



Einschätzung internationaler Perspektivmärkte

Branchenstudie Windenergie • September 2010


HSH NORDBANK

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	1
Management Summary	3
Weltweite Entwicklung der Windenergie	4
Aktueller Stand	4
Globale Einflussfaktoren	5
Ökologische Ziele	5
CO ₂ -Preise / CDM-Projekte	5
Versorgungssicherheit.....	8
Stromübertragungsnetze	9
Langfristige Entwicklung der Energiepreise	12
Aktuelle Entwicklung der wichtigsten Märkte im Überblick	14
Europa	14
USA	16
China	18
Prognose der weltweiten Entwicklung.....	20
Das Windmodell der HSH Nordbank.....	21
Ausgewählte europäische Länder im Portrait	22
Deutschland	23
Frankreich	31
Großbritannien	35
Italien.....	41
Polen	43
Kurzportraits weiterer europäische Länder	47
Belgien	48
Niederlande	50
Dänemark.....	54
Griechenland	56
Portugal	57
Schweden.....	59
Spanien	61
Glossar	63

Der Nachdruck, auch auszugsweise, ist nur unter Quellenangabe gestattet. Ein Belegexemplar an das Research der HSH Nordbank AG wird freundlichst erbeten.

Management Summary

Krise – welche Krise? Mit 38 GW an neu errichteter Windkraftleistung – dies entspricht einem Bestandswachstum von 32% – haben Finanz- und Wirtschaftskrise der Windkraftbranche anscheinend nichts anhaben können. Allerdings haben wohl ungünstigere Finanzierungsbedingungen in einigen Regionen zu Verzögerungen bei Projekten geführt. Ohne Krise wäre das Wachstum somit vielleicht noch dynamischer gewesen.

Insgesamt hat der weltweite Windmarkt an Reife gewonnen. Während einige Länder auf eine mehr als zwanzigjährige Entwicklung zurückblicken, werden in immer mehr Ländern erste nennenswerte Projekte umgesetzt. Die Motivationen sind dabei vielfältig. Vor allem in Ländern mit eigener Windkraftindustrie spielen – kurzfristig – auch Konjunkturprogramme eine Rolle. Klassisch bleibt zudem das Ziel einer umweltfreundlichen Energieversorgung bedeutend. Unter dem Stichwort „Global Warming“ werden Wetterextreme weltweit mit den Abgasemissionen der industrialisierten Welt in Verbindung gebracht. Die Ölkatastrophe im Golf von Mexiko und andere Ereignisse sorgen für politischen Handlungsdruck. Gleichzeitig gibt es einen weltweit wachsenden Energiebedarf, der auf das Bevölkerungswachstum einerseits, andererseits aber vor allem auf die zunehmende Industrialisierung der (einstigen) Schwellenländer zurückzuführen ist. Die steigende Nachfrage und das angesichts endlicher fossiler Rohstoffvorkommen langfristig sinkende Angebot herkömmlicher Energiequellen sorgen nicht nur für im langfristigen Trend steigende Preise sondern auch für eine generelle Sorge um die Versorgungssicherheit. Erneuerbare Energien und allen voran die Windkraft werden dabei als Teil der Lösung gesehen; kritisch gesehen wird aber die von Wind (oder Sonne) abhängige Stromerzeugung, die vom Profil in der Regel nicht dem Nachfrageprofil entsprechen wird. Zu diesem Zweck und um Kapazitätsengpässe in windreichen Zeiten zu vermeiden, gilt es den Ausbau und die Modernisierung von Stromnetzen voranzutreiben sowie Optionen zur Speicherung von Strom auszubauen. Die so genannten Smart Grids könnten dazu beitragen, dass die Stromnachfrage stärker an das Stromangebot angepasst wird. Dies würde die Wirtschaftlichkeit von Windstrom weiter verbessern. Die Berücksichtigung von Umweltlasten, die zumindest teilweise über die Bepreisung von CO₂-Emissionen erfolgt, verbessert die Position der Windkraft zusätzlich.

Alles in allem sind die Perspektiven für Windkraft weitgehend rosig. Regional gibt es zwar Hemmnisse in Form von langwierigen Genehmigungsverfahren oder unsicherer regulatorischer Rahmenbedingungen und natürlich bietet auch nicht jede Topographie die richtigen Rahmenbedingungen für Windkraft. Dennoch erwarten wir weltweit einen forcierten Ausbau der Windenergie. In den nächsten zehn Jahren dürfte sich der Bestand von knapp 160 GW (per Ende 2009) auf über 600 GW in 2019 weit mehr als verdreifachen.

Weltweite Entwicklung der Windenergie

Windkraft – 27 Jahre nach der Inbetriebnahme von Growian (Große Windkraft-Anlage, Kaiser-Wilhelm-Koog) ist die Stromerzeugung aus Windkraft längst dem Stadium einer Spielwiese für öko-orientierte Weltverbesserer entwachsen. Inzwischen hat die Branche einen gewissen Reifegrad erreicht, obgleich der Fortschritt regional noch recht unterschiedlich ausfällt. Dies wird nicht zuletzt an den Playern der Branche deutlich. Auf der einen Seite sind in diesem Markt neben reinen WKA-Herstellern mittlerweile große, etablierte Industriekonzerne (u.a. Siemens, General Electric, Suzlon, Mitsubishi) engagiert, die neben WKA auch in der Stromerzeugung mit anderen Technologien bzw. Ressourcen über Know how verfügen. Auf der anderen Seite sind heute große Energieversorger dabei, ihre Stromerzeugungskapazitäten auch mit Windkraft zu diversifizieren.

In der EU wurden 2009 mehr Energieerzeugungskapazitäten auf der Basis von Windenergie in Betrieb genommen als mit irgendeinem anderen Energieträger. Dennoch befindet sich die Branche am Scheideweg. Die Veränderungen in den Ressourcen der Stromerzeugung machen zusehends Veränderungen bei der Art der Verteilung und der Nutzung von Elektrizität erforderlich. Die EU-Kommission erwartet, dass die Windenergie 2030 ein Drittel der Stromerzeugung abdeckt. Die EWEA hält bis 2050 eine Quote von 50% für möglich.

Aktueller Stand

Die Windenergiebranche hat in 2009 erneut erheblich an Dynamik gewonnen. Ungeachtet der widrigen weltwirtschaftlichen Rahmenbedingungen wurde mit mehr als 38 GW nahezu doppelt soviel Stromerzeugungskapazität an die Stromnetze genommen wie 2007, der Vorjahreswert wurde um fast 50% übertroffen.

Weltweit stiegen die Windenergiekapazitäten auf 158,5 GW. Zusehends gewinnt die Entwicklung an regionaler Breite. In China wurde mit neu installierten 13,8 GW die Gesamtkapazität mehr als verdoppelt. Mit einem Bestand von 25,8 GW hatte man bereits zum Jahreswechsel den einstigen Spitzenreiter Deutschland (bis 2007) überflügelt. Lediglich in den USA ist die Stromerzeugungskapazität aus Windkraft mit 35,1 GW noch höher. Mit Neuinstallationen von 10,0 GW rangierten die USA auf Rang 2. Mit deutlichem Abstand und Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von knapp 2,5 GW nahm Spanien in 2009 den dritten Platz ein. Deutschland (1.9 GW) und Indien (1.3 GW) folgen auf den Plätzen 4 und 5. Neben den genannten Ländern und vier weiteren, die jeweils noch rund 1 GW in Betrieb genommen haben, sind in vielen Regionen ein beschleunigter Zubau oder überhaupt erstmals (nennenswerte) Aktivitäten in diesem Sektor zu beobachten.

Seit dem vergangenen Jahr hat auch die Offshore-Windenergie klar an Bedeutung gewonnen. Obwohl der mit Offshore-Windkraftanlagen erzeugte Strom wegen hoher Investitions- und Betriebskosten erheblich teurer als der auf dem Festland produzierte ist, waren zum Jahreswechsel in der EU bereits WKA mit einer Gesamtleistung von etwas über 2 GW abseits des Festlands installiert. Mit Alpha Ventus vor Borkum hat nun auch Deutschland den ersten Windpark

im Meer am Netz. Außerhalb Europas lässt in China ein erster Offshore Windpark bei Shanghai die Lichter der Expo leuchten.

Globale Einflussfaktoren

Augenscheinlich sind wegen der Weltwirtschaftskrise die ökologische Ziele in den letzten zwei Jahren etwas in den Hintergrund gerückt. Zumindest in der öffentlichen Wahrnehmung hat die Klimapolitik an Aufmerksamkeit eingebüßt. Gleichwohl hat das langfristige Ziel einer emissionsarmen, umweltfreundlichen Energieversorgung in vielen Ländern prinzipiell Bestand. Zudem ist die Energieversorgungswirtschaft ebenso wie die mit dem Bau von Windkraftanlagen und Stromnetzinfrastruktur verbundene Industrie ein wichtiger Wirtschaftszweig mit Relevanz für zigtausende Arbeitsplätze, dem gerade in Krisenzeiten eine hohe Aufmerksamkeit zu Teil wird.

Eng verknüpft mit den ökologischen Zielen sind auch die Themenfelder Versorgungssicherheit und langfristige Entwicklung der Energiepreise zu nennen. Sie sind weitere wichtige Wachstumstreiber für die Windenergiebranche.

Ökologische Ziele

Die energetische Nutzung fossiler Rohstoffe belastet die Umwelt. Kohlekraftwerke verursachen erhebliche Abgasemissionen. Gleiches gilt für die Verbrennung von Öl – sei es zur Stromerzeugung oder als Treibstoff. Die Ölkatastrophe im Golf von Mexiko macht zudem einmal mehr die steigenden Risiken der Förderung aus immer schwerer zugänglichen Quellen deutlich. Die Stromerzeugung aus Kernenergie ist zwar hinsichtlich der CO₂-Emissionen unkritisch, die Risiken atomarer Unfälle sowie die Probleme der Endlagerung des noch über tausende von Jahren strahlenden radioaktiven Abfalls zeigen aber auch bei dieser Energiequelle die Schattenseiten auf. Die Bedeutung nachhaltiger, sauberer Energie ist daher immens. Das Bewusstsein für Umweltschutz hat weltweit an Bedeutung gewonnen. Vor diesem Hintergrund wurde in vielen Ländern die Förderung regenerativ erzeugter Energie auf- bzw. ausgebaut. Spielte in der Vergangenheit die Verschmutzung der Umwelt für den Einzelnen zumindest aus monetärer Sicht keine erkennbare Rolle, so haben politische Ziele und Übereinkünfte zu Emissionsvorgaben zu einer schrittweisen Monetarisierung zumindest der CO₂-Emissionen geführt.

CO₂-Preise / CDM-Projekte

Mit dem Kyoto-Protokoll wurden Mechanismen eingeführt, die zu einer Monetarisierung der Belastung des Ausstoßes von Treibhausgasen führen. Das Protokoll setzt einen Zeitrahmen für Emissionsreduktionsziele, indem es die Industriestaaten verbindlich verpflichtet, ihren Ausstoß von sechs Treibhausgasen im Zeitraum von 2008 bis 2012 durchschnittlich um 5,2% unter das Niveau von 1990 zu senken. Bereits bis 2005 waren Fortschritte nachzuweisen. Zur Erreichung des Zieles ist es den Staaten möglich, Handel mit CO₂-Emissionsrechten zu betreiben. Dafür wurden als Carbon Emissions Reductions (CERs) und Emission Reduction Unit (ERU) bezeichnete Zertifikate eingeführt, welche zum Ausstoß einer Tonne CO₂ berechtigen. Weiterhin ist es den teilnehmenden Industrieländern auch möglich, Gutschriften für CO₂-senkende Projekte im Ausland zu erhalten. Entweder durch als Joint Implementation (JI) bezeichnete

Maßnahmen, die in einem anderem emissionspflichtigen Land durchgeführt werden, oder durch Projekte in Entwicklungsländern. Diese werden als Clean Development Mechanism (CDM) bezeichnet.

Ein neues verbindliches Regelwerk für den Klimaschutz nach 2012 hätte laut des 2007 auf Bali vereinbarten Fahrplans („bali roadmap“) im Dezember 2009 auf der UN-Klimakonferenz in Kopenhagen formuliert werden sollen. Leider brachte diese 15. Konferenz der Vertragsstaaten der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen – zugleich das fünfte Treffen im Rahmen des Kyoto-Protokolls – wenig Konkretes. Die Delegierten konnten sich lediglich auf einen „Minimalkonsens“ einigen. Dieser „Copenhagen Accord“, der völkerrechtlich nicht bindend ist, enthält das Ziel, die Erderwärmung auf weniger als 2 °C im Vergleich zum vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Konkrete Zielvorgaben zur Verringerung der Treibhausgasemissionen wurden nicht beschlossen. Nachdem somit bisher kein Nachfolgeabkommen für das 2012 auslaufende Kyoto-Protokoll beschlossen wurde, soll dies nun auf der 16. Vertragsstaatenkonferenz in Mexiko-Stadt vom 29. November bis 10. Dezember 2010 nachgeholt werden.

Weltweit ist der Stand der Bemühungen um geringere Emissionen sehr unterschiedlich. Während die USA das Kyoto-Protokoll nicht ratifiziert haben gibt es auf bundesstaatlicher Ebene Initiativen zur Senkung von CO₂. Unter der Regional Greenhouse Gas Initiative haben zehn Staaten im Nordosten der USA einen verpflichtenden Emissionshandel eingeführt. Auch an der Westküste, im mittleren Westen des Landes und in Kalifornien sind Initiativen geplant. Mit der Chicago Climate Exchange wurde ein freiwilliges Handelssystem geschaffen. 350 Teilnehmer haben sich verpflichtet, ihre Emissionen um 6% zu reduzieren. Auf nationaler Ebene passierte 2009 ein Gesetzentwurf zur Einführung eines Emissionshandels das Repräsentantenhaus; die Abstimmung im Senat steht noch aus. Vorgesehen ist 85% der Zertifikate kostenlos zu verteilen und den Rest zu versteigern. Neben Investitionen in erneuerbare Energien, sieht der Gesetzesentwurf vor, dass große Stromversorger 20% ihres Stroms aus erneuerbaren Energiequellen erzeugen müssen. Bis 2050 soll dadurch das Niveau der CO₂-Emissionen um 83% gegenüber 2005 reduziert werden.

Die drei Phasen des EU-ETS

	Zeitraum	Emissionsobergrenze
Phase I	2005-2007	2,2985 Mrd. t CO ₂
Phase II	2008-2012	2,08 Mrd. t CO ₂
Phase III	2013-2020	1,974 Mrd. t CO ₂ (in 2013)

Quelle: Europäische Union

In der Europäischen Union startete im Januar 2005 das weltweit größte, länderübergreifende Emissionshandelssystem der Welt. Das European Union Emissions Trading Scheme (EU-ETS) ist ein marktwirtschaftliches Instrument, das CO₂-Reduktionen dort entstehen lassen soll, wo die Reduktionen mit den geringsten Kosten verbunden sind. Das EU-ETS arbeitet nach einem Cap-and-Trade Prinzip. Dabei wird die Gesamtmenge der verfügbaren Emissionsberechtigungen begrenzt. Diese Berechtigungen tragen die Bezeichnung European Emission Allowance (EUA) und berechtigen, wie ERU und CER, zum Ausstoß einer Tonne CO₂. Die Emissionsobergrenze wird dann über drei Phasen reduziert, wobei die Emissionszertifikate handelbar sind.

In der ersten und zweiten Phase wurden die Berechtigungen von der EU an die einzelnen Staaten verteilt, welche dann über Nationale Allokationspläne (NAP) die weitere Verteilung festlegten. In diesen beiden Phasen wurde ein Großteil der Berechtigungen kostenlos an die Unternehmen weitergereicht. In Phase I belief sich der Anteil der maximal versteigerbaren Zertifikate auf 10%, in Phase II auf 15%. Die meisten Staaten handelten nach dem Prinzip des Grandfathe-

ring, so dass die Anlagen in Phase I Zertifikate gemäß ihrem bisherigen Verbrauch erhielten. Ab der dritten Phase werden auch die chemische Industrie, die Aluminiumindustrie und der Luftverkehr in den europäischen Emissionshandel aufgenommen. Airlines, deren Flugzeuge europäische Flughäfen ansteuern, müssen dann EU Aviation Allowances (EUAAAs) erwerben. Dieses trägt dem schnell wachsenden Beitrag der Luftfahrt am CO₂-Ausstoß Rechnung. Ab Phase III müssen Stromerzeuger alle benötigten Zertifikate erwerben. Daher sollen ungefähr die Hälfte aller EUAs und 15% aller EUAAAs versteigert werden. Über die Menge der EUAs und EUAAAs für Phase III gab es zum Redaktionsschluss noch keine Informationen. Nach Angaben der Europäischen Kommission könnte die Menge der Zertifikate ohne Flugverkehr bei circa 2 Mrd. t CO₂ pro Jahr liegen. Derzeit werden die Pläne vom Rat der Europäischen Union und vom Parlament geprüft, nach denen die Versteigerung über eine zentrale Plattform laufen soll, es den Mitgliedsstaaten aber zunächst noch gestattet wird, eine eigene Plattform zu betreiben. Die ersten Auktionen sollen spätestens 2013 stattfinden.

2005 verteuerte sich Gas relativ zu Kohle, so dass von Energieversorgern vermehrt Kohle eingesetzt wurde. Pro erzeugter Kilowattstunde verursacht Kohle jedoch eine rund doppelt so hohe CO₂-Emission wie Erdgas, was zur erhöhten Nachfrage von EUAs führte. Bis Ende April 2006 stiegen die Preise für ein Zertifikat bis auf 30 EUR. Danach kam es zu einem Einbruch der Preise bis auf etwa 9 EUR, nachdem bekannt wurde, dass in mehreren Ländern die Unternehmen unter den ihnen erlaubten Emissionen geblieben waren. Da die Zertifikate nicht in die nächste Periode mitgenommen werden konnten, kam es 2007 zu einem kontinuierlich Preisverfall, wobei der Wert gegen Null ging.

Preise der Emissionsrechte für Phase I

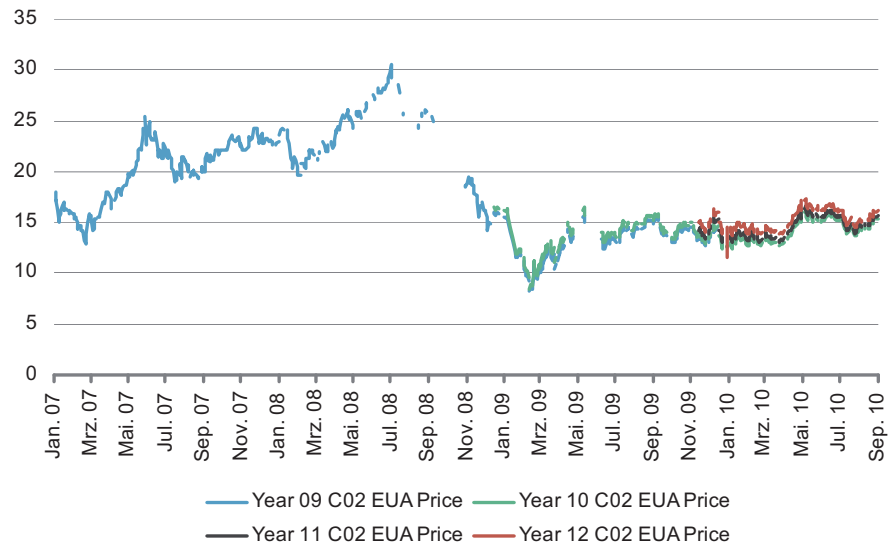


Quelle: Bloomberg

Die Finanzkrise sorgte Ende 2008 für einen Preisrückgang der Berechtigungen auf 22 EUR per EUA. Die hohe Abhängigkeit der CO₂-Emissionen vom Wirtschaftswachstum wird insbesondere bis Mitte 2009 deutlich. Im Zuge der Krise kam es zu einem Wirtschaftseinbruch, so dass weniger Emissionsberechtigungen benötigt wurden. Aufgrund der Krise blieb eine große Zahl an Zertifikaten aus dem Verpflichtungszeitraum 2008-2012 ungenutzt. Ein Preisverfall zum

Ende der Periode ist diesmal allerdings nicht zu erwarten, da die Zertifikate von der zweiten in die dritte Periode, welche 2013 beginnt, übernommen werden können.

Preise der Emissionsrechte für Phase II



Quelle: Bloomberg

Auch CERs und ERUs aus den Mechanismen des Kyoto-Protokolls sind seit der zweiten Phase im EU-ETS beschränkt anrechenbar. In Deutschland können Anlagen sie bis zu einer Höhe von 22% der an sie erfolgten Zuteilung verwenden. Dabei ist die Nutzung von CERs aufgrund des Preisunterschiedes durchaus attraktiv.

Versorgungssicherheit

In Bezug auf eine gesicherte Energieversorgung lässt sich feststellen, dass fossile Ressourcen wie z.B. Öl, Erdgas oder Kohle endlich sind. Die Erschließung bisher ungenutzter Rohstoffvorkommen ist in den letzten Jahren immer aufwändiger und damit teurer geworden. Zudem liegen die Rohstoffvorkommen teilweise in Regionen, die politisch als instabil gelten. Vor allem einige der Erdöl exportierenden Länder weisen erhebliche Unsicherheitspotenziale auf. Als Stichpunkte seien hier nur die Situation im Mittleren Osten sowie die Unruhen in Nigeria genannt. Auch bei der Gasversorgung aus Russland in die EU gab es in den letzten Jahren zeitweise Blockaden der Transitländer. Dabei deckt Russland fast 30% der Gasnachfrage Westeuropas ab und stellt somit den bedeutsamsten Lieferanten dar.

Während die bestehenden Energieversorgungswege also zum Teil mit Unsicherheit versehen sind, nimmt gleichzeitig der weltweite Energiehunger, getrieben von der prosperierenden Entwicklung in Ländern wie China, Indien oder Brasilien, stetig zu.

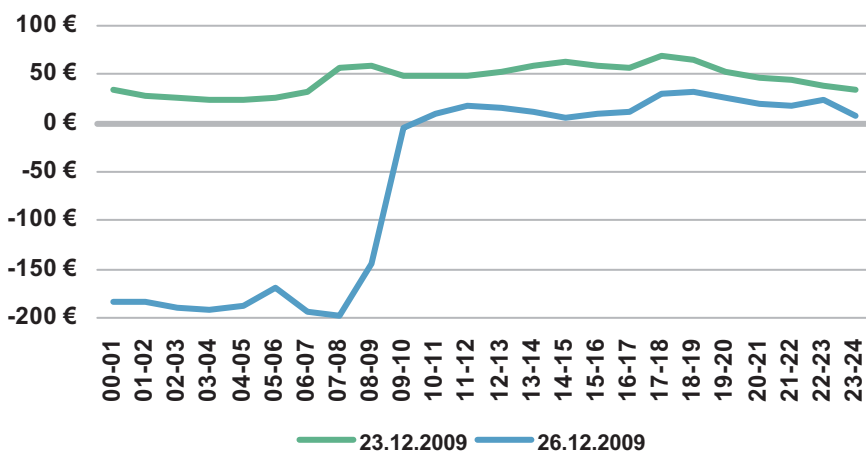
Die unterschiedlichen staatlichen Maßnahmen zur Förderung regenerativer Energien dienen folglich neben den ökologischen Zielen auch einer von Drittstaaten unabhängigeren Energieversorgung.

Allerdings wird das Thema Windenergie in Bezug auf Versorgungssicherheit nicht nur positiv gesehen. Größtes Handicap ist, dass die Stromerzeugung durch Windkraft von naturgemäß wechselhaften Windverhältnissen abhängt und kaum gesteuert werden kann. Dem stehen nachfrageseitig Lastspitzen durch bestimmte Verbrauchsprofile gegenüber. Dieses bedeutet einerseits erhöhte Herausforderungen für den Energiemix und andererseits steigende Anforderungen an die Stromübertragungsnetze.

