingungen keinen Überschuss auf, da sich beide Stromerzeugungsoptionen optimal ergänzen lassen. Unter realen Bedingungen müsste aber auch hier der Kraftwerkspark so dimensioniert werden, dass dem kleinräumig

⁴⁴ Siehe dazu [Czi05]

erhöhten Risiko extremerer Unterschiede der meteorologischen Verhältnissen Rechnung getragen werden kann.

Diskussion der Ergebnisse des Szenarios mit regionaler Vollversorgung aufgrund Stromtransportverbots: Da der Wasserstoffnutzung in diesem Szenario sehr optimistische Kostenannahmen zugrunde liegen, sind die Stromkosten hier mit einiger Vorsicht zu betrachten. Prinzipiell ließe sich - ähnlich wie beim vorangegangenen Szenario für den Ersatz von Erdgas diskutiert - der Wasserstoff auch durch Biomasse ersetzen, wenn bei diesem Energieträger - im Gegensatz zum Strom - keine Transport- und Handelsrestriktionen bestünden. Allerdings müssten dann - wenn alle Biomasse aus dem Szenariogebiet stammen soll - weitere knapp 10% und insgesamt knapp 23% des nachhaltigen Biomassepotentials für die Stromversorgung in Kraftwärmekopplung freigegeben werden. Dass der Wert nicht höher liegt, ist der Tatsache geschuldet, dass im Szenario ohne interregionalen Stromtransport in einigen Regionen weniger auf Biomasse zurückgegriffen wird, um die regionale Vollversorgung zu realisieren, weil entweder andere ausreichende Backuppotentiale existieren oder die Erzeugung aus anderen Quellen für einen größeren Versorgungsanteil ausreicht. Der Wasserstoff wird natürlich in Regionen eingesetzt, in denen das Biomassepotential ausgeschöpft ist und noch weiterer Backup-Bedarf besteht.

Szenario ohne eurasisch \Leftrightarrow afrikanischen Stromaustausch:

Im Szenario ohne eurasisch \Leftrightarrow afrikanischen Stromaustausch werden die Auswirkungen von interkontinentalen "Exportverboten" aufgezeigt. Da im Grundszenario die Option des eurasisch \Leftrightarrow afrikanischen Stromaustauschs im großen Stil von der mathematischen Optimierung vorgesehen wurde, um vornehmlich Strom für Europa zu produzieren und dies folglich große wirtschaftliche Implikationen⁴⁵ insbesondere für die nordafrikanischen Entwicklungsländer mit sich bringen würde, stellt sich die Frage, ob und wie eine europäische Stromversorgung auch ohne den afrikanischen Strom auskommen würde. Inhärent wird damit auch die Frage aufgegriffen, welche Folgen eine Politik ohne Einbezug der Entwicklungsländer in der Nachbarschaft Europas – als eine Art "Fortsetzung der heutigen Politik" – für eine zukünftige regenerative Stromversorgung und für die Angehörigen beider Kontinente haben könnte.

Die Trennung des Stromversorgungssystems erfolgt dabei so, dass der eurasische Teil die Regionen 1 bis 11 und 19 umfasst und die verbleibenden Regionen 12 bis 18 dem afrikanischen Teil zugeschlagen werden (Regionenzuordnung s. Abbildung 32, Details siehe [Czi05]). Dabei erfolgt die Trennung meist klar entlang der kontinentalen Grenzen, hat aber zwischen der arabischen Halbinsel (Region 12), die Afrika zugeschlagen wird, und Region 11 eher willkürlichen Charakter, der den Ansatz für eine reale Umsetzung artifiziell erscheinen lässt.

Die beiden getrennten Stromversorgungssysteme verfügen über ausreichende Potentiale regenerativer Energien und sind groß genug zur Nutzung von verschiedensten Ausgleichseffekten durch deren Kombination, um eine vollständig "regenerative" Stromversorgung zu gewährleisten. Die

⁴⁵ Ein Ausbau der erneuerbaren Energien, wie er von der Optimierung beispielsweise im Grundszenario vorgesehen wird, würde dann in Ländern mit großen Kraftwerkskapazitäten beinahe zwangsläufig eine Entwicklung von Fertigungskapazitäten für die verschiedenen Kraftwerkssysteme nach sich ziehen. Sowohl hierfür, als auch für die Errichtung der Produktionskapazitäten und der Transportsysteme sowie für die Erlangung des regional nötigen Know-Hows wäre der Aufbau der Infrastruktur in allen hierfür relevanten Sektoren als Konsequenz zu erwarten. In einzelnen Ländern Nordafrikas wären Investitionen in der Größenordnung des jeweiligen Bruttoinlandsprodukts notwendig. Eine Umsetzungsstrategie, die sich daran orientierte oder vergleichbaren Zielen folgte, würde für diese Länder hoch interessante langfristige Entwicklungsperspektiven eröffnen.

durchschnittlichen Stromgestehungskosten liegen mit ca. 5,3 €ct/ kWh aber trotzdem um knapp 14% höher als im Grundszenario. Das zeigt, dass durch den eurasisch \leftrightarrow afrikanischen Stromaustausch relativ große Optimierungspotentiale erschlossen werden können. Dabei fällt die Stromversorgung im afrikanischen Teil, der einen Verbrauchsanteil von etwa 5% des Gesamtverbrauchs hat, nochmals um knapp 8% teurer aus als im europäischen. Die teurere Stromproduktion rührt zum Teil von der auf über 6% des Verbrauchsäquivalents gegenüber dem Grundszenario fast verdoppelten Überschussproduktion. Das bedeutet, dass die Möglichkeit der Nutzung von Ausgleichseffekten durch die restriktive Trennung der Kontinente behindert wird. Die regionalen Potentiale gewinnen durch die Transportrestriktion an Bedeutung, sodass der interregionale Stromtransport nur 35% des Verbrauchsäquivalents beträgt und damit um ein Siebtel niedriger ist als beim Grundszenario. Die Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken nimmt im Szenario eurasisch \leftrightarrow afrikanischer Stromaustausch leicht zu. In der Nutzung der Windenergie unterscheidet sich das Szenario deutlich vom Grundszenario, da die windhöffigen afrikanischen Gebiete nur für den eigenen – sehr viel kleineren – Verbrauch genutzt werden können. Damit werden die dort zur Auswahlplanung vorgegebenen Potentiale an Land nur zu einem Bruchteil von 2% ausgenutzt, was im Vergleich zum Grundszenario einer Verringerung auf ein Sechstel entspricht. Im eurasischen Teil werden bis auf Region 11 in allen Regionen mindestens die gleichen Potentiale genutzt. Auch auf Offshore-Windenergie muss jetzt zurückgegriffen werden. Der größte Leistungszubau findet in den Regionen 9 und 10 statt, die nun in viel stärkerem Maße Strom exportieren und für etwa zwei Drittel des Gesamtexportvolumens im eurasischen Teil verantwortlich sind. Eine vergleichbare Stellung nimmt Region 18 im afrikanischen Teil ein. Die Stromproduktion aus Windenergie beträgt insgesamt etwa 72% des jährlichen Verbrauchsäquivalents, wobei ca. 16% der zur Auswahl gestellten Nennleistung genutzt werden. Beide Werte sind also gegenüber dem Grundszenario erhöht, wobei die durchschnittliche Auslastung an Landstandorten um etwa 10% verringert ist, was nicht unwesentlich zur Kostensteigerung beiträgt. Die geringeren Möglichkeiten des zeitlichen Erzeugungsausgleichs der kurzfristig dargebotsabhängigen Stromerzeugungsoptionen (Wind und Solarthermie) ziehen einen größeren Backupbedarf nach sich. Dieser wird wieder durch die Biomasseverstromung befriedigt, die mit knapp 200 GW um 22% leistungsstärker ausfällt als im Grundszenario. Die Jahrerzeugung aus Biomasse fällt in allen Regionen außer Region 13 mindestens gleich hoch aus und erreicht durch die teilweise Nutzung in den Regionen 17 und 18 mit insgesamt 812 TWh eine um ca. 5% höhere Jahrerzeugung. Die höhere Stromerzeugung aus Biomasse sowie die durch den höheren Backupbedarf gestiegene Leistungs-

anforderung und gleichzeitig geringere zeitliche Übereinstimmung von Leistungs- und Wärmebedarf bewirken gemeinsam einen Teil des Kostenanstiegs gegenüber dem Grundszenario. Biomasse muss viel häufiger zur reinen Stromversorgung auch dann herangezogen werden, wenn es keinen Wärmebedarf gibt, der gleichzeitig in Kraftwärmekopplung genutzt werden kann.

Die Auslegung des Stromtransportsystems differiert aufgrund des "Verbots" interkontinentalen Stromtransports deutlich von der des Grundszenarios. Für die Umrichterleistungen im Gesamtgebiet, die in Szenario ohne eurasisch \leftrightarrow afrikanischen Stromaustausch mit 686 GW um 9% geringer ausfällt, hat das allerdings wesentlich geringere Auswirkungen, als auf das Volumen des Stromtransports. Die Umrichter sind deshalb mit gut 4300 Volllaststunden etwas weniger ausgelastet. Die Leistung der HGÜ-Transportleitungen ist dagegen um 22% geringer als im Grundszenario, allerdings mit etwas größerer mittlerer Trassenlänge. Zusammenfassend lässt sich zum Szenario ohne eurasisch \leftrightarrow afrikanischen Stromaustausch feststellen, dass auch unter der hier gemachten Annahme des interkontinentalen "Transportverbots" eine rein regenerative Stromversorgung realisiert werden kann, dass dafür aber nennenswerte Mehrkosten sowie eine verringerte Redundanz und Effizienz in Kauf genommen werden müssen. Zudem wächst heute der Strombedarf in den meisten nordafrikanischen Ländern deutlich schneller als der in den europäischen. Deshalb würde eine Strategie, die afrikanischen Potentiale in eine gemeinsame Stromversorgung einzubinden, den momentanen Anforderungen besser gerecht. Die Mehrkosten für die Erschließung dieser Potentiale gegenüber einer afrikanischen Stromversorgung mit fossilen Energieträgern könnten dann gemeinsam getragen werden, was in Anbetracht der wirtschaftlichen Situation in Nordafrika leichter zu realisieren scheint als eine Strategie der unabhängigen Erschließung in beiden Kontinenten.

Diskussion der Ergebnisse des Szenarios ohne eurasisch \leftrightarrow afrikanischen Stromaustausch: Gerade die Tatsache, dass in den nordafrikanischen Entwicklungsländern der Stromverbrauch schnell ansteigt, lässt eine Ankopplung an das Europäische Stromnetz ratsam erscheinen. Einer der Gründe dafür liegt in dem begrenzten Backuppotential aus Biomasse und Wasserkraft. Dieses Problem ließe sich aber höchstwahrscheinlich durch einen gesamtafrikanischen Ansatz lösen, da Afrika über hervorragende Potentiale auch mit Backup-eigenschaften verfügt. Dennoch erscheint eine willkürliche Trennung der Kontinente nicht sinnvoll, da eine

Kooperation Afrikas mit Europa große Vorteile für beide Seiten bringen könnte⁴⁶.

Szenario mit Fallwindkraftwerken:

In den bisher beschriebenen Szenarien war die Option der Stromerzeugung aus Fallwindkraftwerken (FWKW) nicht zugelassen. Da bisher noch kein solches Kraftwerk gebaut wurde, scheint dies im Sinne einer konservativen Abschätzung der Möglichkeiten einer regenerativen Stromversorgung geboten. In einem etwas spekulativeren Szenario sollte aber untersucht werden, welche Implikationen sich aus der Nutzung der FWKW für ein zukünftiges Stromversorgungssystem ergeben. Die Eigenschaften der Stromerzeugung aus FWKW erscheinen schon wegen der gleichmäßigen Erzeugungseigenschaft für die Stromversorgung sehr interessant. Darüber hinaus werden relativ niedrige Stromgestehungskosten⁴⁷ erwartet, die unter denen der meisten anderen regenerativen Erzeugungsoptionen liegen. Letzteres muss aber wohl aufgrund der bisher relativ wenigen unabhängigen Arbeiten über das Kraftwerkskonzept als etwas spekulativ angesehen werden.

Das hier besprochene Szenario entspricht bis auf die Freigabe des Einsatzes von Fallwindkraftwerken dem Grundszenario. Als Ergebnis der Optimierung ergibt sich ein Stromversorgungssystem, das von einem hohen Anteil der Stromerzeugung aus Fallwindkraftwerken geprägt ist. Sie dominiert mit einer Jahreserzeugung von 1966 TWh oder gut 49% des Äquivalents des jährlichen Stromverbrauchs im Szenariogebiet alle anderen Erzeugungsoptionen. Die Stromgestehungskosten liegen mit knapp 4,1 €ct/kWh um gut 12% niedriger als im Grundszenario. Der "Löwenanteil" der Kostenreduzierung gegenüber dem Grundszenario liegt an den mit 3,43 €ct / kWh um fast 14% niedrigeren Kosten für die reine Stromerzeugung. Zwar fällt in diesem Szenario auch die Überschussproduktion mit 69 TWh deutlich niedriger aus als im Grundszenario, das wird aber fast vollständig von höheren Transportverlusten ausgeglichen, die 264 TWh betragen. So

⁴⁶ Die Vorteile einer Kooperation lassen sich auch anhand eines Szenarios aufzeigen, das die Nutzung des Wasserkraftwerksstandorts bei Inga am Kongo einbezieht. Es ist in [Czi05] beschrieben. Zu Möglichkeiten einer afrikanisch ⇔ europäischen Kooperation siehe auch [Czi09].

⁴⁷ Zu den erwarteten Kosten des Stroms aus Fallwindkraftwerken siehe [Czi05].

ist die Summe der Jahreserzeugung mit 4317 TWh auch beinahe identisch. Der höhere Transportverlust ergibt sich zum einen, weil insgesamt mit gut 2150 TWh etwa 50% des erzeugten Stroms über HGÜ-Leitungen transportiert werden, womit dann nach Verlusten etwa ein Deckungsanteil von 49% des Stromverbrauchs im Szenariogebiet beigetragen wird. Zum anderen sind die größeren Transportentfernungen dafür verantwortlich.

Die Nutzung der Fallwindkraftwerke ist auf drei Regionen begrenzt. Unter ihnen befindet sich mit Region 12 mit Standorten am Arabischen Golf zwar die mit der höchsten Stromerzeugung, aber die Jahreserzeugung allein ist nicht ausschlaggebend für die Auswahl, da mit Region 16 und Region 15 mit Standorten am Roten Meer nicht die mit der jeweils nächsthöchsten Erzeugung gewählt wurden. Vielmehr findet bei der Auswahl eine Diversifizierung durch die Verteilung auf die Küstenregionen des Persischen Golfs (in Region 12), des roten Meeres (in Region 15) und des Atlantiks (in Region 16) statt. In allen drei Regionen herrschen jahreszeitlich relativ unterschiedliche klimatische Bedingungen. Die Gebiete in Region 12 zeichnen sich dabei durch ein breites Maximum im Sommerhalbjahr aus, in Region 16 überwiegt die Produktion im Winterhalbjahr. Region 15 weist dagegen eine eher gleichmäßige Produktion auf, die ein schwach ausgeprägtes Maximum im September und ein etwas deutlicheres im Mai hat, das vielleicht auch zum Teil genutzt wird, um die Flaute bei der Europäischen Windstromproduktion zu überbrücken. Das zur Auswahl gestellte Potential zur Stromerzeugung aus Fallwindkraftwerken wird an den gewählten Standorten bis auf einen kleinen Rest in Region 12 vollständig zur Nutzung vorgesehen. Die mittleren Kosten der Stromproduktion liegen bei 2,84 €/kWh und damit deutlich unter den mittleren Produktionskosten aller Kraftwerke. Die Jahreserzeugung in Region 12 – ausschließlich mit Fallwindkraftwerken produziert – trägt mit ihren 1360 TWh über ein Drittel zur Stromerzeugung im Szenariogebiet bei. Dieser hohe Wert ist hinsichtlich der Versorgungssicherheit sicher kritisch zu bewerten, auch wenn in anderen Energiesektoren heute teilweise ähnlich große Abhängigkeiten zu finden sind. Deshalb sollte für ein evtl. zu realisierendes Stromversorgungssystem eine Lösung gewählt werden, die eine stärker diversifizierte Nutzung der Potentiale beinhaltet, auch wenn sie nicht das absolute Kostenminimum aller Möglichkeiten darstellt. Andererseits zeigt sich an der dominanten Nutzung eines einzigen Gebietes für die Stromerzeugung aus Fallwindkraftwerken, wie vorteilhaft die Erzeugungsstochastik dieser Produktionsoption sein muss, sodass so wenig versucht werden muss, durch Standortdiversifikation Ausgleichseffekte zu erzielen.

Die Windenergienutzung wird gegenüber dem Grundscenario durch die Fallwindkraftwerke deutlich – um fast zwei Drittel ihrer Jahreserzeugung –

zurückgedrängt. Insgesamt trägt sie nur 1012 TWh oder gut 25% des jährlichen Stromverbrauchsäquivalents zur Stromversorgung bei. In den Regionen 8, 11, 14 und 17 wird im Gegensatz zum Grundszenario vollständig auf die Windenergienutzung verzichtet. Auch in den meisten anderen Regionen wird die Jahreserzeugung aus Windenergie auf wesentlich kleinere Werte reduziert. Davon sind wieder die südlichen Gebiete am stärksten betroffen. Aber auch in den nördlicheren Regionen 9 und 10 bleiben als Ergebnis der Optimierung jeweils nur noch 30% der Leistung des Grundszenarios. Nur in den ausgeprägtesten Winterwindregionen 1, 2, 3, 4, 5 und 19 bleiben die besten Standorte weiterhin vollständig genutzt. Die Fallwindkraftwerke, die zusammen ein ausgeprägtes Erzeugungsmaximum im Sommer aufweisen, werden also zum Ausgleich von Windstromerzeugung an Standorten mit Wintermaxima ergänzt. Bei dieser Zusammenstellung spielen die Kosten der Windstromerzeugung, die in diesem Szenario mit 3,83 €/kWh um gut 2% höher ausfallen als im Grundszenario, eine weniger bedeutende Rolle als der zeitliche Ausgleich.

Die Jahreserzeugung aus Biomasse fällt im Gegensatz zur Windstromerzeugung im Szenario mit Fallwindkraftwerken nur geringfügig (knapp 10%) niedriger aus als im Grundszenario. In den verbrauchstarken Regionen 1 bis 10 wird weiterhin das gesamte zur Auswahl gestellte Potential genutzt. Außer in den Regionen 11 und 14, wo etwa 40% des Potentials zur Stromerzeugung herangezogen wird, kann sonst im wirtschaftlich optimalen Fall überall auf die Biomassenutzung verzichtet werden. Die Auslastung der Kraftwerke sinkt geringfügig, was bedeutet, dass sie etwas höhere Leistungen für Backupzwecke aufweisen. Gleichzeitig kann aber der zugeordnete Wärmebedarf beinahe vollständig als Nebenprodukt der Stromerzeugung gedeckt werden, sodass wegen der höheren Verkaufserlöse die Gestehungskosten des Stroms aus Biomasse im Endeffekt in beiden Szenarien exakt gleich hoch ausfallen. Wie oben bereits erwähnt, wird in diesem Szenario mit etwa 50% des erzeugten Stroms ein sehr hoher Anteil über das dafür konzipierte HGÜ-System transportiert. Trotz der deutlich anderen Erzeugungsstruktur sind immerhin knapp 58% des Leitungssystems identisch mit dem im Grundszenario. Allerdings wird insgesamt eine mit 927 GW gut 22% größere Leitungskapazität benötigt, die mit über 5300 Volllaststunden ausgelastet ist. Der größte Leitungsbedarf besteht naturgemäß zwischen der Haupterzeugungsregion 12 und ihrem nördlichen Nachbarn Region 11, von wo aus der Strom dann in die verbrauchstarken Regionen weitergeleitet wird.

