



Dominik Ladner, BSc

Stand und Entwicklung der Windkraft in Europa

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik-Wirtschaft

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation

Graz, 03.04.2019

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommene Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

Ort, Datum

Unterschrift

STATUTORY DECLARATION

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources/resources, and that I have explicitly indicated all material which has been quoted either literally or by content from the sources used. The text document uploaded to TUGRAZonline is identical to the present master's thesis.

Ort, Datum

Unterschrift

Kurzfassung

Die Stromerzeugung mittels konventionellen Energieträgern, wie Öl, Gas und Kohle, entspricht nicht mehr dem heutigen Zeitgeist. Schadstoffe, die durch die Gewinnung und Verbrennung dieser Energieträger in die Umwelt gelangen, haben negative Auswirkungen auf die Flora und Fauna und beeinflussen das Weltklima sehr stark. Das europäische Parlament hat erkannt, dass der Fokus in Zukunft auf erneuerbare Energien gelegt werden muss und veröffentlichte ihren Fahrplan für die nächsten Jahrzehnte. Eine wesentliche Rolle dabei spielt die Energiepolitik der einzelnen EU-Mitgliedsstaaten und deren Willen zur Umsetzung der definierten Energieziele.

Um die EU-Klimaziele einhalten zu können, muss die Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen stark zurückgehen. Kompensiert werden soll dieser Verlust an installierter Leistung hauptsächlich durch den starken Ausbau der Windenergienutzung. Die Bedeutung der Windkraft in Europa hat in den vergangenen 25 Jahren stetig zugenommen. Die Nutzung der Windenergie entwickelte sich zu einer der wichtigsten Technologien zur Stromgewinnung und trägt so, neben Wasserkraft, Bioenergie und Solarenergie, einen wesentlichen Teil zur Dekarbonisierung in Europa bei.

Die stetige technische Weiterentwicklung von Windkraftanlagen ist für die Aufrechterhaltung und Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit am europäischen Energiemarkt von großer Bedeutung. Primär geht es darum, den Stromertrag von Windenergiekonvertern zu erhöhen, ihre Verfügbarkeit sicherzustellen und die Stromgestehungskosten der Anlagen zu senken. Dafür muss, neben der Steigerung der Anlagenleistung, auch eine lange Lebensdauer und eine hohe Zuverlässigkeit der Anlagenkomponenten gewährleistet werden. Die treibende Kraft zur Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit von Windkraftanlagen am Energiesektor sind die stetigen Investitionen und Innovationen, die zur Weiterentwicklung des Anlagendesigns und somit zur Effizienzsteigerung im Betrieb eingesetzt werden. Durch die Vergrößerung der Turmhöhe, der Rotorfläche und der Anlagenleistung konnte in den vergangenen Jahren der Stromertrag stetig erhöht und somit die Stromgestehungskosten deutlich gesenkt werden. Um die Entwicklung von neuen Technologien und das Erlangen von Know-How in Europa voranzutreiben, hat die europäische Kommission ein EU-Förderprogramm ins Leben gerufen. Dieses Forschungs- und Innovationsprogramm stellt ab 2014 über einen Zeitraum von sieben Jahren ca. 80 Mrd. Euro als Fördermittel zur Verfügung, mit der Absicht, Kooperationen zwischen Wissenschaft und Wirtschaft verstärkt zu forcieren.

Ein Blick in die Zukunft zeigt ganz deutlich, dass die Nutzung der Windenergie zur nachhaltigen Stromerzeugung einen wesentlichen Teil am Energiemix einnehmen wird und in Europa bis 2050, und vermutlich darüber hinaus, von großer Bedeutung sein wird.

Abstract

Power generation using conventional energy sources, such as oil, gas and coal, no longer fits in with the energy turnaround. Pollutants, which enter the environment through the extraction and combustion of these energy sources, have negative effects on flora and fauna and strongly influence the global climate. The European Parliament has recognised the need to focus on renewable energies in the future and has published its roadmap for the coming decades. The energy policy of the EU member states and their willingness to implement the defined energy targets play an important role in the energy turnaround.

In order to meet the EU climate targets, electricity generation from fossil fuels must decline sharply. This loss of installed capacity should be compensated mainly by a strong expansion of the wind energy market. The importance of wind power in Europe has steadily increased over the past 25 years. The use of wind energy has become one of the most important technologies for electricity generation and contributes significantly to the decarbonisation in Europe.

The continuous technical development of wind turbines is of great importance for maintaining and improving competitiveness on the European energy market. The primary target is to increase the electricity yield of wind energy converters, ensure their availability and reduce the electricity production costs of the power plants. In addition to increasing the turbine output, a long service life and high reliability of the turbine components must be guaranteed. The driving force for increasing the competitiveness of wind turbines in the energy sector are the constant investments and innovations that are used to further develop the turbine design and to increase the operating efficiency. By increasing the tower height, the rotor area and the turbine output, the electricity yield has been steadily increased in recent years and the electricity production costs have been significantly reduced. In order to promote the development of new technologies and the acquisition of know-how in Europe, the European Commission has launched an EU funding program. Starting in 2014, this research and innovation program will provide approx. 80 billion euros in funding over a period of seven years, with the intention of intensifying cooperation between science and industry.