Stromübertragungsnetze

Die Kapazität der Stromnetze gilt als neuralgischer Punkt für den weiteren Ausbau der Windenergie. So liegen die potenzialträchtigen Windstandorte oftmals weit entfernt von Gebieten mit dichter Besiedelung oder industrieller Nutzung. Außerdem weist Windkraft – ebenso wie Sonnenenergie – naturgemäß nur begrenzt vorhersehbare Schwankungen in der Stromerzeugung auf, was phasenweise zu Lastspitzen bei den Stromübertragungsnetzen führt. Auch die Energienachfrage sorgt für Ungleichgewichte auf dem Strommarkt. Je nach Tageszeit variiert der Stromverbrauch deutlich. Ein besonderes Problem stellen Tage mit sehr niedriger Nachfrage und gleichzeitig hoher Produktion dar. In Extremfällen kann der Strompreis in diesen Zeiten sogar negativ werden. In der nachstehenden Abbildung des Tagesverlaufs der Strompreise an der European Energy Exchange (EEX) kann man diesen Effekt im Vergleich eines Werktages (23.12.2009) mit einem Feiertag (26.12.2009) beispielhaft erkennen.

Ausgewählte Strompreis-Tagesverläufe an der EEX (in €/MWh)



Quelle: EEX

Zur Lösung der Angebots- und Nachfrageungleichgewichte und den damit verbundenen finanziellen Verwerfungen können mehrere Instrumente beitragen. Eine Option ist die Speicherung von Strom, wobei die kritische Frage ist, mit welcher Technik welche Mengen wie verlustarm gespeichert werden können.

Eine weitere Maßnahme ist der Ausbau grenzüberschreitender Stromnetze. So haben sich im Januar dieses Jahres die Nordseeanrainerstaaten auf ein Abkommen zum Bau des Nordsee-Stromverbundnetzes „Seatech“ verständigt. Das Konzept zielt auf einen deutlichen Ausbau der länderübergreifenden Stromnetze ab, um damit die üblichen Schwankungen bei der regenerativen Energieerzeugung zu nivellieren. Zentrales Element von Seatech ist die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ), mit der große Strommengen verlustarm über große Distanzen übertragen werden können. Angedacht ist, dann beispielsweise überschüssige Energie von Windenergieanlagen in der Nordsee über Pumpspeicherkraftwerke in Stauseen zu speichern.

Ein weiterer positiver Effekt nahezu verlustfreier grenzüberschreitender Stromversorgung ist das zeitverschiebungsbedingt zumindest leicht unterschiedliche Lastprofil von Ländern im Osten und im Westen der EU.

Auch aus Wettbewerbssicht und als Maßnahme zur Entwicklung eines gemeinsamen europäischen Strommarktes ist eine Erneuerung des europäischen Stromnetzes geboten. So könnten in Zukunft westeuropäische Energieerzeuger ihren überschüssigen Strom an osteuropäische Abnehmer veräußern oder andersherum. Als Folge käme der Endverbraucher in die Lage, seinen Strom zum günstigsten Preis in ganz Europa und nicht nur in seiner Region zu beziehen. Neben dem freien Verkehr von Waren, Dienstleistungen, Kapital und Arbeit, würde in der EU dann ebenfalls der freie Verkehr von Energie etabliert werden können.

Eine dritte Option zur Angleichung von Stromerzeugung und -verbrauch können Anreize zur Beeinflussung von Angebot und Nachfrage sein. Neben Maßnahmen zur technischen Stabilisierung von Stromnetzen, beispielsweise durch Spezifikationen zum so genannten technischen Blindstrom, den eine WKA ins Stromnetz gibt, geht es um die relativ eingängige Idee, in Überschussphasen „billige“ Strommengen gezielt an den Endverbraucher weiterzugeben. Denkbar ist, beispielsweise die Kühlphase einer Tiefkühltruhe oder – perspektivisch – die Ladephase eines Elektroautos in diese Zeiträume zu steuern. Dadurch dürfte den Versorgern der Absatz zu negativen Preisen erspart bleiben und die Verbraucher könnten einen Teil ihres Stromverbrauchs zu deutlich günstigeren Konditionen beziehen. Die Angleichung von Angebot und Nachfrage ist somit ein Milliardengeschäft.

Die Realisierung macht ein intelligentes Stromnetz erforderlich, in dem Stromerzeuger, -speicher und -verbraucher kommunikativ miteinander vernetzt sind. Diese so genannten „Smart Grids“ sind in der Lage, die für die automatisierte Steuerung benötigten Informationen in Echtzeit über Datennetze zu liefern. Versorger könnten auf diesem Weg den Stromverbraucher über Tarifsignale motivieren, überschüssigen und preiswerteren Strom zu konsumieren. Auf Verbraucherseite sind Smart Meter sowie geeignete Displays in der Lage, den aktuellen Stromverbrauch in kurzen Intervallen zu messen und anzuzeigen. Intelligente Mess- und Steuerungsgeräte können künftig einzelne Geräte ansprechen und so – auch bei Abwesenheit des Verbrauchers – die Nutzung von Billigtarifen ermöglichen. Die Preissignale der Versorger und die Daten der Smart Meter sind die Basis für die Haushalte, ihren Stromverbrauch gezielter zu steuern. Insgesamt sollte dies zu einer Angleichung von Stromangebot und

-nachfrage führen und insbesondere einen erhöhten Anteil von erneuerbaren Energien ermöglichen.

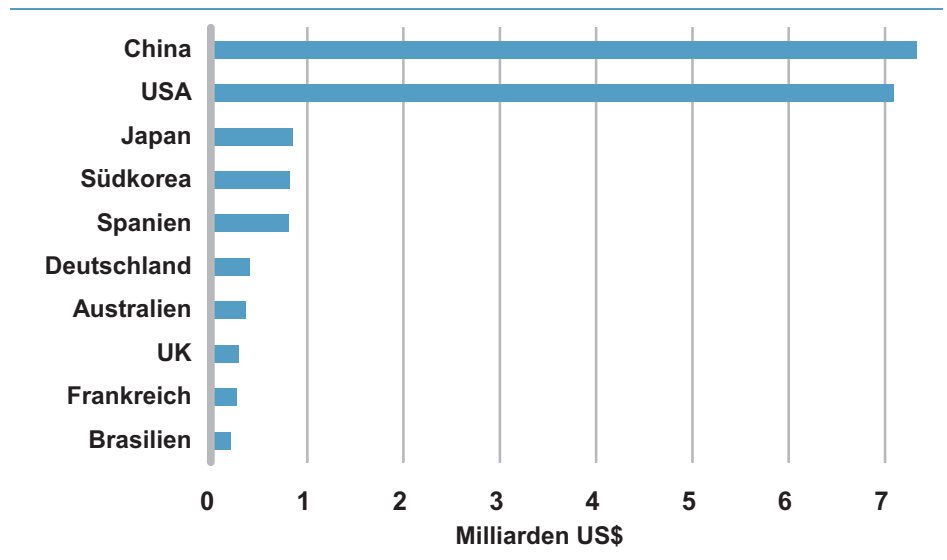
Ein Smart Grid würde zusätzlich auch das Problem der Energiespeicherung in Phasen hoher Energieproduktion vereinfachen. So würden nicht nur reguläre und teure Energiespeicher wie Pumpspeicherkraftwerke, Brennstoffzellen oder Druckluftspeicher als Speichermedium benutzt werden, sondern auch jedes Gerät, das in privaten Haushalten Energie speichern kann.

Nach Einschätzungen der IDC (International Data Corporation) werden 2015 weltweit etwa 15 Mrd. Haushaltsgeräte über das Netz miteinander kommunizieren. In Deutschland dürfen seit dem 1. Januar 2010 in Neubauten und aufwendig renovierten Gebäuden nur noch intelligente Stromzähler eingebaut werden. Dabei kommen derzeit allerdings noch vielfach so genannte teilmodulare Zähler zum Einsatz. Diesen fehlt das Steuerungsmodul, um einzelne Stromverbraucher anzusprechen. Für ein deutschland- oder europaweites Smart Grid ist dementsprechend zwingend eine Vereinheitlichung (Normierung) der Geräte notwendig. Bereits jetzt werden in Pilotprojekten ganze Regionen teilweise mit vollintegrierten Smart Metern ausgestattet. Diese Projekte dienen allerdings bisher vornehmlich der Datengewinnung. Denn erst ab dem 1. Januar 2011 dürfen deutsche Energieversorger ihre Kunden mit tageszeitabhängigen Tarifen versorgen.

Neben Energiekonzernen sind auch Unternehmen aus der Technologie- und Telekommunikationsbranche in der Entwicklung von Smart Grids involviert. Die Herstellung von High-Tech Mess- und Steuerungsgeräten für die Haushalte, sowie die Verarbeitung der riesigen Datenmengen zieht eine ganze Reihe von verschiedenen Industrien an. Joint Ventures, wie zum Beispiel zwischen der Deutschen Telekom und ABB, oder RWE und Microsoft deuten bereits an, welcher Wert dem Thema Smart Grids zugesprochen wird.

Auf Staatsebene werden ebenfalls große Investitionssummen bereitgestellt. Das japanische Nomura Research Institute rechnet bis 2030 in Europa, den USA und Japan mit Investitionen in Smart Grid Technologien in Höhe von 1,25 Billionen USD. Die USA teilte erst vor kurzem 3,4 Milliarden USD im Rahmen eines Konjunkturpaketes auf 100 Smart Grid Projekte auf. Zusätzlich wird von Investitionen in der Höhe von 4,7 Milliarden USD durch die partizipierenden Firmen ausgegangen. Chinas staatliche State Grid Corporation plant 586 Millionen USD in das chinesische intelligente Stromnetz zu investieren. Unternehmen wie Siemens, Cisco, Accenture, Hewlett-Packard, ABB, Westinghouse und Oracle planen in China ebenfalls Aktivitäten im Bereich der Smart Grid-Technologie. Zpryme, ein US-Forschungsinstitut aus Austin, Texas, schätzt die Investitionen in Smart Grids für 2010 gar noch höher ein. China soll demnach über 7,3 Milliarden USD in 2010 investieren.

Staatliche Investitionen in Smart Grid Technologien 2010

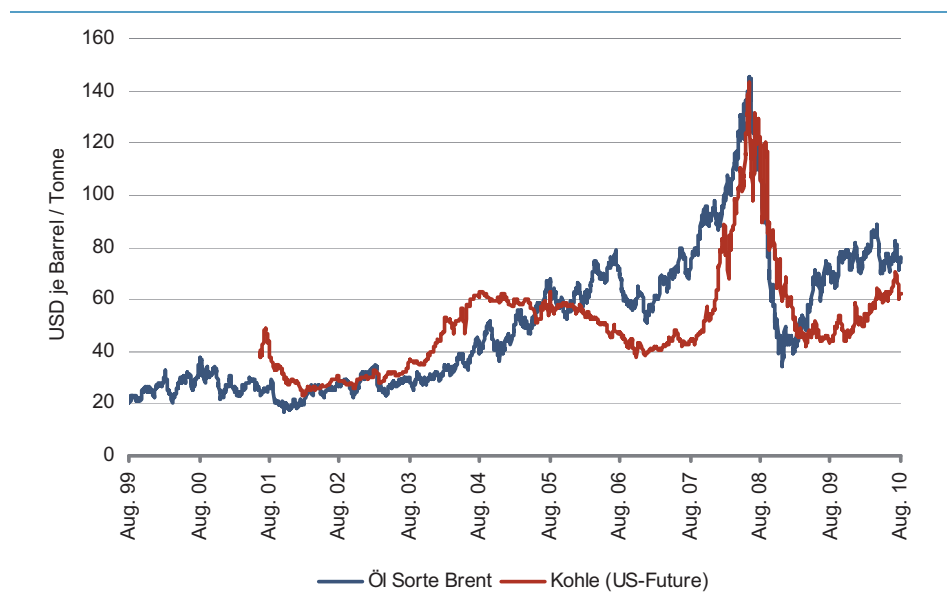


Quelle: Zpryme

Langfristige Entwicklung der Energiepreise

Die Themen Versorgungssicherheit und langfristige Entwicklung der Energiepreise sind eng miteinander verknüpft. Dies gilt zum einen, weil sich die Frage nach der Verfügbarkeit als Angebotsdeterminante auf den Preis auswirkt, und zum anderen, weil mit der mangelnden Verfügbarkeit einer Ressource zwangsläufig die Frage einhergeht, zu welchem Preis ein Substitut zu beschaffen ist. So sind die Preise für Kohle sowie für Öl und Gas im langjährigen Vergleich erheblich gestiegen – auch wenn die extremen Schwankungen innerhalb der letzten beiden Jahre primär dem aktuellen wirtschaftlichen Umfeld geschuldet waren.

Preisentwicklung von Öl und Kohle



Quelle: Bloomberg

Wie bereits zuvor dargestellt ist zudem die Emission von CO₂ zum Kostenfaktor geworden. Durch die Bepreisung des CO₂-Ausstoßes wurde der Kostenvorteil der auf fossilen Brennstoffen basierenden Kraftwerke ein Stück weit kompensiert. Außerdem können sich Unternehmen mit Windkraftprojekten im Ausland Gutschriften für CO₂-Emissionen sichern.

Und noch ein weiterer Aspekt ist zu berücksichtigen: Für eine heute installierte WKA sind der zukünftige Stromertrag und damit die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten weitgehend feststehend. Basis dafür ist eine zwar nicht kurzfristig aber doch im langfristigen Durchschnitt relativ gut prognostizierbare Windausbeute sowie die Berücksichtigung von Ausfallversicherungen etc.

In Bezug auf Kernenergie mag dies auf den ersten Blick auch für bestehende Kraftwerke gelten – allerdings mit der maßgeblichen Einschränkung, dass die Endlagerung atomarer Abfälle noch ungeklärt ist und damit ein erhebliches Kostenrisiko darstellt. Bei neuen Kernkraftwerksprojekten wird beispielhaft an dem Reaktor-Neubau beim finnischen Kernkraftwerk Olkiluoto deutlich, dass ursprünglich unterstellte Kostenplanungen schnell Makulatur werden.

Vor diesem Hintergrund erklärt sich das stark gestiegene Engagement großer, kapitalstarker Energieversorger und Ölkonzerne, wie RWE, E.ON, Iberdrola, Royal Dutch Shell oder BP im Erneuerbare Energien Segment. Mit deren Markteintritt hat erwartungsgemäß die durchschnittliche Größe einzelner Windkraftprojekte zugenommen.

Aktuelle Entwicklung der wichtigsten Märkte im Überblick

Europa

Strombilanz 2008

in GWh		
Kohle	925.456	25,8%
Kernenergie	921.778	25,7%
Erdgas	868.798	24,2%
Erneuerbare Energien	735.919	20,5%
Abfälle	37.281	1,0%
Öl	103.811	2,9%
	3.593.043	100,0%

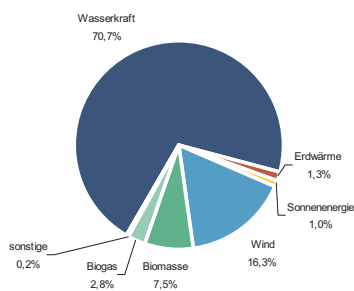
Quelle: IEA, 2010

Erneuerbare Energien

in GWh	2003	2008	CAGR
Wasserkraft	466.441	520.550	2,2%
Erdwärme	6.929	9.932	7,5%
Sonnenenergie	481	7.479	73,1%
Gezeitenkraft	539	513	-1,0%
Wind	44.585	120.067	21,9%
Biomasse	29.596	55.538	13,4%
Biogas	10.293	20.239	14,5%
sonstige	1.185	1.601	6,2%
	560.049	735.919	5,6%

Quelle: IEA, 2010

Regenerativer Energiemix 2008



Quelle: IEA, 2006

Europas Ressourcen der Stromerzeugung sind breit verteilt. Kohle, Kernenergie und Erdgas erzeugten nach den Daten der Internationalen Energie Agentur (IEA) (für OECD Europe) jeweils ungefähr ein Viertel der 2008 erzeugten 3.593 TWh Strom. Die Erneuerbaren Energien hatten insgesamt einen Anteil von 20,5%, die Windkraft von 3,3% an der Stromerzeugung. Ungeachtet dieses prozentual geringen Anteils ist Europa bei der Nutzung von Windenergie als der heute ausgereiftesten Form der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, weltweit führend. Dies gilt sowohl für die Gesamtkapazität bereits installierter Anlagen als auch für die technologische Stellung europäischer Hersteller, die trotz regional widriger Wettbewerbsbedingungen zu den Weltmarktführern gehören.

Der europäische Windenergiemarkt ist wegen unterschiedlicher topografischer Verhältnisse und der historisch gewachsenen Energieversorgungsstrukturen sehr heterogen. Dies spiegelt sich in der Entwicklung in den einzelnen Ländern wider. Hervorzuheben sind dabei beispielsweise die frühen Windmärkte Dänemark und Deutschland sowie Spanien, das hinsichtlich des Zubaus von WEA in Europa in den letzten Jahren am dynamischsten wuchs. Fast ein Viertel der 2009 in Europa neu installierten Kapazität wurde mit 2.459 MW in Spanien realisiert. Beim Thema Offshore, das mit Ausnahme von China bisher ausschließlich in Europa stattfindet, hat Großbritannien mit 883 MW mittlerweile Dänemark den ersten Rang abgelaufen. Interessant ist auch ein Blick auf die bisher kaum entwickelten osteuropäischen Märkte – allen voran Polen.

Der fortschreitende Ausbau der Windenergie ist sowohl auf klare Förderrichtlinien als auch ehrgeizige politische Ziele zurückzuführen. Während die Energiepolitik, insbesondere hinsichtlich der Förderung von Erneuerbaren Energien, in den Ländern jeweils individuell geregelt ist, hat sich die EU zumindest auf ein einheitliches Gesamtziel verständigt. Die EU-Kommission hat im Januar 2007 eine New Energy-Strategie vorgestellt. Diese wurde im März 2007 von den Spitzen der Mitgliedsländer angenommen. Zentrales Element ist das bindende Ziel, bis 2020 den Anteil regenerativ erzeugter Energie auf 20% zu steigern. Daraus lässt sich nach Einschätzung der EWEA ein Anteil von 34% an der Stromproduktion ableiten. Die EWEA erwartet bis 2020 etwa 190 GW onshore und 40 GW offshore installierter Windkraftkapazität. Damit sollten dann 14-17% des europäischen Stromverbrauchs durch Windenergie erzeugt werden.

Im Januar 2008 veröffentlichte die EU-Kommission einen Richtlinienvorschlag für die nationale Umsetzung der Gesamtziele.

Nationale Gesamtziele für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen

	Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Endenergieverbrauch 2005	Zielwert für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Endenergieverbrauch 2020
Schweden	39,8%	49%
Lettland	34,9%	42%
Finnland	28,5%	38%
Österreich	23,3%	34%
Portugal	20,5%	31%
Estland	18,0%	25%
Rumänien	17,8%	24%
Dänemark	17,0%	30%
Slowenien	16,0%	25%
Litauen	15,0%	23%
Frankreich	10,3%	23%
Bulgarien	9,4%	16%
Spanien	8,7%	20%
Polen	7,2%	15%
Griechenland	6,9%	18%
Slowakische Republik	6,7%	14%
Tschechische Republik	6,1%	13%
Deutschland	5,8%	18%
Italien	5,2%	17%
Ungarn	4,3%	13%
Irland	3,1%	16%
Zypern	2,9%	13%
Niederlande	2,4%	14%
Belgien	2,2%	13%
Vereinigtes Königreich	1,3%	15%
Luxemburg	0,9%	11%
Malta	0,0%	10%

Quelle: Richtlinienvorschlag der EU-Kommission zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen

Auch im Kontext eines liberalisierten europäischen Strommarkts spielt Windenergie eine wichtige Rolle. Die EU Kommission sieht derzeit vier maßgebliche Wettbewerbshürden: (1) unzureichende Grenzkuppelstellen im Stromnetz, (2) dominante, integrierte Stromkonzerne, (3) parteiische Netzbetreiber und (4) und geringe Liquidität im Stromgroßhandel. Vor diesem Hintergrund arbeitet die Kommission an einer „Policy-Roadmap“ bis 2050. Windkraft wird dabei als eine der Hauptressourcen der zukünftigen Energieversorgung gesehen.

Ausblick

Der Umbau der Energieversorgung wird über Jahre zu den zentralen Themen gehören. Dabei wird die Windkraft eine wichtige Rolle spielen. Speziell die osteuropäischen Länder, deren wirtschaftlicher Aufholprozess mit einem zunehmenden Energiebedarf einhergehen dürfte, haben hier Nachholbedarf und Potenzial. Gleichwohl werden die „alten“ Windmärkte durch weiteren Ausbau sowie Repowering auch weiterhin eine gewichtige Rolle spielen.

Strombilanz 2008

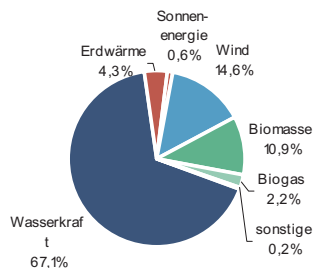
in GWh		
Kohle	2.132.596	49,1%
Kernenergie	837.804	19,3%
Erdgas	910.589	21,0%
Erneuerbare Energien	382.342	8,8%
Abfälle	22.278	0,5%
Öl	57.776	1,3%
	4.343.385	100,0%

Quelle: IEA, 2010

Erneuerbare Energien

in GWh	2003	2008	CAGR
Wasserkraft	278.609	256.714	-1,6%
Erdwärme	14.870	16.581	2,2%
Sonnenenergie	848	2.450	23,6%
Gezeitenkraft	0	0	-
Wind	11.300	55.696	37,6%
Biomasse	39.711	41.619	0,9%
Biogas	6.317	8.494	6,1%
sonstige	1.139	788	-7,1%
	352.794	382.342	1,6%

Quelle: IEA, 2010

Regenerativer Energiemix 2008

Quelle: IEA, 2010

USA

2009 war für die Windkraftbranche in den USA ein Rekordjahr. WKA mit einer Gesamtnennleistung von fast 10 GW gingen neu ans Netz. Zwar spricht der bisherige Jahresverlauf 2010 nicht für eine kurzfristige Wiederholung dieses Rekordniveaus, dennoch bietet der US-Markt in absehbarer Zukunft viel Potenzial. Nach wie vor ist der Energiebedarf der USA immens. Von 4.343 TWh Strom, die 2008 in den USA erzeugt wurden, stammten erst 1,2% aus Windkraft. Da sich die Gesamtkapazität der WKA seit Ende 2007 mehr als verdoppelt hat, dürfte sich auch der Stromertrag entsprechend erhöht haben.

Dank der Maßnahmen zur Stimulierung der Konjunktur und durch zahlreiche Anreize für erneuerbare Energien wuchs der amerikanische Windmarkt in den Jahren 2008 und 2009 in bis dahin ungeahntem Tempo mit 8.358 MW bzw. 9.996 MW neu installierter Nennleistung deutlich. Auch im Bestand haben die USA mit insgesamt 35.064 MW installierter Leistung Deutschland als Marktführer überholt.

Der Ausbau ist noch immer vor allem auf die Förderung durch den Production Tax Credit (PTC) zurückzuführen. Dieser garantiert den Betreibern von Windkraftanlagen eine Steuergutschrift, die für zuletzt auf 0,021 USD je produzierter Kilowattstunde (kWh) in den ersten 10 Jahren festgesetzt wurde. Eine Verlängerung des PTC bis 2012 wurde im Rahmen des US-Konjunkturpakets beschlossen. Die dreijährige Verlängerung begegnet Turbulenzen der Vergangenheit, in der das Auslaufen dieses bisher wichtigsten Förderinstruments stets zu einem Einbruch der neu installierten Kapazität im Folgejahr geführt hat. Alternativ zur produktionsabhängigen Steuergutschrift sollen 30% der Kapitalkosten eines Windparks im ersten Jahr als Investment Tax Credit (ITC) geltend gemacht werden können. Für Projekte die 2009 oder 2010 beginnen und vor 2013 fertig gestellt werden, wurde die Möglichkeit geschaffen, dass dieser Investitionskostenzuschuss vorab ausbezahlt werden kann. Damit wird dem Problem begegnet, dass Entwickler von Windfarmen häufig nicht genug Steuern zahlen, um die Gutschriften voll auszuschöpfen.