Die relativ gleichmäßige Erzeugung schlägt sich auch in einem reduzierten Bedarf an Übertragungsleistung zwischen Region 2 mit den größten Speicherwasserkraftwerksleistungen und ihren Nachbarregionen nieder. Die

Region erzeugt zwar weiterhin auch einen Gutteil für den Export, aber die Leitungskapazitäten zu den Nachbarregionen sind mit knapp 35 GW noch nicht einmal so groß ausgelegt wie die Leistung dieser Kraftwerke. Das zeigt nochmals, dass neben den niedrigen Stromgestehungskosten der Fallwindkraftwerke auch das Zeitverhalten ihrer Erzeugung sehr vorteilhaft für die Stromversorgung genutzt werden kann. Ihre Nutzung senkt unter anderem den Bedarf an verfügbarer Backupleistung, was sich wiederum zugunsten der Leitungsauslastung auswirkt.

Insgesamt zeigt dieses Szenario, dass Fallwindkraftwerke eine sehr interessante Option zur zukünftigen Stromversorgung sein könnten, wenn sich die Erwartungen hinsichtlich der Stromgestehungskosten und Erzeugungseigenschaften bestätigen lassen. Da bisher noch kein derartiges Kraftwerk gebaut wurde, kann daraus ein Bedarf nach weiterführender Forschung abgeleitet werden, die den Bau eines aussagekräftigen Prototypen zum Ziel haben könnte. Da dieser Kraftwerkstyp weltweit gerade in vielen ökonomisch relativ wenig entwickelten Regionen gute Erzeugungsbedingungen findet und der Löwenanteil der Kosten beim Bau vor Ort anfällt, sollten sich besonders positive Wirtschafts- und Beschäftigungseffekte erzielen lassen, die eine interessante Kombination von Klimaschutz und Entwicklungshilfe in Aussicht stellen. In den Szenarien nicht berücksichtigte Nebeneffekte – wie eine besonders kostengünstige Meerwasserentsalzung – könnten in den geeigneten Wüstenregionen darüber hinaus noch weitere ökonomisch als auch ökologisch und sozial interessante Perspektiven eröffnen (s.a. [ESWZ01] u. [ACGZ08]).

Diskussion der Ergebnisse des Szenarios mit Fallwindkraftwerken:

Dieses Szenario zeigt exemplarisch auf, dass es sich auch in Zukunft lohnen könnte, neue Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien zu entwickeln und zur Anwendung zu führen. Je größer die Palette kostengünstig zu erschließender Potentiale mit unterschiedlichem Dargebotsverhalten ist, desto größere Vorteile und Möglichkeiten der Diversifikation sind zu erwarten.

Zeit-, Finanzierungsbedarf und Rahmenbedingungen zum Aufbau der Infrastruktur einer großräumigen regenerativen Stromversorgung

Stellvertretend für die Erzeugungseinheiten soll bei der Betrachtung des Zeitbedarfs zum Aufbau der Infrastruktur nachfolgend auf die Windenergie als leistungsstärkster Komponente in den zuvor besprochenen Stromversorgungsszenarien eingegangen werden.

Überlegungen zum Zeitbedarf zur Produktion von Windkraftanlagen

Ein möglicher Zugang zur Abschätzung des Zeitbedarfs ist die Betrachtung der bisher erreichten Wachstumsraten und deren Fortschreitung. Bemisst man das langjährige Wachstum in der Windindustrie am Wachstum der installierten Nennleistung der Windkraftanlagen bis 2008, so ergibt sich das 20-, 15- und 10-jährige Wachstum von 24, 28 und 28% pro Jahr⁴⁸. Auf lange Sicht betrachtet hat das Wachstum demnach zugenommen, obwohl sich die Installationszahlen innerhalb der letzten zwei Jahrzehnte um zwei Größenordnungen vergrößert haben. Das Wachstum wird demnach bisher nicht durch die schiere Größe gedämpft. Trotz relativ konstant hohen Wachstums in den Vorjahren war die Rate mit 29% in 2008 im Vergleich zum Vorjahr leicht überdurchschnittlich hoch. Stellt man den Zubau dem Zubau des Vorjahres gegenüber, so sind diese Wachstumsraten naturgemäß noch höher. In 2008 lag dieser Wert trotz des vorhergehend konstant hohen Wachstums bei 38%.

Abbildung 30 zeigt ab 2008 die Fortschreibung der installierten Windleistung mit dem 15-jährigen Durchschnittswert von 28%.

⁴⁸ Angaben zur weltweit installierten Leistung von Windkraftanlagen der letzten Jahre finden sich u. a. in [WWEA09].

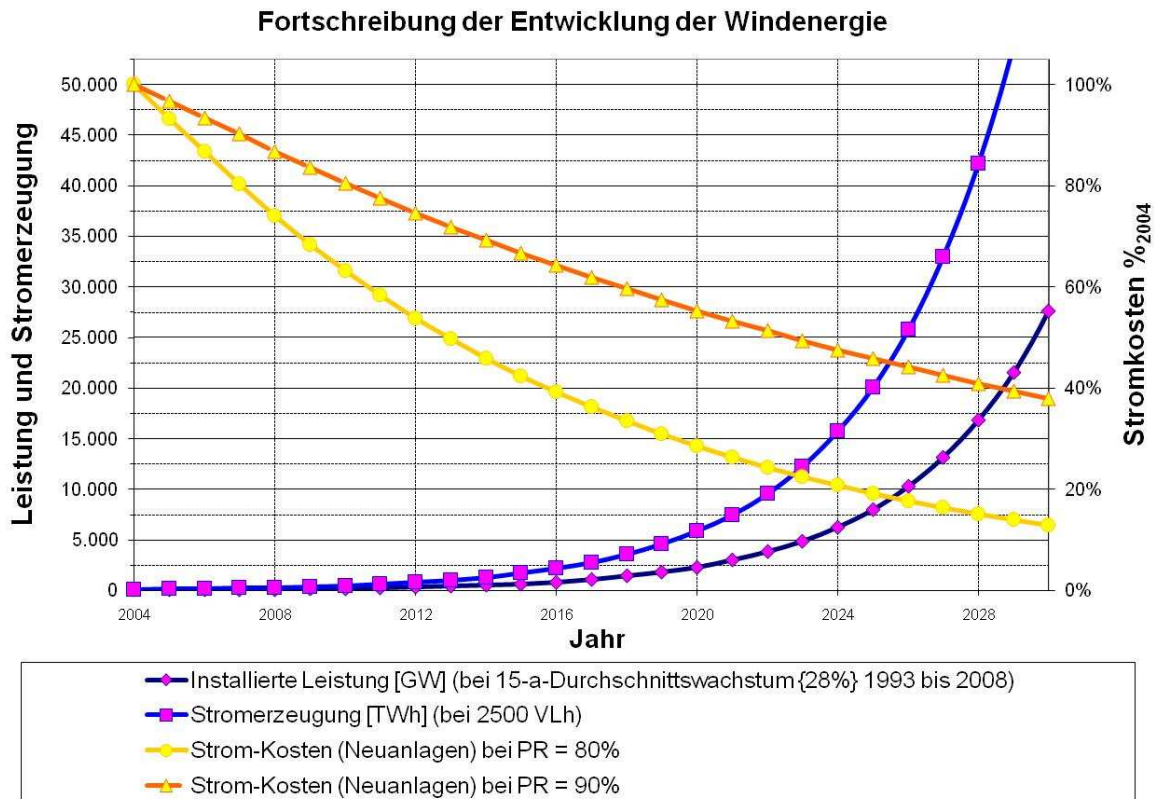


Abbildung 30 Fortschreibung der Entwicklung der Windenergie von 2004 bis 2030: Leistungsfortschreibung beim jährlichen Durchschnittswachstum der installierten Leistung während der 15 Jahre von 1993 bis 2008; Insgesamt mit den Anlagen jeweils produzierbare Jahreserzeugung bei einer Anlagenauslastung von 2500 Vollaststunden; Entwicklung der Stromkosten bei Kostenreduktionen auf jeweils 80 oder 90% bei Verdoppelung der installierten Anlagenleistung (entsprechend Progress Ratio PR = 80% o. 90%).

Würde diese Wachstumsrate gehalten, wäre die Leistung schon zwischen 2024 und 2025 ausreichend, um bei einer durchschnittlichen Anlagenauslastung von etwa 28,5% oder 2500 Vollaststunden pro Jahr elektrische Energie in Höhe der gesamten heutigen weltweiten Stromerzeugung zu produzieren. Schon in zwei Jahrzehnten von heute könnte es mehr als das Dreifache sein. Es bräuchte also umgekehrt bei weitem nicht dieses Wachstum, um eine regenerative Vollversorgung innerhalb von zwei Jahrzehnten zu erreichen, die sich ja zudem nicht allein aus Windkraft speisen würde. Unter diesem Blickwinkel betrachtet, erscheint der Zeithorizont 2050 - also eine Spanne von 41 Jahren - als weit entfernt und wenig ambitioniert. Wesentliches Augenmerk zur Erreichung einer möglichst frühen klimagerechten Vollversorgung aus erneuerbaren Energien sollte daher auf Maßnahmen zur Aufrechterhaltung hoher Wachstumszahlen liegen. Hierzu wird es hilfreich sein, Maßnahmen zu ergreifen, die eine hohe Durchdringung mit Windenergie erlauben. Ein wesentliches Element dabei ist in der leistungsstarken Vernetzung verschiedenster Erzeugungsstan-

dorte zu sehen. Sie ermöglicht Ausgleichseffekte für kurzfristige Fluktuationen bis hin zu saisonalen Erzeugungsschwankungen bei Nutzung der Windenergie in verschiedenen Klimazonen im internationalen Verbund. Der bestehende Kraftwerkspark kann gerade in der Übergangsphase wertvolle Dienste leisten, wobei er sich zunehmend zum bloßen Backupsystem entwickelt, das gegen Ende eventuell noch Funktionen als Sicherheitsreserve übernehmen kann. Unter diesem Gesichtspunkt erscheint ein Neubau fossil gefeuerter Kraftwerke als kontraproduktiv, da die hohen Lebensdauern neuer Kraftwerke aus betriebswirtschaftlichen Gründen auch entsprechend lange Laufzeiten nahelegen. Daher ist bei einem schnellen Entwicklungspfad eine zeitweilige Ertüchtigung alter Kraftwerke wesentlich zielführender als ein eventueller Neubau.

Häufig wird im Zusammenhang mit dem Ausbau der Windenergie auch die Frage der Materialverfügbarkeit gestellt, beispielsweise nach der Verfügbarkeit von Stahl. Wieviel Stahl wird benötigt, um die Windkraftanlagen für eine weltweite regenerative Vollversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien zu realisieren und wieviel ist das im Verhältnis zur weltweiten Stahlproduktion? In 2008 wurden nach einem Wachstum von 4% gegenüber dem Vorjahr 1,4 Milliarden Tonnen Rohstahl erzeugt [TK08]. Rechnet man den Bedarf an Windkraftanlagenleistung im Grundszenario überschlägig hoch, um zu einer Abschätzung für die weltweit benötigte Leistung zu kommen, bedürfte es - großzügig bemessen - etwa 5.000 GW. Bei einer Masse der Windkraftanlagen von etwa 140 t//MW ergibt sich eine Gesamtmasse aller benötigten Windkraftanlagen von 0,7 Mrd. Tonnen. Überwiegend würde es sich dabei um Stahl handeln. Wollte man die Anlagen über 20 Jahre verteilt produzieren, würden dafür jährlich überschlägig weniger als 2,5% der jährlichen Stahlproduktion benötigt. Diese Stahlmenge ist damit kleiner als das heutige Wachstum der Stahlproduktion innerhalb einzelner Jahre⁴⁹. Ein Zeithorizont 2050 kann unter dem Gesichtspunkt der Verfügbarkeit von Stahl also keinesfalls als geboten angesehen werden. Sehr viel kürzere Zeithorizonte sind so gesehen ohne Mühe vorstellbar. Auch andere Materialengpässe, die lange Zeithorizonte verlangen, scheinen nach dieser exemplarischen Analyse eher unwahrschein-

⁴⁹ In China wuchs die Stahlproduktion - bei gegenüber dem Vorjahr bereits verringerter Dynamik - in 2008 um 6% auf 37% der Weltproduktion, womit es den gleichzeitigen Rückgang in anderen Regionen - z. B. der EU - überkompensierte [TK08]. Schon etwa die zusätzliche Stahlproduktion in China in diesem Jahr ist demnach ausreichend, um die zusätzlich benötigte Produktionskapazität für den Stahl der benötigten Windkraftanlagen zu schaffen.

lich, eher legt die Betrachtung nahe, dass in einem „Klimanotprogramm“ auch sehr kurze Umsetzungszeiten machbar wären.

Zum Zeitbedarf zur Errichtung des Stromtransportsystems

Prinzipiell kann das HGÜ-System für die internationale Vernetzung der Stromerzeugung aus diversen regenerativen Quellen mit den Verbrauchern relativ schnell hergestellt werden. Legt man die leistungsstärkste HGÜ zugrunde und vergleicht sie mit der herkömmlichen - leistungsstärksten, in Westeuropa eingesetzten - Hochspanns-Drehstrom-Übertragung (HDÜ), wird der relativ kleine Aufwand für HGÜ-Systeme augenfällig (vgl. Abbildung 31). Bei der HGÜ mit der heute höchsten marktverfügbaren Spannung von ± 800 kV ist bei Ausführung als Doppelbipol eine Übertragungsleistung von etwa 13 GW pro Trasse möglich⁵⁰. Für die gleiche Übertragungsleistung würden etwa 9 HDÜ-Doppelsysteme der 400 kV-Klasse benötigt, die etwa die 8-fache Trassenbreite in Anspruch nehmen würden und einen wesentlich höheren Materialbedarf haben. Unabhängig davon, ob nun Dutzende von GW Offshore-Windstrom von der Nordsee zu den Verbrauchern in Süddeutschland transportiert werden oder die Leitungen Bestandteil eines internationalen regenerativen Stromverbunds sein sollen, ist die Nutzung der HGÜ-Technik aus ökologischen Gründen sinnvoll. Als Reaktion auf die Verabschiedung des Energieleitungsausbaugesetzes fasst so auch der Leiter der Abteilung „Power Transmission and Distribution“ von Siemens, Udo Niehage, die Nutzung der leistungsstärksten HGÜ für den Aufbau eines Netzen von „Stromautobahnen“ in Deutschland ins Auge. „In etwa zwei Jahren könnte“ nach Niehage „die erste neue Trasse in Betrieb gehen“ [Hof09]. Einer Übertragung der erwarteten Zeitdauer auf längere Trassen im internationalen Verbund dürfte bei adäquater gesetzlicher Rahmensetzung nichts im Wege stehen. Der Zeitaufwand für die Umrichterfertigung und -errichtung sollte identisch sein und die Trassenlänge sollte beim Zeitaufwand keine wesentliche Rolle spielen.

⁵⁰ Aus Sicherheitsgründen kann das volle Leistungsvermögen von ± 800 kV Doppelbipol-HGÜ-Systemen erst genutzt werden, wenn mehrere Systeme parallel und miteinander vernetzt betrieben werden. Nur so kann die notwendige Redundanz hergestellt werden.

Trassenbreite

Wie gehabt mit 400 kV Drehstrom oder neue Wege mit ± 800 kV Gleichstrom?

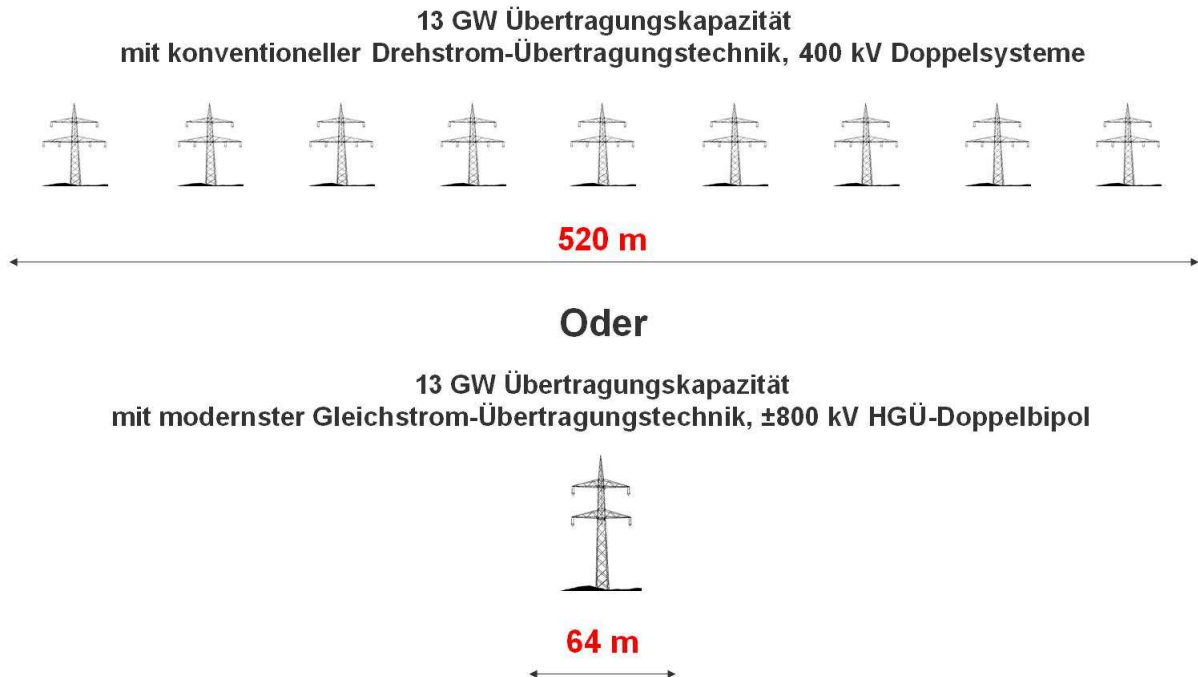


Abbildung 31 Vergleich der Trassenbreite von herkömmlicher 400 kV Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ) mit ± 800 kV Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) gleicher Leistung zur Veranschaulichung des jeweils notwendigen Material- und Raumbedarfs.

Lediglich bei Querung längerer Seepassagen sollte für das erste HGÜ-System mit einer Spannung von ± 800 kV mit einer längeren Dauer gerechnet werden, da bisher keine Kabel für diese Spannung zur Verfügung stehen. Nach Expertenaussagen lassen sich derartige Kabel aber in etwa 3 Jahren entwickeln [Bra08]. Für komplexe vermaschte HGÜ-Systeme - wie sie zur Gewährleistung der notwendigen Redundanz benötigt werden - müssen aber auch noch Gleichstrom-Leistungsschalter entwickelt werden. Solche wurden zwar schon vor mehreren Jahrzehnten für Spannungen bis zu 500 kV entwickelt, die Technik bedarf aber noch der Anpassung an die höheren heute verfügbaren Spannungen (s. a. [Kan99]). Beide Entwicklungen können aber den Start des Baus entsprechender Übertragungssysteme wohl nicht wesentlich hinauszögern.

Zum Bau der Freileitungen können die Fertigungskapazitäten als weitgehend vorhanden angesehen werden. Auch heute werden weltweit große Freileitungssysteme gebaut und betrieben. Allein in Deutschland werden beispielsweise Hoch- und Höchstspannungssysteme als Freileitungen mit

einer Gesamtlänge von etwa 110.000 km betrieben [AS08]⁵¹. Bei Nutzung der effizientesten HGÜ-Technik würde die Länge der - für eine regenerative Vollversorgung im internationalen Verbund - in Deutschland zu installierenden HGÜ-Freileitungen deutlich weniger als ein Zehntel dieser heutigen Freileitungslänge betragen.

Zum Finanzierungsbedarf zur Errichtung eines internationalen Systems zur Vollversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien

Da die Stromkosten, die sich gemäß den Berechnungen zum Grundszenario ergeben, nicht höher sondern sogar deutlich niedriger als die entsprechenden Strompreise auf dem Strommarkt ausfallen, kann man davon ausgehen, dass eine regenerative Vollversorgung billigeren Strom bereitstellen kann, als dies das konventionelle Versorgungssystem kann. Dies gilt umso mehr, je weiter sich einerseits die Kosten für regenerativen Strom aufgrund technisch/wirtschaftlichen Fortschritts bei den relativ jungen Technologien weiter reduzieren und andererseits die fossilen Brennstoffe mit zunehmender Verknappung teurer werden. Deshalb können volkswirtschaftliche Argumente gegen eine rein regenerative Stromversorgung, wie sie sich gemäß dem Grundszenario ergibt oder wie sie in Anlehnung daran entwickelt werden könnte, nicht als stichhaltig bewertet werden. Dies zeigt sich auch bei folgender Überlegung. Würde der Kraftwerks- und Leitungspark allmählich – z.B. gleichmäßig verteilt über die kalkulatorische Lebensdauer der verschiedenen Komponenten, also etwa zwei Jahrzehnte – aufgebaut, beliefen sich die jährlichen Investitionskosten für die Neuanlagen beim Grundszenario im gesamten Szenariogebiet mit 52,1 Mrd. € für die Windkraftwerke, 16,2 Mrd. € für die Biomassekraftwerke, 6,4 Mrd. € für das HGÜ-Transport-System und 2,7 Mrd. € für die solarthermischen Kraftwerke auf insgesamt 77,5 Mrd. €. Das entspricht grob 6‰ des Bruttoinlandsprodukts (BIP) des Jahres 2002 im Szenariogebiet, nimmt sich also gegenüber dem BIP relativ klein aus. Die Bruttoanlageinvestitionen der EU-15-Länder sowie der USA und Japans liegen mit Werten zwischen gut 16 und gut 25% des jeweiligen BIP grob um das 25 bis gut 40-Fache darüber [Pro04]. Damit liegen schon die Unterschiede der Bruttoanlageinvestitionen zwischen einzelnen Ländern um

⁵¹ Mit etwa 150.000 km sind die Freileitungen des Deutschen Mittelspannungsnetzes nochmals etwas länger, obwohl der überwiegende Anteil dieses 495.000 Kilometer langen Netzes dieser Spannungsebene als Kabel ausgeführt ist [AS08].

mehr als eine Größenordnung über dem nötigen Finanzierungsbedarf für die Neuanlagen des Grund szenarios und selbst die Schwankungen zwischen verschiedenen Quartalen innerhalb eines Jahres sind teilweise um ein Vielfaches größer. Unter diesen Gesichtspunkten kann die Höhe der notwendigen Investitionen nicht als besonders große volkswirtschaftliche Herausforderung eingestuft werden. Der Finanzierungsbedarf kann also nicht als Grund für einen langen Zeithorizont der Implementierung einer regenerativen Vollversorgung angesehen werden.

Die oben genannten Kostendaten der regenerativen Vollversorgung beinhalten noch keinerlei Kostenreduktionen durch weitere technisch/wirtschaftliche Lernprozesse, wie sie bei allen Technologien und insbesondere bei jüngeren zu erwarten sind. Betrachtet man den historischen Fortschritt bei der Hauptkomponente des Grund szenarios, der Windenergie, so sieht man, dass sich hier große Kostenreduktionen ergeben haben. Den Fortschritt kann man anhand der sogenannten „Progress Ratio“ (PR) bemessen. Sie gibt die Kostenreduktion bei Verdoppelung der gesamten produzierten Menge eines Produkts an. Bei Windenergie ist es sinnvoll, die Menge an der insgesamt installierten Leistung zu bemessen und die Entwicklung der Stromkosten zu betrachten. Bezogen auf den Zubau in Deutschland zwischen 1990 und 2000, ergab sich so eine PR von 89% [ADHN03]. Bei jeder Verdoppelung der installierten Leistung würden die Kosten des von den neuesten Anlagen produzierten Stroms um 11% niedriger ausfallen. Für Windkraftanlagen, die von Dänischen Herstellern zwischen 1981 und 2000 verkauft wurden, ergab sich eine PR von 88% [ADHN03]. Legt man die Kostenentwicklung von Windstrom in den USA und die weltweiten Installationszahlen zwischen 1980 und 2002 zugrunde, so ergibt sich rechnerisch mit einer PR von 71% ein wesentlich größerer Lernerfolg [Czi04]⁵². In Abbildung 30 sind zwei Kostenreduktionskurven

⁵² Der Bezug auf die weltweiten Installationsdaten ist notwendig, da zwar in den USA Anfang der 1980er der mit Abstand größte Markt für Windkraftanlagen war, zwischenzeitlich aber die Installation über viele Jahre fast vollständig zum Erliegen kam. Da aber die Entwicklung in dieser Zeit in anderen Ländern weitergetrieben wurde - vornehmlich in Dänemark und etwas später auch in Deutschland - würde der gesamte Lerneffekt allein auf die Installationszahlen in den USA bezogen zu groß abgeschätzt (große Kostenreduktion bei kleiner Installationszahl). Überhaupt ist die Berechnung von PRs auf Basis nationaler Installationszahlen fragwürdig, da sie die Effekte des Weltmarkts nicht berücksichtigen kann und die PRs dementsprechend entweder über- oder unterschätzen muss. Im Falle der zuvor genannten Deutschen PR wäre eine Unterschätzung des Lerneffekts zu erwarten. Allerdings ist im Falle der US-Amerikanischen Daten eine Überschätzung nicht ausgeschlossen, da bei den Daten der Windstromkosten aus den USA der klare Bezug auf einen Referenzstandort fehlt.

aufgetragen, die den Effekt für PRs von 80 und 90% illustrieren. Beim Erreichen von 5000 GW wäre bei diesen PRs eine Absenkung der Stromkosten auf gut 22 und knapp 50% zu erwarten. Ungefähr auf diese Werte würden bei Aufrechterhaltung der angesetzten Kostenreduktionen auch die Investitionskosten fallen. Auch wenn die Prognose von derartigen Lerneffekten mit einigen Unsicherheiten behaftet ist und die tatsächliche Entwicklung beispielsweise stark von der Marktdynamik geprägt wird, so kann dennoch davon ausgegangen werden, dass auch in Zukunft deutliche Kostenreduktionen erreicht werden⁵³. Da es durch einen Umbau unserer Stromversorgung auf eine rein regenerative - entsprechend oder in Anlehnung an die vorgestellten günstigen Szenarien - schon nicht zu einer nennenswerten Belastung unserer Volkswirtschaft kommen kann, ist davon auszugehen, dass durch weiteres wirtschaftlich/technisches Lernen letztendlich sogar deutlich niedrigere Stromkosten realisiert werden können, als wir sie heute gewohnt sind und die notwendigen Investitionen im Verhältnis zum BIP noch kleiner ausfallen als oben dargestellt. Einer schnellen Umstellung zur regenerativen Vollversorgung kann also aus wirtschaftlicher Sicht kaum etwas entgegenstehen. Allerdings ist eine schnelle Umstellung anzustreben, damit nicht für die Übergangsphase eine eigene Infrastruktur beispielsweise mit neuen fossil befeuerten Kraftwerken erstellt werden muss, die dann aus wirtschaftlichen Gründen nach langen Laufzeiten verlangen. Eine schnelle Umstellung würde es dagegen erlauben, den bestehenden Kraftwerkspark - aus alten oftmals weitgehend abgeschriebenen Kraftwerken - in der Umstellungsphase zu nutzen ohne eine teure und zeitintensive Zwischenlösung, die zudem massive Klimaschäden nach sich ziehen würde.

⁵³ Allein seit der Datenerhebung für die Szenarien hat es vielerlei Entwicklungen gegeben, die die Erzeugungskosten von Windstrom senken. Dazu gehören bessere Blattprofile, größere Rotordurchmesser und Nabenhöhen sowie Erfolge bei der Gewichtsreduktion. Zwischenzeitlich wurden diese Erfolge aber aufgrund der großen Nachfrage nach Windkraftanlagen, die mit teils deutlichen Kostensteigerungen einhergingen, weitgehend kompensiert. Solche Markteffekte sind aber meist nur von relativ kurzer Dauer, unter anderem da die hohen Preise neuen Produzenten den Markteintritt erlauben, die später für größere Konkurrenz und damit für einen Preisdruck sorgen.

Finanzierungsbedingungen: Gestaltungsmöglichkeiten bei den Kosten einer Stromversorgung aus erneuerbaren Energien

Im Folgenden werden beispielhaft Überlegungen zu den Stromkosten einer Vollversorgung aus erneuerbaren Energien mit einer Struktur gemäß dem Kraftwerks- und Leitungspark angestellt, der aus dem Grundszenario resultiert. Dabei werden Gestaltungsmöglichkeiten bei den Stromkosten aufgezeigt, die aus verschiedenen Finanzierungsansätzen resultieren. Sie können als Entscheidungsgrundlage zur Bereitstellung geeigneter Finanzierungsinstrumente angesehen werden. Für die Höhe der Stromkosten ist es von entscheidender Bedeutung, welche Kapitalrenditen für das gesamte eingesetzte Kapital erwirtschaftet werden sollen. Hier spielt wiederum die Betreiberstruktur sowie das Verhältnis von Fremd- und Eigenkapital eine entscheidende Rolle.

Als Vergleichsgrundlage werden die verschiedenen Finanzierungsmodelle den Annahmen für das Grundszenario und den daraus resultierenden Stromkosten gegenübergestellt (Variante A in Tabelle 1). Als Beispiel für besonders niedrige Stromkosten wird in Variante B eine reine Steuerfinanzierung ohne Renditeansprüche betrachtet, bei der als Kapitalkosten keine Zinsen sondern lediglich Rückzahlungen verlangt werden, die sich über die kalkulatorische Lebensdauer der einzelnen Komponenten des Versorgungssystems – angenommen sind meist 20 Jahre als Grundlage der annuitätischen Kostenrechnung – auf die in Höhe der Gesamtinvestition akkumulieren. Als Beispiel für extrem hohe Stromkosten wird in Variante E eine vollständige Finanzierung mit Eigenkapital eines Großunternehmens mit extrem hohen Renditeerwartungen betrachtet. In Tabelle 1 sind Ergebnisse überschlüssiger Berechnungen der Stromkosten angegeben, die sich für diese drei bereits genannten Beispiele (Variante A, B und E) ergeben. Weitere Varianten (C, d und F bis J) sollen wirtschaftliche und politische Spielräume zur Gestaltung der Stromkosten deutlich machen.

Es ist deutlich erkennbar, wie stark die Stromkosten bei der Produktion aus erneuerbarer Energie von der Finanzierungsstruktur abhängen. Darin unterscheidet sich diese Form der Stromerzeugung grundsätzlich von Stromerzeugungsoptionen, deren Kosten, wie bei der Nutzung fossiler Brennstoffe, durch die variablen Kosten – vorwiegend Brennstoffkosten – bestimmt werden, beispielsweise bei Gas- oder Kohlekraftwerken.

Träte der Staat als alleiniger Investor auf, der die benötigten Gelder aus Steuereinnahmen bezieht, würden sich wie in Variante B deutlich niedrigere Stromkosten ergeben als im Grundszenario. Die Stromversorgung als

Bestandteil der Daseinsvorsorge könnte so zu niedrigen und sozialverträglichen Kosten realisiert werden. Würde - wie in Variante C - die Errichtung des gesamten Versorgungssystems als öffentliche Aufgabe - ähnlich wie beim Straßennetz - selbst auf die Rückzahlung der Investition verzichtet, wäre der Strom mit knapp 1,3 €ct pro kWh um 73% günstiger als im Grundszenario. Bei dieser Variante wären lediglich die Kosten für Wartung und Instandhaltung sowie für den Betrieb der Anlagen in den Stromkosten enthalten. Wie der Vergleich dieser Kosten aus Variante A mit denen aus Variante E (bzw. D) mit hoher Rendite auf das Gesamtkapital zeigt, können sich bei ungünstiger Finanzierungsstruktur die Stromkosten beispielsweise von 4,64 auf 9,76 €ct pro kWh mehr als verzweifachen (bzw. auf 7,9 €ct pro kWh um 70% erhöhen). Durch eine Kooperation zwischen Staat und Privatunternehmen ließen sich - je nach Beteiligungsverhältnis - prinzipiell alle Kosten zwischen den extrem niedrigen und den genannten Höchstwerten einstellen. Allerdings bergen derartige Kooperationen immer die Gefahr, dass insbesondere der Staat und damit die Allgemeinheit gegenüber den Privatunternehmen benachteiligt wird. Wenn die Investition in eine neue Technologie von Banken als zu riskant eingestuft wird, kann es sein, dass ein Privatinvestor tatsächlich die gesamten Investitionskosten aus Eigenkapital finanzieren müsste. Bei entsprechender Renditeerwartung - wie in Variante E entsprechend der Renditeerwartungen der Firma Airtricity angesetzt - ergeben sich dann auch dementsprechende Stromkosten. Mit staatlichen Risikoübernahmen in Form von Bürgschaften könnte der „Fremdkapitalengpass“ überwunden werden. Auch kreditfinanzierte Investitionen öffentlicher Betreiber ermöglichen günstige Stromkosten. Dies zeigen die Varianten F und H. Bei ihnen wurde mit zinsverbilligten Krediten in Anlehnung an die Konditionen für Kommunal-kredite der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) und an die Konditionen der KfW-Finanzierung für Maßnahmen zur energetischen Gebäudefinanzierung unter Einbezug von Zinsnachlässen gerechnet, wie sie von Bundesländern gewährt werden. Die Realisierung dieser beiden Varianten ist nur nach entsprechender politischer Entscheidung möglich, liegt aber durchaus im Bereich des Üblichen. Die Stromkosten der letztgenannten Variante H liegen nur um 9% über denen bei reiner Steuerfinanzierung mit Rückzahlung der Investition (Variante B) und mit 3,72 €ct pro kWh um 20% unter den Stromkosten des Grundszenarios. Bei den Varianten G, I und J wurden Privatinvestitionen mit Mischfinanzierung mit üblichen Bankkrediten und zinsverbilligten Krediten unterstellt, wobei sich insbesondere bei Krediten von Privatbanken wieder die Frage der Übernahme von Ausfallrisiken stellt. Bei den Varianten I bzw. J mit zinsverbilligten Krediten liegen die Stromkosten noch immer fast ein Drittel bzw. um beinahe die Hälfte

über denen bei reiner Steuerfinanzierung. Sie liegen aber trotz der hohen Renditeerwartungen nahe bei denen des Grundszenarios.

Tabelle 1 Überschlägige Berechnung der Stromkosten für die Stromversorgung nach dem Grundszenario bei unterschiedlichen Finanzierungsstrukturen.

Stromkosten für die Stromversorgung nach dem Grundszenario bei unterschiedlichen Finanzierungsstrukturen	Variante A original Grundszenario	Variante B Reine Steuer- Finanzierung <u>mit</u> Rückzahlung der Investition über kalk. Lebensdauer	Variante C Reine Steuer- Finanzierung <u>ohne</u> Rückzahlung der Investition	Variante D Reine Eigenkapital- Finanzierung	Variante E Reine Eigenkapital- Finanzierung ext- rem hohe Verzin- sung ⁵⁴
Eigenkapitalrendite	-	-	-	15%	20%
Eigenkapitalanteil	-	-	-	100%	100%
Fremdkapitalzins	-	-	-	-	-
Gesamtkapitalverzinsung	5%	0%	0%	15%	20%
Rückzahlung	über kalk. Lebensdauer	über kalk. Lebensdauer	-	über kalk. Lebensdauer	über kalk. Lebensdauer
Stromkosten [€ct/kWh]	4,64	3,41	1,27	7,90	9,76
Kostenrelation zu B	136%	100%	37%	232%	286%
Kostenrelation zu A	100%	73%	27%	170%	210%
Stromkosten für die Stromversorgung nach dem Grundszenario bei unterschiedlichen Finanzierungsstrukturen	Variante F Finanzierung wie bei KFW- Kommunalkredit 2008 ⁵⁵	Variante G Mischfinanzierung privatwirtschaftlich wie D verbilligter Kredit wie F	Variante H Finanzierung wie bei energetische Ge- bäudesanierung KfW 2009 inkl. Landesförderung ⁵⁶	Variante I Mischfinanzierung privatwirtschaftlich wie D verbilligter Kredit wie G	Variante J Mischfinanzierung privatwirtschaftlich wie E verbilligter Kredit wie G
Eigenkapitalrendite	-	15%	-	15%	25%
Eigenkapitalanteil	-	20%	-	20%	20%
Fremdkapitalzins	4,4%	4,4%	1,4%	1,4%	1,4%
Gesamtkapitalverzinsung	4,4%	6,5%	1,4%	4,1%	5,1%
Rückzahlung	über kalk. Lebensdauer	über kalk. Lebensdauer	über kalk. Lebensdauer	über kalk. Lebensdauer	über kalk. Lebensdauer
Stromkosten [€ct/kWh]	4,48	5,08	3,72	4,40	4,68
Kostenrelation zu B	131%	149%	109%	129%	137%
Kostenrelation zu A	96%	109%	80%	95%	101%

Im Vergleich zu den Varianten D und E mit reiner Eigenkapitalfinanzierung zeigen die drei gemischtfinanzierten Beispiele den Einfluss des Levera-

⁵⁴ Eigenkapitalrendite nach [Air2007].

⁵⁵ Kreditkonditionen wie bei üblichen Kommunalkrediten der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) Stand Januar 2008 nach [Fre2008]. Zum gleichen Zeitpunkt lagen Kredite von Privatbanken an Kommunen mit einem Zinssatz etwa 4,8% geringfügig höher.

⁵⁶ In Anlehnung an Kreditkonditionen wie bei zinsverbilligten Krediten zur energetischen Gebäudesanierung KfW-Effizienzhaus der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) und der Investitionsbank Berlin, Stand Juni 2009 [IBB2009]. Bei 20-jähriger Tilgungsdauer beträgt der Zinssatz der KfW 1,75%. Die IBB kann die Zinsen je nach Bonität auf Werte zwischen 1,16 und 1,51% senken. Der Wert von 1,4% ist willkürlich aus dem oberen Bereich dieses Intervalls gegriffen. Die Kredite werden auch ohne Eigenkapital vergeben.

geeffekts, also des Eigenkapital-Hebels. Politisch - aber unter günstigen Umständen und bei geeigneten Rahmenbedingungen auch bei entsprechender privatwirtschaftlicher Initiative - könnten die Kreditkonditionen so gestaltet werden, dass niedrigere Eigenkapitalanteile realisiert werden können als die hier angenommenen 20%, womit die Stromkosten - ebenso wie mit einer Deckelung der Eigenkapitalrendite - nochmals erheblich gesenkt werden könnten.

All diese Beispiele machen deutlich, dass es auch in der Hand der Politik liegt, für sozialverträgliche Stromkosten zu sorgen, indem sie entweder Steuermittel einsetzt oder die Rahmenbedingungen so gestaltet, dass die Privatwirtschaft in die Lage versetzt wird, Strom zu ähnlich günstigen Kosten zu erzeugen, wie das mit Anlagen in öffentlicher Hand möglich wäre. Dazu könnten auch staatliche Bürgschaften und zinsverbilligte staatliche Kredite beitragen, deren Einsatz unbedingt diskutiert werden sollte. Jedenfalls ist es aus dieser Sicht selbst bei privatwirtschaftlicher Beteiligung möglich, eine Stromversorgung aufzubauen, die nicht teurer als die heutige Stromversorgung ist, sondern sogar billiger. Das zeigen schon die Ergebnisse des Grundszenarios, dessen Strompreis mit 4,64 €ct pro kWh schon deutlich niedriger liegt, als beispielsweise der Strom an der European Energy Exchange (EEX) gehandelt wird⁵⁷. Bei entsprechender Gestaltung der Finanzierungs-Rahmenbedingungen könnten die Kosten vollständig erneuerbaren Stroms - wenn die Versorgung ähnlich gestaltet ist wie beim Grundszenario - deutlich niedriger sein als die des heutigen Strommixes. Dieses Ergebnis verlangt nach einem Paradigmenwechsel bei der Debatte um die Kosten der Vermeidung des Klimawandels. Im Stromsektor ist nicht mit Mehrkosten zu rechnen, so man eine effiziente Versorgungsstruktur aufbaut und darauf achtet, dass die Renditen auf die Investitionen in die neue Infrastruktur in Grenzen gehalten werden.