Darüber hinaus wird diskutiert, ob weitere Instrumente notwendig sind, um die erneuerbaren Energien zu fördern. Die Klimapolitik der USA setzt auf Bundesebene vorrangig auf bislang nicht erfolgreiche freiwillige Maßnahmen und Forschungsförderungen. Einige Bundesstaaten (insbesondere Kalifornien) beschlossen regional strengere Regeln für Teilbereiche. Außerdem wurden von den USA bereits 40 Mrd. USD Kreditgarantien zur Unterstützung von Investitionen bereitgestellt, die helfen sollen, die Treibhausgasemission oder Luftschadstoffe zu vermeiden oder zu verringern. Bisher haben 28 Staaten auf bundesstaatlicher Ebene so genannte Renewable Portfolio Standards (RPS) eingeführt, welche die Stromversorger dazu verpflichten, einen gewissen Anteil ihrer Strommenge aus erneuerbaren Energien zu decken.

Bisher sind die USA in erheblichem Maße von Öl- und Gasimporten abhängig, da der hohe Bedarf bei weitem nicht durch die eigene Produktion gedeckt werden kann. Allein in den letzten 20 Jahren haben sich die Ölimporte der USA verdoppelt. Von den Hauptherkunftsländern des importierten Öls sind einige als politisch instabil einzustufen. Daher spielt die Versorgungssicherheit eine sehr wichtige Rolle in der nationalen Energiepolitik der USA. Auch der bis Mitte

2008 stark gestiegene Ölpreis hat das Interesse für Alternativen geweckt. Insbesondere haben sich die USA zum Ziel gesetzt, bis 2025 etwa 75% der Rohölimporte aus dem Nahen Osten durch alternative Energieressourcen zu ersetzen.

Ökologische Ziele spielten lange Zeit in den USA kaum eine Rolle. So wurde beispielsweise das Kyoto-Protokoll nicht ratifiziert. Allerdings haben in den letzten Jahren zunehmende Wetterextreme, wie z.B. der Hurrikan „Katrina“, zu einem größeren Umweltbewusstsein geführt. Die USA wollen bis 2020 etwa 25 Mio. Haushalte mit Strom aus Windenergie zu versorgen. Laut einer Studie des Department of Energy (DOE) könnten im Jahr 2030 20% des Strombedarfs der USA aus Windenergie gedeckt werden. Heute beträgt dieser Anteil gerade einmal knapp 2%. Aus technischer Sicht sei dieses Ziel laut DOE ohne größere Probleme möglich. Allerdings gilt hierbei das Stromnetz der USA als größter Engpassfaktor. So würde schon eine Verdopplung der Windkraft-Kapazitäten zu gravierenden Überlastungen bzw. Engpässen führen.

Ein Grossteil der Windkraftanlagen, die in den nächsten Jahren in den USA gebaut werden sollen, können onshore installiert werden, da die windreichen Standorte in den USA noch lange nicht ausgeschöpft sind. Damit die USA das Ziel erreichen, bis 2030 insgesamt 20% der Stromversorgung aus Windenergie zu realisieren, müssten insgesamt Windkraftanlagen mit einer Leistung von 300 GW installiert sein. Derzeit stehen in den USA Windräder mit einer Leistung von ca. 35 GW. Laut dem DOE müssten von den Neuinstallationen nur ca. 50 GW offshore installiert werden. Trotz der mit Offshore-Windparks verbundenen technologischen Herausforderungen und höheren Kosten planen die USA, ihr Offshore-Windpotenzial, welches laut einer Studie des National Renewable Energy Laboratory (NREL) mehr als 1.000 GW beträgt, besser auszunutzen.

Ausblick

Nachdem das Jahr 2009 ein neues Rekordjahr für neue Windkraftinstallationen war, dürfte die Entwicklung in 2010 etwas moderater ausfallen, gleichwohl aber auf hohem Niveau bleiben. Nach wie vor ist die Nutzung regenerativer Ressourcen angesichts der hohen Abhängigkeit von Rohstoffimporten sowie infolge ökologischer Zielsetzung ein wichtiges Thema. Aufgrund der geografischen und der wirtschaftlichen Dimension der USA sind auch in den kommenden Jahren signifikante Ausbautzahlen zu erwarten.

China

Nach Zahlen der IEA hat China in 2009 erstmals die USA als weltgrößten Energieverbraucher abgelöst. Die konsumierte Energiemenge entspricht einem Öl-Äquivalent von 2,252 Mrd. Tonnen – 4% mehr als die USA verbraucht haben. Vor zehn Jahren entsprach der chinesische Energieverbrauch noch etwa einem Drittel von dem der USA. Mit dem stark wachsenden Energiehunger der Volksrepublik verschieben sich globale Energieverbrauchsmuster. So ist China in diesem Jahr voraussichtlich weltgrößter Kohleimporteur, nachdem das Land vor drei Jahren noch Exporteur war.

Vor diesem Hintergrund investiert China in so ziemlich alles, was mit Energie zu tun hat. Damit hat sich das Land auch auf Platz 1 beim Wachstum der installierten Windkraft geschoben.

Nach Angaben der IEA betrug 2008 die Stromproduktion in China 3.494.904 GWh. Das Wirtschaftswachstum in China von rund 10% geht mit einer überproportionalen Steigerung der Stromnachfrage einher. Engpässen bei der Stromversorgung will die Regierung vorrangig durch den Bau neuer Kohlekraftwerke entgegenwirken. Der aus Kohle gewonnene Strom deckte 2008 rund 78,9% des chinesischen Strombedarfs, was das Thema Umweltschutz, nicht zuletzt im Umfeld der Olympischen Spiele, zunehmend in das Blickfeld der chinesischen Politik und Öffentlichkeit rückte. Die erneuerbaren Energien stellten bis dahin 17,2% der Stromproduktion, allerdings fast ausschließlich in Form von Wasserkraft. Die Bedeutung der Wasserkraft in der chinesischen Energiepolitik wird u.a. an Großprojekten wie dem Drei-Schluchten-Staudamm mit einer Gesamtleistung von 18.200 MW deutlich. Die Windkraft gewinnt jedoch zunehmend an Bedeutung und wies im Zeitraum von 2003 bis 2008 eine durchschnittliche Wachstumsrate von 66,0% p.a. auf.

China sieht sich infolge des starken wirtschaftlichen Wachstums einem rasant zunehmendem Energiebedarf ausgesetzt. Zur Aufrechterhaltung des dynamischen Wirtschaftswachstums braucht die Volksrepublik auch in absehbarer Zukunft immer mehr Energie. Um dabei die Abhängigkeit von Energieimporten zu reduzieren, baut die chinesische Regierung auch auf erneuerbare Energien. Zwar ist der Anteil der erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) an der Stromerzeugung mit derzeit knapp 3% noch überschaubar, wäre nicht der gesamte Energiemarkt so enorm groß. Zudem soll sich dieser Anteil deutlich erhöhen. Vor allem die Windindustrie profitiert von diesem Ziel. Bis 2020 sollten nach ursprünglichen Zielen 30 GW an Windkraft installiert werden. Doch diese Zahlen sind bereits Makulatur. Bereits Ende 2009 waren über 25 GW installiert, womit China Platz 2 hinter den USA einnimmt. Beim Zubau war die Volksrepublik mit 13,8 GW im vergangenen Jahr die Nr. 1. Damit wird auch das neue Ziel greifbar, bis 2020 WKA mit einer Gesamtkapazität von 100 GW installiert zu haben. 15% des Stromverbrauchs sollen dann per Windkraft erzeugt werden.

Strombilanz 2008

in GWh		
Kohle	2.759.182	78,9%
Kernenergie	68.394	2,0%
Erdgas	43.008	1,2%
Erneuerbare Energien	600.798	17,2%
Abfälle	0	0,0%
Öl	23.522	0,7%
	3.494.904	100,0%

Quelle: IEA, 2010

Erneuerbare Energien

in GWh	2003	2008	CAGR
Wasserkraft	283.681	585.187	15,6%
Erdwärme	-	-	-
Sonnenenergie	69	172	20,0%
Gezeitenkraft	-	-	-
Wind	1.039	13.080	66,0%
Biomasse	2.412	2.359	-0,4%
Biogas	-	-	-
	280.648	600.798	9,5%

Quelle: IEA, 2010

Regenerativer Energiemix 2008



Quelle: IEA, 2010

Einen kräftigen Schub erfuhr die Windenergie in China durch das Gesetz für erneuerbare Energien, das im Jahr 2006 in Kraft trat. Es garantiert die Einspeisung von Elektrizität aus Windkraft. Die örtlichen Behörden sind für den Bau von Zufahrtsstraßen und Verteilungsstationen zuständig, die Netzünternehmen haben die Verteilung über Netze zu garantieren. Außerdem wurde ein Versteigerungsverfahren eingeführt, bei dem über den Vergütungspreis das Recht zur

Errichtung und zum Betrieb eines Windparks vergeben wird. Ebenfalls eine große Rolle spielen CDM-Projekte.

Hintergrund der politischen Förderung ist neben dem immensen Energiebedarf die verstärkte Beachtung von Umweltproblemen, wenn auch bei weitem nicht in dem Ausmaß wie in den europäischen Ländern. China hat zwar das Kyoto-Protokoll nicht ratifiziert, jedoch gelangen Probleme wie beispielsweise Luftverschmutzung und Gewässerbelastung, die durch die Verbrennung von fossilen Energieträgern entstehen, immer mehr in das Bewusstsein der Chinesen.

Die Regierung plant hierzu, bis 2020 eine Reihe von Großprojekten zu realisieren. So sollen unter anderem sechs Windparks mit einer Kapazität von jeweils 1.000 MW entstehen. Für diese 1.000 MW-Projekte wurden die Regionen Dabancheng in Xinjiang, Yumen in Gansu, die Küste von Jiangsu und Shanghai, Huitengxile in der inneren Mongolei, Zhanbei in Hebei und Baicheng in Jilin ausgewählt. Außerdem hat die Regierung 10.000 MW-Projekte in Gansu, Jiangsu und der inneren Mongolei angekündigt.

Offshore

Der Global Wind Energy Council schätzt das Offshore Potenzial Chinas auf 300 GW. Erforschungen der chinesischen Küste durch das Meteorologische Büro der Volksrepublik zeigen, dass nur eine Fläche von 157.000 km² eine Wassertiefe von 0 bis 20 Meter aufweist. Wirtschaftlich realisierbar sind dort ca. 3 bis 5 MW pro km², so dass sich daraus ein theoretisches Potenzial von 471 bis 785 GW ergibt. Seit 2009 wird in der Nähe von Shanghai der erste chinesische Offshore Windpark errichtet. Das Projekt hat eine Gesamtkapazität von 102 MW. Ende 2009 waren 20 WKA mit insgesamt 60 MW Leistung errichtet. Ein weiteres Offshore-Projekt plant die Provinz Guandong. Auf einer Fläche von 240 km² soll ein 1,25 GW Windpark entstehen.

Ausblick

Der chinesische Windkraftmarkt hat bei einem weiterhin dynamischen Wirtschaftswachstum und einem damit einhergehenden steigenden Strombedarf ein nachhaltiges Wachstum vor sich. Selbst wenn sich der jährliche Zubau nicht mehr nennenswert weiter beschleunigt, wird China ein bedeutender Wachstumsmotor für die Branche bleiben und bis zum Ende des Jahrzehnts die USA als größten Windenergiemarkt eingeholt haben. Zur Achillesferse könnte allerdings auch in China die Netzinfrastruktur werden.

Prognose der weltweiten Entwicklung

Vor dem Hintergrund des erwarteten Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstums in den Schwellen- und Entwicklungsländern ist in den kommenden Jahren von einer weiteren Zunahme des weltweiten Stromverbrauchs auszugehen. So erwartet die IEA in den kommenden fünf Jahren einen jährlichen Anstieg des Gesamtenergieverbrauchs um 2,5%. Angesichts veränderter Nutzung, beispielsweise im Hinblick auf Elektromobilität, dürfte der Stromverbrauch in den nächsten Jahrzehnten eher überdurchschnittlich steigen. Infolge der von der Politik forcierten Nutzung erneuerbarer Energien kann die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern verringert und das drohende CO₂-Emissionswachstum begrenzt werden.

Regional wird der Windenergiemarkt weiter an Breite gewinnen. Zahlreiche Länder werden erste WKA-Installationen aufweisen, in anderen wird erstmals ein nennenswertes Volumen erreicht. Die „frühen“ Windmärkte Deutschland und Dänemark werden beim Zubau nicht wieder an die Spitzenposition zurückkehren gleichwohl aber nennenswerte Ausbautzahlen realisieren. Dabei wird das Thema Offshore-Windkraft in Deutschland eine zunehmende und in Großbritannien ganz klar die wichtigste Rolle spielen. Die Länder mit dem höchsten Zubau werden vorerst China und mit einigem Abstand die USA bleiben.

Insgesamt erwarten wir für 2010 einen weltweiten Zubau von knapp 35 GW installierter Leistung. Im mittelfristigen Szenario 2009 bis 2014 rechnen wir weltweit mit einem jährlichen durchschnittlichen Bestandswachstum von 19,5%. Im Langfristszenario 2015 bis 2019 wird sich das Wachstum auf 9,5% etwas verlangsamen.

In die Modellrechnung der HSH Nordbank sind verschiedene Faktoren eingeflossen. Wir haben uns bei der Stromproduktion primär auf die Prognosen für die einzelnen Märkte konzentriert und die Emissionsvorgaben aus dem Kyoto-Protokoll sowie nationale Zielsetzungen berücksichtigt. Soweit Datenmaterial über geplante Projekte vorhanden war, wurde dieses in der Prognoserechnung verwendet.

Das Windmodell der HSH Nordbank

in MW	Bestand			Netto-Zubau					Bestand		CAGR	
	2007	2008	2009	2010e	2011e	2012e	2013e	2014e	2014e	2019e	09-14e	14-19e
Belgien	287	415	563	240	160	200	200	200	1.563	1.600	22,7%	0,5%
Dänemark	3.125	3.163	3.465	250	280	300	350	400	5.045	6.000	7,8%	3,5%
Deutschland	22.247	23.903	25.777	1.800	1.900	2.050	2.100	2.200	35.827	47.000	6,8%	5,6%
Frankreich	2.454	3.404	4.492	1.100	1.600	2.000	2.200	2.200	13.592	22.000	24,8%	10,1%
Griechenland	871	985	1.087	150	180	200	400	500	2.517	5.000	18,3%	14,7%
Großbritannien	2.406	2.974	4.051	1.600	2.000	2.100	2.050	2.000	13.801	22.000	27,8%	9,8%
Italien	2.726	3.736	4.850	1.000	1.200	1.300	1.400	1.500	11.250	16.000	18,3%	7,3%
Niederlande	1.747	2.225	2.229	150	220	240	220	200	3.259	4.400	7,9%	6,2%
Polen	276	544	725	300	500	600	700	800	3.625	9.000	38,0%	19,9%
Portugal	2.150	2.862	3.535	700	800	900	1.000	900	7.835	11.000	17,3%	7,0%
Schweden	788	1.048	1.560	500	600	700	800	1.000	5.160	10.000	27,0%	14,1%
Spanien	15.145	16.689	19.149	1.600	1.700	1.800	2.000	2.000	28.249	37.000	8,1%	5,5%
Sonstige	6.329	7.371	8.697	1.774	2.680	3.770	4.510	5.020	26.451	47.500	23,7%	12,4%
Total Europa	57.140	65.741	76.152	10.674	13.380	15.660	17.380	18.320	151.566	230.900	14,8%	8,8%
China	5.910	12.020	25.805	12.000	12.500	13.000	14.000	14.000	91.305	140.000	28,8%	8,9%
USA	16.824	25.068	35.064	7.000	10.000	10.500	12.000	12.000	86.564	140.000	19,8%	10,1%
Rest of World	13.926	17.467	21.484	5.158	6.773	7.236	8.060	8.740	57.451	97.800	20,5%	11,2%
Total Welt	93.800	120.296	158.505	34.832	42.653	46.396	51.440	53.060	386.886	608.700	19,5%	9,5%

Quelle: European Wind Energy Association, HSH Nordbank AG

Ausgewählte europäische Länder im Portrait

Deutschland

Zusammenfassung

- Im Zeitraum 2003 bis 2008 wies die Stromerzeugung aus Windenergie ein durchschnittliches Wachstum von 16,6% auf.
- Ende 2009 waren 25.777 MW Nennleistung installiert.
- Bis 2020 soll der Anteil regenerativer Energie an der Stromversorgung 30% betragen, bis 2050 soll mindestens die Hälfte der Elektrizität regenerativ erzeugt werden.
- Strom aus Windkraft wird mit festen Vergütungspreisen gefördert. Diese sind im Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) festgelegt, das im Juni 2008 mit Wirkung zum 1.1.2009 novelliert wurde.
- Bis 2014 erwarten wir ein durchschnittliches Bestandswachstum der Windenergie von 6,8% p.a.

Bestandsaufnahme

Deutschland produzierte nach den Zahlen der International Energy Agency (IEA) im Jahr 2008 in 631.211 GWh Strom. Nach wie vor entfällt der größte Anteil auf den Energieträger Kohle, der 46,0% an der Gesamtproduktion stellte. Bei den regenerativen Energien nimmt die Windenergie mit 40.574 GWh (48,8%) klar die Spitzenrolle ein. Der Anteil der Windenergie an der Stromerzeugung konnte in Deutschland von 3,1% in 2003 auf 6,4% Ende 2008 mehr als verdoppelt werden. Die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate in der Periode 2003 bis 2008 betrug für den Bereich Windenergie 16,6%.

Der jährliche Zubau lag in den letzten Jahren relativ stabil zwischen 1.500 und 2.000 MW. Mit 952 neu errichteten WKA wurden 2009 zusätzlich 1.917 MW an das deutsche Stromnetz angeschlossen. Mit diesem Zubau und unter Berücksichtigung des Rückbaus von knapp 37 MW kommt Deutschland auf einen Bestand von 21.164 Turbinen mit einer Nennleistung von 25.777 MW. Den einstigen Spitzenreiterstatus musste Deutschland an die USA abtreten und auch die Volksrepublik China ist inzwischen vorbeigezogen. Im ersten Halbjahr 2010 wurden 332 Anlagen mit insgesamt fast 660 MW Nennleistung installiert. Abzüglich des Rückbaus wird die Gesamtnennleistung per 30.06.2010 mit 26.387 MW beziffert.

Das rückläufige Wachstum ist vor allem auf die knapper werdenden (Onshore-) Standorte mit hohem Windpotenzial zurückzuführen. Der seit Jahren erhoffte Schub aus dem Offshore-Bereich blieb bisher deutlich hinter den Erwartungen zurück; immerhin hat mit dem öffentlich geförderten Windpark Alpha Ventus inzwischen der erste deutsche Offshore-Windpark den Betrieb aufgenommen. Hohe Anforderungen an die Technik und damit steigende Investitionskosten hemmten hier bisher die Verwirklichung. Außerdem fehlen die Erfahrungen in diesem Gebiet. Mit Rücksicht auf Naturschutzinteressen entlang der Küste, z.B. des Nationalparks Wattenmeer, die Nutzung durch Schifffahrt und Fischerei sowie touristische Interessen liegen die in Deutschland für Offshore-

Strombilanz 2008

in GWh		
Kohle	290.645	46,0%
Kernenergie	148.495	23,5%
Erdgas	87.654	13,9%
Erneuerbare Energien	83.223	13,2%
Abfälle	11.950	1,9%
Öl	9.244	1,5%
	631.211	100,0%

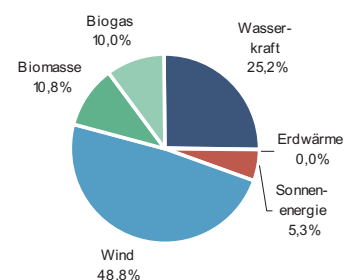
Quelle: IEA, 2010

Erneuerbare Energien

in GWh	2003	2008	CAGR
Wasserkraft	19.264	20.942	1,7%
Erdwärme	0	18	-
Sonnenenergie	333	4.420	67,7%
Gezeitenkraftwerk	0	0	-
Wind	18.859	40.574	16,6%
Biomasse	2.775	8.960	26,4%
Biogas	2.968	8.309	22,9%
	44.199	83.223	13,5%

Quelle: IEA, 2010

Regenerativer Energiemix 2008



Quelle: IEA, 2010

Windkraft in Frage kommenden Flächen überwiegend in der „Ausschließlichen Wirtschaftszone“ (AWZ). Im Gegensatz zu den Offshore-Parks in vielen anderen Ländern, stehen die Anlagen damit in der Regel mehr als 30 Kilometer vor der Küste und in 30-40 Meter tiefem Wasser.

Onshore wird das Wachstum von dem Mangel an Standorten mit guten Windverhältnisse gebremst. Die besten Lagen befinden sich an den Küsten von Nord- und Ostsee. In 50 Metern Höhe sind hier durchschnittliche Windgeschwindigkeiten von 8 bis 9 m/s erzielbar. In Mitteldeutschland sinkt die Windgeschwindigkeit auf 7 bis 8 m/s und nimmt in Richtung Süden auf 5,5 bis 7 m/s ab. Die gemessenen Geschwindigkeiten offshore auf 50 Metern Nabenhöhe sind mit denen an den besten Landstandorten zu vergleichen. Zudem ist mit einer höheren Auslastung der Anlagen zu rechnen. Schätzungen gehen von 40% bis 45% aus, verglichen mit 15% bis 25% onshore.

Politische Zielsetzung

Im Rahmen des europäischen Lastenausgleichs hat sich Deutschland zu einer Senkung des Ausstoßes der sechs nach dem Kyoto-Protokoll relevanten Treibhausgase bis 2012 um durchschnittlich 21% gegenüber 1990 verpflichtet. Bereits 2009 wurde mit einer Reduzierung um 22,5% die Zielgröße übererfüllt. Im Jahr 2000 wurde zwischen der damaligen rot-grünen Bundesregierung und den großen Energieversorgungsunternehmen eine Konsensvereinbarung zum schrittweisen Ausstieg aus der Atomenergie beschlossen. Die amtierende liberal-konservative Regierung erwägt zwar eine teilweise Verzögerung des Atomausstiegs, den temporär diskutierten Ausstieg aus dem Ausstieg wird es aber wohl nicht geben, da sich diesbezüglich die Stimmung sowohl in der Bevölkerung als auch in der Regierungskoalition erkennbar gegen die Atomenergie verändert hat. Stattdessen werden vielmehr ehrgeizigere Ausbaupläne für Erneuerbare Energien angestrebt.

Entsprechend Anhang I der Richtlinie 2009/28/EG betrug der Anteil der Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2005 5,8%. Auf Basis dieses Startwerts hat sich Deutschland verpflichtet, seinen Anteil an Energie aus erneuerbaren Quellen bis zum Jahr 2020 auf mindestens 18,0% zu steigern.

Das mittelfristige Ziel der Bundesregierung ist eine Minderung der Treibhausgase bis 2020 um 40%. Gesetzlich definiertes Ziel ist dabei ein Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von mindestens 30%. Langfristig, d.h. bis 2050, soll ungefähr die Hälfte der Energie aus erneuerbaren Energiequellen stammen. Der Anfang August von der Bundesregierung beschlossene „Nationale Allokationsplan für Erneuerbare Energie“ prognostiziert für 2020 sogar einen Anteil von 38,6%. Dabei wird von einer 2020 installierten Windleistung von 45,75 GW – davon 10 GW offshore – ausgegangen. Die mögliche Verdopplung des Anteils von regenerativ erzeugtem Strom von aktuell rund 17% über die kommenden Jahre ist auch als Eckpunkt im geplanten „nationalen Energiekonzept“ zu erwarten, welches die Bundesregierung im Herbst vorlegen will. Mit dem Ausbau der Windkraft könnte zum Teil die dann fehlende Stromproduktion aus Atomenergie ersetzt werden. Bis 2020 ist von einer zu ersetzenden Kapazität von 40.000 MW auszugehen.

Weiter vorangetrieben werden soll der Prozess mit Hilfe des Gesetzes zum Vorrang erneuerbarer Energien (EEG). Zusätzlich wirkt sich auch der 2005 eingeführte Emissionsrechtehandel fördernd auf den regenerativen Energiemarkt aus.

Staatliche Förderung

Die staatliche Förderung ist in Deutschland seit dem Jahr 2000 im EEG geregelt. Es schreibt für die verschiedenen regenerativen Energiequellen Festpreisvergütungen vor. In einer ersten Novellierung des EEG, gültig seit dem 1. August 2004, wurde die Onshore-Förderung leicht reduziert und dem entgegen die Offshore-Förderung verbessert und konkretisiert. Die zweite Novellierung trat zum 1. Januar 2009 in Kraft und enthält folgende Neuregelungen:

Die Anfangsvergütung für neue Windenergieanlagen an Land beträgt ab dem 1. Januar 2009 9,2 ct/kWh. Dieser Wert wird für neu in Betrieb genommene Anlagen jedes Jahr um 1% gesenkt. Sofern Windkraftanlagen an Land bestimmte Eigenschaften zur Netzregelung erbringen, erhöht sich die Anfangsvergütung um einen so genannten Systemdienstleistungs-Bonus (SDL-Bonus) von 0,5 ct je kWh. Eine SDL-Zertifizierung wird zukünftig Bedingung sein, um überhaupt in den Genuss der Vergütungssätze nach dem EEG zu kommen. Ursprünglich war als Frist für die Zertifizierung der 30. Juni 2010 geplant, diese wurde aber um neun Monate bis zum 31. März 2011 verlängert. Ebenfalls um 0,5 ct/kWh erhöht sich die Anfangsvergütung für Windkraftanlagen an Land, die alte Anlagen ersetzen (Repowering). Die ersetzten Anlagen müssen aus dem gleichen oder benachbarten Landkreis stammen und mindestens zehn Jahre alt sein. Eine neue Anlage muss mindestens die doppelte und darf höchstens die fünffache Leistung der ersetzten Anlagen erreichen. Die Anfangsvergütung für Windenergieanlagen auf See (offshore) beträgt 15 ct je kWh bis Ende 2015 und sinkt ab dann um 5% jährlich.

Für im Rahmen des Einspeisemanagements nicht abgenommene Energiemengen muss der Netzbetreiber eine finanzielle Kompensation zahlen. Windenergieanlagen sind nachrangig abzuregeln. Netzbetreiber sind ausdrücklich nicht nur zum Netzausbau sondern auch zur Optimierung und Verstärkung vorhandener Netze verpflichtet. Eine Direktvermarktung von Strom aus EEG-Anlagen ist im monatlichen Wechsel möglich.

Die Förderung einer Anlage bedingt einen in Relation zu einer Referenzanlage stehenden mindestens 60%igen Energieertrag. Diese Einteilung richtet sich nach dem Referenzertrag eines fiktiven Referenzstandortes. An diesem Referenzstandort herrscht eine mittlere Windgeschwindigkeit von 5,5 m/s in 30 m Nabenhöhe bei einer Rauigkeitsklasse von 1 (ohne Windverwirbelung).

Grundsätzlich ist eine Vergütung für Strom aus Windenergie für 20 Jahre ab Inbetriebnahme der Anlage zu zahlen. In diesem Zeitraum gibt es zwei unterschiedliche Vergütungssätze. Die Mindestvergütung für Windkraftanlagen an Land beträgt 5,02 ct/kWh. Für mindestens fünf Jahre erhalten Anlagen (Stand 2010) einen erhöhten Vergütungssatz von 9,11 ct/kWh. Wenn die Anlagen in dieser Zeit weniger als 150% des Referenzertrages erzielt haben, verlängert sich der Zeitraum der erhöhten Anfangsvergütung. Um die Laufzeit der erhöhten Einstiegsvergütung zu ermitteln, wird ein Vergleich des Referenzertrages

Reale Vergütungssätze für Strom aus Windkraft (onshore)

Jahr	EUR/kWh
1991	0,1831
1995	0,1173
2000	0,0905
2004 (alt)	0,0880
2004 (neu)	0,0870
2006	0,0836
2009 (alt)	0,0803
2009 (neu)	0,0920
2010	0,0911
2015	0,0697

Quelle: BWE, 2006; EEG; eigene Berechnungen

mit dem realen Ertrag der neuen Anlage (der ersten fünf Betriebsjahre) durchgeführt. Die Frist der Anfangsvergütung verlängert sich von 5 Jahren um jeweils 2 Monate für jede 0,75% des Referenzertrages, um den der reale Ertrag am neuen Standort die 150% des fiktiven Referenzertrags unterschreitet. Damit wird vor allem solchen Anlagen die höhere Einstiegsvergütung gezahlt, die aufgrund ihrer Standorte an der Grenze der Wirtschaftlichkeit arbeiten.

Die Grundvergütung bei Offshore-Anlagen beträgt 3,5 ct/kWh. Die Anfangsvergütung in den ersten zwölf Jahren ab der Inbetriebnahme der Anlage beträgt 13,0 ct/kWh. Bei Anlagen, die bis zum 31.12.2015 in Betrieb genommen werden, erhöht sie sich um 2,0 ct/kWh. Die Senkung der Mindestvergütung für Anlagen auf See beträgt 5% p.a. (nominal), beginnt allerdings erst am 01.01.2016.

Im Gegensatz zur standortdifferenzierten Vergütung an Land, die sich nach der Windhäufigkeit des Standortes richtet, orientiert sich die standortdifferenzierte Vergütung auf dem Meer nach der Wassertiefe und der Entfernung des Standortes zur Küste. Dabei ergibt sich, dass die Frist der Anfangsvergütung bei Anlagen mit einer Entfernung von mindestens 12 Seemeilen und einer Wassertiefe von mindestens 20 Metern verlängert werden kann. Die Dauer der erhöhten Vergütung verlängert sich bei oben genannten Anlagen für jede darüber hinausgehende Seemeile um 0,5 Monate und für jeden zusätzlichen Meter Wassertiefe um 1,7 Monate.

Nachdem es bei der Förderung der Solarenergie im Juli dieses Jahres eine Anpassung gab, ist die nächste grundsätzliche Novellierung des EEG zum 1.1.2012 vorgesehen. Dabei soll insbesondere die stärkere Systemintegration erneuerbarer Energien im Mittelpunkt stehen. Überprüft werden soll, inwiefern eine bedarfsgerechte Einspeisung, das Lastmanagement und die Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien verbessert und vorangetrieben werden können. In diesem Zusammenhang werden auch die Netzanschlussbedingungen, der Netzausbau und -ausbau sowie die Förderung von Speichertechnologien als zentrale Faktoren gesehen.

Offshore

Ende April dieses Jahres wurde mit Alpha Ventus der erste deutsche Offshore-Windpark mit jeweils sechs Anlagen von REpower und von Multibrid mit einer Leistung von je 5 MW in Betrieb genommen. Vor Borkum wurden und werden im Rahmen der Forschungsinitiative RAVE (Research at Alpha Ventus) mit dem Offshore-Testfeld Alpha Ventus wichtige Erfahrungen gesammelt. Zwar stehen bereits Offshore-Windparks in anderen Ländern, doch die Bedingungen sind in Bezug auf Wassertiefe und Entfernung zur Küste in Deutschland weit aus schwieriger. An dem Projekt sind die Bundesregierung, einige Energiekonzerne und Windanlagenhersteller beteiligt. Bereits nach wenigen Wochen zeigten sich leider bereits bei zwei Anlagen Probleme mit heißgelaufenen Lagern in den Getrieben. Der zugrunde liegende Fehler, eine Materialvariation eines Lieferanten gegenüber der vorgegebenen Spezifikation, ist aber bereits identifiziert und behoben.

Trotz eines klaren Bekenntnisses der Bundesregierung zum Ausbau auch der Offshore-Windenergienutzung sind die Umweltauflagen weiter verschärft wor-

den. So obliegt die Genehmigung der WKA nach wie vor dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. Seit dem 1. März hat aber das Bundesamt für Naturschutz ein stärkeres Mitspracherecht bei den Genehmigungsbedingungen. Insbesondere steht dabei das Rammen der Fundamente in den Meeresboden im Fokus. Sowohl das Einrammen von Stahlfundamenten als auch die Verwendung von Schwerkraffundamenten werden derzeit als Eingriffe in die Lebensräume von Schweinswalen bzw. Krebsen und Muscheln kritisch gesehen.

Ende Mai / Anfang Juni dieses Jahres hat die Bundesnetzagentur Investitionsbudgets für die gemeinsame Netzanbindung mehrerer Offshore-Windparks in den so genannten Offshore-Cluster BorWin (vor der Insel Borkum) und SylWin (vor der Insel Sylt) genehmigt. Mit der Sammelanbindung können Synergien genutzt und Eingriffe in das Ökosystem minimiert werden. Bei allen Windparks, deren Bau bis Ende 2015 begonnen wird, muss der Übertragungsnetzbetreiber und damit letztlich der Endverbraucher die Kosten tragen. Diese werden grob mit 30 bis 50% Investitionsvolumens des Windparks geschätzt. Bei Alpha Ventus haben die Investoren 250 Mio. EUR ausgegeben, die Netzanbindung durch den Netzbetreiber Transpower kostete zudem 95 Mio. EUR; also 38% der Kosten des Windparks. Derzeit ist strittig, wer die Verantwortung bei Verzögerungen trägt, die beispielsweise die Folge wechselseitig abhängiger Finanzierungs- und Netzanschlusszusagen sind.

Nach Plänen der Bundesregierung soll 2020 eine Leistung von bis zu 15.000 MW offshore installiert sein. Für 2050 werden 30.000 MW angestrebt, womit dann 15% des deutschen Stromverbrauchs gedeckt werden sollen. Bislang bleibt der Bau von Windenergieanlagen auf See jedoch hinter den Erwartungen zurück. Zwar sind bereits viele Projekte geplant und genehmigt, aber der Bau dieser Windparks verzögert sich aus verschiedenen Gründen. Insbesondere fehlt es allen Beteiligten an belastbaren Erfahrungen mit Anlagen auf diesem Gebiet.

Mangels Langfristerfahrungen mit Offshore-Anlagen ist in Deutschland die Frage nach der Wirtschaftlichkeit noch nicht beantwortet. Als eines der Hauptprobleme gilt die hohe Wassertiefe von bis zu 40 Metern, die daraus resultiert, dass die Politik eine Installation außerhalb der Sichtweite der Küste und des Lebensraums der Seevögel vorschreibt. Je höher die Wassertiefe ist, desto technisch anspruchsvoller und teurer ist die Gründung einer WKA. Die Auskömmlichkeit des Einspeisetarifs wird daher vielfach skeptisch beurteilt.

Im Gegensatz zum Onshore-Bereich müssen die Anlagen vor den Küsten zudem schwierigeren Witterungsbedingungen und einer salzhaltigen Umgebung standhalten. Dies stellt besondere Anforderungen an die Technik. Auch Aufbau- und Wartungsarbeiten sowie der Netzanschluss sind hier erheblich schwieriger und lassen die Investitionskosten steigen. Durch die hohe weltweite Nachfrage nach Windenergieanlagen und die gestiegenen Preise von Rohstoffen wie Stahl und Kupfer haben sich die geplanten Investitionsvolumina für die Anlagenbetreiber in den letzten Jahren zusätzlich erhöht.

2006 wurde das Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz beschlossen. Es regelt u.a., dass für den Netzanschluss der Windräder auf See, deren Bau bis 31.12.2012 begonnen wird, der Netzbetreiber verantwortlich ist bzw. die Kos-

ten hierfür zu tragen hat, in dessen Gebiet die Anlage steht. Die Übernahme der Netzanschlusskosten durch die Netzbetreiber, welche letztendlich auf die Verbraucher umgelegt werden, soll sich unterstützend auf die Offshore-Bauvorhaben auswirken.

Beim Bundesamt für Schifffahrt und Hydrographie (BSH) laufen Verfahren für zahlreiche Projekte in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ). Derzeit sind 27 Windparks genehmigt, 22 davon sollen in der Nordsee, 5 in der Ostsee errichtet werden. Das BSH hat Flächen benannt, die sich besonders für den Bau von Windparks eignen. Hierzu zählen „Nördlich Borkum“ in der Nordsee sowie „Kriegers Flak“ und „Westlich Adlergrund“ in der Ostsee. Die folgende Tabelle zeigt den geplanten Umfang der genehmigten Projekte.

Genehmigte Windparks in der Nordsee

Projektname	Entwickler	Anlagenzahl: 1.Baustufe/ Endausbau	Turbinen- leistung (MW)	Gesamt- leistung (MW)	Küstenent- fernung (km)	Wasser- tiefe (m)	Netzanschluss, Bundesland
Amrumbank West	Amrumbank West GmbH; EON	80/80	3,5 - 5	140 - 400	36	20 - 25	SH (Brunsbüttel)
BARD Offshore 1	Bard Engineering GmbH	80/320	5	400/1600	89	39 - 41	NI
Borkum Riffgrund I Borkum Riffgrund West	PNE2 Riff I	77/180	3-5	231 - 1780	34	23 - 29	NI
Borkum West II	Energiekontor AG PN Offshore Windpark Borkum-West GmbH & Co. Offshore- Bürger- Wind- park Butendiek GmbH & Co. KG Husum	80/458	3,5	280	53	30 - 35	NI
Offshore-Bürger- windpark Butendiek	Vattenfall Europe Wind- kraft GmbH	80/80	3	240	34	16 - 22	SH (Jadelund, Raum Flensburg)
Dan Tysk	Enova Offshore Projek- tentw. GmbH & Co. KG	300	5	1500	70	23 - 31	SH (Jadelund) NI (Emden/ Wilhelmshaven)
Delta Nordsee I	Enova Offshore Projek- tentw. GmbH & Co. KG	48/251	5	1255	37	25 - 33	NI (Emden/ Wilhelmshaven)
Delta Nordsee II	Eolic Power GmbH	32	6	192	40	29 - 33	k.A.
Deutsche Bucht	EnBW Nordsee Offshore GmbH	42	5	250	87	ca. 40	k.A.
EnBW He Dreiht	EnBW Nordsee Offshore GmbH	119	4,5	335,5	85	39	k.A.
EnBW Hohe See	EnBW Nordsee Offshore GmbH	119/508	4,5	335,5/2286	90	26 - 39	NI NI (Emden/ Borkum)
Global Tech I	Wetfeet GmbH	80/320	5	400/1600	93	39 - 41	NI (Emden/ Borkum)
Gode Wind I	PNE WIND AG	80/224	5	400/1120	32	26 - 35	NI
Gode Wind II	PNE WIND AG	80	3-5	240 - 400	33	26 - 35	k.A.
Innogy Nordsee Ost Meerwind	RWE Innogy Windpower Hannover GmbH Wind MW GmbH	48 75/234	6 5	288 375/1170	30 23	22 23 - 26	SH (Brunsbüttel) SH (Brunsbüttel)
MEG Offshore I Offshore- Windpark Nordergründe	Nordsee Offshore MEG 1 GmbH Energiekontor AG NEG Micon Deutschland GmbH	80 25/25	5 5	400 125	45 13	27 - 33 43/32	k.A. NI (Wilhelmsha- ven)
Nördlicher Grund	Fa. Projekt GmbH/Sandbank 24 GmbH & Co. KG	87	3	261	84	25	SH (Brunsbüttel)
Sandbank 24	BARD Holding GmbH	120/980	5	4720	90	30	
Veja Mate	BARD Holding GmbH	80	5	400	ca. 91	39 - 41	k.A.

Quelle: Deutsche Energie-Agentur

Genehmigte Windparks in der Ostsee

Projektname	Entwickler	Anlagenzahl: 1.Baustufe/ Endausbau	Turbinen- leistung (MW)	Gesamt- leistung (MW)	Küstenent- fernung (km)	Wasser- tiefe (m)	Netzanschluss, Bundesland
Arkona Becken Südost	AWE-Arkona-Windpark- Entwicklungs GmbH EnBW Erneuerbare Energien GmbH	80/201	4-5	1005	35	21 - 38	MV
Baltic 1 GEOFRreE	GEO	21 5	2,3 5	48,3 25	15 ca. 20	15 - 19 20	MV (Bentwisch bei Rostock) SH (Göhl)
EnBW Windpark Baltic 2	EnBW Baltic 1 GmbH & Co. KG	80/80	3,6	288	31	20 - 35	MV (Bentwisch / Rostock über Baltiel)
Ventotec Ost 2	Arcadis Consult GmbH	80/200	5	600	35	29 - 41	MV (Lubmin)

Quelle: Deutsche Energie-Agentur

Nach den bisherigen Erfahrungen ist nicht davon auszugehen, dass die genannten Projekte in den nächsten Jahren vollständig realisiert werden. Gleichwohl ist der Startschuss zweifellos gefallen und die Umsetzungsgeschwindigkeit dürfte sich erkennbar erhöhen.

Repowering

Repowering führt in Deutschland noch immer ein Schattendasein. In 2009 waren lediglich rund 100 MW der neu installierten Nennleistung Repowering-Projekten zuzurechnen. Auch in naher Zukunft rechnen wir nicht mit hohen Steigerungen. Grundsätzlich besteht jedoch für die deutschen Windparkbetreiber erhebliches Potenzial, alte Windkraftanlagen mit geringer Nennleistung durch leistungsstärkere zu ersetzen. Zusätzlich bietet das EEG seit der Novellierung günstigere Bedingung für diesen Bereich. Einzelne Projekte wurden bereits realisiert. Nach Schätzungen des Bundesverbandes Windenergie ließe sich durch Repowering die Stromerzeugung ohne Berücksichtigung von einschränkenden Vorgaben auf den gleichen Flächen verdreifachen. Anders betrachtet könnte die gleiche Leistung mit einer geringeren Anzahl von Windkraft-rädern erreicht werden. Allerdings bremsen rechtliche Hürden das Tempo des Repowerings. Beispielsweise muss meist eine neue Baugenehmigung beantragt werden, die in der Regel nur auf ausgewiesenen Flächen oder ausnahmsweise in so genannten Bestandsschutz-Windparks gewährt wird. Zudem müssen neue Auflagen und Gesetze wie Maximalhöhen- und Minimalabstandsregelungen beachtet werden. Nicht zu vergessen ist der Einfluss der Netzbetreiber, die ihre Netzkapazitäten ggf. entsprechend der durch Repowering erhöhten Leistung ausbauen müssen.

Ausblick

Marktprognose in MW

	Zubau	Bestand
2008	1.655	23.903
2009	1.917	25.777
2010e	1.800	27.577
2011e	1.900	29.477
2012e	2.050	31.527
2013e	2.100	33.627
2014e	2.200	35.827
2019e	k.A.	47.000

Quelle: HSH Nordbank

Durchschnittliche Wachstumsraten

	Zubau	Bestand
09-14e	2,8%	6,8%
14-19e	k.A.	5,6%

Quelle: HSH Nordbank

Nach leichter Abschwächung in den Vorjahren hat in 2009 der Zubau in Deutschland wieder etwas an Fahrt aufgenommen. Dennoch ist festzustellen, dass onshore das Angebot an geeigneten Standorten zunehmend rar wird. Im Bereich Repowering hemmen noch immer verwaltungsrechtliche Hürden die Anlagenbetreiber, alte Anlagen gegen neue zu ersetzen. Offshore blieb der Aufbau hinter früheren Erwartungen zurück. Mit der Novellierung des EEG zum 01.01.2009 haben sich die Bedingungen für einen wirtschaftlichen Betrieb verbessert, obgleich die Auskömmlichkeit des Einspeisetarifs angesichts der aufwändigen Bedingungen vielfach noch skeptisch beurteilt wird. Zudem werden mit dem Testfeld Alpha Ventus endlich Erfahrungen unter den hiesigen Bedingungen gesammelt.

Für das Gesamtjahr 2010 erwarten wir einen Zubau von 1.800 MW und für die nächsten zwei Jahre gehen wir von 1.900 bzw. 2.050 MW aus. Darin spiegelt sich einmal mehr der noch schleppend in Fahrt kommende Offshore-Markt wider. Außerdem ist im Bereich Repowering nicht mit entsprechend starken Zuwächsen zu rechnen, um den abnehmenden Zubau im Onshore-Markt zu kompensieren. In den folgenden Jahren dürfte sich die Entwicklung in beiden Segmenten aber beschleunigen. Für den Zeitraum 2009 bis 2014 prognostizieren wir ein durchschnittliches jährliches Bestandswachstum von 6,8%. Der jährliche Zubau wird in dieser Periode um etwa 2,8% wachsen.

Frankreich

Zusammenfassung

- Im Zeitraum 2003 bis 2009 wuchs die Stromerzeugung aus Windenergie um durchschnittlich etwa 62% pro Jahr.
- Ende 2009 waren 4.492 MW an Windkraftkapazität installiert.
- Bis 2020 sollen 23% des Energiebedarfs aus regenerativen Quellen gedeckt werden.
- Wir erwarten bis 2014 eine Gesamtkapazität von 13.500 MW.

Bestandsaufnahme

Frankreichs Stromproduktion ist seit der Ölkrise der siebziger Jahre stark von der Kernkraft abhängig. Im Jahr 2008 wurden insgesamt 570.269 GWh Strom erzeugt, 439.468 GWh (77,1%) davon aus Atomkraft. Dies ist der größte Anteil der Kernenergie in Europa. Auf erneuerbare Energien entfielen 12,6% der Gesamtproduktion. An der Spitze steht hier die Wasserkraft, die mit 63.726 GWh gut 88% des aus regenerativen Energiequellen erzeugten Stroms stellte. Die Windenergie ist in den letzten Jahren stark gewachsen und hat mit 7,9% ihren Anteil am umweltfreundlichen Strom gegenüber 2006 verdoppelt.

Das Entwicklungspotenzial ist im europäischen Vergleich groß. Die Windkraftbedingungen gelten als die – nach Großbritannien – zweitbesten in Europa. Im Norden und Westen des Landes erreicht der Wind durchschnittliche Geschwindigkeiten von 6,5 bis 7,5 m/s, an der Mittelmeerküste im Südosten des Landes sogar bis zu 10 m/s. Im Landesinneren sinken die Windstärken auf unter 4 m/s.

Acht der 25 französischen Regionen (collectivités territoriales) wiesen 2008 zusammen 75,1% der installierten Windkraftkapazität und – wegen der höheren Effizienz der dortigen Anlagen – 76,6% der Windstromproduktion aus. Mit Ausnahme der Zentralregion um Orléans liegen diese Regionen vor allem im Norden Frankreichs sowie im Südosten nahe dem Mittelmeer.

Für die Potenziale im französischen Windenergiemarkt spricht neben der staatlich garantierten Vergütung auch das Engagement der großen französischen Stromversorger EDF und GdF-Suez über ihre Erneuerbare Energien-Sparten. EDF sieht die Windkraft als aussichtsreichste der erneuerbaren Energiequellen. Mitte 2009 machte die Windenergie rund 90% der gesamten installierten Kapazität von EDF Énergies Nouvelles aus. Alleine im Jahr 2008 schloss EDF neben kleineren Projekten drei große Windparks an das nationale Stromnetz an: Villesèque (51 MW), Chemin d'Ablis (52 MW) und Salles-Curan (87 MW).