⁵⁷ Der durchschnittliche Preis (200 Tage Durchschnitt) für den Call für Grundlaststrom 2010 lag Ende September 2009 über 5 €ct pro kWh [EEX09]. Ende des Jahres 2008, also vor der Rezession, lag dieser Wert noch über 7 €ct pro kWh. Für Spitzenlaststrom lagen die Werte bei mehr als 7 €ct pro kWh Ende September 2009 und über 10 €ct pro kWh Ende des Jahres 2008. Die Stromkosten der Vollversorgung des Grundszenarios liegen mit 4,64 €ct pro kWh selbst unter denen der billigen Grundlast an der EEX.

Überlegungen zu Rahmenbedingungen für den Aufbau einer Stromversorgung aus erneuerbaren Energien

Um den Paradigmenwechsel in der Stromversorgung - wie er sich in Anbetracht der Möglichkeiten einer klimaschonenden regenerativen Vollversorgung in Anlehnung an die Ergebnisse der Szenarien einstellen müsste - auch faktisch zu vollziehen, sind langfristig kalkulierbare Rahmenbedingungen notwendig. Dazu sollten auch Einspeisungs- und Vergütungsregelungen für Strom aus erneuerbaren Energien nicht außer Acht gelassen werden. Zur Ermöglichung des Imports erneuerbarer Energien aus Staaten eines zukünftigen großräumigen Stromverbunds - insbesondere Entwicklungsländern - könnten sowohl gesamteuropäische wie auch bilaterale Kooperationen beitragen, mit denen beispielsweise vorerst die Nutzung der erneuerbaren Energien in diesen Ländern voran gebracht wird. Ein Mechanismus, der dazu geeignet wäre, ist beispielsweise dem Vorschlag zur Etablierung eines internationalen Einspeisegesetzes zu entnehmen der in [CS2007] unter der Überschrift „International feed-in law“ skizziert ist. Das Ziel des hier vorgeschlagenen Instruments ist die Förderung einer dreistufigen Entwicklung. Die erste Stufe ist eine gemeinsam getragene Finanzierung der Einspeisung erneuerbarer Energie in die Netze der Partnerländer, in denen der Strom erzeugt wird. Der zweite Schritt, sieht vor, auch den Transport zu Nachbarn dieser Länder zu finanzieren, um so zusätzlich zu den stromproduzierenden Anlagen auch den Leitungsbau zu finanzieren. Er muss spätestens dann greifen, wenn die Netze der Erzeugerländer an ihre Aufnahmegrenze stoßen. Insbesondere in Entwicklungsländern ist dies schon bei relativ kleinen Leistungen erreicht. Der dritte Schritt unterscheidet sich vom zweiten lediglich durch höhere - wiederum gemeinsam finanzierte - Transportvergütungen, die dann auch den Transnationalen Stromtransport wirtschaftlich machen und so die finanzielle Basis zur Erstellung eines internationalen Supernetzes aus Einzelprojekten ermöglichen. Wenn alle drei Schritte geregelt sind, wären die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen geschaffen, die die notwendige Investitionssicherheit für langfristige strategische Planungen von entsprechenden Großprojekten erlauben.

Ein wichtiger Punkt für die Etablierung einer erneuerbaren Stromversorgung, wie sie sich in Anlehnung an die Szenarien ergibt, ist die deutliche Erleichterung und Beschleunigung des Ausbaus von Übertragungsnetzen, insbesondere auch von internationalen Overlay-Netzen. Das Deutsche Infrastruktur-Beschleunigungsgesetz und seine Fortentwicklung ist daher auf seine Wirksamkeit hin zu evaluieren und ggf. zu verbessern. Entsprechend

zielführende planungsrechtliche Rahmenbedingungen sollten möglichst bald auch in den zukünftigen Partnerländern im großräumigen regenerativen Stromverbund vorgebracht werden. Hürden, die dem Netzausbau entgegenstehen, sollten möglichst schnell beseitigt werden. Die wesentlichen Aufgaben nach der grundsätzlichen politischen Entscheidung für eine internationale Kooperation im Bereich der Stromversorgung aus erneuerbaren Energien bestehen in der Planung und Projektierung der HGÜ-Trassen im Hinblick auf das anvisierte Gesamtsystem. Die wirtschaftlichen und politisch/rechtlichen Rahmenbedingungen sind - wie oben exemplarisch angerissen - dementsprechend zu gestalten und fortwährend auf ihre Tauglichkeit zu überprüfen.

Überlegungen zu Strukturkonflikten beim Aufbau einer Stromversorgung aus erneuerbaren Energien

Es sollten bei der Umgestaltung des Systems der Stromversorgung immer auch auftretende Strukturkonflikte zwischen der bestehenden Energieversorgung und der angestrebten zukünftigen berücksichtigt werden. Strukturkonflikte zwischen der konventionellen Energieversorgung und einer auf der Nutzung erneuerbarer Energien beruhenden Versorgung treten an verschiedenen Stellen auf: Eine grundsätzliche Problematik besteht in der Verdrängung der Erzeugung konventioneller Anlagen. Durch sie wird die Auslastung der konventionellen Kraftwerke reduziert, was betriebswirtschaftliche Nachteile für die Eigner der Kraftwerke mit sich bringt. Die Nachteile werden am größten, wenn die regenerative Erzeugung bei hohen Anteilen am Strommix anfängt, Strom aus sogenannten Grundlastkraftwerken zu verdrängen. Grundlastkraftwerke zeichnen sich aus betriebswirtschaftlicher Sicht üblicherweise durch hohe Investitionskosten und niedrige Betriebskosten aus; nachdem sie abgeschlossen sind, im Wesentlichen nur noch durch die niedrigen Betriebskosten. Klassische Beispiele sind Kernkraftwerke und auch Braunkohlekraftwerke, wenn man bei letzteren die Investitionen in den Braunkohleabbau mit berücksichtigt. Bis zur Amortisation ist eine möglichst gute Auslastung dieser Kraftwerke angestrebt, damit ein hoher Deckungsbeitrag für Zins und Tilgung erwirtschaftet wird. Nach der Amortisation sind die Gewinne, die mit diesen Kraftwerken erzielt werden können, aufgrund der niedrigen Betriebskosten hoch und steigern deshalb dementsprechend die Gewinne der Unternehmen. Diese Phase ist deshalb für die Unternehmen besonders lukrativ. Bei hohen Deckungsanteilen erneuerbarer Energien wird die Auslastung der

sogenannten Grundlastkraftwerke früher oder später zwangsläufig reduziert und mit ihnen die Margen der Unternehmen.

Eine von hohen Anteilen fluktuierender Erzeugung geprägte Stromversorgung ist also nicht gut mit großen Leistungen von sogenannten Grundlastkraftwerken vereinbar. Andererseits sind die großen Speicherwasserkraftwerke sowohl beim konventionellen Kraftwerkspark als auch beim regenerativen Kraftwerkspark eine ideale Ergänzung. Die „konventionelle“ Komponente Speicherwasserkraft hat also in beiden Systemen wichtige Aufgaben. Ein Strukturkonflikt ergibt sich bei ihr aber durch ihre Allokation, das heißt, ob ihre Leistung beispielsweise zur Deckung von Spitzenlast eines Versorgungssystems konventioneller Prägung eingesetzt wird oder zum Ausgleich von Fluktuationen in einem regenerativen Stromversorgungssystem, das tendenziell eher einen höheren Bedarf an schnell regelbaren Kraftwerken aufweist. Existieren beide Systeme parallel – beispielsweise in zwei Ländern, dann tritt eine Konkurrenzsituation auf, die leicht vorhersehbar ist. Diese kann entschärft werden, indem bei den existierenden Speicherwasserkraftwerken Maßnahmen zur Leistungserhöhung ergriffen werden, wie dies heute schon vielfach geschieht. Eine weitere Maßnahme für eine Übergangszeit, in der – beispielsweise aufgrund mangelnden Netzausbaus und folglich geringen internationalen Erzeugungsausgleichs der regenerativen Produktion – noch relativ große Mengen schnell verfügbarer Erzeugungsleistung benötigt werden, bieten Kraftwerke mit niedrigen Investitionskosten, kurzen Anfahrzeiten und schneller Leistungsänderungscharakteristik. Solche Eigenschaften weisen beispielsweise Gasturbinenkraftwerke auf⁵⁸.

Ein ähnlich gelagerter Strukturkonflikt wie bei den sogenannten Grundlastkraftwerken besteht auch durch einen Ausbau der Leitungskapazitäten, der die Produktion aus Kraftwerken anderer Stromerzeuger erst zur Konkurrenz macht, da sie mittels der neuen Leitungskapazitäten auf dem bisher „angestammten“ Markt abgesetzt werden kann. Es kann angenommen werden, dass das Bestreben, dieser Konkurrenz keine Freiräume zur Entfaltung einzuräumen, ein Grund für die vielen – lange Zeit bekannten und dennoch nicht beseitigten – Engpässe aufgrund zu geringer Kuppelkapazi-

⁵⁸ Gasturbinenkraftwerke könnten auch eine geeignete Komponente sein, um in eventuellen Krisensituationen die Versorgung aufrecht zu erhalten. Unter anderem ihre niedrigen Investitionskosten prädestinieren sie dafür, da sie die Kosten der Stromversorgung nur in geringem Maße beeinflussen (s.a. [Czi05]). Da sie mit Methangas betrieben werden, können sie sowohl mit Erdgas als auch mit gereinigtem Biogas betrieben werden. Damit können sie auf die großen – bereits in Betrieb befindlichen – Gasspeicher zurückgreifen.

täten zwischen den Europäischen Partnerländern im bestehenden Übertragungssystem ist⁵⁹. Sollte nun ein internationales leistungsstarkes Super-Netz (dem Drehstromnetz überlagertes HGÜ-Netz) zur besseren kooperativen Nutzung erneuerbarer Energien errichtet werden, würde dies gleich zwei der eben skizzierten Probleme mit sich bringen. Die hohe Durchdringung mit erneuerbaren Energien würde konventionelle Erzeugung verdrängen, und gleichzeitig könnte das Supernetz auch konventionelle Erzeugung anderer Kraftwerksbetreiber transportieren und diese damit zur Konkurrenz machen. Solange sich also die Stromversorger nicht auf eine konsequente Nutzung der erneuerbaren Energien einstellen und ihre Geschäftsmodelle daran orientieren, haben sie betriebswirtschaftliche Gründe, sich gegen die Etablierung eines Supernetzes zu stellen oder diese zumindest nicht zu unterstützen.

Der großräumige Stromtransport kann aber auch berechtigte Befürchtungen auf der Verbraucherseite hervorrufen. Ein Beispiel ist der Norwegische Strommarkt. Er ist von der Erzeugung aus Speicherwasserkraftwerken und von niedrigen Stromkosten geprägt. Die Leistung der Speicherwasserkraftwerke übersteigt derzeit die Netzkapazitäten, die Skandinavien mit Europa verbinden um etwa eine Größenordnung. Das heißt, der Norwegische Markt mit seinem günstigen Strom ist bisher nur in relativ geringem Umfang vom südlicheren Europäischen Markt beeinflusst. Wenn aber die Leitungskapazitäten erheblich ausgebaut werden, bietet sich den Norwegischen Erzeugern ein großer attraktiver – weil hochpreisiger – Markt zum Absatz ihres Stroms, der aufgrund der Eigenschaften von Speicherwasserkraftwerken besonders gut geeignet ist, als Spitzenlaststrom im höchsten Preissegment abgesetzt zu werden. Dies würde bei freiem Spiel der

⁵⁹ Der Strukturkonflikt, der durch die natürlichen Gebietsmonopole beim bestehenden Übertragungssystem dadurch ausgelöst wird, dass die Netzbetreiber direkt oder indirekt auch Stromproduzenten mit eigenem Kraftwerkspark sind und sie deshalb ein wirtschaftliches Interesse haben, die Konkurrenz mittels Verzögerung von Netzausbaumaßnahmen fern zu halten, wurde inzwischen erkannt. Allerdings löst ein eingeschlagener Ansatz – die Auftrennung von Netzbetrieb und Erzeugung in unterschiedliche Unternehmen – die Ausbauproblematik nicht. Selbst wenn das Netz in der Hand eines vollständig eigenständigen Unternehmens ist, das in keiner Weise wirtschaftlich mit den Kraftwerksbetreibern verbunden ist, gibt es nämlich strukturelle Gründe, weshalb es für den Netzbetreiber wirtschaftlich vorteilhaft ist, den Netzausbau zu verzögern. Sein Interesse an einem möglichst späten Ausbau liegt darin begründet, dass es wirtschaftlich günstig ist, die Anlagen möglichst gut auszulasten. Dieses wirtschaftliche Eigeninteresse läuft dem allgemeinen Interesse nach Versorgungssicherheit entgegen. Dieser Interessengegensatz ist nur durch Regulierung oder Investitionen von dritter – beispielsweise staatlicher – Seite aufzuheben und führt dazu, dass heute vermehrt darüber nachgedacht wird, die Netze und deren Betrieb als öffentliche Aufgabe wahrzunehmen.

Marktkräfte – ohne geeignete Instrumente als Gegenmaßnahme – unweigerlich zu einer Verteuerung des Stroms in Norwegen führen, was den norwegischen Verbrauchern höhere Stromkosten „bescheren“ würde. Auch solche Mechanismen gilt es also bei der Errichtung eines leistungsstarken großräumigen Stromverbunds zu berücksichtigen, um beizeiten Lösungsansätze für die strukturbedingten Probleme zu finden und umzusetzen.

Anhang

Regionen des Szenariogebiets

In Abbildung 32 ist die Unterteilung des berücksichtigten Versorgungsgebietes in 19 Regionen dargestellt und die Trassen für das HGÜ-Netz zu den gedachten Lastknoten in den rechnerischen Bevölkerungsschwerpunkten der einzelnen Regionen. Bei der Vorgabe der Leitungstrassen zur Auswahl für die Optimierung wurde ggf. auf kurze Seewege geachtet, um hohe Kabelkosten zu vermeiden. Die Trassenlänge wurde großzügig vorgegeben um auch die Kosten für evtl. notwendige Umwege beispielsweise aus Gründen des Landschafts- oder Umweltschutzes konservativ mit einzubeziehen.

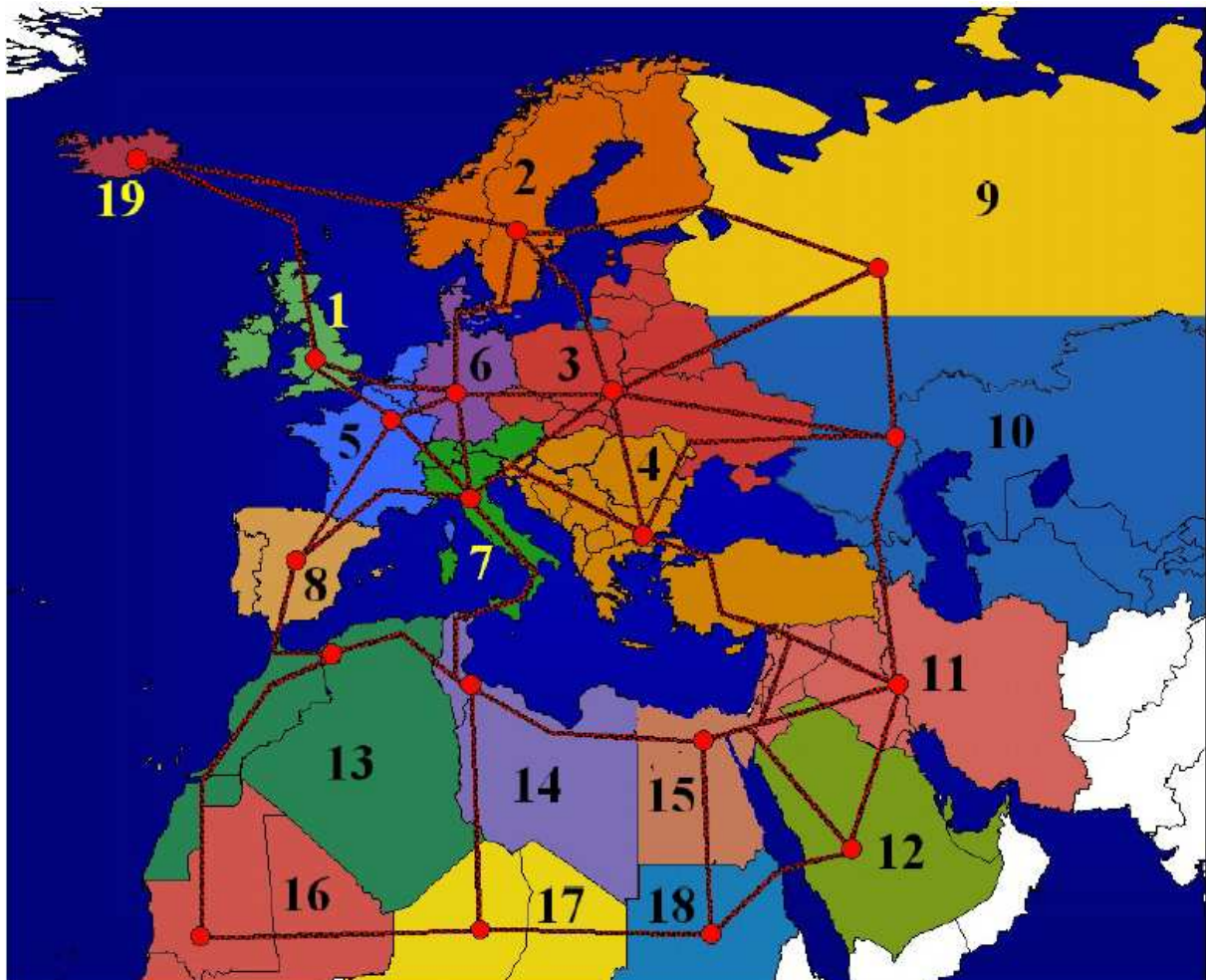


Abbildung 32 Unterteilung des berücksichtigten Versorgungsgebietes in 19 Regionen und Andeutung der Trassen für das HGÜ-Netz zu den gedachten Lastknoten in den rechnerischen Bevölkerungsschwerpunkten der einzelnen Regionen.

Wichtige Grundannahmen für die Erstellung der Szenarien

Grundannahmen für die Photovoltaik

Als Ansatz für die Szenarien wurden die Investitionskosten von PV-Anlagen einheitlich für alle Regionen mit nennleistungsspezifischen Gesamtinvestitionskosten von 5500 € / kW_p gerechnet. Dieser Wert liegt etwa im unteren Mittelfeld der Kosten bei der Erstellung der Szenarien (vgl. [Czi05] Kap. 4.2.).

Der Wert kann auch wegen der relativ großen Lernfaktoren und des schnellen weltweiten Zubaus an PV-Anlagen als ausreichend konservativ – also im Sinne einer konservativen Abschätzung für die Szenarien – angesehen werden (s. ebenfalls Kap. 4.2.1)⁶⁰. Die Lebensdauer wird mit 20 Jahren angesetzt und über diese Zeit werden die annuitätischen Kosten mit einem Realzins von 5% / a berechnet. Als Betriebskosten – inklusive Versicherung, Reinvestitionsrücklagen, Zählermiete . . . – werden jährlich 2% der Gesamtinvestitionskosten veranschlagt, womit der Versuch unternommen wird, eine konservative, aber nicht pessimistische Annahme zu treffen (zu Betriebskosten vgl. a. [Czi05] Kap. 4.2.1). Die Verfügbarkeit der PV-Anlagen wird mit 95% konservativ etwa bei üblichen Erfahrungswerten angesetzt. Damit sollen – in Anbetracht weiterer technischer Fortschritte, die die Verfügbarkeit verbessern sollten – auch häufigere Anlagenausfälle, die evtl. bei zunehmenden Anlagenalter erwartet werden können, berücksichtigt sein. Unter diesen Voraussetzungen lägen die Kosten der photovoltaischen Stromproduktion beispielsweise in Region 6 (DE, DK) bei knapp 49 €/kWh oder bei 27 €/kWh in Region 12, die im Szenariogebiet die größte leistungsspezifische Jahreserzeugung aufweist.

Zur Erstellung der Szenarien wurde davon ausgegangen, dass Photovoltaik auf Dachflächen genutzt wird. Zur Abschätzung der verfügbaren Dachfläche wurde vereinfachend vorausgesetzt, dass pro Einwohner überall in etwa die gleiche nutzbare Dachfläche wie in Deutschland zur Verfügung steht und sich damit die potentiellen Nutzungsflächen proportional zur Bevölkerungsdichte an den Einzelstandorten verhalten. So sind alle Gitterpunkte des meteorologischen Datensatzes jeweils – entsprechend den dazugehörigen Bevölkerungsdichten – im Regionalen " Summenstandort" für die Photovoltaik gewichtet. Dies führt zu einer relativ guten zeitliche Vergleichmäßigkeit schon innerhalb der einzelnen Regionen (Details s. [Czi05] Kap. 4.2.) In Tabelle 2 sind die nutzbaren Dachflächen, installierbaren Nennleistungen, jährliche Erzeugungsmöglichkeit und mittlere Auslastung der PV-Anlagen in den einzelnen Regionen aufgelistet (Regionenzuordnung s. Abbildung 32).

⁶⁰ Allerdings sind letztes Jahr teils deutliche Kostenreduktionen erzielt worden, die von diesem Ausgangswert nicht abgebildet werden, die aber in anderen oben erwähnten Szenarien implizit berücksichtigt wurden.

Die Restriktion, die die Anlagen nur auf Dächern zur Nutzung vorsieht, erscheint insbesondere in Wüsten- oder Steppengebieten nicht zwingend und schränkt das Potential auf einen kleinen Bruchteil des Gesamtpotentials ein. Dennoch ergibt sich insgesamt ein Stromerzeugungspotential, das etwa der Hälfte des Stromverbrauchs im Szenariogebiet entspricht. Dieses Potential wird in keinem Szenario - selbst unter extremen Annahmen, die Kostensenkung betreffend - auch nur annähernd ausgeschöpft. Allerdings werden die südlichsten und ertragreichsten Potentiale in Wüstengebieten teils voll ausgeschöpft. Hier hätte eine Freigabe der Nutzung der Photovoltaik auf Freiflächen demnach höchstwahrscheinlich zu anderen Ergebnissen geführt.

Tabelle 2 Maximale nutzbare Dachfläche für die Aufständigung von Photovoltaikmodulen sowie daraus resultierende maximale Nennleistung, mögliche Jahres-Erzeugung und Auslastung der Photovoltaikanlagen im Szenariogebiet (Auslastung bezogen auf die Klemmenleistung bei Normbedingungen).

Größe		Maximale Dachfläche für PV	Maximale installierbare PV-Leistung	Maximale Jahres-Erzeugung aus PV	Auslastung
Einheit		[km ²]	[GW]	[TWh _{el}]	[VLh]
Region	1	635	72	86	1200
	2	156	18	19	1080
	3	1256	142	178	1250
	4	1512	171	262	1530
	5	914	103	130	1260
	6	902	102	121	1190
	7	691	78	116	1490
	8	450	51	84	1650
	9	625	71	81	1150
	10	935	106	161	1530
	11	1264	143	280	1960
	12	209	24	50	2140
	13	554	63	113	1800
	14	121	14	24	1760
	15	669	76	151	1990
	16	217	25	50	2040
	17	162	18	35	1930
	18	278	31	60	1920
	19	3,0	0,3	0,3	1010
Summe bzw. Ø		11553	1306	2004	1530

Grundannahmen für solarthermische Kraftwerke

Als Ansatz für die Szenarien werden die Investitionskosten der Parabolrinnenfelder einschließlich aller direkt zuordenbaren Kosten einheitlich für alle Regionen mit 185 €/ m² angesetzt. Dieser Wert lag zum Zeitpunkt der Erstellung der Szenarien im Bereich der Kostenschätzungen für große einzelne Parabolrinnenkraftwerke oder für Kraftwerksparks (vgl. [Czi05] Kap. 4.3.1.2). Die Investitionskosten des Kraftwerksteils werden mit 525 €/ kW in einem Bereich angesiedelt, der eher mit relativ niedrigen Kostenangaben für Einzelkraftwerke übereinstimmte oder bei höherem Kostenniveau in Kraftwerksparks bei großen Kraftwerken ohne fossile Zufeuerung angemessen erschien (vgl. [Czi05] Kap. 4.3.1.). Bei den Wärmespeichern werden 60 € / kWh_{el} angesetzt. Die Lebensdauer des gesamten Kraftwerks wird konservativ mit 25 Jahren angesetzt, und über diese Zeit werden die annuitätischen Kosten mit einem Realzins von 5% / a berechnet. Als weitere Einflussgröße wird die Verfügbarkeit der Parabolrinnenkraftwerke relativ konservativ mit 93,3% angesetzt. Der Wirkungsgrad, mit dem der Kraftwerksteil die solare Wärme in Strom umwandelt, hat ebenfalls einen wesentlichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten und wird konstant auf 35% gesetzt (vgl. [Czi05] Kap. 4.3.1). Damit liegt der Wirkungsgrad nicht im oberen Bereich, was beispielsweise auch einer teilweisen Luft- oder Hybridkühlung mit schlechteren Wirkungsgraden (als bei ausschließlicher Verdunstungs- oder Frischwasserkühlung) Rechnung tragen kann. Die Betriebskosten sind mit jährlich 3% der Gesamtinvestition eher im oberen Bereich angesiedelt (vgl. [Czi05] Kap. 4.3.1.2). Da auch die Speicherauslegung sowie die Speicherbewirtschaftung eine Aufgabe der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung ist, sind die Stromgestehungskosten implizit auch von den Speicherwirkungsgraden abhängig. Als Ansatz für die Speicherwirkungsgrade wurde ein konstanter Zykluswirkungsgrad von 93% (je 96,4% beim Be- und Entladen) und ein zeitabhängiger Verlust von täglich 3% der gespeicherten Energie angesetzt.

In Tabelle 3 sind die, in den einzelnen Regionen des Szenariogebiets mit günstigen Dargebotsverhältnissen freigegebene, Spiegelrinnenfläche für Parabolrinnenkraftwerke sowie flächenspezifische Jahreswärmeproduktion und die ohne Speicherverluste maximal erzeugbare elektrische Energie bei einem mittleren Kraftwerkswirkungsgrad von 35% wiedergegeben.

Die Wirkungsgrade der Wärmeerzeugung - bemessen an der Normal-Direkt-Strahlung (NDS) - schwanken je nach Standort in den einzelnen Regionen zwischen etwa 35 und etwas mehr als 45% (vgl. [Czi05] Kap. 4.3.1.). Die Spitzenwerte der NDS liegen dementsprechend bei etwa 2700 kWh/(m²a) (vgl. [Czi05] Kap. 4.3.1. u. Kap. 4.1.).

Das Flächenpotential, das der Optimierung zur Verfügung gestellt wurde, stellt nur einen kleinen Teil des Gesamtpotentials dar. Dennoch liegt die darauf mögliche Stromproduktion etwa beim 15-fachen des Stromverbrauchs im Szenariogebiet.

Tabelle 3 Maximal zur Auswahl freigegebene Spiegelrinnenfläche für Parabolrinnenkraftwerke in Regionen mit günstigen Dargebotsverhältnissen sowie flächenspezifische Jahreswärmeproduktion und maximal erzeugbare elektrische Energie.

Größe	Maximal zur Nutzung vorgesehene Fläche für die Solarfelder	Maximale flächenspezifische Jahreswärmeerzeugung	Maximale Jahresstromerzeugung bei $\eta_{KW} = 35\%$	
Einheit	[km ²]	[kWh _{th} / (m ² a)]	[TWh _{el}]	
Region	4	12400	620	2700
	8	7400	610	1600
	10	6600	560	1300
	11	17300	860	5200
	12	18900	1220	8100
	13	14300	1140	5700
	14	13600	910	4300
	15	18900	1170	7800
	16	19900	1190	8300
	17	20200	960	6800
	18	19700	1200	8300
Summe bzw. Ø	169200	1010	60000	

Grundannahmen für Windkraftanlagen

Als Ansatz für die Szenarien wird bei Windkraftanlagen an Landstandorten einheitlich für alle Regionen mit nennleistungsspezifischen Gesamtinvestitionskosten von 1000 € / kW gerechnet. Das ist ein Wert, der zum Zeitpunkt der Erstellung der Szenarien zwar unterhalb der durchschnittlichen Kosten Deutscher Windkraftanlagen lag, andererseits lag er beispielsweise deutlich über den Kosten in Spanien (vgl. [Czi05] Kap. 5.3).

In Ländern mit niedrigen Lohnkosten könnten – bei leistungsstarkem Ausbau der Windenergie und großer inländischer Fertigungstiefe – wahrscheinlich noch wesentlich niedrigere Kosten erreicht werden. So können die Annahmen der Investitionskosten als relativ konservativ – im Sinne einer konservativen Abschätzung für die Szenarien – angesehen werden. Dies gilt auch, da heutige Anlagen häufig höhere Nabenhöhen als die angesetzten 80 m haben sowie zudem über größere leistungsspezifische Rotorflächen verfügen und somit höhere leistungsspezifische Erträge erzielen. Durch verbesserte Blattprofile ist die Ausbeute pro Rotorfläche inzwischen deutlich gestiegen. Die Lebensdauer wird mit 20 Jahren angesetzt und über diese Zeit werden die annuitätischen Kosten mit einem Realzins von 5% / a berechnet. Die Betriebskosten werden mit jährlich 2% der Gesamtinvestitionskosten veranschlagt. Die Verfügbarkeit der WKA wird mit 98,5% knapp oberhalb des Mittelwerts in Deutschland angesetzt.

Als Ansatz für die Offshorestandorte in den Szenarien wurde einheitlich für alle Regionen mit nennleistungsspezifischen Gesamtinvestitionskosten der Windparks von 1750 € / kW gerechnet. Für größere Windparks mit bis zu 1000 MW lag dies selbst bei großen Küstenentfernungen und Wassertiefen eher im oberen Bereich der Erwartungen (vgl.[Czi05] Kap. 5.3).⁶¹ Die Lebensdauer wird mit 20 Jahren angesetzt, ohne beispielsweise eine eventuell längere Lebensdauer der Offshorefundamente und deren Wiederverwendbarkeit nach Beendigung der Lebensdauer der WKAs zu berücksichtigen. Die annuitätischen Kosten werden mit einem Realzins von 5% / a berechnet und Betriebskosten mit jährlich 2% der Gesamtinvestitionskosten. Die Verfügbarkeit der Anlagen wird mit 95% angesetzt.

Die Potentiale der Windenergie sind für die Szenarien folgendermaßen ermittelt worden: Da es aus rechentechnischen Gründen nicht möglich war, bei der Kraftwerkseinsatz- und -Auswahlplanung die Windenergie durch Einzelstandorte innerhalb des Szenariogebiets zu berücksichtigen, wurden die Standorte innerhalb der einzelnen Regionen aggregiert. Gleichzeitig wäre es in Anbetracht der Größe und der qualitativen Unterschiede der Windpotentiale aber nicht sinnvoll, je einen Mittelwert der Produktion für eine gesamte Region zu verwenden, da dann schlechte Standorte, die zur Stromversorgung nicht nötig sind, berücksichtigt werden. Daher wurde in jeder Region mindestens ein "Summenstandort" 1. Wahl gebildet, der die besten Einzelstandorte enthält. Für Regionen mit besonders großen Potentialen an Land oder zusätzlichen Offshore-Potentialen wurde zudem ein "Summenstandort" 2. Wahl oder offshore gebildet.

In Tabelle 4 sind die installierbaren Nennleistungen (NL), jährliche Erzeugungsmöglichkeit (JE) und die mittlere Auslastung (Ausl.) der WKA aufgelistet. Die Auswahl der Standorte, die im jeweiligen "Summenstandort" berücksichtigt werden, hängt von verschiedenen Kriterien wie

- langfristige Ertragserwartungen
- Bevölkerungsdichte
- Gesamtpotential in der jeweiligen Region
- Ausgleichspotential für kurzfristige Schwankungen am "Summenstandort"

ab.

Für die maximal mögliche Leistungsdichte an jedem Standort wird angenommen, dass sie sich umgekehrt proportional zur Bevölkerungsdichte verhält (s. [Czi05] Kap. 18.2). Damit sollen Nutzungseinschränkungen durch die Einhaltung von

⁶¹ Inzwischen sind die Investitionskosten für Offshore-Windkraftanlagen eher gestiegen, was zumindest zum Teil wieder durch bessere Leistungscharakteristika der Anlagen ausgeglichen wird.

Mindestabständen zu Gebäuden und anderen Einrichtungen sowie andere konkurrierende Nutzungen der Landflächen pauschal berücksichtigt werden. Die maximale Leistungsdichte an den ausgewählten Standorten wird mit 2,4 MW / km² bei Bevölkerungsdichten unter 23 Einwohnern / km² und für die ausgewählten Offshoreflächen angesetzt. In Deutschland – mit 230 Einwohnern / km² – sind auf Landflächen nur 0,16 MW/ km² erlaubt, was knapp dem Doppelten des Ende 2001 erreichten Wertes in Schleswig–Holstein entspricht und dort unter Berücksichtigung eines weiteren Zubaus und möglicher "Repowering-Maßnahmen" wahrscheinlich gut zu erreichen ist. Die – mit maximal 2,4 MW / km² relativ niedrig angesetzte – Obergrenze der Leistungsdichte ist im Sinne einer konservativen Vorgehensweise bei der Erstellung der Szenarien gewählt und soll pauschal auch bisher nicht berücksichtigte Ausschlussgründe erfassen, wie z.B. Naturschutzgebiete. Wenn das Gesamtpotential an guten Standorten innerhalb einer Region unter Berücksichtigung der Ertragserwartungen und Bevölkerungsdichte relativ klein ist, werden auch schlechtere Standorte zur potentiellen Nutzung in den "Summenstandort" mit aufgenommen. Umgekehrt werden in Regionen mit besonders guten und großen Potentialen nur die besten Standorte berücksichtigt.

Tabelle 4 In den Szenarien zum Zubau freigegebene potentielle Nennleistung von WKA in den Regionen sowie mittlere jährliche Erzeugungsmöglichkeit (JE) und Auslastung (Ausl.) in den Jahren 1979–1992, unterteilt in die drei Standortkategorien Landstandorte 1. Wahl 2. Wahl und Offshorestandorte (Regionenzuordnung s. Abbildung 32).

Größe	Landstandorte 1.Wahl			Landstandorte 2.Wahl			Offshorestandorte		
	NL	JE	Ausl.	NL	JE	Ausl.	NL	JE	Ausl.
Einheit	[GW]	[TWh]	[VLh]	[GW]	[TWh]	[VLh]	[GW]	[TWh]	[VLh]
Region 1	83	244	2963	–	–	–	235	854	3631
2	24	67	2778	84	185	2213	148	439	2970
3	43	110	2524	166	301	1813	107	314	2948
4	11	20	1817	13	19	1415	–	–	–
5	12	36	2893	50	90	1807	191	674	3532
6	28	67	2364	–	–	–	174	659	3795
7	4	6	1432	–	–	–	–	–	–
8	16	33	2029	21	33	1547	–	–	–
9	339	1057	3121	350	968	2767	305	1031	3380
10	213	546	2563	647	1524	2356	220	608	2761
11	216	361	1670	–	–	–	–	–	–
12	505	867	1717	–	–	–	–	–	–
13	121	410	3391	376	1142	3040	54	193	3601
14	172	435	2538	201	440	2189	–	–	–
15	69	174	2517	268	573	2139	–	–	–
16	105	318	3032	486	1193	2454	39	126	3216
17	142	400	2825	214	521	2438	–	–	–
18	105	295	2806	245	617	2518	–	–	–
19	12	37	3058	16	38	2374	41	145	3494
Summe oder Ø	2221	5485	2470	3136	7644	2437	1514	5043	3332

Dabei wurden als untere Ertragsgrenzen für die einzelnen Regionen keine einheitlichen Kriterien definiert, außer, dass Standorte mit Ertragserwartungen unter 1300 Volllaststunden generell ausgeschlossen wurden. Sonst wurde versucht, für jede Region einen sinnvollen Kompromiss zu finden, der den Anforderungen an das zeitliche Ausgleichspotential, das Gesamtpotential und möglichst gute Ertragserwartungen gleichermaßen gerecht zu werden verspricht. Diese Vorgehensweise -die nicht alle einzelstandorte berücksichtigt - hat zwangsläufig einen subjektiven Charakter, ist aber im Hinblick auf die Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung aus rechentechnischen Gründen zur Optimierung wohl noch viele Jahre unerlässlich. Eine nicht aggregierte Erfassung aller Einzelstandorte innerhalb des gesamten Versorgungsgebietes würde deutlich größere Optimierungsspielräume lassen und somit zu kostengünstigeren Lösung des gestellten Stromversorgungsproblems führen. Daher muss auch die Aggregation zu einer Unterschätzung der tatsächlichen Möglichkeiten führen und kann im Sinne einer konservativen Erstellung der Szenarien interpretiert werden. D.h. die natürlichen Bedingungen ließen mit Sicherheit kostengünstigere Lösungen zu, als sie die Optimierung mit den gewählten Eingangsdaten auffinden kann. Besonders große Potentiale mit hohen Ertragserwartungen finden sich unter den gegebenen Bedingungen z.B. in Region 9 in dünn besiedelten Tundragebietes Nordrusslands und Westsibiriens oder an der atlantischen Küstenwüste von Region 13 (Regionenzuordnung s. Abbildung 32, Details siehe [Czi05]). Hier - wie in vielen anderen Regionen - konnten die Potentiale an Land in "Summenstandorte" 1. und 2. Wahl untergliedert werden, wobei die Ertragserwartungen der Standorte 2. Wahl oftmals nur geringfügig hinter denen 1. Wahl zurückbleiben. Diese Vorgehensweise der Unterteilung in verschiedene Standortkategorien schafft der gekoppelten Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung einen größeren Optimierungsspielraum als die Aggregation zu jeweils einem "Summenstandort" pro Region. Durch die gezielte Auswahl der besseren Standorte in Regionen mit großen und guten Windpotentialen wird in den Szenarien insgesamt nur ein kleiner Anteil der tatsächlich vorhandenen Windpotentiale berücksichtigt, der um gut eine Größenordnung unter den technischen Potentialen liegt. Dieses liegt im Szenariogebiet selbst bei Ausschluss von Standorten mit Anlagenauslastungen von weniger als 1500 Volllaststunden im Jahr - also von 60% der Landfläche im Szenariogebiet - bei einer Leistungsdichte von 8 MW / km² auf den verbleibenden Landflächen rechnerisch bei etwa 240'000 TWh. Dennoch übersteigt die mögliche Stromproduktion des an Landflächen zur Auswahl gestellten Windenergiepotentials den Stromverbrauch um ein Mehrfaches.

Die maximale Leistungsdichte an den ausgewählten Offshore-Standorten wird wie an Land mit 2,4 MW/ km² angesetzt, um pauschal mögliche Flächenausschlussgründe durch Schifffahrtsstraßen, Vogelschutzgebiete, wichtige Fischbrutstätten . . . zu berücksichtigen. Die maximale Wassertiefe wurde bei der Flächenauswahl auf 50 Meter und die größte Entfernung von der Küste auf 150 km begrenzt. Das gesamte berücksichtigte Offshore-Potential beläuft sich auf gut 1500 GW installierbare Leistung oder über 5000 TWh potentielle Jahresproduktion.