Politische Zielsetzung

Um die aus dem Kyoto-Protokoll abgeleiteten Vorgaben dauerhaft zu erfüllen, hat Frankreich einen offiziellen Klimaplan erstellt. Dieser umfasst konkrete

Strombilanz 2008

in GWh		
Kohle	27.231	4,8%
Kernenergie	439.468	77,1%
Erdgas	21.884	3,8%
Erneuerbare Energien	72.085	12,6%
Abfälle	3.776	0,7%
Öl	5.825	1,0%
	570.269	100,0%

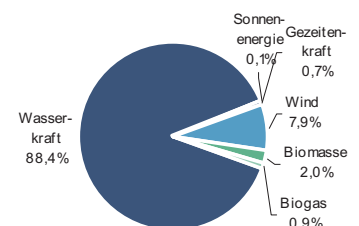
Quelle: IEA, 2010

Erneuerbare Energien

in GWh	2003	2008	CAGR
Wasserkraft	59.159	63.726	1,5%
Erdwärme	0	0	-
Sonnenenergie	7	41	42,4%
Gezeitenkraft	539	513	-1,0%
Wind	388	5.689	71,1%
Biomasse	1.133	1.433	4,8%
Biogas	447	683	8,8%
	61.673	72.085	3,2%

Quelle: IEA, 2010

Regenerativer Energiemix 2008



Quelle: IEA, 2010

Maßnahmen für sämtliche Wirtschaftszweige, wie zum Beispiel Vorschriften für das Baugewerbe zur Senkung des Energieverbrauchs von Neubauten.

Das Expertengremium „Grenelle de l'Environnement“ hat mit der Politik im Oktober 2007 beschlossen, dass bis 2020 insgesamt 23% des Energiekonsums aus erneuerbaren Ressourcen gedeckt werden sollen. Der Anteil der Windkraft an der Stromproduktion des Landes soll bis dahin 10% betragen (Stand 2008: 1%).

Es ist geplant, die Windenergie auf eine Kapazität von 25 GW im Jahr 2020 auszubauen, davon 6 GW offshore. Insgesamt sollen dann 6.000 Windräder in Frankreich stehen. Das Zwischenziel, bis 2010 etwa 13 GW an Windleistung zu installieren, wird aber deutlich verfehlt werden. Um das langfristige Vorhaben noch realisieren zu können, müssen nach heutigem Stand im Durchschnitt mehr als 1.860 MW neue Windkraft pro Jahr zugebaut werden. Dies entspricht nochmals einer deutlichen Steigerung gegenüber dem Zubau von knapp über 1.000 MW im letzten Jahr.

Staatliche Förderung

Trotz günstiger klimatischer Bedingungen begann Frankreich erst spät, die Windenergie für die Stromerzeugung zu nutzen. Das erste Förderprogramm, EOLE 2005, legte 1996 eine Einspeisevergütung von durchschnittlich 0,05 Euro/KWh für 15 Jahre fest. Zu einer Beschleunigung des Ausbaus der Windkraft in Frankreich trug das Gesetz zum „Ausbau der erneuerbaren Energien und Energieeffizienz“ im Juli 2005 bei, das den Umweltschutz in der Verfassung verankerte. Die wichtigste Neuerung aus Sicht der Windkraftbranche war die Abschaffung der 12 MW-Grenze für Subventionen, die zuvor den Bau größerer Windparks zu Gunsten kleinerer Projekte benachteiligt hatte.

Im Juli 2006 wurden neue Einspeisevergütungen festgelegt, die jetzt auch für Windparks mit einer Größe von mehr als 12 MW gezahlt werden. Die Einspeiseverträge gelten bei Onshore-Anlagen für 15 und bei Offshore-Anlagen für 20 Jahre. Die Betreiber erhalten in den ersten zehn Jahren 0,081 EUR/KWh für Onshore- und 0,131 EUR/KWh für Offshore-Anlagen. Für die verbleibende Förderlaufzeit werden abhängig von der Volllaststundenzahl zwischen 0,028 und 0,082 EUR/KWh onshore beziehungsweise zwischen 0,028 und 0,13 EUR/KWh offshore vergütet. Die Vergütung wird jährlich um einen Inflationsfaktor angepasst. Gleiches gilt für die Ausgangssätze, die daneben aber um 2% pro Jahr gesenkt werden.

Abweichend vom beschriebenen Verfahren gibt es auch EE-Projekte, bei denen die Einspeisevergütung im Rahmen von Ausschreibungsverfahren festgelegt werden.

Seit dem 29. Juni 2010 gelten im Zuge der neuen Fassung „Grenelle 2“ des ursprünglich in 2007 verabschiedeten Umweltschutzgesetzes strengere Auflagen für Windkraftanlagen in Frankreich. Beispielsweise fallen Windparks in Zukunft unter die Regelung von Anlagen, die ein Umweltrisiko darstellen können. Außerdem sollen Windparks nur noch im Rahmen von Regionalplänen zum Ausbau der Windenergie errichtet werden, die die Regionen bis Ende Juni 2012 vorlegen müssen. Wenn bis dahin kein Plan vorliegt, übernimmt der Staat

die Planung für die betreffende Region. Das hat neue bürokratische Hürden und Planungsunsicherheiten zur Folge, die dazu beigetragen haben dürften, dass momentan mehr als die Hälfte aller geplanten Projekte stillstehen.

Offshore

Die Entwicklung von Offshore-Windparks in Frankreich geht sehr langsam voran. Der gesetzliche Rahmen ist – wenn überhaupt vorhanden – äußerst komplex. Auch ist das Offshore-Potenzial des Landes schwer zu erschließen. Zwar hat Frankreich eine der längsten Küsten Europas, aber das Windpotenzial ist am Ärmelkanal nicht so hoch wie direkt in der Nordsee. Anders als in Deutschland fehlen außerdem flache Sandbankbereiche zur Errichtung von Offshore-Windkraftanlagen. Der Meeresgrund fällt in Küstennähe vergleichsweise schnell ab.

Bisher wurden nur wenige Projekte geplant, umgesetzt wurde noch keines. Neben dem vergleichsweise geringen Offshore-Potenzial liegt das insbesondere daran, dass an Land noch immense Möglichkeiten zur Errichtung von Windkraftanlagen bestehen. Von daher sind die Anreize zum Ausbau der Offshore-Windkraft für Frankreich kleiner als in anderen europäischen Ländern.

Dennoch möchte die Regierung bis 2020 etwa 6.000 MW Windkraftleistung vor der Küste installiert sehen. Unklar ist allerdings, ob die Einspeisevergütungen tatsächlich hoch genug sind, um genügend Unterstützung für die Erreichung dieses Zieles zu leisten. Frankreich wird indes zwischen fünf und zehn Gebiete vor der Küste, die gegenwärtig auf ihre Eignung im Hinblick auf den Umweltschutz geprüft werden, für die Errichtung von Offshore-Parks ausweisen. Für diese Gebiete läuft bis zum Jahresende ein Ausschreibungsverfahren, in dem das Land Pläne von Windparkbetreibern einholt. Des Weiteren muss sich der Energieversorger EDF mit den Kandidaten über den Tarif einigen, zu dem EDF den Strom aus den Offshore-Anlagen zur Einspeisung in das eigene Netz einkaufen würde. Denn der von der Regierung garantierte Betrag von 0,13 Euro pro kWh gilt in der Praxis als ungenügend für den kostenintensiven Betrieb von Windparks auf der See.

Zu den geplanten Offshore-Windparks gehören La Rochelle (2 MW), Port la Nouvelle (58 MW), Le Havre (260 MW) sowie ein Projekt an der Côte d'Albatre mit 105 MW. Bei letzterem sollen 21 Windturbinen im Abstand von sechs bis elf Kilometern vor der Küste der Normandie aufgestellt werden. Die Fläche des Offshore-Parks würde damit 15 km² umfassen. Der Wind hat dort eine Stärke von 9 m/s. Der erste Strom aus dem Projekt soll eigentlich im Jahr 2015 ins Netz gehen, derzeit gibt es aber Verzögerungen im Genehmigungsprozess. Darüber hinaus prüft GDF Suez den Bau eines Windparks mit 705 MW vor der Küste von Le Treport im Norden des Landes. Der schätzungsweise 1,8 Milliarden Euro teure Windpark muss aber zuerst noch auf seine Umweltverträglichkeit überprüft werden.

Noch im Herbst dieses Jahres sollen Offshore-Projekte über bis zu 15 GW angekündigt werden.

Marktprognose in MW

	Zubau	Bestand
2008	950	3.404
2009	1.088	4.492
2010e	1.100	5.592
2011e	1.600	7.192
2012e	2.000	9.192
2013e	2.200	11.392
2014e	2.200	13.592
2019e	k.A.	22.000

Quelle: HSH Nordbank

Durchschnittliche Wachstumsraten

	Zubau	Bestand
09-14e	15,1%	24,8%
14-19e	k.A.	10,1%

Quelle: HSH Nordbank

Ausblick

Die französische Regierung wird ihr ursprüngliches Ziel, bis Ende 2010 ungefähr 13.000 MW Windkraftkapazität zu installieren, deutlich verfehlen. Zudem konzentriert sich das Land immer noch stark auf die Kernenergie als weitgehend klimaunschädliche Energiequelle.

Wir gehen trotzdem davon aus, dass der Zubau in den kommenden Jahren aufgrund der guten Förderbedingungen sowie der aufkeimenden Offshore-Entwicklung an Dynamik gewinnen wird. Wir prognostizieren für die Jahre 2009 bis 2014 einen durchschnittlichen jährlichen Bestandszuwachs von 24,8% und eine dann installierte Nennleistung von 13.592 MW.

Großbritannien

Zusammenfassung

- Im Zeitraum 2003 bis 2008 wies die Stromproduktion aus Windenergie ein durchschnittliches Wachstum von 40,7% p.a. auf.
- Ende 2009 waren 4.051 MW Nennleistung – davon bereits 883 MW offshore – installiert.
- Britische Versorger sind verpflichtet, bis 2010/11 10,4% und bis 2015/16 15,4% des erzeugten Stroms aus regenerativen Quellen zu beziehen.
- Bis 2014 erwarten wir ein durchschnittliches Bestandswachstum der Windenergie von 28,2% p.a.

Bestandsaufnahme

Im Jahr 2008 wurden in Großbritannien laut IEA 385.277 GWh Strom produziert. Dominierte in der Vergangenheit noch die Stromerzeugung aus Kohle, so stellt inzwischen Erdgas mit 45,9% den größten Anteil an der Gesamtproduktion. Der Strom aus erneuerbaren Energien macht mit 20.372 GWh lediglich ein Anteil von 5,3% der Gesamtproduktion aus. Mit 34,8% hat hiervon die Windkraft inzwischen den größten Anteil, gefolgt von Biogas und Wasserkraft. Im Jahr 2009 wurden neue Kapazitäten in Höhe von 1.077 MW errichtet.

Die britische Energie-Infrastruktur ist stark veraltet. Zwischen 2015 und 2020 ist die Abschaltung von Anlagen mit einer Kapazität von 30.000 MW geplant – darunter sieben der zehn AKW sowie Kohle- und Gaskraftwerke. Eigentlich sind zehn neue AKW in Großbritannien geplant. Für die Umsetzung ist allerdings der Umstand, dass der neue Energieminister Chris Huhne ein erklärter Atomkraftgegner ist, nicht gerade förderlich. Dies könnte für alternative Energien neuen Rückenwind bedeuten. Im Koalitionsvertrag der neuen liberalkonservativen Regierung gibt es zwar ein Bekenntnis zum Bau neuer Atomkraftwerke. Wichtige Einschränkung ist aber, dass keine Subventionen fließen dürfen.

Die geographische Lage Großbritanniens ist nahezu ideal zur Erzeugung von Windenergie: Die Atlantikwinde sorgen laut Global Wind Energy Council für einen Auslastungsfaktor von 28,3% (9-Jahresmittel). Im Vergleich dazu wird der Wert für Deutschland meist mit unter 20% angegeben. Ein Auslastungsfaktor zwischen 25 und 30% gilt als ideal. Trotz dieser exzellenten Bedingungen liegt Großbritannien in der EU gemessen an der installierten Kapazität pro 1.000 Einwohner (39 MW) nur auf Platz 15.

Laut RenewableUK (ehemals British Wind Energy Association; BWEA) befinden sich 30 Onshore-Projekte mit einer Leistung von 850 MW im Bau. Davon entfallen über 615 MW auf schottische Windparks. Trotz des starken Wachstums dieses Segments in den letzten Jahren klafft auch hier zum Teil eine signifikante Lücke zwischen Anspruch und Realität: So lehnte das schottische Parlament im April 2008 Pläne zum Bau eines Windparks auf der Insel Lewis ab,

Strombilanz 2008

In GWh		
Kohle	126.699	32,9%
Kernenergie	52.486	13,6%
Erdgas	176.748	45,9%
Erneuerbare Energien	20.372	5,3%
Abfälle	2.871	0,7%
Öl	6.101	1,6%
	385.277	100,0%

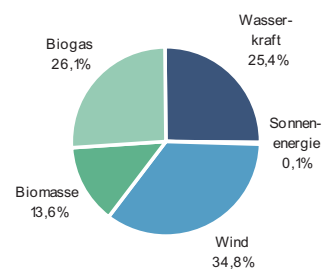
Quelle: IEA, 2010

Erneuerbare Energien

in GWh	2003	2008	CAGR
Wasserkraft	3.227	5.168	9,9%
Erdwärme	0	0	-
Sonnenenergie	3	17	41,5%
Gezeitenkraft	0	0	-
Wind	1.285	7.097	40,7%
Biomasse	1.538	2.767	12,5%
Biogas	3.609	5.323	8,1%
	9.662	20.372	16,1%

Quelle: IEA, 2010

Regenerativer Energiemix 2008



Quelle: IEA, 2010

welcher mit 181 Turbinen und einer Leistung von 650 MW der größte Großbritannien werden sollte. Als Grund wurde Inkompatibilität mit EU-Recht im Bereich Vogelschutz genannt.

Anfang 2008 befanden sich fünf Offshore-Windparks im Bau. Bezogen auf die genehmigten Projekte dominiert Offshore mit 2.770 MW gegenüber 2.470 MW Onshore. Diese Zahlen stehen jedoch unter einem großen Umsetzungsvorbehalt, insbesondere aufgrund von Lieferschwierigkeiten. Die Lieferzeiten für (Offshore-) Turbinen betragen im Moment 2-3 Jahre. Trotz der idealen geographischen Voraussetzungen gibt es in Großbritannien keine Produktionsstätten für Turbinen. Auch hat bisher kein Turbinenhersteller seine Geschäftszentrale in UK, allerdings haben angesichts des wachsenden Bedarfs mehrere namhafte Hersteller den Aufbau von Produktionskapazitäten in Großbritannien angekündigt.

Politische Zielsetzung

Aus dem Kyoto-Protokoll hat Großbritannien das Ziel, die Summe der Treibhausgasemissionen bis 2012 um 12,5% im Vergleich zu 1990 verringern. Dieses Ziel wurde mit -15% im 2009 bereits übererfüllt. Speziell in Bezug auf CO₂-Emissionen strebte die Vorgängerregierung offiziell eine Reduktion von 20% bis 2010 an, was allerdings kaum zu erreichen ist. Anfang 2007 verkündete die damalige britische Regierung als Langfristziel eine Reduktion von 60% bis 2050. Die im Frühjahr 2010 neu gewählte Regierung hält voraussichtlich an diesen Zielen fest.

Die Ziele der EU-Kommission erfordern vom Vereinigten Königreich einen Anteil Erneuerbarer Energie von 15%. Um dieses Ziel zu erreichen, empfiehlt die BWEA, die Windenergieerzeugung auf 13 GW onshore und 20 GW offshore auszubauen. Die britische Regierung will den Anteil regenerativer Energien an der Stromerzeugung bis 2010 auf 10% steigern. Eigene Ziele hat vor kurzem auch die schottische Regierung genannt. Demnach sollen bis 50% des in Schottland erzeugten Stroms aus erneuerbaren Quellen kommen. Dieser Wert liegt aktuell bei gut 20%, davon macht die Windenergie rund die Hälfte aus.

Staatliche Förderung

Bei der Förderung erneuerbarer Energien setzt nicht auf feste Einspeisetarife, sondern auf eine Quotenregelung („Renewable Obligation“). So müssen die Stromanbieter einen zeitlich progressiv ansteigenden Anteil ihrer Elektrizität aus regenerativen Quellen einspeisen. Diese Quote erhöht sich bis zum Jahr 2015 auf 15%. Sie muss jedoch nicht von jedem Anbieter exakt eingehalten werden. Vielmehr findet ein Emissionshandel mit so genannten „renewables obligation certificates“ (ROCs) statt. Dieses System hat bis mindestens 2037 Bestand. Produzenten von erneuerbarer Energie erhalten für ihren onshore produzierten Strom 1 ROC je MWh, die in Q2 2010 durchschnittlich mit knapp 50 GBP gehandelt wurden. Für Offshore-Anlagen gilt seit Inkrafttreten der jüngsten Novellierung der Renewable Obligation Order im April 2010 ein Multiplikator von 2; zuvor war das Offshore-Multiple im Rahmen des „Energy White Paper“ auf 1,5 angehoben worden. Anbieter, die nicht genug „grünen“ Strom oder ROCs vorweisen, müssen eine inflationsindexierte Strafe zahlen, welche als Zusatzertrag für die ausgegebenen Zertifikate verwendet wird. Diese „Buy-

Out“-Zahlung lag 2009 bei 35,76 GBP pro MWh. Gegenüber einem festen Einspeisetarif zielt das britische Modell auf eine höhere Kosteneffizienz ab.

Für die Offshore-Windenergie wurde in der Vergangenheit ein Multiplikator von 1,5 als ausreichend gesehen, um sie trotz höherer Kosten für Installation und Wartung langfristig wettbewerbsfähig zu halten und die ambitionierten Regierungsziele zu erfüllen. Der auf 2 erhöhte Multiplikator sollte daher die Entwicklung beschleunigen. Allerdings ist die Regelung bisher nur bis 2014 festgeschrieben, was als Damoklesschwert gilt. Große Offshore-Projekte erhielten zuletzt individuell gewährte Subventionen.

Indirekt wird die Windenergie auch durch den „Climate Change Levy“ unterstützt, eine Mengensteuer auf Strom, welcher nicht aus erneuerbaren Quellen stammt. Zum einen senkt dieses den relativen Preis der Windenergie (und anderer erneuerbarer), zum anderen wird das Aufkommen z.T. zur Förderung von Energieeffizienz und -forschung verwandt.

In 2009 wurde zudem ein Einspeisetarif für kleine Windprojekte bis 5 MW eingeführt. Je nach Anlagengröße werden 4,5 – 30,5 GBp zuzüglich eines Bonus von 5 GBp je kWh vergütet.

Offshore

Großbritannien hat mit den Offshore-Windparks Robin Rigg und Gunfleet Sands I im April dieses Jahres die 1-GW-Marke installierter Leistung im Offshore-Sektor erreicht (Stand Ende 2009: 883 MW) und damit den einstigen Vorreiter Dänemark klar abgehängt. Bis Anfang August erhöhte sich die Offshore-Kapazität auf insgesamt 1.041 MW. Weitere 1.453 MW befinden sich bereits im Bau.

Für die Errichtung von Offshore-Parks gab es bisher drei Ausschreibungsrunden. Aus der ersten Runde im Jahr 2000 sind inzwischen zahlreiche Projekte realisiert oder im Bau, einige wurden allerdings auch verworfen. Aus der zweiten Ausschreibungsrunde vom Jahreswechsel 2002/2003 haben für die ersten Windparks inzwischen Baumaßnahmen begonnen. Die drei nachstehenden Tabellen zeigen die fertigen, die im Bau befindlichen und die genehmigten Projekte aus den ersten beiden Ausschreibungsrunden:

In Betrieb

Windpark	Region	Anzahl der Turbinen	Gesamtleistung (MW)	Entwickler
Barrow	North West	30	90	Warwick Energy
Beatrice	Scotland	2	10	Scottish & Southern
Blyth Offshore	North East	2	4	E.ON UK Renewables
Burbo Bank	North West	25	90	DONG Energy
Gunfleet Sands I	East of England	30	108	DONG Energy
Gunfleet Sands II	East of England	18	64,8	DONG Energy
Kentish Flats	South East	30	90	Vattenfall
Lynn & Inner Dowsing	East Midlands	54	194,4	Centrica Renew. Energy
North Hoyle	North Wales	30	60	RWE Npower Renewables
Rhyl Flats	North Wales	25	90	RWE Npower Renewables
Robin Rigg	North West	60	180	E.ON UK Renewables
Scroby Sands	East of England	30	60	E.ON UK Renewables
Gesamt		336	1.041,2	

Quelle: RenewableUK

Im Bau

Windpark	Region	Anzahl der Turbinen	Gesamtleistung (MW)	Entwickler
Greater Gabbard	Thames Estuary	140	504	Scottish & Southern
Ormonde	North West	30	150	Vattenfall
Sheringham Shoal	East of England	88	315	Scira Offshore Energy Ltd
Thanet	Thames Estuary	100	300	Vattenfall
Walney I	North West	51	183,6	DONG Energy & SSE Ren.
Gesamt		409	1.452,6	

Quelle: RenewableUK

Genehmigt

Windpark	Region	Anzahl der Turbinen	Gesamtleistung (MW)	Entwickler
Gwynt y Mor	North Wales	160	576	RWE Npower Renewables
Lincs	East of England	75	270	Centrica/ DONG & Siemens Project Ventures
London Array I	Thames Estuary	175	630	DONG Energy / E.On Renewables / Masdar
London Array II	Thames Estuary	166	370	DONG Energy / E.On Renewables / Masdar
Teesside	North East	30	90	EdF
Walney II	North West	51	183,6	DONG Energy & SSE Renewables
West of Duddon Sands	North West	160	500	Scottish Power/DONG Energy
Gesamt		817	2.619,6	

Quelle: RenewableUK

In der längeren Perspektive bieten die im Rahmen der dritten Ausschreibungsrunde (2008/2009) auf den Plan gebrachten Projekte die Grundlage für ein noch dynamischeres Wachstum. Allerdings werden für diese Windparks wohl frühestens 2015 die ersten Baumaßnahmen beginnen. Angesichts der immensen Investitionssummen, so rechnet RWE mit 3 Mio. EUR Kosten pro MW installierter Leistung, stellt auch die Finanzierung eine besondere Herausforderung dar. Andererseits sollen alle Projekte bis 2020 am Netz sein, was angesichts der notwendigen planerischen, technischen und nicht zuletzt finanziellen Ressourcen als äußerst ambitioniert zu bewerten ist.

Offshore-Projekte aus Ausschreibungsrunde 3

Windpark	Region	Kapazität (MW)	Entwickler (Eigentümer)
Bristol Channel	South West	1.500	RWE Npower Renewables
Dogger Bank	North Sea	9.000	Forewind Consortia (SSE Renewables, RWE Npower Renew., Statoil, Statkraft)
Firth of Forth	Scotland	3.500	SeaGreen Wind energy Ltd (SSE Renewables, Fluor)
Hastings	South	600	E.On Climate and Renewables
Hornsea	North Sea	4.000	Mainstream Renewable Power, Siemens Project Ventures
Irish Sea	Irish Sea	4.200	Centrica
Moray Firth	Scotland	1.300	EDP Renovaveis, Seaenergy Renewables
Norfolk Bank	Southern North Sea	7.200	East Anglia Offshore Wind Ltd (Scottish Power Renewables and Vattenfall)
West of Isle of Wight	South	900	Eneco New Energy
Gesamt		32.200	

Quelle: RenewableUK

Im November 2007 ließ die britische Regierung verlauten, dass große Teile der englischen und walisischen Hoheitsgewässer für Offshore-Windkraftanlagen reserviert werden sollen. Dabei sieht die Regierung ein Potenzial von 30 GW. Um auch Offshore-Projekte außerhalb der 12-(Nautische-)Meilen-Zone realisieren zu können, hat die Regierung in London auf Basis der UN-Konvention für Seerechte (UNCLOS) so genannte „Renewable Energy Zones“ erklärt. Diese sollen einen rechtsfreien Raum vermeiden.

Die Vergütung für Strom aus Offshore-Windanlagen liegt (Stand Q2 2010) bei 14,35 GBp/kWh, bestehend aus dem Preis für 2 Zertifikate von 9,83 GBp/kWh sowie 4,05 GBp/kWh Marktpreis und Steuervergünstigungen (Befreiung vom Climate Change Levy) in Höhe von 0,47 GBp/kWh. Die Betreiber der Windparks vor der Küste erhielten für Anlagen der ersten Ausschreibungsrunde zudem einen Investitionszuschuss in Höhe von 10 Mio. GBP pro Projekt.

Marktprognose in MW

	Zubau	Bestand
2008	569	2.974
2009	1.077	4.051
2010e	1.600	5.651
2011e	2.000	7.651
2012e	2.100	9.751
2013e	2.050	11.801
2014e	2.000	13.801
2019e	k.A.	22.000

Quelle: HSH Nordbank

Durchschnittliche Wachstumsraten

	Zubau	Bestand
09-14e	13,2%	27,8%
14-19e	k.A.	9,8%

Quelle: HSH Nordbank

Ausblick

Gemessen am bisherigen Ausbau bieten allein die Lizenzvergaben für die offshore installierte Windkraft den Raum für ein erhebliches Wachstum. Wir halten den britischen Windmarkt nach wie vor für einen der aussichtsreichsten Europas. Die dynamische Entwicklung im Offshore-Sektor dürfte sich in den nächsten Jahren fortsetzen und noch beschleunigen.

Nach Projektionen der RenewableUK wird die jährlich neu installierte Offshore-Kapazität im Vereinigten Königreich unter Berücksichtigung des Nachfrageüberhangs nach Windturbinen auf mehr als 1.000 MW in 2014 ansteigen. 2020 könnten sich nach der Einschätzung von RenewableUK 20 GW offshore installiert sein und für einen jährlichen Stromertrag von 60 TWh sorgen.

Wir rechnen insgesamt mit einem Offshore-Bestandswachstum von durchschnittlich 46,1% p.a bis 2014. Bis 2019 halten wir offshore rund 13.000 MW für realistisch. Inklusiv onshore rechnen wir 2010 mit einem Zubau von 1.600 MW. Bis 2014 erwarten wir ein durchschnittliches Bestandswachstum von 27,8% p.a. und im Langfrist-Szenario 2014 bis 2019 eines von 9,8% p.a.

Italien

Zusammenfassung

- Im Zeitraum 2003 bis 2008 wies die Stromproduktion aus Windenergie ein durchschnittliches Wachstum von 27,2% p.a. auf.
- Ende 2009 waren 4.850 MW Nennleistung installiert.
- Italienische Versorger müssen aktuell 6,05% des erzeugten Stroms aus regenerativen Quellen beziehen, der Anteil erhöht sich um 0,75 Prozentpunkte jährlich.
- Bis 2014 erwarten wir ein durchschnittliches Bestandswachstum der Windenergie von 18,3% p.a.

Bestandsaufnahme

In Italien wurde 2008 313.523 GWh Strom produziert. Den größten Anteil an der Gesamtproduktion hat mit 55,1% Erdgas inne. Strom aus erneuerbaren Energien nimmt mit 57.458 GWh und einem Anteil von 18,3% an der Gesamtproduktion inzwischen den 2. Rang ein. Davon ist allerdings der Anteil der Windenergie noch überschaubar. Insgesamt betrug der Anteil der Windkraft 1,6%.

Italiens Kapazitäten zur Stromerzeugung reichen insgesamt nicht aus, um die Stromnachfrage zu decken. Deshalb besteht ein grundsätzliches Interesse, die regenerativen Energien zur Verringerung der Stromimporte aus den Nachbarländern zu nutzen. Allerdings bremsen die Regularien zur Einspeisung regenerativ erzeugten Stroms und die hohen bürokratischen Hürden lange Zeit die Entwicklung. Erst in den letzten Jahren hat der Zubau von Windkraft an Fahrt aufgenommen. Ende 2009 waren in Italien Windkraftwerke mit einer Nennleistung von 4.850 MW installiert, das waren 1.114 MW mehr als 2008.

Mit Windgeschwindigkeiten zwischen 7 und 9 m/s bieten vor allem die strukturschwachen Regionen in Süditalien, der Westen Siziliens sowie große Teile Sardinien attraktive Windbedingungen. Außerdem finden sich am „Absatz des Stiefels“, also dem äußersten Südosten Italiens, sehr gute Bedingungen. Auf 50 Metern Nabenhöhe herrschen hier durchschnittliche Windgeschwindigkeiten von 7 bis 8 m/s. Vor diesen Küstengebieten bieten sich auch für Offshore-Windparks die besten Windverhältnisse. Weniger geeignet sind die Gebiete im Norden und an der nördlichen Westküste, die in einer Nabenhöhe von 50 Metern lediglich eine durchschnittliche Windgeschwindigkeit von unter 5,5 m/s aufweisen.

Politische Zielsetzung

Gemäß der Vereinbarung zum europäischen Lastenausgleich muss Italien im Vergleich zu 1990 die Emission der sechs im Kyoto-Protokoll ausgewiesenen Treibhausgase in den Jahren von 2008 bis 2012 um durchschnittlich 6,5% senken. Bis Ende 2009 erreichte Italien bei der Emission der relevanten Treibhausgase allerdings erst wieder das 1990er Niveau. Von nationaler Seite sind

Strombilanz 2008

In GWh		
Kohle	48.591	15,5%
Kernenergie	0	0,0%
Erdgas	172.699	55,1%
Erneuerbare Energien	57.458	18,3%
Abfälle	3.319	1,1%
Öl	31.456	10,0%
	313.523	100,0%

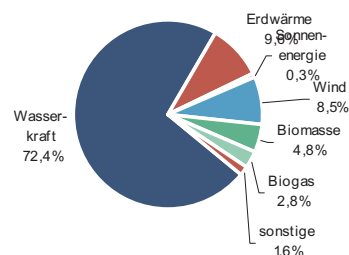
Quelle: IEA, 2010

Erneuerbare Energien

in GWh	2003	2008	CAGR
Wasserkraft	36.670	41.623	2,6%
Erdwärme	5.341	5.520	0,7%
Sonnenenergie	24	193	51,7%
Gezeitenkraft	0	0	-
Wind	1.458	4.861	27,2%
Biomasse	1.434	2.746	13,9%
Biogas	1.032	1.599	9,2%
sonstige	888	916	0,6%
	46.847	57.458	4,2%

Quelle: IEA, 2010

Regenerativer Energiemix 2008



Quelle: IEA, 2010

hinsichtlich des Emissions-Ausstoßes keine konkreten Ziele formuliert worden. Gemäß den Vorgaben der EU-Kommission muss Italien den Anteil erneuerbarer Energie an Gesamtenergieverbrauch von 5,2% in 2005 bis 2020 auf 17% ausbauen.

Staatliche Förderung

Ein in 2002 eingeführtes Quotensystem verpflichtet die in Italien tätigen Versorger - sowohl die Produzenten als auch die Importeure – eine bestimmte Quote ihrer Stromproduktion aus regenerativen Energiequellen zu decken und diese mit grünen Zertifikaten nachzuweisen. In 2010 lag die Quote bei 6,05% der Stromproduktion (Abgabemenge); sie erhöht sich jährlich um 0,75 Prozentpunkte. Von der Auflage betroffen sind alle Versorger, die mehr als 100 GWh pro Jahr generieren oder importieren.

Der Wert eines Zertifikats entspricht seit 2008 1 MWh, kann jedoch alle drei Jahre per Dekret des Wirtschaftsministeriums geändert werden. Anlagen, die seit 2008 in Betrieb sind und eine Nennleistung von mindestens 1 MW haben, erhalten in der Regel für 15 Jahre Zertifikate im Ausmaß der letztjährigen Nettoproduktion. Für Offshore-Anlagen wird die Zahl der Zertifikate seit 2009 um den Faktor 1,5 (zuvor 1,1) erhöht.

Die Zertifikate werden an diejenigen Energieproduzenten oder -importeure verkauft, die den Mindestanteil an regenerativen Energien unterschreiten. Die Zertifikate werden zu einem Differenzpreis aus dem jährlichen Durchschnittsstrompreis und einem Referenzwert von zurzeit 0,18 EUR je kWh verkauft. Damit ist faktisch eine Gesamtvergütung festgelegt. Vor 2008 unterlagen die Zertifikatspreise stärker Marktschwankungen, ließen aber teilweise noch höhere Erträge zu (bspw. Bis zu 0,20 EUR je kWh in 2007).

Die italienische Behörde für Stromwirtschaft ist verpflichtet, überschüssige Zertifikate aufzukaufen. Diese Abnahmegarantie, die letztlich die staatlichen Kassen belastet, steht derzeit im Fokus politischer Diskussionen um milliardenschwere Einsparungen des italienischen Staats.

Ausblick

Der Ausbau der Windkraftkapazitäten hat in den letzten Jahren erkennbar an Fahrt aufgenommen. Mit 1.114 MW wurde im vergangenen Jahr ein Rekordniveau beim Zubau erreicht. Dabei haben die Auswirkungen der Finanzmarktkrise die Finanzierungen für neue Windprojekte erschwert. Dieser Effekt dürfte auch auf den dies- und nächstjährigen Zubau noch leicht dämpfend wirken.

Der italienische Windenergieverband, Associazione Nazionale Energie del Vento, hält bis 2020 eine installierte Leistung von 16.200 MW für realistisch. Angesichts des in den letzten Jahren beschleunigten Wachstums scheint dieses Ziel nicht zu hoch gegriffen zu sein und wird nach unserer Prognose bereits in 2019 fast erreicht. In den Jahren 2009 bis 2014 rechnen wir mit einem durchschnittlichen Wachstum von 18,3%.

Marktprognose in MW

	Zubau	Bestand
2008	1.010	3.736
2009	1.114	4.850
2010e	1.000	5.850
2011e	1.200	7.050
2012e	1.300	8.350
2013e	1.400	9.750
2014e	1.500	11.250
2019e	k.A.	16.000

Quelle: HSH Nordbank AG

Durchschnittliche Wachstumsraten

	Zubau	Bestand
09-14e	6,1%	18,3%
14-19e	k.A.	7,3%

Quelle: HSH Nordbank AG

Polen

Zusammenfassung

- Im Zeitraum 2003 bis 2008 wuchs die Stromerzeugung aus Windenergie basisbedingt um 46,5% jährlich.
- Ende 2009 waren 725 MW Nennleistung installiert.
- Bis 2020 sollen 15% des Energiebedarfs aus regenerativen Quellen gedeckt werden.
- Wir erwarten bis 2014 eine installierte Windenergiekapazität von 3.625 MW.

Bestandsaufnahme

Bezeichnend für den polnischen Strommarkt ist die nach wie vor hohe Abhängigkeit von Braunkohle. Im Jahr 2008 wurden in Polen 155.582 GWh Strom produziert, 92,2% davon aus dem fossilen Brennstoff. Erneuerbare Energien trugen 4,1% zur Stromerzeugung bei. Dies war zwar deutlich mehr als noch 2006, im europäischen Vergleich aber dennoch ein niedriger Wert. Die stark geförderte Biomasse hatte mit 3.200 GWh (49,7%) den größten Anteil am Renewables-Mix, Wasserkraft trug noch etwa ein Drittel bei und die Windenergie kam mit 837 GWh auf einen Anteil von 13,0% (2006: 5,9%).

Polen begann erst spät mit der Installation von Windkraftanlagen. Der Bestand an Windenergie bewegte sich zwischen 2001 und 2005 auf einem niedrigen Niveau von weniger als 100 MW. Ab 2006 erfolgte ein reger Zubau, die Wachstumsdynamik verlangsamte sich im Jahr 2009 allerdings wieder deutlich. Ende des Jahres betrug die installierte Nennleistung 725 MW.

Der Ausbruch der Finanzkrise hat die Finanzierungsmöglichkeiten erheblich erschwert und verteuert. Dies dürfte einer der Gründe dafür sein, dass der Netto-Zubau in 2009 gegenüber dem Vorjahr fast um die Hälfte einbrach. Auch der Wechselkurs des polnischen Zloty zum Euro entwickelte sich ab der zweiten Jahreshälfte 2008 sehr zum Nachteil polnischer Projektentwickler, die Windkraft-Technologie aus dem Ausland importieren müssen, sowie europäischer Investoren, die den erzeugten Strom auf dem polnischen Markt verkaufen.

Die Windverhältnisse sind in weiten Teilen Polens grundsätzlich günstig. Die besten Standorte auf dem Land befinden sich an der Ostseeküste mit durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten von 6,5 bis 7,5 m/s in 50 Metern Nabenhöhe. Im Landesinneren gehen die Windgeschwindigkeiten auf bis zu 5,5 m/s zurück. Problematisch ist die Tatsache, dass viele der geeigneten Gebiete als Schutzgebiete wie „Natura 2000“, Nationalparks, Naturreservate, Naturdenkmäler oder Landschaftsschutzgebiete ausgewiesen sind, in denen keine Windenergieanlagen gebaut werden dürfen.

Ein weiteres großes Problem stellt das polnische Stromnetz dar, das sich in weiten Teilen des Landes in einem schlechten Zustand befindet und nicht über ausreichend freie Kapazitäten verfügt, um zusätzlichen Strom aus Windkraft

Strombilanz 2008

in GWh		
Kohle	143.369	92,2%
Kernenergie	0	0,0%
Erdgas	3.166	2,0%
Erneuerbare Energien	6.440	4,1%
Abfälle	284	0,2%
Öl	2.323	1,5%
	155.582	100,0%

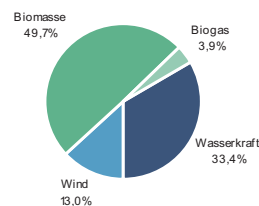
Quelle: IEA, 2010

Regenerative Energien

in GWh	2003	2008	CAGR
Wasserkraft	1.671	2.152	5,2%
Erdwärme	0	0	-
Sonnenenergie	0	0	-
Gezeitenkraft	0	0	-
Wind	124	837	46,5%
Biomasse	399	3.200	51,6%
Biogas	56	251	35,0%
	2.250	6.440	23,4%

Quelle: IEA, 2010

Regenerativer Energiemix 2008



Quelle: IEA, 2010

durch zuleiten. Insbesondere im windreichen Norden ist das Netz noch ungenügend ausgebaut. Investoren müssen dort teilweise auf eigene Kosten Stromleitungen verlegen, um ihre Windparks an das polnische Stromnetz anzuschließen.

Schwierigkeiten bereitet den Investoren darüber hinaus der bürokratische Verwaltungsapparat, der bei Genehmigungsverfahren lange Wartezeiten verursacht. Die noch nicht bearbeiteten Anträge auf Netzanschluss betreffen nach Schätzungen von Betreibern eine Gesamtkapazität von bis zu 70.000 MW. Ein Großteil dieser Planungen gilt praktisch als nicht durchführbar und blockiert daher unnötig die Anträge mit Aussicht auf Erfolg. Um dem entgegen zu wirken, trat im März 2010 eine Novelle des Energierectes in Kraft. Das Gesetz sieht strengere Auflagen sowohl für Netzbetreiber als auch Projektplaner vor. Die Versorger müssen Anträge auf die Erteilung technischer Netzanschlüsse zukünftig binnen einer Frist von 150 Tagen bearbeiten, die Windpark-Planer haben einen Pachtvertrag sowie einen Bebauungsplan vorzulegen. Zusätzlich wurde eine Antragsgebühr von 30 Zloty je Kilowatt als Garantiefinanzierung eingeführt, die die Flut neuer Bewerbungen eindämmen soll und auch für die bereits gestellten Anträge gezahlt werden muss. Bei einem Projekt mit einer Gesamtleistung von 50 MW betrüge dieser Vorschuss 1,5 Millionen Zloty. Die Maximalgrenze liegt pro Antrag bei 3 Millionen Zloty (circa 750.000 Euro). Unklar ist aber noch, wie die Rückerstattung der Einlage im Falle des Rückzugs einer Planung gehandhabt wird oder ob eine Erstattung von der Behörde überhaupt vorgesehen ist.

Politische Zielsetzung

Nach dem EU-Richtlinienvorschlag soll der Anteil erneuerbarer Energien am polnischen Energieverbrauch in 2020 bei 15% liegen. Polen zeigt sich in einem im Januar 2010 veröffentlichten Prognosebericht zuversichtlich, diese Schwelle zu überschreiten.

Im laufenden Jahr sollten bereits 10,4% erreicht werden, tatsächlich wird der Anteil regenerativer Energiequellen per Jahresultimo aber unter 6% verbleiben. Die Regierung strebt vor diesem Hintergrund an, bis 2015 die Gesamtkapazität aus allen Windparks des Landes auf 2.600 MW und bis 2020 auf 6.000 MW zu steigern. Laut vorläufigen Angaben der Polish Wind Energy Association (PWEA) waren zum 30. Juni 2010 rund 1.000 MW Windkraftleistung am Netz. Das Regierungsvorhaben scheint daher in Anbetracht der vergangenen Wachstumsraten und mit Hinblick auf geplante Projekte durchaus realistisch.

Die PWEA rechnet hingegen für 2015 mit einer installierten Leistung von über 5.100 MW und für 2020 mit knapp 13.000 MW – mehr als doppelt so viel wie von der Regierung angestrebt. Um diesen Wert zu erreichen, müssten im Durchschnitt 1.200 MW pro Jahr neu installiert werden. Unter den gegebenen Rahmenbedingungen wird das wohl nicht durchführbar sein, zumal Polen nicht primär auf die Windkraft setzt, um seine Klimaziele zu erfüllen. Das Land baut vielmehr die Biomasse-Förderung aus, da der nachwachsende Rohstoff im landwirtschaftlich geprägten Polen kostengünstiger ist als Windenergie. Bis zum Ende des Jahrzehnts könnte Biomasse mehr als drei Viertel der erneuerbaren Energie in Polen ausmachen. Aktuell ist es schon ungefähr die Hälfte.

Staatliche Förderung

Ende 2007 genehmigte die Europäische Kommission das polnische Förderprogramm für Infrastruktur und Umwelt, das unter anderem eine Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vorsieht. Darin werden neben Windenergie auch Biomasse, Solarenergie und Erdwärme subventioniert. Die mit dem Programm geförderte Kapazität soll 690 MW betragen.

Die polnischen Energieversorgungsunternehmen haben eine Abnahmepflicht für Strom aus regenerativen Energien. Darüber hinaus gibt es in Polen mittlerweile vom Gesetzgeber festgelegte Preise für Strom aus regenerativen Energien. Diese entsprechen dem durchschnittlichen Preis für konventionellen Strom des vorherigen Jahres und werden jährlich von der zuständigen Regulierungsbehörde neu bestimmt. Im Jahr 2009 bewegte sich der Strompreis laut Angaben der polnischen Strombörse TGE zwischen 132,53 und 245,06 Zloty pro MWh; im Juli 2010 lag der Durchschnittspreis (Base) bei 199,58 Zloty bzw. 48,92 EUR. Neben diesem Festpreis erhalten die Produzenten umweltfreundlichen Stroms Grüne Zertifikate, die sie an der Strombörse handeln können. Die Zertifikate können an Unternehmen verkauft werden, die den vorgegebenen Anteil erneuerbarer Energien nicht erreichen. Laut Daten von TGE lag der Zertifikatspreis 2009 im Durchschnitt bei 256,29 Zloty je MWh.

Neben diesem Vergütungsschema gibt es einen steuerlichen Anreiz durch eine Umsatzsteuerbefreiung für die regenerativen Energien. Zudem gibt es teilweise öffentlichen Zuschüsse für Investitionen in Windenergie. Diese wurden in der Vergangenheit nach Investorenangaben mit 0,15 bis 0,20 Zloty je kWh beziffert.

Die Regierung in Polen diskutiert derzeit eine Modifikation der bestehenden Fördermaßnahmen. Beispielsweise wird überlegt, zumindest für geringe Erzeugungskapazitäten vom Zertifikatesystem auf ein Festpreissystem umzusteigen. Auch eine Einspeisevergütung, wie sie in Deutschland üblich ist, wird geprüft. Es ist daher möglich, dass es in den nächsten Jahren zu einer Änderung der staatlichen Förderprogramme kommt.

Offshore

Offshore-Turbinen lassen sich wegen der stabileren und höheren Windschwundigkeiten auf See effizienter betreiben als auf dem Land. Dennoch gibt es vor der Küste Polens noch keine Windparks. Das liegt nicht nur an der besseren Planbarkeit von Onshore-Projekten. Bisherige Vorhaben scheiterten vor allem an der juristischen Situation in dem Land an der Ostsee: Offshore-Windkraftanlagen müssen nämlich auf einer künstlichen Insel gebaut werden und eben solche dürfen nach polnischem Recht nur für einen Zeitraum von maximal fünf Jahren bestehen. Das macht den Bau von Offshore-Parks bereits im Voraus unmöglich, weil alleine die Planungs- und Bauphase einige Jahre in Anspruch nehmen kann und Windparks auf der See zwischen 20 und 25 Jahre in Betrieb sind.

In Anbetracht des noch geringen Anteils erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch wird das Land längerfristig aber auch auf Offshore-Entwicklungen angewiesen sein. Da speziell hierfür erst einmal ein Stromnetz gebaut

werden müsste, in das die vor der Küste produzierte Elektrizität eingespeist werden kann, wird es allerdings viele Jahre dauern, bis die ersten Offshore-Parks realisiert werden können. Das bedeutet wiederum, dass Polen seine Klimavorgaben für 2020 größtenteils ohne die Offshore-Windkraft wird erfüllen müssen. Die vor der Küste installierte Kapazität wird bis dahin 500 MW wohl nicht überschreiten können. Dementsprechend gering dürfte bis auf weiteres das Interesse der Politik sein, Windparks vor der Küste zu ermöglichen.

Ausblick

Auch wenn die Bedeutung der Windkraft in Polens Elektrizitätsmarkt auf absehbare Zeit nur sekundär sein wird, weil sich die Regierung primär auf den Ausbau der kostengünstigeren Alternative Biomasse konzentriert, bleibt der Markt grundsätzlich aussichtsreich.

Als Wachstumsbremse wirkt sich allerdings aus, dass das Stromnetz weiterhin in einem mangelhaften Zustand ist. Zum einen ist die bestehende Infrastruktur vielerorts veraltet, zum anderen gibt es im Norden des Landes nicht genügend Kapazitäten, um den Strom zusätzlicher Windkraftanlagen aufzunehmen. Die Tatsache, dass Versorger und Windparkbetreiber selbst in den Ausbau des Stromnetzes investieren müssen, ist ebenso ein Investitionshindernis wie die mit der Novelle des Energierechtes eingeführte Vorabeanlage von bis zu 3 Millionen Zloty je Antrag auf Netzanschluss. Letztere dürfte allerdings andererseits die Flut von Anträgen ohne konkretisierte Investitionsvorhaben reduzieren.

Die Prognose der PWEA, wonach es bis 2015 über 5.100 MW und 2020 ungefähr 13.000 MW an Windkraftkapazität in Polen geben werde, erachten wir als viel zu optimistisch. Dennoch erwarten wir einen kräftigen Zubau in den nächsten Jahren. Unsere Bestandsprognose für 2014 ist 3.625 MW. Ausgehend vom Jahresendstand 2009 entspricht das einem durchschnittlichen jährlichen Bestandswachstum von 38,0%.