Insgesamt bieten die ausgewählten Potentiale mit einer summarischen Erzeugungsmöglichkeit über 18 000 TWh / a mehr als das Vierfache des Energieäquivalents des Strombedarfs innerhalb des Szenario-Gebietes. Damit ist trotz restriktiver Annahmen reichlich Optimierungsspielraum für die Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung gegeben.

Grundannahmen für die Wasserkraft

Zur Erstellung der Szenarien werden im betrachteten Versorgungsgebiet die bereits heute ausgebauten Wasserkraftpotentiale berücksichtigt. In die Kraftwerkeinsatzplanung werden alle Wasserkraftwerke eingebunden, wobei die schon bestehenden Kraftwerke in allen Szenarien als fester Bestandteil des Kraftwerksparks aufgenommen sind (s. a. [Czi05] Kapitel 14). Die Leistungsdaten bestehender Lauf- und Speicherwasserkraftwerke sind in Tabelle 5 wiedergegeben.

Möglicherweise neu zu bauende Wasserkraftwerke, mit denen heute noch ungenutzte Potentiale genutzt werden könnten, werden nur in einzelnen - weniger konservativen - Szenarien zur Kraftwerksauswahlplanung freigegeben (s. a. [Czi05] Kap. 7.3). So wird beispielsweise der Einbezug des oben erwähnten Kraftwerks bei Inga - als einzigem Standort außerhalb des Szenariogebietes - oder auch der Vorschlag des isländischen Wirtschaftsministeriums, die isländischen Ressourcen durch einen Ausbau dortiger Kapazitäten und eine HGÜ-Seekabelverbindung für den europäischen Markt zu erschließen, in einzelnen Szenarien mit untersucht, die aber in dieser Ausarbeitung keine weitere Erwähnung finden. Die Speicherbewirtschaftung und auch die Möglichkeit der Ausnutzung des Schwellbetriebs von Laufwasserkraftwerken ist eine Aufgabe der Kraftwerkseinsatzplanung (siehe [Czi05] Kapitel 14). Die Möglichkeit des Schwellbetriebs von Laufwasserkraftwerken ist mit einer Leistung von $\pm 25\%$ des momentanen Leistungszulaufs an den Laufwasserkraftwerken vorgesehen. Dafür ist eine - für Wasserkraftwerke - relativ kleine Speicherkapazität mit einem Energieäquivalent von drei Volllaststunden implementiert. Der Aufwand, die Kosten für den Zubau von Wasserkraftwerken detailliert, standortbezogen in den 68 Ländern des Szenariogebiets zu ermitteln, konnte nicht geleistet werden. Deshalb wurde für alle Länder ein einheitlicher Ansatz von 1500 € / kW für die mittleren Investitionskosten gewählt. Die Kostenberechnung für neue und alte Kraftwerke erfolgt unterschiedlich. Bei neuen Kraftwerken werden - wie bei den meisten anderen Kraftwerken - die Kapitalkosten mit der Annuitätenmethode aus der Anfangsinvestition bei einem Realzinssatz von jährlich 5% über die kalkulatorische Lebensdauer berechnet (Neubau von Wasserkraftwerken ist in den hier vorgestellten Szenarien nicht vorgesehen.). Wie bei anderen Kraftwerken mit sehr hoher realer Lebensdauer wurde dabei die kalkulatorische Lebensdauer konservativ mit 25 Jahren angesetzt. Die Betriebskosten sind bei den Wasserkraftwerken generell mit jährlich 1% angesetzt. Bei alten Wasserkraftwerken wird davon ausgegangen, dass sie bereits abgeschrieben sind und ihre Restlebensdauer im Mittel

70 Jahre beträgt. Es wird weiter davon ausgegangen, dass in dieser Zeit das Geld für die Reinvestition in ein neues Kraftwerk als Rücklage gebildet werden soll, wobei anfangs ein Sockelbetrag zurückgestellt werden soll, dessen jährliche Kosten wie bei einer Investition annuitätisch für 25 Jahre mit einem Realzinssatz von jährlich 5% berechnet werden. Dabei wurde davon ausgegangen, dass die Rücklage (der verzinste Sockelbetrag) sich mit einem Realzinssatz von 2,5% über die gesamte Restlebensdauer verzinst. Unter diesen Bedingungen muss die Rücklage am Anfang 17,76% der Gesamtinvestition von 1500 €/ kW betragen.

Die Zeitreihen des Zulaufs zu den Wasserkraftwerken wurden aus den Monatsmittelwerten, deren Ermittlung in Kapitel 7.5.1 in [Czi05] beschrieben ist, linear zu 3-Stunden-Werten interpoliert und so für die Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung übernommen.

Tabelle 5 Nennleistung von Laufwasserkraftwerken (LWKW), Speicherwasserkraftwerken (SWKW) und Pumpspeicherkraftwerken (PSKW) in den Teilregionen des ausgewählten Stromversorgungsgebiets (Datenquellen: UCTE, Nordel und DOE [UCP98] [Nor97] [DOE01b]) verglichen mit den in der ESRI-Datenbasis erfassten Kraftwerksdaten [ESR99].

Region	LWKW [GW]	SWKW [GW]	PSKW [GW]	Gesamtl. [GW]	ESRI [GW]	In ESRI erfasst	KW-Anzahl ESRI
1	2,09	0,00	3,53	5,6	4,2	75%	24
2	0,00	46,39	1,67	48,1	32,2	67%	225
3	4,45	6,77	3,90	15,1	11,3	75%	58
4	5,72	21,97	1,95	29,6	25,2	85%	168
5	10,75	11,63	4,25	26,6	16,9	63%	55
6	2,98	1,28	4,23	8,5	6,5	76%	29
7	17,70	21,25	4,54	43,5	25,8	59%	143
8	8,29	9,85	2,50	20,6	12,7	62%	64
9	6,11	3,04	0,80	10,0	8,9	89%	42
10	8,53	5,40	0,00	13,9	13,3	96%	47
11	0,10	1,08	0,50	1,7	4,7	281%	29
12	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0		0
13	0,66	0,62	0,24	1,5	1,1	73%	28
14	0,06	0,01	0,00	0,1	0,1	148%	5
15	0,01	2,65	0,00	2,7	2,5	94%	5
16	0,05	0,00	0,00	0,1	0,1	100%	3
17	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0		0
18	0,28	0,36	0,00	0,6	0,3	41%	3
19	0,00	0,92	0,00	0,9	0,0	0%	1
Summe * leistungsspez. Ø	67,8	133,2	28,1	229,1	165,6	72%*	929

Entsprechend den Angaben in Tabelle 5 wurden alle bestehenden Pumpspeicherkraftwerke (PSKW), soweit sie den genutzten Daten entnommen werden oder

anderweitig mit einiger Sicherheit ermittelt werden konnten, in die Szenarien integriert. Die Speichergröße wird einheitlich für alle PSKW auf 6 Volllaststunden gesetzt.

Die annuitätischen Kosten für die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke sind auf die gleiche Weise errechnet, die auch für bestehende Wasserkraftwerke verwendet wurde. Dabei wird von einer Anfangsinvestition von 500 €/ kW ausgegangen. Dieser Wert liegt eher am unteren Rand der zu erwartenden Investitionskosten und ist damit etwas optimistisch. Allerdings ist die übrige Methode mit der Bildung von Rücklagen für eine Reinvestition am Ende der Lebensdauer eine konservative Annahme, da damit Kosten für das nachfolgende Kraftwerk schon dem bestehenden Kraftwerk angelastet werden. Die jährliche Belastung inklusive Betriebskosten beträgt bei PSKW 12,34% des anfänglichen Sockelbetrags der Rücklage (vgl. [Czi05] Kap. 7.5.2). Bezogen auf den Sockelbetrag belaufen sich die jährlichen Betriebskosten auf etwa 5,25%.

Tabelle 6 Nennleistung, Speichervermögen, Jahreserzeugung und Auslastung von Speicherwasserkraftwerken in den Teilregionen des ausgewählten Stromversorgungsgebiets (wesentliche Datenquellen: [Bri00] [Fei00] [UCP98] [Nor97] [Nor97a] [Nor01] [WCD00])

Region	Nennleistung [GW]	Speichervermögen [TWh]	Jahreserzeugung [TWh]	Auslastung [VLh/a]
1	0,0	0,0	0,0	0
2	46,4	122,7	211,8	4566
3	6,8	8,2	13,3	1968
4	22,0	33,1	65,3	2973
5	11,6	9,8	16,3	1399
6	1,3	0,3	1,6	1211
7	21,2	19,5	37,1	1746
8	9,8	21,0	21,3	2164
9	3,0	5,7	9,2	3013
10	5,4	7,4	12,0	2226
11	1,1	0,4	0,6	530
12	0,0	0,0	0,0	0
13	0,6	0,5	0,8	1246
14	0,0	0,0	0,0	528
15	2,6	8,6	9,5	3592
16	0,0	0,0	0,0	0
17	0,0	0,0	0,0	0
18	0,4	0,6	1,0	2875
19	0,9	3,2	5,1	5549
Summe * leistungsspez. Ø	133	241	405	3567*

Die Abbildung von PSKW für die Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung ist in [Czi05] Kapitel 20.1.7 skizziert.

Die Nennleistung, das Speichervermögen (Stand 1997), die Jahreserzeugung und Auslastung von Speicherwasserkraftwerken in den Teilregionen des Szenariogebiets ist in Tabelle 6 wiedergegeben. Im Gebiet der Stromverbünde UCTE (ohne CENTREL) und Nordel beläuft sich die Speicherkapazität mit 180 TWh auf etwa 10% des damaligen Jahresstromverbrauchs der Mitgliedsländer und etwa 2/ 3 der jährlichen Stromerzeugung dieser Kraftwerke [Bri00] [Fei00] [UCP98] [Nor97] [Nor97a] [Nor01] [WCD00]. Leistung, Stromerzeugung und Auslastung der Laufwasserkraftwerke im Szenariogebiet sind in Tabelle 7 wiedergegeben. Eine exakte Zuordnung der Kraftwerksleistung zu Lauf- und Speicherkraftwerken war vielfach nicht möglich. Eine ausführlichere Darstellung der Zuordnungsmethode findet sich in [Czi05].

Tabelle 7 Nennleistung, Jahreserzeugung und Auslastung von Laufwasserkraftwerken in den Teilregionen des ausgewählten Stromversorgungsgebiets

Region	Nennleistung [GW]	Jahreserzeugung [TWh]	Auslastung [VLh/a]
1	2,1	6,3	3005
2	0,0	0,0	0
3	4,5	10,3	2296
4	5,7	14,8	2583
5	10,7	41,9	3895
6	3,0	18,1	6074
7	17,7	63,9	3608
8	8,3	20,9	2522
9	6,1	24,5	4019
10	8,5	30,3	3559
11	0,1	0,1	598
12	0,0	0,0	0
13	0,7	1,3	1908
14	0,1	0,0	705
15	0,0	0,1	4792
16	0,1	0,2	4012
17	0,0	0,0	0
18	0,3	1,0	3592
19	0,0	0,0	0
Summe * leistungsspez. Ø	68	234	3447*

Grundannahmen für Biomasseverstromung

Die Biomasseverstromung ist so implementiert, dass optional auch dann Nutzwärme produziert werden kann, wenn die Stromproduktion mit dem Wärmebedarf zusammenfällt. Die Entscheidung über den Kraftwerksbau sowie die zeitliche Fahrweise der Biomassekraftwerke unterliegt dabei der Optimierung, also der gekoppelten Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung. Dabei wird die nutzbare Wärme rechnerisch relativ konservativ mit 1,25 €ct / kWh_{th} vergütet. Falls die Wärme, die das Kraftwerk produziert, genutzt werden kann, verringern sich die variablen Kosten der Biomasseverstromung, was die Optimierung veranlasst, möglichst große Wärmeerlöse zu erzielen, solange diese nicht von anderen Opportunitätskosten übertroffen werden, die die jeweilige Entscheidung mit sich bringt. Der Wärmebedarf ist wiederum gemäß der Beschreibung in [Czi05] Kapitel 18.3 für jede Region als eine Zeitreihe definiert. Von diesem Wärmebedarf müssen die Biomassekraftwerke über den Tag mindestens die Hälfte decken. Die Deckung des restlichen Bedarfs ist optional. Der angenommene mittlere Wirkungsgrad der Biomassekraftwerke beträgt 30%. Er befindet sich also weder am oberen Ende der in [Czi05] Kapitel 6.3 aufgeführten Biomassekraftwerke, noch im unteren Bereich. Dabei ist auch ein Kraftwerksmix vorstellbar, der aus größeren Kraftwerken mit höheren Wirkungsgraden und kleineren mit niedrigeren Wirkungsgraden besteht. Die potentielle Nutzwärmeerzeugung ist mit dem Doppelten der Stromerzeugung angesetzt, womit der durchschnittliche Gesamtwirkungsgrad bei vollständiger Wärmenutzung bei 90% liegt. Auch diesen Wert kann man sich als Mix aus allen Biomassekraftwerken – kleinen wie großen – vorstellen. Die Verfügbarkeit der Kraftwerke ist mit 94% angesetzt.

Die Investitionskosten sind mit 2000 € / kW_{el} ebenfalls im mittleren Bereich der – in [Czi05] Kapitel 6.3 – aufgeführten Kraftwerks-Investitionskosten angesiedelt. Dieser Wert liegt unter den üblichen Kosten für kleine Biomassekraftwerke und andererseits wesentlich höher als die Kosten für große Kraftwerke mit Biomassevergasung und anschließendem GuD-Prozess. Die Kosten für Betrieb (ohne Brennstoff), Wartung und Instandhaltung der Kraftwerke sind über die – mit 20 Jahren angesetzte – Lebensdauer der Kraftwerke pauschal mit jährlich 3,5% der Anfangsinvestition angesetzt und liegen grob im mittleren Bereich zwischen den entsprechenden Kosten großer und kleiner Kraftwerke. Die gesamte Annuität ergibt sich so beim angesetzten Realzinssatz von 5% zu gut 11,5%. Die Brennstoffkosten wurden mit 1,2 €ct / kWh_{Hu} etwa bei den Kosten für Biomasse aus Energieplantagen in Mitteleuropa angesetzt und damit relativ konservativ oberhalb der Kosten vieler Reststoffe (vgl. [Czi05] Kap. 6.2). Kosten für Biomasse aus anderen Ländern können dort deutlich niedriger sein, was schon für einige westeuropäische Länder zutrifft aber noch mehr für außereuropäische Länder gilt. Von dort im großen Stil nach Mitteleuropa importierte Biomasse könnte mit einiger Sicherheit auch hier noch günstiger sein als die angesetzten Biomassekosten. Allerdings waren die Preise für biogene Rohstoffe in den letzten Jahren sehr volatil und überstiegen die in den Szenarien angesetzten teilweise deutlich.

Die Stromproduktion aus Biomasse, die zur energetischen Nutzung verfügbar ist, konkurriert mit anderen Anwendungen beispielsweise im Verkehrsbereich oder bei der reinen Wärmeversorgung. Daher kann nur ein Teil der verfügbaren Biomasse für diesen Einsatz zur Verfügung gestellt werden. Zur Festlegung des gesamten energetisch nutzbaren Biomassepotentials konnte als Datengrundlage auf die weltweit für jedes Land aggregierten primären und sekundären Biomassepotentiale nach [Dre01] bzw. [Dre00] zurückgegriffen werden.

Tabelle 8 Biomassepotentiale: Gesamtpotential als Summe von primärem und sekundärem Potential nach [Dre00], sowie in den Szenarien zur elektrischen Erzeugung zugelassenes Potential und die daraus bei einem Kraftwerkswirkungsgrad von $\eta_{KW} = 30\%$ mögliche Erzeugung elektrischer Energie (Regionenzuordnung s. Abbildung 32).

Größe	Gesamt-Potential	primäres Potential (angebaut)	sekundäres Potential (Reststoffe u.a.)	Zugelassenes Potential für el. Erzeugung	Mögliche el. Erzeugung aus Biomasse bei $\eta_{KW} = 30\%$
Einheit	[TWh _{th}]	[TWh _{th}]	[TWh _{th}]	[TWh _{th}]	[TWh _{el}]
Region 1	175	56	119	88	26
2	610	352	258	305	92
3	602	225	377	301	90
4	1132	836	296	444	133
5	476	199	277	238	71
6	418	208	210	209	63
7	262	144	118	131	39
8	239	129	110	120	36
9	2751	2567	184	276	83
10	2740	2633	107	161	48
11	5315	5217	97	146	44
12	240	229	11	17	5
13	398	335	63	95	29
14	90	75	15	22	7
15	72	23	49	36	11
16	1298	1258	40	59	18
17	1093	1050	43	64	19
18	3061	2902	160	107	32
19	0.31	0.17	0.14	0.15	0.05
Summe	20973	18438	2534	2818	845

Für die Erfassung der Potentiale wurden dabei die 67 Länder im Szenariogebiet nicht einzeln betrachtet sondern jeweils nach Aggregation zu den Regionen. Für das Potential zur Stromproduktion innerhalb der Szenarien wurde weiterhin angenommen, dass dafür regional maximal die Hälfte der verfügbaren Biomasse eingesetzt werden kann. Obwohl die Biomassepotentiale nach [Dre00] wohl weder sehr optimistisch noch sehr pessimistisch angenommen sind, wurden – im

Sinne einer konservativen Abschätzung für die Szenarien – die gegebenen Potentiale auf das Dreifache des sekundären Biomassepotentials begrenzt, sodass nach deren Halbierung maximal 150% des sekundären Biomassepotentials zur Stromversorgung verfügbar sind.

Dieses zugelassene Potential sowie das Gesamtpotential aus sekundärem und primärem Biomassepotential in den Regionen des Szenariogebiets sind zusammen mit dem Stromerzeugungspotential bei einem unterstellten elektrischen Kraftwerkswirkungsgrad von 30% in Tabelle 8 aufgeführt. Die Beschränkungen machen sich in Regionen mit großen primären Biomassepotentialen deutlich bemerkbar. Dies trifft ganz besonders auf die Region 9 (Nordrussland mit Westsibirien) sowie die Regionen 10 und 11 und die meisten südlichen Regionen des Szenariogebiets zu und bedeutet, dass insgesamt nur 13% des Biomassepotentials (nach [Dre00]) im Szenariogebiet zur Stromversorgung beansprucht werden können. Damit sind die Vorgaben zumindest bezogen auf das Gesamtgebiet sehr konservativ gewählt.

Grundannahmen für Fallwindkraftwerke

Als Ansatz für die Szenarien wurde bei den Fallwindkraftwerken einheitlich für alle Regionen mit nennleistungsspezifischen Gesamtinvestitionskosten von 1950 € / kW gerechnet (vgl. a. [Czi05] Kap. 9.3). Dabei wurde eine Kraftwerksauslegung mit einem 1200 m hohen und 400 m breiten Turm und einer Nennleistung von 600 MW gewählt (vgl. [Czi05] Kap. 18.4.3). Die Kosten wurden für diese Auslegung gemäß [Czi05] Kapitel 18.4.3 berechnet. Sie sind damit eher konservativ angesetzt. Die Kosten für die wasserzuführende Pipeline sind für Einzelkraftwerke mit 40 km Küstenentfernung berechnet. Mit offenen Kanälen lägen die Kosten für das Aquädukt wesentlich tiefer. Auch bei größeren Aquädukten für mehrere FWKW würden die Kosten wesentlich niedriger liegen. Diese beiden Effekte berücksichtigend, sind die Kostenannahmen selbst für die größten Küstenentfernungen – in der Standortauswahl für die Szenarien – noch konservativ. Dennoch haben alle Kostenannahmen für FWKW aufgrund mangelnder Erfahrung mit solchen Kraftwerken natürlich einen spekulativen Charakter. Die kalkulatorische Lebensdauer wird mit 25 Jahren unterhalb der zu erwartenden realen Lebensdauer angesetzt und damit werden die annuitätischen Kosten mit einem Realzins von 5% / a berechnet. Die Betriebskosten werden mit jährlich 1,5% der Gesamtinvestitionskosten veranschlagt und die Verfügbarkeit der FWKW mit 98,5%.