Marktprognose in MW

	Zubau	Bestand
2008	268	544
2009	181	725
2010e	300	1.025
2011e	500	1.525
2012e	600	2.125
2013e	700	2.825
2014e	800	3.625
2019e	k.A.	9.000

Quelle: HSH Nordbank

Durchschnittliche Wachstumsraten

	Zubau	Bestand
09-14e	34,6%	38,0%
14-19e	k.A.	19,9%

Quelle: HSH Nordbank

Kurzportraits weiterer europäische Länder

Belgien

Zusammenfassung

- Im Zeitraum 2003 bis 2008 wies die Windenergie ein durchschnittliches Wachstum von 48,6% auf.
- Ende 2009 waren 563 MW Nennleistung installiert.
- Gemäß EU-Vorgabe soll der Anteil regenerativer Energien am Primärenergieverbrauch von 2,2% in 2005 auf 13,0% bis 2020 steigen.
- Bis 2014 erwarten wir ein durchschnittliches Wachstum der Windenergie von 20,7% p.a.

Bestandsaufnahme

Strombilanz 2008

in GWh		
Kohle	7.235	8,7%
Kernenergie	45.568	54,7%
Erdgas	24.646	29,6%
Erneuerbare Energien	3.909	4,7%
Abfälle	1.575	1,9%
Öl	406	0,5%
	83.339	100,0%

Quelle: IEA, 2010

Das Königreich Belgien setzt beim Strombezug primär auf Kernenergie. Nach den Zahlen der IEA wurden 2008 in Belgien 83.339 GWh Strom produziert, davon 54,7% mit Kernenergie. Die erneuerbaren Energien steuerten 4,7% zur Stromproduktion bei. Dabei stellte die Biomasse mit 2.485 GWh den größten Anteil (63,6%) des regenerativ erzeugten Stroms. Mit 637 GWh kommt die Windenergie auf einen Anteil von gerade einmal 16,3%.

Im vergangenen Jahr hat sich die installierte Nennleistung an Windkraft um 148 MW auf 563 MW erhöht. Dies entspricht einem Zubau von 35,7%. Bereits im Zeitraum 2002 bis 2008 war das Wachstum der Windenergie mit durchschnittlich 58,9% pro Jahr hoch gewesen.

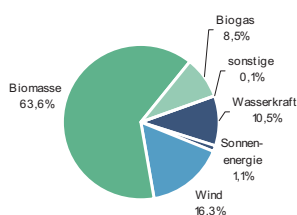
Regenerative Energien

in GWh	2003	2008	CAGR
Wasserkraft	247	410	10,7%
Erdwärme	0	0	-
Sonnenenergie	0	42	-
Gezeitenkraft	0	0	-
Wind	88	637	48,6%
Biomasse	377	2.485	45,8%
Biogas	174	333	13,9%
sonstige	0	2	-
	886	3.909	34,6%

Quelle: IEA, 2010

Der Betrieb des Infrastrukturnetzes zur Produktion, Verteilung und Speicherung von Strom sowie dessen Bepreisung fallen in das Aufgabengebiet der Bundesregierung. Für die Energieeffizienz, Subventionsprogramme und kleinere Leitungen bis 70.000 Volt sind hingegen die drei Regionen Flandern, Wallonien und Brüssel verantwortlich. Dadurch ergibt sich ein komplexer Markt mit zahlreichen Regelungen, die von den Akteuren teils schwer nachvollziehbar sind. Das Ziel aus dem Kyoto-Protokoll, den Treibhausgassaustöß bis 2012 im Vergleich zu 1990 um 7,5% zu senken, ist für Belgien vorerst in die Ferne gerückt. Das liegt unter anderem daran, dass die Zustimmung zum Zielwert auf nationaler Ebene erfolgte, die eigentliche Umsetzung aber nur durch die regionalen Parlamente ermöglicht werden kann.

Regenerativer Energiemix 2008



Quelle: IEA, 2010

Allgemein macht es diese Föderalstruktur schwer, preisgünstigen Strom zu erzeugen. Dies stellt wiederum ein Hindernis bei der Förderung umweltfreundlicher Energieträger dar, denn im Moment ist es für Belgien in vielen Fällen noch günstiger, Strom über das Netz aus dem Ausland zu beziehen, anstatt im eigenen Land die Produktion auszubauen. In dem Zusammenhang lässt sich beobachten, dass Belgien große Fortschritte beim grenzüberschreitenden Handel mit Strom und Gas gemacht hat. So werden erhebliche Mittel in den Aufbau eines Transitnetzes investiert sowie erste Schritte eingeleitet, um den Markt für ausländische Wettbewerber zu öffnen.

Eigenen Berechnungen zufolge geht die belgische Regierung davon aus, dass im Zeitraum 2011 bis 2018 alle Zwischenziele für den Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergiekonsum erreicht werden können. Allerdings sei es wahrscheinlich, dass das Land im Jahr 2020 Elektrizität aus regenerativen Quellen in einer Höhe von bis zu 0,5% des erwarteten Energieverbrauchs aus dem Ausland importieren muss, um die mit der EU vereinbarte 13%-Hürde zu nehmen.

Onshore-Windparks dürfen in Belgien nur in ausgewiesenen Industriearealen gebaut werden. Dies, zusammen mit der hohen Bevölkerungsdichte, drängt die Offshore-Windkraft in den Vordergrund. Bis heute gibt es zwar nur einen Offshore-Windpark mit einer Leistung von 30 MW, die Regierung hat aber bereits ein Gebiet in der Nordsee ausgewiesen, in dem bis zu 2.000 MW an Nennleistung entstehen könnten.

Gefördert werden erneuerbare Energien durch ein Quoten- und Zertifikatesystem, aber auch hier ist die Umsetzung in den verschiedenen Regionen unterschiedlich. Die Energieversorgungsunternehmen müssen in 2010, je nach Region, zwischen 2,5% und 12% ihrer Produktion aus erneuerbaren Quellen beziehen. Zuschüsse und Sanktionen werden ebenfalls auf Regionalebene festgesetzt und können stark voneinander abweichen. Ein Mindestpreis wird zwar zentral von der Regierung festgesetzt, allerdings haben Wallonien und Flandern individuell höhere Sätze beschlossen.

	Flandern	Wallonien	Brüssel
Quote	6,0%	12,0%	2,5%
Mindestpreis Wind onshore	8,0 ct/kWh	6,5 ct/kWh	5,0 ct/kWh
Mindestpreis Wind offshore	Landesweit 9,0 ct./kWh		
Sanktionierung	12,5 ct/kWh	10,0 ct/kWh	10,0 ct/kWh

Positiv auf die Bedingungen der Windbranche dürfte sich indes auswirken, dass das belgische Parlament weiterhin am sukzessiven Atomausstieg ab 2015 festhält.

Niederlande

Zusammenfassung

- Im Zeitraum 2003 bis 2008 wies die Stromerzeugung aus Windenergie eine jährliche Wachstumsrate von 26,4% auf.
- Ende 2009 waren 2.229 MW Nennleistung installiert.
- Gemäß EU-Vorgabe soll der Anteil regenerativer Energien am Primärenergieverbrauch von 2,4% in 2005 auf 14,0% bis 2020 steigen.
- Im Jahr 2020 sollen mindestens 10 GW an Windkraftanlagen installiert sein, 6 GW davon offshore.
- Bis 2015 erwarten wir ein durchschnittliches Bestandswachstum von 19,5% jährlich.

Strombilanz 2008

in GWh		
Kohle	26.797	24,9%
Kernenergie	4.169	3,9%
Erdgas	63.423	58,9%
Erneuerbare Energien	7.844	7,3%
Abfälle	3.347	3,1%
Öl	2.065	1,9%
	107.645	100,0%

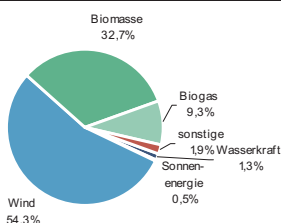
Quelle: IEA, 2010

Regenerative Energien

in GWh	2003	2008	CAGR
Wasserkraft	72	102	7,2%
Erdwärme	0	0	-
Sonnenenergie	31	38	4,2%
Gezeitenkraft	0	0	-
Wind	1.318	4.260	26,4%
Biomasse	1.007	2.563	20,5%
Biogas	313	733	18,6%
sonstige	221	148	-7,7%
	2.962	7.844	21,5%

Quelle: IEA, 2010

Regenerativer Energiemix 2008



Quelle: IEA, 2010

Bestandsaufnahme

Die Niederlande produzierten im Jahr 2008 über 107 TWh Strom. Wichtigster Energieträger ist mit einem Anteil von 58,9% Erdgas, gefolgt von Kohle mit 24,9%. Gut 7,8 TWh entfielen auf Elektrizität aus erneuerbaren Quellen. Windenergie macht mit 4,3 TWh mehr als die Hälfte der aus umweltfreundlichen Energieträgern gewonnenen Stromproduktion aus. Biomasse kam auf einen Anteil von etwa einem Drittel.

Mit einem durchschnittlichen jährlichen Wachstum von circa 18% war Windkraft in den Niederlanden zwischen 2002 und 2009 die am stärksten ausgebaute Energiequelle. Zwar lag die Nennleistung von 2.229 MW am Jahresende 2009 nahezu auf dem Niveau des Vorjahres, in den drei Jahren davor war die Windenergie aber stets um deutlich mehr als 10% gewachsen. Alleine 2008 wurden beispielsweise netto 478 MW neue Nennleistung installiert.

Die Windverhältnisse sind in den Niederlanden speziell an den Küstenregionen günstig. Die durchschnittliche Windgeschwindigkeit liegt dort in 50 Metern Höhe bei 8 bis 9 m/s. Im Landesinneren beträgt sie etwa 7 bis 8 m/s.

Politische Zielsetzung

Im Rahmen des Kyoto-Protokolls haben sich die Niederlande zu einer Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen um 6%, gemessen an den Zahlen von 1990, verpflichtet. Um diese Vorgabe zu erreichen, wird das Land verstärkt in regenerative Energien investieren müssen, denn im Jahr 2009 wurden fast 22% CO₂ mehr emittiert als 1990. Die niederländische Industrie verursacht sehr hohe CO₂-Emissionen. Da dort die Einsparpotenziale als begrenzt eingeschätzt werden, muss die Regierung besonders die Energieerzeugung aus erneuerbaren Ressourcen fördern. Allen voran wird in diesem Zusammenhang der Windenergie eine bedeutende Rolle zugerechnet.

Nach eigenen Angaben wollen die Niederlande bis 2020 mehr als 10 GW Kapazität an Windenergie installiert haben, wovon sich 6 GW offshore befinden

sollen. Dieses Vorhaben ist ambitioniert, schließlich waren Ende 2009 insgesamt erst 2.229 MW installiert. Die vier bestehenden Offshore-Windparks hatten daran mit einer Gesamtleistung von 247 MW einen Anteil von 11%.

Letztes Jahr gab die Regierung zudem das Ziel aus, bis 2020 ein Fünftel des gesamten Energieangebotes aus regenerativen Quellen zu beziehen. Im Juli 2010 senkte sie diese Vorgabe zwar auf 14,5%, sie liegt damit aber noch knapp über dem mit der Europäischen Union vereinbarten Zielwert von 14%.

Staatliche Förderung

Damit die teils hoch gesteckten Ziele erreicht werden können, haben die Niederlande ihr Subventionssystem neu gestaltet. Das ursprüngliche, im Juli 2003 eingeführte System MEP (milieukwaliteit van elektriciteitsproductie) wurde im August 2006 ausgesetzt, weil die Zielsetzung von MEP (Steigerung des Anteils regenerativer Energien an der gesamten Stromproduktion auf 9% bis 2010) vorzeitig erreicht worden war. Erst im April 2008 wurde mit SDE (stimulering duurzame energieproductie) ein neues Subventionsprogramm zur Förderung umweltfreundlicher Energien gestartet.

Während MEP ein *premium scheme* war, das den Stromerzeugern einen fixen Subventionsbetrag zahlte, der zu dem am Elektrizitätsmarkt erhaltenen Preis addiert wurde, wird beim SDE ein Mindestpreis für den verkauften Strom garantiert. Liegt der am Markt erzielbare Strompreis unter diesem Betrag, so wird dem Erzeuger die Differenz als Subvention ausgezahlt. Auf der anderen Seite ist es natürlich möglich, einen höheren Preis zu erzielen, wenn der Kurs am Markt über dem Mindestpreis notiert. Ein weiterer Unterschied zwischen MEP und SDE ist, dass in Folge des neuen Konzeptes keine finanzielle Unterstützung für Wasserkraft und ausgewählte Biomasse mehr gewährt wird. Allerdings wird nicht mehr ausschließlich Elektrizität, sondern auch die Produktion von Biogas subventioniert.

Die konkrete Höhe der Zuschüsse kann je nach Projekt unterschiedlich sein und richtet sich unter anderem nach der Leistung der Turbinen, dem Strompreis und den durchschnittlichen Kosten der Stromerzeugung. Die Subventionen werden jedes Jahr im Voraus bezahlt, weshalb die Berechnung auf einer Schätzung der Kosten und des Elektrizitätspreises des folgenden Jahres beruht. Etwaige Abweichungen der tatsächlichen Preisentwicklung von den Schätzwerten werden am Jahresende durch einen Korrekturfaktor in der Festsetzung der nächsten Subventionszahlung berücksichtigt und dadurch im Nachhinein ausgeglichen.

Für die Berechnung der Subventionszahlungen wird für die Niederlande ein Standardwert von 2.200 Volllaststunden unterstellt (für WKA mit einer Nennleistung von maximal 6 MW; für zukünftige Anlagen mit mehr als 6 MW-Nennleistung werden 2.476 Stunden unterstellt). Da dieser Wert nicht von jedem Windpark erreicht wird, soll bereits mit 80%, also 1.760 Stunden, die Maximale Förderung erreicht werden. Aus diesem Verhältnis errechnet sich ein Faktor von 1,25. Jährlich wird ein auf den geschätzten Produktionskosten basierender Ausgangspreis festgelegt. Für 2010 beträgt dieser 0,12 EUR pro kWh. Aus der Differenz zwischen dem Ausgangspreis und einem Korrekturbetrag, der dem Durchschnittspreis des Vorjahres entspricht, von 0,052

EUR (für WKA bis 6 MW; darüber 0,054 EUR) errechnet sich unter Berücksichtigung des Anpassungsfaktors ein Zuschuss in Höhe von 0,055 EUR (=0,12 EUR-(0,052 EUR*1,25) und ein Gesamterlös von 0,107 EUR pro kWh.

Alleine für die in diesem Jahr genehmigten Onshore-Windprojekte sollen so über einen Folgezeitraum von 15 Jahren Subventionen von insgesamt 937 Millionen Euro zur Verfügung stehen. Um für die Subvention in Frage zu kommen, müssen die Projekte innerhalb von vier Jahren nach der Antragstellung fertig gestellt werden können.

Offshore

Aktuell umfasst die installierte Nennleistung der offshore befindlichen Windparks knapp 247 MW:

Projektname	Inbetriebnahme	Nennleistung
Lely	1994	2,0 MW
Irene Vorrink	1996	16,8 MW
Offshore Wind Farm Egmond am Zee	2006	108,0 MW
Prinses Amalia	2008	120,0 MW
Summe		246,8 MW

Quelle: EWEA (2010)

Um die bis 2020 geplante Offshore-Kapazität von 6.000 MW zu erreichen, müssen die Niederlande gezielt den Bau von Windparks vor der Küste fördern. Ab 2010 ist es erstmals möglich, Subventionen für Offshore-Projekte zu beantragen. Wie im November 2009 bekannt gegeben wurde, möchte die holländische Regierung einen Gesamtbetrag von bis zu 5,3 Milliarden Euro alleine für Offshore-Projekte mit einer Nennleistung von insgesamt 950 MW bereitstellen.

Bis 2015 sind nach heutigem Stand sieben Offshore-Windparks fest eingeplant, die zusammen über 2.900 MW an neuer Nennleistung bringen sollen.

Projektname	Inbetriebnahme	Nennleistung
Scheveningen Buiten	2011	300 MW
West Rijn	2012	284 MW
Breeveertien 2	2013	350 MW
Callantsoog-Noord	2013	303 MW
Q10	2013	200 MW
Tromp	2015	1.150 MW
Beaufort	n.a.	340 MW
Summe		2.927 MW

Quelle: EWEA (Januar 2009); eigene Ergänzungen

Das Anlaufen weiterer Projekte dürfte von der Offshore-Subvention im Rahmen des SDE-Programms abhängig sein. Eine Liste der Antragsteller wurde bislang nicht veröffentlicht. Das zu Vattenfall gehörende Unternehmen Nuon möchte aber beispielsweise den Windpark Beaufort 30 Kilometer vor der holländischen Küste bauen. Für dieses Projekt, das einen Zubau von weiteren 340 MW bedeuten würde, hat Nuon einer Pressemitteilung zufolge im März 2010 einen

Antrag auf Subvention gestellt. Die zusätzlichen finanziellen Mittel seien nach Unternehmensangaben zwingend notwendig, um den Windpark bauen zu können. Da Nuon bereits Betreiber der Wind Farm Egmond am Zee ist, gilt das Unternehmen als erfahren und sollte gute Chancen auf eine Zusage durch das zuständige Ministerium haben. Für das Projekt ist noch kein Zeitplan bekannt.

Dänemark

Zusammenfassung

- Im Zeitraum 2003 bis 2008 wies die Stromerzeugung aus Windenergie ein durchschnittliches Wachstum von 0,34% auf.
- Ende 2009 waren 3.465 MW Nennleistung installiert.
- Bis zum Jahr 2020 sollen die erneuerbaren Energiequellen 30% des Energiebedarfs abdecken.
- Bis 2014 erwarten wir ein durchschnittliches Bestandswachstum der Windenergie von 9,2% p.a.

Bestandsaufnahme

Strombilanz 2008

in GWh		
Kohle	17.457	48,0%
Kernenergie	0	0,0%
Erdgas	6.927	19,0%
Erneuerbare Energien	9.010	24,8%
Abfälle	1.866	5,1%
Öl	1.131	3,1%
	36.391	100,0%

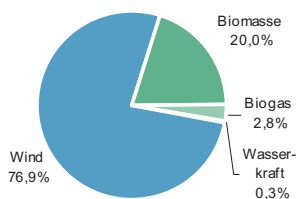
Quelle: IEA, 2010

Regenerative Energien

in GWh	2003	2008	CAGR
Wasserkraft	21	26	4,4%
Erdwärme	0	0	-
Sonnenenergie	2	3	8,4%
Gezeitenkraft	0	0	-
Wind	5.561	6.928	4,5%
Biomasse	1.401	1.804	5,2%
Biogas	276	249	-2,0%
	7.280	9.010	4,4%

Quelle: IEA, 2010

Regenerativer Energiemix 2008



Quelle: IEA, 2010

Nach den Zahlen der International Energy Agency (IEA) wurden im Jahr 2008 in Dänemark 36.391 GWh Strom produziert. Der größte Anteil entfiel auf Kohlekraftwerke mit einer Produktion von 17.457 GWh. Die erneuerbaren Energien konnten mit 9.010 GWh einen Anteil von 24,8% zur Stromproduktion beitragen. Die mit einem Anteil von rund 77% bedeutendste regenerative Energiequelle ist die Windenergie. Der im internationalen Vergleich reife Windmarkt wies in den Jahren 2003 bis 2008 wegen reduzierter staatlicher Förderung ein geringes Wachstum von unter 1% jährlich auf. Da kaum noch Landstandorte mit guten Windverhältnissen verfügbar sind, stehen künftig der Aufbau von Offshore-Windparks und das Repowering im Mittelpunkt.

2009 hat der Zubau in Dänemark mit 334 MW nach sieben Jahren des weitgehenden Stillstandes wieder an Bewegung gewonnen. Der Bestand erhöhte sich auf 3.465 MW. Davon entfielen 230 MW auf Offshore-Windparks. 209 MW allein auf Horns Rev II, den mit 91 Turbinen bisher weltweit größten Offshore-Windpark.

Neben der staatlichen Förderung der Windenergie seit den achtziger Jahren sind die guten Windverhältnisse für den Erfolg dieser regenerativen Energiequelle in Dänemark verantwortlich. Die besten Standorte für Windkraftanlagen befinden sich im westlichen Landesteil sowie an den Süd- und Westküsten der Ostseeinseln. Dort können durchschnittliche Windgeschwindigkeiten von 8 bis 9 m/s auf einer Nabenhöhe von 50 Meter erreicht werden. Auch im Offshore-Bereich verfügt Dänemark über ausgezeichnete Windstandorte. Die Nord- und Ostsee bieten große Flächen mit niedrigen Wassertiefen von 5 bis 15 Metern, an denen durchschnittliche Windgeschwindigkeiten von über 9 m/s in 50 Metern Nabenhöhe erreicht werden. Die geringe Wassertiefe begünstigt unter Kostengesichtspunkten Installation, Wartung und Betrieb der Windkraftanlagen und macht diese Seegebiete für die Offshore-Nutzung attraktiv.

Staatliche Förderung

Bereits vor mehr als zwanzig Jahren begann die dänische Regierung als einer der Pioniere auf diesem Gebiet, die erneuerbaren Energien zu fördern. Seit den 1980er Jahren gewährt sie Steuervergünstigungen für Familien, die im Verbund mit der Dorfgemeinschaft eigenen Strom produzieren. Während der vergangenen zehn Jahre war zwar vor allem der private Industriesektor für den Ausbau der Windkraft in Dänemark verantwortlich. Eine neue Gesetzgebung vom Januar 2009 möchte regionale Projekte aber wieder gezielt fördern und schreibt vor, dass ein Anteil von 20% jedes neuen Windkraftprojektes privaten Haushalten sowie Kooperationsgemeinschaften im regionalen Umfeld zum Kauf angeboten werden muss.

Der schleppende Zubau in den Jahren 2003 bis 2008 geht auf die starke Absenkung des staatlich garantierten Einspeisetarifes aus dem Jahr 2002 zurück. Erst seit der Neuregelung der Vergütung in 2008 gibt es wieder eine lebhaftere Entwicklung der Windenergie in Dänemark. Heute wird den Erzeugern von Strom aus Windkraft zusätzlich zum erzielbaren Marktpreis ein Bonus bezahlt. Dieser beträgt onshore 0,25 DKK je kWh zuzüglich 0,12 DKK je kWh bei Re-powering. Offshore-Windparks werden im Tenderverfahren vergeben, bei dem üblicherweise der niedrigste Einspeisesatz zum Zuge kommt. Die Konditionen variieren dabei je nach Lage und den daraus resultierenden Aufwand- und Ertragserwartungen. So ist im April 2010 ein Tender-Verfahren für den Offshore-Windpark Djursland-Anholt mit 400 MW abgeschlossen worden. Die Windfarm soll bis spätestens 2013 ans Netz gehen. Bei den Ausschreibungen für Horns Rev II und für Rødsand II wurden Gesamtvergütungen von 0,518 bzw. 0,629 DKK je kWh für zwölf Jahre festgeschrieben. Dafür werden bei Offshore-Anlagen die Kosten für den Netzanschluss auf die Stromverbraucher verteilt.

Offshore

Dänemark war lange Zeit der Vorreiter in Sachen Offshore Windkraftanlagen. Ein empfindlicher Rückschlag war die notwendige Demontage und Reparatur sämtlicher Anlagen in Horns Rev 1 vor einigen Jahren. In 2009 haben erstmals seit sechs Jahren zwei neue Parks den Betrieb aufgenommen.