Die Potentiale, die der Optimierung in den Szenarien, in denen auch Fallwindkraftwerke zur Stromerzeugung zugelassen sind, zur Auswahl gestellt wurden, sind in Tabelle 9 wiedergegeben. Hier finden sich die Angaben zur installierbaren Nennleistung, zur Jahreserzeugung und zur Anlagenauslastung. Die aus diesen Potentialen insgesamt generierbare Jahreserzeugung liegt deutlich oberhalb des Stromverbrauchs im Szenariogebiet.

Tabelle 9 Maximale Nennleistung (NL) von Fallwindkraftwerken sowie deren potentielle Jahresstrom-Erzeugung (JE) und Auslastung in den Regionen mit guten Dargebotsbedingungen für FWKW, bei weit entfernten Gebieten innerhalb einer Region, unterteilt in Gebiet A und B.

		Gebiet A			Gebiet B		
Größe		NL	JE	Auslastung	NL	JE	Auslastung
Einheit		[GW]	[TWh]	[VLh]	[GW]	[TWh]	[VLh]
Region	10	120	330	2700	–	–	–
	11	124	800	6400	–	–	–
	12	215	1440	6700	67	360	5400
	13	210	990	4700	–	–	–
	14	249	910	3700	–	–	–
	15	80	300	3700	23	120	5200
	16	89	520	5800	–	–	–
	18	18	90	5200	–	–	–
Summe bzw. Ø		1100	5380	4900	100	480	5400

Grundannahmen für den transnationalen Stromtransport

Als Ansatz für die Szenarien werden die Investitionskosten für HGÜ-Leitungen mit 70 € / (kW × 1000km) für zwei bipolare HGÜ-Stromkreise auf einem Tragmast mit ±600 kV Gleichspannung und insgesamt 4800 MW Übertragungsleistung angenommen. Mögliche Kostenreduktionen durch größere Leitungen oder auch regionale Abweichungen der Kosten aufgrund niedrigerer Lohnkosten bei der Errichtung der Leitungen werden bei diesem einheitlichen Kostenansatz nicht berücksichtigt. Die kalkulatorische Lebensdauer wird konservativ mit 25 Jahren angesetzt. Als kalkulatorischer Realzinssatz wird bei der annuitätischen Kostenrechnung über die gesamte kalkulatorische Lebensdauer mit 5% / a gerechnet. Kosten für Wartung und Instandhaltung werden mit jährlich 1% der Gesamtinvestition veranschlagt. Die Vollastverluste werden mit 4%/ 1000 km angesetzt und bei der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung entsprechend der Beschreibung in [Czi05] Kapitel 20.1.13 berücksichtigt.

Die Investitionskosten für HGÜ-Kabel sind in den Szenarien mit 700 € / (MW × km) genau 10 mal so hoch wie die Kosten der Freileitungen angesetzt. Die kalkulatorische Lebensdauer wird konservativ mit 25 Jahren angesetzt. Als kalkulatorischer Realzinssatz wird bei der annuitätischen Kostenrechnung über die gesamte kalkulatorische Lebensdauer mit 5% / a gerechnet. Kosten für Wartung und Instandhaltung werden wie bei den Freileitungen mit jährlich 1% der Gesamtinvestition erfasst und entsprechend der Beschreibung in [Czi05] Kapitel 20.1.13 berücksichtigt.

Die Investitionskosten für die HGÜ-Umrichterstationen sind in den Szenarien mit 60 € / kW für bipolare Stromrichterstationen mit ± 600 kV Gleichspannung und 4000 MW Nennleistung angesetzt. Mögliche Kostenreduktionen durch größere Leistungen oder auch regionale Abweichungen der Kosten aufgrund niedrigerer Lohnkosten bei lokalen Bautätigkeiten oder Kostensenkungen durch zukünftige technologische Fortschritte werden bei diesem einheitlichen Kostenansatz nicht berücksichtigt. Die kalkulatorische Lebensdauer wird konservativ mit 25 Jahren angesetzt. Als kalkulatorischer Realzinssatz wird bei der annuitätischen Kostenrechnung über die gesamte kalkulatorische Lebensdauer mit 5% / a gerechnet. Kosten für Wartung und Instandhaltung werden wie bei den anderen HGÜ-Komponenten mit jährlich 1% der Gesamtinvestition erfasst [ABE+93]. Alle jährlichen Kosten werden bei der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung berücksichtigt. Die Vollastverluste jedes Umrichters werden mit 6‰ angesetzt und bei der Kraftwerks-Einsatz- und -Auswahl-Planung entsprechend der Beschreibung in [Czi05] Abschnitt 20.1.13 berücksichtigt. Sie setzen sich aus 1‰ Stillstandsverlusten und 5‰ weiteren Verlusten mit verschiedenen Lastabhängigkeiten unterschiedlicher Komponenten der Umrichterstation zusammen. Die Stillstandsverluste fallen rechnerisch zu jedem Zeitpunkt an, und die leistungsabhängigen Anteile werden linear zwischen den Vollastverlusten und dem leistungslosen Fall für die jeweilige Übertragungsleistung approximiert.

Zusammenfassung der wichtigsten Eingangsgrößen zur Kostenerfassung

In Tabelle 10 sind die wichtigsten Eingangsgrößen des Kostengerüsts, das der Optimierung für die Szenarien zugrunde liegt, nochmals zusammengefasst. Grundsätzlich werden in allen Szenarien die Kosten annuitätischen berechnet. Dazu wird von einer Laufzeit über die gesamte Anlagenlebensdauer ausgegangen. Bei besonders langlebigen Anlagen wird eine maximale kalkulatorische Anlagenlebensdauer von 25 Jahren verwendet. Als Realzinssatz für die Schuldzinsen wird generell mit 5%/a gerechnet. Kostendegressionen werden in den Szenarien nicht unterstellt, um den konservativen Charakter der Szenarien nicht zu unterminieren. In einzelnen Szenarien wird aber der Einfluss von Kostensenkungen bei einzelnen Technologien untersucht (s.a. [Czi05] Kap. 15.2.5 Szenarien mit Kostenvariationen für einzelne Stromerzeugungsoptionen).

Seit Berechnung der Szenarien haben sich einige Veränderungen bei den Kosten der Komponenten ergeben. So sind Windkraftanlagen im Zuge der allgemeinen Materialkostenanstiege während der letzten Boomphase deutlich teurer geworden. Allerdings wurden die höheren Materialkosten von der technisch/wirtschaftlichen Entwicklung egalisiert. Die moderneren Anlagen erzeugen trotz höherer Materialkosten aufgrund größerer leistungsspezifischer Rotordurchmesser und größerer Nabenhöhen sowie besserer Blattprofile Strom etwa zu gleich hohen Kosten wie die technisch weniger ausgereiften Anlagen, die niedrigere Leistungs-

spezifische Kosten aufweisen und der Berechnung für die Szenarien zugrunde liegen.

Tabelle 10 Wichtige Eingangsgrößen zur Kostenerfassung

		Investitionskosten (IK) [€/kW _p]	Realzinssatz [%/a]	Fixe Betriebskosten (BK) [%/a] auf IK	Variable Betriebskosten (BK) [€/ct/kWh _e]	Lebensdauer (kalkulatorisch) [a]
Photovoltaik	Ausgangswert	5500	5	2	-	20
	niedrigster Wert ¹	344	5	2	-	20
Windenergie	onshore	1000	5	2	-	20
	offshore	1750	5	2	-	20
Wasserkraft	Neubau ²	1500	5	1	-	25
	Altanlagen			----- siehe Text -----		
Pumpspeicher	Neubau ²	500	5	1	-	25
	Altanlagen			----- siehe Text -----		
Biomasse		2000	5	3,5	4	20
Fallwind		1950	5	1,5	-	25
Solarthermie	Kraftwerksteil	525	5	3	-	25
	Solarfeld	185 €/m ²	5	bezogen auf die	-	25
	Wärmespeicher	60 €/kWh _e	5	Gesamtinvestition	-	25
HGÜ	Umrichter	60	5	1	-	25
±600kV	Freileitung ³	70 €/(kW×1000km)	5	1	-	25
	Kabel	700 €/(kW×1000km)	5	1	-	25

1) Bei einem der vorgestellten Szenarien sind die Kosten für Photovoltaik auf ein 16tel des Ausgangswertes abgesenkt.

2) Bei keinem der vorgestellten Szenarien zugelassen.

3) Doppelbipol, ±600kV, 4800MW

Die Kosten von Windstrom an Landstandorten sollten demgemäß auch weitgehend unbeeinflusst von den zeitweiligen Steigerungen der Materialpreise sein. Bei einem Verfall der Preise, wie er in der derzeitigen Rezession zu beobachten ist, sollten die Stromkosten dementsprechend unter die im Grundszenario berechneten fallen. Auch auf die Kosten von Stromtransportsystemen wirkt sich die Volatilität von Materialpreisen aus. Allerdings sollten auch sie durch die technischen Entwicklungen - beispielsweise höhere verfügbare Spannungen - weitgehend kompensierbar sein. Die deutlich höheren Kosten der Solarkraftwerke, die - wie oben erwähnt - beispielsweise aus den Kosten des Spanischen Solarkraftwerks Andasol I abgeleitet werden können, sind jedoch allenfalls zu kleinen Teilen mit den boombedingt gestiegenen Materialpreisen zu erklären. Hier müsste also von höheren Kosten ausgegangen werden.

Bei photovoltaischen Großanlagen hat seit Beginn der Rezession und erstmals seit Erhebung der Kostendaten für die Szenarien ein deutlicher Preisverfall eingesetzt. Allerdings zeigt sich der Preisverfall bei kleineren Anlagen wesentlich weniger ausgeprägt. Jedenfalls sind die Preise bei weitem nicht so weit gefallen, dass sie in den Bereich kommen, ab dem die Optimierung auch auf Photovoltaik als Erzeugungsoption zurückgreift, was - wie oben erläutert - bei Szenarien ohne Transportrestriktionen ab einer Kostensenkung auf ein Achtel gegenüber dem Wert im Grundszenario der Fall wäre (s.

Das Grundszenario S. 60 ff.).

Bei der Biomasse haben sich zwischenzeitlich extreme Kostensteigerungen ergeben. Dies war bedingt durch Missernten, große brachliegende Agrarflächen und ein schneller Anstieg der energetischen Biomassenutzung zusammen kamen. Auch Spekulation mit Agrarrohstoffen hat ihren Teil zur extremen Volatilität der Biomassepreise beigetragen.

Quellenverzeichnis

- [ACGZ08] Altman, T.; Czisch, G.; Guetta, R.; Zaslavsky, D.: SPECIAL PROJECT INTERIM REPORT 2008, Evaluation of the potential of electricity Production by using technology of "Energy Towers": European Center for Medium Range Weather Forecasts, August 2008. – Verfügbar über:
http://www.ecmwf.int/about/special_projects/czisch_energy-towers-global-potential/report_2008.pdf
- [ADH+01] Alcamo, J.; Döll, P.; Henrichs, T.; Lehner, B.; Rösch, T.; Siebert, S.: Kapitel 2 The Global Integrated Water Model WaterGAP 2.1 in EuroWasser – Model-based assessment of European water resources and hydrology in the face of global change. Internet-Veröffentlichung, Kassel World Water Series 5, Center for Environmental Systems Research, Kassel. 2001. – Verfügbar über:
<http://www.usf.uni-kassel.de/usf/archiv/dokumente/kwws5.en.htm>
- [ADHN03] Andersen, A. D.; Durstewitz, M.; Helby, P.; Neij, L.: Experience curve: a tool for energy policy programmes assessment (EXTOOL), Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Kassel 2003. Internet-Veröffentlichung- Verfügbar über: <http://www.iset.uni-kassel.de/extool/> bzw.
<http://www.iset.uni-kassel.de/extool/ExtoolExperienceCurve.htm>
- [Air2007] AIRTRICITY, Autor n. b.: *Supergrid, Building a more powerful Europe*. Airtricity 2007, Verfügbar über:
http://www.airtricity.com/ireland/media_center/annual_reports/Supergrid%20V1.4%20%28printed%29.pdf
- [And98] Anderton, J.: New Zealand: the power crisis the government created. Internet-Veröffentlichung, Green Left Weekly, Australien. 1998. – Verfügbar über: <http://www.greenleft.org.au/back/1998/308/308p16.htm>
- [AS08] Arnold, G.; Strauß, P.: Stellungnahme zur schriftlichen Anhörung des Gesetzentwurfs „Hessisches Erdkabelgesetz“, Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), Kassel 2008. – Verfügbar über:
<http://starweb.hessen.de/cache/AV/17/ULA/ULA-AV-010-T3.pdf>
- [ASUE99] ASUE, Autor n. b.: BHKW-Grundlagen. Arbeitsgemeinschaft für Sparsamen und Umweltfreundlichen Energieverbrauch, Kaiserslautern. 1999.
- [ASUE99a] ASUE, Autor n. b.: Gasturbinen-Kenndaten. Arbeitsgemeinschaft für Sparsamen und Umweltfreundlichen Energieverbrauch, Kaiserslautern. 1999.
- [BBB+01] Berndes, G.; Bouman, L.; Broek, R. V.D.; Faaij, A.; Hoogwijk, M.: A Review of Assessments on the Future Global Contribution of Biomass Energy. In: Global Restrictions on biomass Availability for Import to the Netherlands (GRAIN). 2001. – Final Report, Utrecht Centre for Energy research (UCE), Utrecht, Niederlande. – Verfügbar über:
<http://www.novem.nl/default.asp?menuId=10&documentId=34290>

[BMU04] BMU, Autor n. b.: Broschüre: Bioenergie – Nachwuchs für Deutschland. Internet- Veröffentlichung, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin. Mai 2004. – Verfügbar über: http://www.bmu.de/de/txt/download/b_broschuere_bioenergie/

[BP01] Bliesener, M.; Pude, R.: Miscanthusanbau. Internet-Veröffentlichung. Februar 2001. – Verfügbar über: <http://www.miscanthus.de/anbau.htm>

[Bra08] Brakelmann, H.: Aussage zur Entwicklungsdauer von 800 kV Gleichstromkabeln bei der Expertenanhörung im Zuge des geplanten Gesetzes zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze im Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWI), Berlin 8.05.2008.

[Bri00] Bridle, R.: China Three Gorges Project. Internet-Veröffentlichung, British Dam Society (BDS), London, England. November 2000. – Verfügbar über: http://www.britishdams.org/current_issues/3Gorges2.pdf

[CE01] Czisch, G.; Ernst, B.: High wind power penetration by the systematic use of smoothing effects within huge catchment areas shown in a European example. In: AWEA (Hrsg.): Windpower 2001, AWEA 2001 Conference Proceedings. Washington, DC: AWEA, 2001. – Verfügbar über: http://www.transnational-renewables.org/Gregor_Czisch/projekte/awea_2001_czisch_ernst.pdf

[CG00] Czisch, G.; Giebel, G.: Folien und Abschrift des gesprochenen Textes zum Vortrag: "A Comparison of Intra- and Extraeuropean Options for an Energy Supply with Wind Power" auf der "EWEA Special Topic Conference": "Wind Power for the 21st Century". Internet-Veröffentlichung. 2000. – Verfügbar über: http://www.transnational-renewables.org/Gregor_Czisch/folien/wind21/overview.html

[CG01] Czisch, G.; Giebel, G.: A Comparison of Intra- and Extraeuropean Options for an Energy Supply with Wind Power. In: WIP (Hrsg.): Wind Power for the 21st Century, EWEA Special Topic Conference. München: WIP-Renewable Energies 2001, 2001. – Verfügbar über: http://www.iset.uni-kassel.de:80/abt/w3-w/projekte/wind_power_b_9_2000.pdf

[CKT01] Czisch, G.; Kronshage, S.; Trieb, F.: Interkontinentale Stromverbünde – Perspektiven für eine regenerative Stromversorgung –. In: FVS (Hrsg.): Themen 2001 der Jahrestagung vom ForschungsVerbund Sonnenenergie (FVS) Integration Erneuerbarer Energien in Versorgungsstrukturen. Berlin, 2001. – Verfügbar über: http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/fvs_2001_potsdam.pdf

[CL01] Czisch, G.; Lehner, B.: Bearbeitung von Wärmeflußdaten und Temperaturdaten sowie Erstellung verschiedener Karten unter Verwendung der Daten "A New Global Heat Flow Compilation" der "International Heat Flow Commission" (IHFC) und des "Department of Geological Sciences the University of Michigan". 2001. – Kassel

[CLV03] Czisch, G.; Lehner, B.; Vassolo, S.: The impact of global change on the hydropower potential of Europe: a model-based analysis. In: Energy Policy

(Elsevier) (2003), Dezember. – Artikel im Druck. Verfügbar über:

<http://www.sciencedirect.com/>

[CS2007] Czisch, G.; Schmid, J.; UNHDR Mitigation Country Study for Germany, Hintergrundpapier für den "Human Development Report 2007/2008 Fighting climate change: Human solidarity in a divided world" der UNDP, Kassel, April 2007 – Verfügbar über:

http://hdr.undp.org/en/reports/global/hdr2007-2008/papers/czisch_schmid.pdf

[Czi99] Czisch, G.: Potentiale der regenerativen Stromerzeugung in Nordafrika – Perspektiven ihrer Nutzung zur lokalen und großräumigen Stromversorgung. In: BLUM, W. (Hrsg.): Energie Plutonium Strom und die Umwelt – 17 Vorträge der Tagungen Heidelberg (1999) und Dresden (2000). Bad Honnef: DPG – AKE, 2001. – Veröffentlichung zum Vortrag auf der Frühjahrskonferenz 1999 – verfügbar über:

http://www.transnational-renewables.org/Gregor_Czisch/projekte/Pot_Strom_Nordafrika.pdf

[Czi01a] Czisch, G.: Global Renewable Energy Potential – Approaches to its Use. Vortrag und Internet-Veröffentlichung. 2001. – Verfügbar über:

<http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/fohlen/magdeb030901/overview.htm>

[Czi01b] Czisch, G.: Potentiale der regenerativen Stromerzeugung in Nordafrika – Perspektiven ihrer Nutzung zur lokalen und großräumigen Stromversorgung. In: BLUM, W. (Hrsg.): Energie Plutonium Strom und die Umwelt – 17 Vorträge der Tagungen Heidelberg (1999) und Dresden (2000). Bad Honnef: DPG – AKE, 2001. – Veröffentlichung zum Vortrag auf der Frühjahrskonferenz 1999, S. 213–232 – verfügbar über:

http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/Pot_Strom_Nordafrika.pdf

[Czi04] Czisch, G.; Eigene Berechnungen von Lernkurven bei der Windenergie basierend auf Kosten- und Installationsdaten des Earth Policy Institute unter Nutzung des US-\$-Deflators nach Angaben der International Energy Agency.

[Czi05] Czisch, G.; Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung - Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien, Universität Kassel, 2005, verfügbar über:

<https://kobra.bibliothek.uni-kassel.de/handle/urn:nbn:de:hebis:34-200604119596>

[Czi06a] Czisch, G.; Comment 107 - Potential of wind energy, Responses to "James Lovelock's Gloomy Vision", RealClimate - climate science by working climate scientists, Februar 2006 – Verfügbar über:

<http://www.realclimate.org/index.php/archives/2006/02/james-lovelocks-gloomy-vision/comment-page-3/#comment-9212>

[Czi06b] Czisch, G.; Comment 122 - Volatility of wind energy, Responses to "James Lovelock's Gloomy Vision", RealClimate - climate science by working climate scientists, Februar 2006 – Verfügbar über:

<http://www.realclimate.org/index.php/archives/2006/02/james-lovelocks-gloomy-vision/comment-page-3/#comment-9293>

[Czi09] Czisch, G.; Vision 2020 and beyond, Claverton Energy Group, Claverton, Großbritannien, August 2009 – Verfügbar über: <http://www.claverton-energy.com/vision-2020-and-beyond-dr-gregor-czisch-ex-kassel-university-discussed-the-integration-of-african-power-production-internally-and-with-europe-to-fully-exploit-the-vast-hydro-power-available-at-the.html>

[DDK+04] DeCarolis, J.; Denkenberger, D.; Keith, D.; Lenschow, D.; Malyshev, S.; Pacala, S.; Rasch, P.: The influence of large-scale wind power on global climate, Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America, Washington, USE, 2004 – Verfügbar über: <http://www.ucalgary.ca/~keith/papers/66.Keith.2004.WindAndClimate.e.pdf>

[DHM00] Dmitriev, G.; Hoistad, D.; Minin, V.: Large-Scale Integration of Wind Energy Into the Power Grid – A Possibility of Alternative Way. Internet-Veröffentlichung: Institute of Physics and Technology for North Power Engineering, Kola Research Center of the Russian Academy of Sciences, Apatity, Murmansk Oblast, Russland und Norwegian Society for Environmental Protection, Naturvernforbundet, Oslo, Norwegen. 2000. – Verfügbar über: <http://www.greenworld.org.ru/eng/gwnews/brgw/num7/bulln73.htm>

[DOE01b] DOE, Autor n. b.: International Electricity Information, International Electricity Generation Information, World Electricity Installed Capacity by Type, January 1, 1999. Internet-Veröffentlichung, US Department of Energy (DOE), Energy Information Administration. 2001. – Verfügbar über: <http://www.eia.doe.gov/pub/international/iea99/table64.xls>

[DOE02d] DOE, Autor n. b.: International Energy Annual 2000. Internet-Veröffentlichung, US Department of Energy (DOE), Energy Information Administration. April 2002. – Verfügbar über: <http://www.eia.doe.gov/emeu/iea/>

[DOE08a] DOE, Autor n. b.: International Energy Annual 2006, World Primary Energy Consumption, 1980–2006. Internet-Veröffentlichung, US Department of Energy (DOE), Energy Information Administration. Dezember 2008. – Verfügbar über: <http://www.eia.doe.gov/pub/international/iealf/tablee1.xls>

[DOE08b] DOE, Autor n. b.: International Energy Annual 2006, World Total Net Electricity Consumption, 1980–2006. Internet-Veröffentlichung, US Department of Energy (DOE), Energy Information Administration. Dezember 2008. – Verfügbar über: <http://www.eia.doe.gov/pub/international/iealf/table62.xls>

[DOE08c] DOE, Autor n. b.: International Energy Annual 2006, World Total Net Electricity Generation, 1980–2006. Internet-Veröffentlichung, US Department of Energy (DOE), Energy Information Administration. Dezember 2008. – Verfügbar über: <http://www.eia.doe.gov/pub/international/iealf/table63.xls>

[DOE08d] DOE, Autor n. b.: World Net Hydroelectric Power Generation, 1980–2006. Internet-Veröffentlichung, US Department of Energy (DOE), Energy In-

formation Administration. September 2008. Verfügbar über:

<http://www.eia.doe.gov/emeu/international/RecentHydroelectricGenerationKilowatthours.xls>

[DOE08e] DOE, Autor n. b.: *World Total Electricity Installed Capacity*. Internet-Veröffentlichung, US Department of Energy (DOE), Energy Information Administration. Dezember 2008. – Verfügbar über:

<http://www.eia.doe.gov/international/RecentTotalInstalledCapacity.xls>

[DOE08f] DOE, Autor n. b.: *World Hydroelectricity Installed Capacity*. Internet-Veröffentlichung, US Department of Energy (DOE), Energy Information Administration. Dezember 2008. – Verfügbar über:

<http://www.eia.doe.gov/international/RecentHydroelectricInstalledCapacity.xls>

[Dre00] Dreier, T.: *Ganzheitliche Systemanalyse und Potenziale biogener Kraftstoffe*. München, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der TU-München, Dissertation, 2000. – IfE-Schriftenreihe, Heft 42, E&M Verlag

[Dre01] Dreier, T.: *Elektronische und telefonische Mitteilungen zu weltweiten Biomassepotentialen sowie deren Ermittlung und Übermittlung weltweiter Ländersdaten der Biomassepotentiale nach [Dre00]*. 1999–2001. – Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der TU-München

[EEX09] European Energy Exchange (EEX), Autor n. b.: *Phelix Baseload Year Futures* und *Phelix Peakload Year Futures*, European Energy Exchange AG, Leipzig, Oktober 2009

<http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Strom/Phelix%20Futures%20|%20Terminmarkt>

[EH01] Erber, G.; Horn, M.: *Stromkrise in Kalifornien - ein Warnzeichen für Europa?* Internet-Veröffentlichung, DIW-Wochenbericht 32/01, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin. 2001. – Verfügbar über:

<http://www.diw.de/deutsch/publikationen/wochenberichte/docs/01-32-1.html>

[ERE04] EREC, Autor n. b.: *20% By 2020*. Internet-Veröffentlichung, European Renewable Energy Council (EREC), Brüssel, Belgien. 2004. – Verfügbar über:

http://www.erec-renewables.org/documents/Berlin_2004/targets/EREC_Targets_2020_def.pdf

[ESR99] ESRI, Autor n. b.: *Electric Power Plants*. Datensatz, Environmental Systems Research Institute (ESRI). 1999. – Verfügbar über:

<http://mapserver2.esri.com/cgi-bin/wt?m=4&r=3&cd=s>

[ESWZ01] Einav, A.; Setty, S.; Wurzbürger, U.; Zaslavsky, D.: *ENERGY TOWERS for Producing Electricity and Desalinated Water without a Collector / Technion*. Haifa, Israel, 2001. – Forschungsbericht. Verfügbar über:

http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/new_et-brochure_zaslavsky.pdf

[EZM] EZMW, Autor n. b.: *ECMWF Re-Analysis generated for 15 Years (ERA-15) from December 1978 to February 1994*. Datensammlung, European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (EZMW bzw. ECMWF), London/Reading, Eng-

land. – Informationen verfügbar über:

<http://www.ecmwf.int/products/data/archive/descriptions/er/>

[Fei00] FEIX, O.: Elektronische Mitteilung über Speicherkapazitäten im Gebiet der UCTE, Stand 1997. 2000. – Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie UCTE, Berlin

[Fre2008] Freudenstein, H.: Telefonische Mitteilungen zu Kreditkonditionen bei 20-jähriger Laufzeit: Stadtkämmerei Kassel. Kassel, Januar 2008.

[Fri83] Fricke, J.: Physik in unserer Zeit. 6, 164, 1983

[FW08] Fritsche U., Wiegmann K.: Treibhausgasbilanzen und kumulierter Primärenergieverbrauch von Bioenergie-Konversionspfaden unter Berücksichtigung möglicher Landnutzungsänderungen, Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten "Welt im Wandel: Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung", Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU), Berlin 2008. – Verfügbar über:
http://www.wbgu.de/wbgu_jg2008_ex04.pdf

[GEA01] GEA, Autor n. b.: Geothermal Energy. Internet-Veröffentlichung, Geothermal Energy Association (GEA). April 2001. – Verfügbar über:
<http://www.geo-energy.org/RedBrochure.pdf>

[GPT99] Gommès., R.; Petrassi, F.; Thomas, G.: Global Climate Maps: Map of biomass potential. Internet-Veröffentlichung, Food and Agriculture Organization (FAO) of the United Nations, Rom, Italien. 1999. – Verfügbar über:
<http://www.fao.org/WAICENT/FAOINFO/sustdev/EIdirect/climate/EIsp0002.htm>

[GV99] Gattinger, M.; Voigtländer, P.: Potentiale: Wasserkraft. In: Brauch, H. (Hrsg.); Czisch, G. (Hrsg.); Knies, G. (Hrsg.): Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie. Moosbach: AFES-Press, September 1999 (1). – Autoren sind Mitarbeiter der Siemens AG, KWU Abt. REF, Erlangen. – ISBN 3-926979-71-2, S. 15-25

[H201] H2, Autor n. b.: The Euro-Quebec Hydro-Hydrogen Project. Internet-Veröffentlichung, a hydrogen powered world, The Clean Energy Educational Trust, London, England. Mai 2001. – Verfügbar über:
http://www.hydrogen.co.uk/h2/euro_quebec_h2project.htm

[Här00] Häring, M.: Erneuerbare Energien: Nur Geothermie läuft rund um die Uhr – Eine unterschätzte Primärenergiequelle. Internet-Veröffentlichung. 2000. – Verfügbar über: http://www.geothermie.de/presse/erneuerbare_energien.htm

[HJP93a] Hurter, S.; Johnson, J.; Pollack, H.: Heat Flow from the Earth's Interior: Analysis of the Global Data Set. In: Reviews of Geophysics 31 (1993), August, Nr. 3, S. 267-280

[HJS98] Reihe: Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien Geothermische Energie In: Heinemeyer, K.; R. Jung; Schulz, R.: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 1998. Hannover/Berlin: Bundesanstalt für Geowissenschaften u. Rohstoffe (BGR), 1998, S. 351–385. – ISBN 3–510–95842–X

[Hof09] Hofer, J.: Energieleitungsausbaugesetz: Siemens rechnet mit neuen Großaufträgen Siemens rechnet mit neuen Großaufträgen, Handelsblatt, Düsseldorf 13.05.2009. – Verfügbar über: http://www.handelsblatt.com/unternehmen/ b=2276222, p=5, t=ftprint,doc_page=0;printpage

[IBB2009] Investitionsbank Berlin, Autor n. b.: IBB Energetische Gebäudesanierung - Förderung energetischer Sanierung von Wohngebäuden, Stand 26. Juni 2009. – Verfügbar über: <http://www.investitionsbank.de/desktopdefault.aspx/tabid-310/>

[Inv97] Invernizzi, A. Long Distance Transmission of Photovoltaic Power Generation. Druckschrift "Relazione n° URE 97/04" des "ENEL S.p.A. Electric Research Centre" zum Workshop "Very Large Scale PV Power Generation", Tokyo, März 1997. März 1997

[JJS+93] Jesse, J.; Jung, R.; Schulz, R.; Kappelmeyer, O.; Rummel, F.; Rummel, Fl.; Kappelmeyer, O. (Hrsg.); Rummel, F. (Hrsg.): Erdwärme – Energieträger der Zukunft?, Fakten–Forschung–Zukunft; . 2. Karlsruhe: CF Müller, 1993. – ISBN 3–7880–7493–0

[JK03] Jodl, S.; Kuhn, W.: Miscanthus-Forschung: Vom Ziergras zur Rohstoffpflanze - 10 Jahre Miscanthus-Forschung. Internet–Veröffentlichung, Bayerisches Staatsministerium für Landwirtschaft und Forsten, München. März 2003. – Verfügbar über: <http://www.stmlf.bayern.de/lwg/landespflege/info/miscan.html>

[Kan99] Kanngiesser, K.-W.: Nutzung regenerativer Energiequellen Afrikas zur Stromversorgung Europas durch Kombination von Wasserkraft und Solarenergie. In: Brauch, H. (Hrsg.); Czisch, G. (Hrsg.); Knies, G. (Hrsg.): Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie. Moosbach: AFES-Press, September 1999 (1). – ISBN 3–926979–71–2, S. 111–122

[Kesa] Kessler, B.: Frequently (well, at least once)-asked-questions about El Niño. Internet –Veröffentlichung, Pacific Marine Environmental Laboratory (PMLE), National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA). – Verfügbar über: <http://www.pmel.noaa.gov/~kessler/occasionally-asked-questions.html>

[Kesb] Kessler, B.: Southern Oscillation Index. Internet–Veröffentlichung, Pacific Marine Environmental Laboratory (PMLE), National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA). – Verfügbar über: <http://www.pmel.noaa.gov/~kessler/ENSO/soi-1950-99b.gif>

[KLM09] Kiviluomac, J.; Lua, X.; McElroya, M.: Global potential for wind-generated electricity, Proceedings of the National Academy of Sciences, Washington, USA, Juli 2009 – Verfügbar über: <http://www.pnas.org/content/106/27/10933.full.pdf> und <http://www.pnas.org/content/106/27/10933.full>

- [KM93] Kleemann, M.; Meliss, M.: Regenerative Energiequellen. 2. Berlin: Springer Verlag, 1993
- [KR98] Krons, L.; Ritterbach, E.: Wasserkraft – Auslaufmodell oder Energieträger mit Zukunft. In: Wasser & Boden 50 (1998), Nr. 3, S. 10–14. – Parey Buchverlag, Berlin
- [Leh00b] Lehner, B.: Erstellung von Monatswerten des Zulaufs zu weltweiten Wasserkraftwerken aus dem ESRI-Datensatz "Electric Power Plants" mit Hilfe des "GLOBAL INTEGRATED WATER MODEL WATERGAP 2.1". 2000. – Kassel
- [Leh01] Lehner, B.: Erstellung verschiedener Karten aus Daten des "GLOBAL INTEGRATED WATER MODEL WATERGAP 2.1". 2001. – Kassel
- [Mel74] Melichow, P.: Energie von der Sonne. Deutsche Verlagsanstalt, Stuttgart, 1974
- [Mol90] Molly, J.-P.: Windenergie. C.F. Müller Verlag, Karlstruhe 1990, 2. Auflage
- [MS01] Markewitz, P.; Semke, S.: Kosten und Potentiale erneuerbarer Energien in Deutschland: Literaturlauswertung 1994 – 1998. Internet- Veröffentlichung, Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung. November 2001. – Verfügbar über: <http://www.fz-juelich.de/ptj/contentory/index.lw?index=503>
- [NN] NCEP; NCAR: NCEP/NCAR Reanalysis. National Centers for Environmental Prediction (NCEP)/National Center for Atmospheric Research (NCAR); Datensammlung, NOAA-CIRES Climate Diagnostics Center (CDC), Boulder, USA. – Informationen verfügbar über: <http://www.cdc.noaa.gov/cdc/data.nmc.reanalysis.html>
Daten verfügbar über: <http://www.cdc.noaa.gov/cdc/reanalysis/>
- [Nor97] NORDEL: Installed capacity on 31 Dec. 1996. Internet-Veröffentlichung, Nordel. 1997. – Verfügbar über: <http://www.nordel.org/stat97/421.htm>
- [Nor97a] NORDEL: Water reservoirs 1996. Internet-Veröffentlichung, Nordel, 1997. – Verfügbar über: <http://www.nordel.org/stat97/47.htm>
- [Nor01] NORD POOL, Autoren n. b.: Water reservoirs 1996. Internet-Veröffentlichung, Nord Pool – The Nordic Power Exchange. 2001. – Verfügbar über: <http://www.nordpool.no/> ff.
- [Pop09] Popp, M.: Erneuerbare Energien und Speicherbedarf - Kostenoptimierter Mix aus Energiespeichern, Wind- und Solaranlagen für eine vollwertige regenerative Stromversorgung. Vorabversion zugesandt durch Matthias Popp, Wunsiedel 2009, erreichbar unter matthias.popp@t-online.de
- [PRSS91] Palz, W.; Raschke, E.; Steemers, T. C.; Stuhlmann, R.: Solar Radiation Atlas of Afrika. Rotterdam/Brookfield: Balkema, 1991 [Sch89] SCHAEFER, H.: Potentiale und Nutzung ständig verfügbarer Energiequellen - Vorlesung-

smanuskript. Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik der TU-München, 1989. – Heft 1 der IfE-Schriftenreihe, 5. Auflage

[Pro04] PROTTI, L.: Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen: Vierteljährliche Gesamtrechnungen, Viertes Quartal 2003, Untergliederung der Bruttoanlageinvestitionen. Internet-Veröffentlichung, Statistisches Bundesamt Deutschland (DeStatis), Wiesbaden. 2004. – Verfügbar über:
http://www.eds-destatis.de/de/downloads/sif/nj_04_23.pdf

[Sch89] Schaefer, H.; Potentiale und Nutzung ständig verfügbarer Energiequellen - Vorlesungsmanuskript. Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik der TU-München, 1989. – Heft 1 der IfE-Schriftenreihe, 5. Auflage

[Sor79] Sorensen, B.: Renewable Energy. Academic Press, London 1979

[Söd00] Söder, L.: Who should be responsible for generation capacity addition? Internet-Veröffentlichung zu einem Vortrag auf der "International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring, and Power Technologies 2000, DRPT 2000, 4-7 April 2000, City University, London, UK.". April 2000. – Verfügbar über: http://www.ekc.kth.se/ees/lennart_drpt2000.html

[Swi94] Swinehardt, S.: Biomass Scenarios, Present and Future: Evaluation of WEC's and Hall's Projections and Comparison to IEW Poll Responses(Working Paper) / International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA). Laxenburg, Österreich, März 1994. – IIASA Working Paper (WP-94-011). Verfügbar über: <http://www.iiasa.ac.at/Publications/Documents/WP-94-011.ps>

[Tam02] Tamme, R.: Im Vortrag: "Solarer Wasserstoff – Innovative Techniken zur Erzeugung und Nutzung" auf der "Jahrestagung 2002" des "Forschungsverbands Sonnenenergie" (FVS) zum Thema "Solare Kraftwerke". Oktober 2002. – DLR Stuttgart

[TK08] ThyssenKrupp, A. n. b.: Überblick über den Geschäftsverlauf im Konzern, Online-Geschäftsbericht 2007/2008, ThyssenKrupp AG, Düsseldorf 2008. – Verfügbar über: http://www.thyssenkrupp.com/fr/07_08/de/business_development.html

[UCP98] UCPTTE ; UCTE-SEKRETERIAT (Hrsg.): Statistisches Jahrbuch. Wien: Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie UCPTTE, 1998

[UDI00] UDI, Autor n. b.: World Electric Power Plants Data Base. Datensatz des "Utility Data Institute" (UDI). 2000. – Verfügbar über:
<http://www.platts.com/udidata/>

[VWE00] VWEW, Autor n. b.: e.on schaltet Kraftwerksblöcke ab. Internet-Veröffentlichung der Zeitschrift Elektrizitätswirtschaft aus Heft 23/2000. 2000. – Verfügbar über:
http://www.vwew.de/shared/content.cfm?Loginauftrag=1045192&modus=a_1_0_s_947

[WB09] World Bank, Autor n. b.; Directions In Hydropower, The World Bank Group, Washington, USA, März 2009 – Verfügbar über:
http://siteresources.worldbank.org/INTWAT/Resources/Directions_in_Hydropower_FINAL.pdf

[WCD00] WCD (Hrsg.): The WCD Report: Dams And Development – A New Framework for Decision-Making / TheWorld Commission on Dams (WCD). London, England: Earthscan Publications, November 2000. – Bericht. Verfügbar über: <http://www.damsreport.org/docs/report/wcdreport.pdf> s.a.
<http://www.damsreport.org/>

[WEC03] WEC, Autor n. b.: WEC Survey Of Energy Resources 2001 – Hydropower. Internet-Veröffentlichung, World Energy Council (WEC), London, Großbritannien. 2003. – Verfügbar über:
<http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/reports/ser/hydro/hydro.asp>

[WPD96] WPDC: International Water Power & DAM Construction Yearbook 1996 / Water Power & DAM Construction. Wilmington Business Publ., Wilmington, Großbritannien, 1996. – Jahrbuch

[WPD97] WPDC: International Water Power & DAM Construction Yearbook 1997 / Water Power & DAM Construction. Wilmington Business Publ., Wilmington, Großbritannien, 1997. – Jahrbuch

[WWEA09] WWEA, Autor n. b.: Wind Energy Market worldwide continues strong growth, World Wind Energy Association, Bonn, Juni 2009
http://www.wwindea.org/home/index.php?option=com_content&task=view&id=245&Itemid=40

**Sachverständigenrat für Umweltfragen
Luisenstraße 46, 10117 Berlin
Telefon 030/26 36 96-0; Fax: 030/26 36 96-109
Internet: www.umweltrat.de
E-Mail: info@umweltrat.de**