Offshore-Windparks in Betrieb

Projektname	Betreiber	Gesamtleistung (MW)	Küstenentfernung (km)	Tiefe (m)	Inbetriebnahme
Vindeby	Dong Energy	4,95	2,5	3-5	1991
Tunø Knob	Dong Energy	5	6	0,8-4	1995
Middelgrundten	Dong Energy	40	3	5-10	2001
Horns Rev 1	Vattenfall, Dong Energy	160	14-20	6-12	2002
Nysted	E.ON, Dong Energy	165,6	6	5-9,5	2003
Samsø	Samsø Kommune	23	3,5	11-18	2003
Frederikshavn	Dong Energy	10,6	0,8	4	2003
Horns Rev 2	Dong Energy	209	30	9-17	2009
Storebaelt/Sprogø	Sund & Baelt	21	2	6-16	2009
Gesamt		639,15			

Quelle: BWEA

Griechenland

Zusammenfassung

- Im Zeitraum 2003 bis 2008 wies die Stromerzeugung aus Windenergie basisbedingt ein durchschnittliches Wachstum von 17,0% auf.
- Ende 2009 waren 1.087 MW Nennleistung installiert.
- Gemäß EU-Vorgabe soll der Anteil regenerativer Energien am Primärenergieverbrauch von 6,9% in 2005 auf 18,0% bis 2020 steigen.
- Bis 2014 erwarten wir ein durchschnittliches Wachstum der Windenergie von 18,3% p.a.

Bestandsaufnahme

Strombilanz 2008

in GWh		
Kohle	33.356	53,0%
Kernenergie	0	0,0%
Erdgas	13.797	21,9%
Erneuerbare Energien	5.750	9,1%
Abfälle	19	0,0%
Öl	9.990	15,9%
	62.912	100,0%

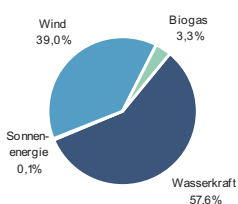
Quelle: IEA, 2010

Regenerative Energien

in GWh	2003	2008	CAGR
Wasserkraft	4.766	3.312	-7,0%
Erdwärme	0	0	-
Sonnenenergie	0	5	-
Gezeitenkraft	0	0	-
Wind	1.021	2.242	17,0%
Biomasse	0	0	-
Biogas	105	191	12,7%
	5.892	5.750	-0,5%

Quelle: IEA, 2010

Regenerativer Energiemix 2008



Quelle: IEA, 2010

Der griechische Strommarkt ist zu über 50% vom Energieträger Kohle abhängig. Erdgas und Öl sind mit Anteilen von 21,9% bzw. 15,9% an der Stromversorgung ebenfalls wichtige Energieträger. Nach den Zahlen der IEA wurden 2008 in Griechenland 62.912 GWh Strom produziert. Die erneuerbaren Energien steuerten hierzu 9,1% bei. Dabei stellte die Wasserkraft mit 3.312 GWh den größten Anteil (57,0%) des regenerativ erzeugten Stroms. Die Windkraft hat mit 2.242 GWh des erzeugten Stroms aber an Bedeutung gewonnen. Die Windverhältnisse sind in weiten Teilen des Landes hervorragend.

Die Schuldenkrise des Landes hat das Thema Erneuerbare Energie zweifellos temporär in den Hintergrund gedrängt. Mit einem Rettungsschirm der Euro-Länder wurde die Gefahr einer Zahlungsunfähigkeit zunächst gebannt; Griechenland selbst stabilisiert die Haushaltslage mit vielfältigen Reformen bzw. Sparmaßnahmen. Mit Blick in die Zukunft wird auch in Griechenland eine nachhaltige Energieversorgung in den Fokus rücken. Hierzu passt die Voraus-schätzung zur Umsetzung des Nationalen Aktionsplans an die EU, die die Jahreszielwerte für den Anteil Erneuerbarer Energie an dem Gesamtenergieverbrauch bis 2020 beziffert. In 2020 muss Griechenland einen Anteil von 18% erreichen, zielt aber auf die Marke von 20% ab. Welche Energiequelle dabei welchen Anteil haben soll, bleibt ungenannt. Dennoch hat das griechische Parlament Ende Mai ein neues Erneuerbare Energien-Gesetz auf den Weg gebracht, das bis Q1 2011 beschlossen werden soll. Darin wird neben den genannten 20% ein Anteil von 40% bezogen auf die Stromerzeugung anvisiert. Dazu sollen Genehmigungswege vereinfacht und beschleunigt werden. Die Einspeisevergütung, die vom Netzbetreiber vergütet werden muss und somit keine unmittelbare Haushaltsrelevanz hat, soll auf 87,84 EUR je MWh bzw. 99,44 EUR je MWh auf nicht ans Stromnetz angeschlossenen Inseln von zuvor 80,14 bzw. 91,74 je MWh angehoben werden. Diese Rate wird zusätzlich um 20% angehoben, wenn der Investor keine staatlichen Subventionen in Anspruch nimmt, die alternativ für 30% der Investitionssumme gewährt werden.

In den nächsten Jahren dürfte vor allem die Finanzierung für viele Erneuerbare Energien-Projekte eine nur schwer überwindbare Hürde darstellen und somit die Entwicklung deutlich bremsen.

Portugal

Zusammenfassung

- Im Zeitraum 2003 bis 2008 wies die Stromerzeugung aus Windenergie basisbedingt ein durchschnittliches Wachstum von 63,3% auf.
- Ende 2009 waren 3.535 MW Nennleistung installiert.
- Gemäß EU-Vorgabe soll der Anteil regenerativer Energien am Primärenergieverbrauch von 20,5% in 2005 auf 31,0% bis 2020 steigen.
- Bis 2014 erwarten wir ein durchschnittliches Wachstum der Windenergie von 17,6% p.a.

Bestandsaufnahme

Insgesamt wurden 2008 in Portugal nach Angaben der IEA 45.471 GWh Strom produziert. Der größte Anteil an der Gesamtproduktion entfällt mit 33,4% auf Erdgas. Die erneuerbaren Energien stellen 31,6% der Stromproduktion. Die Stromerzeugung durch Windkraft nahm in den Jahren 2003 bis 2008 um 66,3% p.a. zu. Ende 2009 waren in Portugal Windkraftanlagen mit einer Nennleistung von 3.535 MW angeschlossen. Nach einer schwächeren Entwicklung in 2007 hat die Dynamik in den beiden letzten Jahren wieder deutlich angezogen. Kurzfristig könnte die kritisch wahrgenommene Verschuldungssituation des Landes belastend wirken.

Die portugiesische Regierung will durch ein ambitioniertes Programm die Abhängigkeit des Landes von ausländischen Energielieferanten verringern. Die erneuerbaren Energiequellen spielen hierbei eine zentrale Rolle. In einigen Regionen behindern jedoch unzureichende Netzkapazitäten den Aufbau und den Anschluss neuer Anlagen. Ein weiteres Problem sind trotz vorgenommener Erleichterungen die langwierigen und komplexen Genehmigungsverfahren. Nach einer Untersuchung der EWEA müssen Windparkentwickler in Portugal im Durchschnitt mehr als 58 Monate auf eine Genehmigung warten. Damit ist Portugal das Schlusslicht der Erhebung.

Die Windverhältnisse der portugiesischen Küstenlandschaft sind gut. Auf 50 Meter Nabenhöhe werden im Schnitt Windgeschwindigkeiten von 7 bis 8 m/s erreicht. Im Landesinneren verringert sich die Geschwindigkeit auf bis zu 5,5 m/s. Offshore ist angesichts der topographischen Gegebenheiten kein Thema.

Politische Zielsetzung

Als EU-Mitglied hat sich Portugal im Rahmen des Lastenausgleichs verpflichtet, die Emission der nach dem Kyoto-Protokoll relevanten Treibhausgase bis 2010 um nicht mehr als 27% gegenüber dem Basisjahr 1990 zu erhöhen. 2009 lag Portugal mit einem gegenüber dem Jahr 1990 um 37% gesteigerten CO₂-Ausstoß noch über diesem Ziel. Gemäß EU-Vorgabe soll der Anteil regenerativer Energien am Primärenergieverbrauch von 20,5% in 2005 auf 31,0% bis 2020 steigen.

Strombilanz 2008

in GWh		
Kohle	11.196	24,6%
Kernenergie	0	0,0%
Erdgas	15.199	33,4%
Erneuerbare Energien	14.357	31,6%
Abfälle	571	1,3%
Öl	4.148	9,1%
	45.471	100,0%

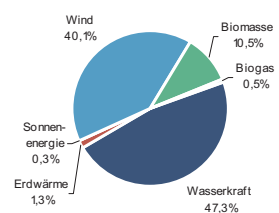
Quelle: IEA, 2010

Regenerative Energien

in GWh	2003	2008	CAGR
Wasserkraft	15.723	6.798	-15,4%
Erdwärme	90	192	16,4%
Sonnenenergie	3	38	66,2%
Gezeitenkraft	0	0	-
Wind	496	5.757	63,3%
Biomasse	1.112	1.501	6,2%
Biogas	3	71	88,3%
	17.427	14.357	-3,8%

Quelle: IEA, 2010

Regenerativer Energiemix 2008



Quelle: IEA, 2010

Staatliche Förderung

Die Stromerzeugung aus Windkraft wird in Portugal über eine feste Einspeisevergütung gefördert. Die Höhe der Vergütung wird mit Hilfe einer Formel berechnet, in die verschiedenen Faktoren, wie z.B. Inflation und Anzahl der eingespeisten Stunden, eingehen. Aktuell beträgt der inflationsindexierte Satz im Durchschnitt etwa 0,074-0,075 EUR/kWh. Die Vergütung wird für maximal 15 Jahre oder 33 GWh gewährt.

Die Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung selbst werden zudem mit einer verringerten Umsatzsteuer belegt.

Schweden

Zusammenfassung

- Im Zeitraum 2003 bis 2008 wies die Stromerzeugung aus Windenergie ein durchschnittliches Wachstum von 24,1% auf.
- Ende 2009 waren 1.560 MW Nennleistung installiert. Mit einem Nettozubau von 512 MW hat Schweden im vergangenen Jahr bei Windkraft-Installationen an Dynamik gewonnen.
- Gemäß EU-Vorgabe soll der Anteil regenerativer Energien am Primärenergieverbrauch von 39,8% in 2005 auf 49,0% bis 2020 steigen.
- Bis 2014 erwarten wir ein durchschnittliches Wachstum der Windenergie von 27,0% p.a.

Bestandsaufnahme

Der schwedische Strommarkt wird seit Jahren von erneuerbaren Energien und Kernenergie dominiert. Bei einer Jahresleistung von 149.278 GWh Strom werden 53,6% regenerativ erzeugt, 42,8% basieren auf Kernenergie. Innerhalb der erneuerbaren Energien stellte die Wasserkraft mit 69.069 GWh den größten Anteil (86,3%). Biomasse und Windkraft haben in den letzten Jahren deutlich zugelegt. Allein in 2009 wurden WKA mit einer Gesamtleistung von 512 MW in Betrieb genommen.

Politische Zielsetzung

Die Vorgaben aus dem Kyoto-Protokoll hat Schweden bereits weit übererfüllt. Das Land hätte im Rahmen des Lastenausgleichs die Emission der relevanten Treibhausgase im Zeitraum 2008 bis 2012 um durchschnittlich 4% gegenüber dem Niveau von 1990 steigern dürfen. Die schwedische Regierung hatte sich vor Jahren das Ziel gesetzt, die Emissionen in dem besagten Zeitraum im Vergleich zum Wert von 1990 um 4% zu senken. Tatsächlich wurde die Emission von 1990 bis 2009 bereits um 15% reduziert. Dennoch sollen die regenerativen Energiequellen ohne große Wasserkraft weiter ausgebaut werden. Favorisiert wird vor allem der Ausbau der Windkraft, deren Stromproduktion bis 2025 auf 30 TWh p.a. steigen soll, 2/3 davon sollen onshore und 1/3 offshore erzeugt werden. Die EU-Direktive gibt als Ziel für Schweden einen Anteil von 49% erneuerbarer Energien am Gesamtverbrauch in 2020 an. Der weitere Ausbau der Stromerzeugung aus Windkraft dient zugleich dazu, den stufenweisen Ausstieg aus der Kernenergie umsetzen zu können.

Staatliche Förderung

Im Mai 2003 löste in Schweden ein auf Zertifikathandel basierendes System das bis dahin bestehende Fördersystem ab. Danach sind die Verbraucher verpflichtet worden, im Verhältnis zu ihrem gesamten Jahresstromverbrauch eine bestimmte Menge Zertifikate zu erwerben. Stromanbieter kaufen für ihre Kunden Zertifikate schwedischen Stroms aus erneuerbaren Energiequellen.

Strombilanz 2008

in GWh		
Kohle	1.619	1,1%
Kernenergie	63.889	42,8%
Erdgas	603	0,4%
Erneuerbare Energien	80.031	53,6%
Abfälle	2.263	1,5%
Öl	873	0,6%
	149.278	100,0%

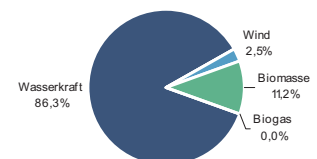
Quelle: IEA, 2010

Regenerative Energien

in GWh	2003	2008	CAGR
Wasserkraft	53.540	69.069	5,2%
Erdwärme	0	0	-
Sonnenenergie	2	4	14,9%
Gezeitenkraft	0	0	-
Wind	679	1.996	24,1%
Biomasse	4.305	8.932	15,7%
Biogas	63	30	-13,8%
	58.589	80.031	6,4%

Quelle: IEA, 2010

Regenerativer Energiemix 2008



Quelle: IEA, 2010

2010 bis 2012 müssen 17,9% des Stroms aus erneuerbaren Energien (exklusive großer Wasserkraft) stammen. 2009 betrug der Durchschnittspreis für die grünen Zertifikate 0,293 SEK/kWh.

Die schwedische Energiebehörde überprüft jährlich zum 1. April die Erfüllung der Quotenpflicht. Unterschreitungen werden sanktioniert. Für jedes fehlende Zertifikat wird eine Abgabe in Höhe von 150 % des durchschnittlichen Zertifikatspreises des betreffenden Jahres fällig.

Als weiteres Fördererelement gewährt die Regierung Zuschüsse in Höhe von 15% der Investitionskosten.

Offshore

Angesichts der langen Küste und flacher Küstengewässer bestehen in Schweden gute Bedingungen für Offshore-Windparks. Fünf Parks mit einer Gesamtleistung über 160 MW sind bereits in Betrieb.

Offshore-Windparks in Betrieb

Projektname	Betreiber	Gesamtleistung (MW)	Küstenentfernung (km)	Tiefe (m)	Inbetriebnahme
Bockstigen		2,75	3	6	1998
Utgrunden I	Vattenfall	10,5	7	4-10	2001
Yttre Stengrund	Vattenfall	10	4	8-12	2002
Lillgrund	Vattenfall	110,4	10	2,5-9	2007
Gässlingegrund	Vänern Vindpark	30	4	4-10	2009
Gesamt		163,65			

Quelle: EWEA

Weitere Offshore-Windparks mit über 2 GW Gesamtleistung sind in Planung.

Onshore

Auch onshore ist ein deutlicher Ausbau in Sicht. Das mit Abstand ehrgeizigste Projekt ist ein Windpark mit 1.100 WKA und einer Gesamtleistung von 3,5 GW in der schwedischen Tundra. Dieser soll in den kommenden zehn Jahren realisiert werden.

Spanien

Zusammenfassung

- Im Zeitraum 2003 bis 2008 wies die Windenergie basisbedingt ein durchschnittliches Wachstum von 21,7% auf.
- Ende 2009 waren 19.149 MW Nennleistung installiert.
- Gemäß EU-Vorgabe soll der Anteil regenerativer Energien am Primärenergieverbrauch von 8,7% in 2005 auf 20,0% bis 2020 steigen.
- Da die Förderung erneuerbarer Energien in Spanien haushaltsrelevant ist, führte die Diskussion um die Staatsverschuldung zu kontroversen Diskussionen um eine Kürzung.
- Bis 2014 erwarten wir ein durchschnittliches Wachstum der Windenergie von 8,1% p.a.

Bestandsaufnahme

Im Jahr 2008 wurden in Spanien insgesamt 311.134 GWh Strom produziert. Nach Angaben der IEA stellte Erdgas mit 39,1% bzw. 121.561 GWh den größten Anteil der Gesamtproduktion. Der Anteil der regenerativen Energiequellen betrug 19,6%. Dabei hat Windkraft mit 32.203 GWh inzwischen Wasserkraft mit nur noch 23.500 GWh überholt. Die Stromerzeugung durch Wind stieg in den Jahren 2003 bis 2008 um durchschnittlich 21,7% jährlich. Unterstützung erhält die Windkraft dabei von den klimatischen Bedingungen. Die häufiger werdenden Dürreperioden zwingen die Versorger zudem, die Wasserkraftwerke zeitweise vom Netz zu nehmen. Dieses Risiko wird durch den Ausbau der Windkraft kompensiert.

Der spanische Windenergiemarkt wies in den letzten Jahren ein dynamisches Wachstum auf. Ende 2009 waren in Spanien Windkraftanlagen mit einer Nennleistung von 19.149 MW installiert. 2009 konnten die Kapazitäten um 2.458 MW erhöht werden.

Politische Zielsetzung

Im Rahmen des europäischen Lastenausgleichs darf Spanien im Vergleich zum Basisjahr 1990 die Emission der sechs im Kyoto-Protokoll ausgewiesenen Treibhausgase bis zum Zeitraum 2008 bis 2012 um 15% erhöhen. Bis 2009 stieg die Emission der Treibhausgase aber um 44%. Die Zielmarke wird Spanien somit höchstwahrscheinlich verfehlen. Immerhin hat die spanische Regierung für den weiteren Ausbau der Windkraft ein klares Wachstumssignal gesetzt. Das ursprüngliche Ziel, bis 2010 insgesamt 13.000 MW Nennleistung aus Windkraft zu installieren, wurde im August 2005 mit dem Plan de Energías Renovables (PER) revidiert. Gemäß diesem sollte bis zum Jahr 2011 nun eine Nennleistung von 20.155 MW erreicht werden. Dies entspricht einem Anteil von 47% an der insgesamt geplanten Kapazität von 42.500 MW aus erneuerbaren Energien. Damit würde die Windkraft rund 15% der nationalen Stromerzeugung

Strombilanz 2008

in GWh		
Kohle	49.973	16,1%
Kernenergie	58.973	19,0%
Erdgas	121.561	39,1%
Erneuerbare Energien	61.061	19,6%
Abfälle	1.564	0,5%
Öl	18.002	5,8%
	311.134	100,0%

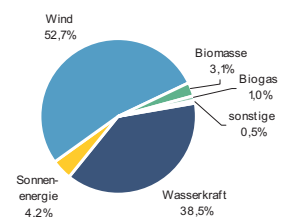
Quelle: IEA, 2010

Regenerative Energien

in GWh	2003	2008	CAGR
Wasserkraft	41.054	23.500	-10,6%
Erdwärme	0	0	-
Sonnenenergie	41	2.578	128,9%
Gezeitenkraft	0	0	-
Wind	12.075	32.203	21,7%
Biomasse	2.095	1.888	-2,1%
Biogas	758	585	-5,0%
Sonstige	0	307	-
	56.023	61.061	1,7%

Quelle: IEA, 2010

Regenerativer Energiemix 2008



Quelle: IEA, 2010

decken. Inzwischen wurde das Zwischenziel auf einen Nennleistung von 23 GW bis 2012 angehoben.

Staatliche Förderung

Angesichts der problematischen Staatsverschuldung ist die Förderung erneuerbarer Energien in die Kritik geraten, weil das spanische Modell Vergütungen für regenerativ erzeugten Strom teilweise aus dem Staatshaushalt bestreitet und kein reines Umlagesystem ist.

Grundsätzlich garantiert das spanische Einspeisesystem den Produzenten regenerativen Stroms den Zugang zum Netz. Betreiber einer Windenergieanlage können jedes Jahr wählen, ob sie eine feste Einspeisevergütung oder einen festgelegten Bonus zum Strompreis ausgezahlt bekommen möchten. Die Einspeisetarife wurden bisher jährlich auf Basis des Verbraucherpreisindex abzüglich 25 Basispunkte angehoben. Die Vergütung wird für die Dauer des Betriebs der Anlage gezahlt, nach Ablauf der gesetzlich festgelegten Betriebsdauer, die für Wind 20 Jahre beträgt, aber reduziert. Die Vergütungshöhe beträgt für Wind für die ersten 20 Jahre 7,3228 ct je kWh, ab dem 21. Jahr 6,12 ct je kWh.

Das spanische Industrieministerium plant nun eine 35%ige Kürzung der Bonuszahlungen. Die Kürzung gilt bis zum 1. Januar 2013 und betrifft nur Anlagen, die nach dem 1. Januar 2008 gebaut wurden oder noch werden. Ergänzend wird die Zahl der Volllaststunden p.a. auf 2.350 begrenzt, für die ein Bonus gezahlt wird. Diese Marke dürfte aber nur in wenigen Fällen überhaupt erreicht werden.

Glossar

AWEA	American Wind Energy Association
CDM	Clean Development Mechanism
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
EWEA	European Wind Energy Association
F&E	Forschung & Entwicklung
GW	GigaWatt = 1.000.000.000 Watt
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IPP	Independent Power Producer
kWh	Kilowattstunde
MW	MegaWatt = 1.000.000 Watt
nm	Nautische Meile (1,852 km)
PTC	Production Tax Credit
ROC	Renewables Obligation Certificates
RPS	Renewable Portfolio Standards
SDL-Bonus	Systemdienstleistungsbonus
TW	TerraWatt
WEA	Windenergieanlage

Die in dieser Analyse veröffentlichten Aussagen und Angaben basieren auf Informationen, die die HSH Nordbank AG aus allgemein zugänglichen, von uns nicht überprüfbaren Quellen, die wir für verlässlich erachten, bezogen hat. Die einzelnen Informationen aus diesen Quellen konnten nur auf Plausibilität überprüft werden, eine Kontrolle der sachlichen Richtigkeit fand nicht statt. Trotz sorgfältiger Bearbeitung übernehmen wir keine Gewähr für Vollständigkeit, Aktualität und Richtigkeit der bereitgestellten Informationen.

Die Aussagen enthalten nicht alle für wirtschaftlich bedeutende Entscheidungen wesentlichen Angaben, sondern lediglich unverbindliche Auffassungen über Märkte und Produkte zum Zeitpunkt der Herausgabe. Sie stellen insbesondere kein Angebot zum Kauf oder Verkauf im rechtlichen Sinn dar. Ihre Lektüre kann daher eine individuelle Beratung nicht ersetzen. Dafür stehen Ihnen unsere Mitarbeiter gerne zur Verfügung. Die HSH Nordbank AG kann nicht für Verluste haftbar gemacht werden, die durch die Nutzung dieser Veröffentlichung oder deren Inhalte entstanden sind oder die in einer anderen Weise im Zusammenhang mit diesen Dokumenten stehen.

Die HSH Nordbank als für die Erstellung und Weitergabe dieser Analyse verantwortliches Kreditinstitut unterliegt der Aufsicht der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin), Lurgiallee 12, 60349 Frankfurt am Main.

HSH Nordbank AG

Gerhart-Hauptmann-Platz 50
20095 Hamburg
Tel. +49 40 3333-0
Fax +49 40 3333-34001

Martensdamm 6
24103 Kiel
Tel. +49 431 900-01
Fax +49 431 900-34002

info@hsh-nordbank.com
www.hsh-nordbank.de

Redaktion und Ansprechpartner

Research

Dirk Gojny, CFA, CEFA (Head)
Telefon +49 40-33 33-118 56
dirk.gojny@hsh-nordbank.com

Wind-Energie-Research
Arndt Krakau
Telefon +49 40-33 33-115 48
arndt.krakau@hsh-nordbank.com

Energy

Jürgen H. Lange
Global Head of Energy
Telefon +49 40-3333-10628
juergen-h.lange@hsh-nordbank.com

Dr. Nikolai Ulrich
Head of Origination Energy Europe
Telefon +49 40-3333-11505
nikolai.ulrich@hsh-nordbank.com

Kim Christian Köhler
Head of Origination Wind Energy Europe
Telefon +49 40-3333-14328
kim.christian.koehler@hsh-nordbank.com