A look into the future clearly shows that the use of wind energy for sustainable power generation will be a substantial part of the energy mix and will be of great importance in Europe by 2050 and presumably beyond.

Inhalt

1	Einleitung	1
1.1	Motivation	1
1.2	Aufbau der Arbeit	1
2	Entwicklung der Windkraftnutzung	2
2.1	Anfänge der Windkraftnutzung	2
2.2	Pioniere der modernen Windkraft	3
2.3	Windenergie im 20. Jahrhundert	4
3	Ausgangslage für die Windkraftnutzung	5
3.1	EU Energiestrategie und Ziele	6
3.1.1	Energieziele bis 2020	7
3.1.2	Energieziele bis 2030	10
3.1.3	Energiefahrplan bis 2050	11
3.2	Bedeutung der Windkraft für Europa	15
3.3	Windverhältnisse in Europa	16
3.3.1	Prognose-Modelle	17
3.4	Aktueller Stand der Windkraft in Europa	19
3.4.1	Investitionen in die Windkraft	20
3.4.2	Installierte Leistungen der europäischen Länder	21
3.4.3	Offshore-Windkraft-Installationen der europäischen Länder	22
3.4.4	Windkraftszenario Europa 2020	24
3.4.5	Windkraftszenario Europa 2030	26
4	Potenzial der Windkraftnutzung in Europa	33
4.1	Technisches Potenzial - Onshore	35
4.1.1	Technisches Potenzial in Bergregionen	36
4.2	Technisches Potenzial - Offshore	37
4.3	Ökologische Rahmenbedingungen	38
4.3.1	Auswirkung von Windkraftanlagen auf die Umwelt	38
4.3.2	Natura2000 - Schutzgebiete	39
4.3.3	Ökologisch-technisches Potenzial	41
4.4	Ökonomische Rahmenbedingungen	42
4.4.1	Ökonomisch-technisches Potenzial	43
4.5	Schlussfolgerung europ. Windenergiepotenzial	44
5	Technische Aspekte von Windkraftanlagen	45
5.1	Funktionsweise	45
5.1.1	Auftriebsläufer vs. Widerstandsläufer	47
5.1.2	Schnellaufzahl	48
5.1.3	Leistungsregelung	49
5.2	Konstruktionstypen	52
5.2.1	Horizontalläufer	52
5.2.2	Vertikalläufer	53
5.2.3	Sonderbauformen	54

5.3	Aufbau einer Windkraftanlage	56
5.3.1	Fundament/Gründung	57
5.3.2	Turm	60
5.3.3	Windrichtungsnachführung	62
5.3.4	Gondel/Triebstrang	63
5.3.5	Getriebe	64
5.3.6	Kupplung	66
5.3.7	Rotorbremse	66
5.3.8	Generator/Netzanschluss	67
5.3.9	Rotornabe	70
5.3.10	Rotorblätter	71
5.3.11	Blattwinkelverstellung	73
5.3.12	Windmessung	74
5.3.13	Sensoren/CMS	76
5.4	Technische Entwicklung von Windkraftanlagen	77
5.5	Netzintegration	83
5.6	Lebensdauer	87
6	<i>Wirtschaftlichkeit von Windkraftanlagen</i>	91
6.1	Kostenstruktur	91
6.1.1	Investitionskosten	93
6.1.2	Betriebskosten/Instandhaltungskosten	94
6.1.3	Potenzial zur Kostensenkung	96
6.2	Stromgestehungskosten	98
6.3	Vergleich der Fördersysteme in Europa	100
6.3.1	Überblick über die Fördersysteme in Europa	105
7	<i>Status und Ausblick für einzelne europ. Länder</i>	107
8	<i>Abkürzungsverzeichnis</i>	143
9	<i>Literaturverzeichnis</i>	144
10	<i>Abbildverzeichnis</i>	152
11	<i>Tabellenverzeichnis</i>	156

1 Einleitung

1.1 Motivation

Erneuerbare Energien sind die Zukunft! Die Stromerzeugung mittels konventionellen Energieträgern, wie Öl, Gas und Kohle, entspricht nicht mehr dem heutigen Zeitgeist. Schadstoffe, die durch die Gewinnung und Verbrennung dieser Energieträger in die Umwelt gelangen, haben negative Auswirkungen auf die Flora und Fauna und beeinflussen das Weltklima sehr stark. Demgegenüber stehen die erneuerbaren Energien, die in den letzten Jahren ihren Marktanteil am weltweiten Energiemix deutlich steigern konnten. Sie erlauben eine nachhaltige, dezentrale Energieversorgung, wodurch auch die Versorgungssicherheit erhöht wird. Diese Entwicklung hin zu sauberer Energieerzeugung ist sehr zu begrüßen und im Hinblick auf künftige Generationen sicher die richtige Entscheidung.

1.2 Aufbau der Arbeit

Diese Arbeit befasst sich mit dem Stand und der Entwicklung der Windkraft in Europa. Welche Bedeutung wird ihr zugemessen und welche Strategien und Ziele verfolgt die Europäische Union? Es werden kurz die europäischen Energie- und Klimaziele und die bisherigen Entwicklungen in Richtung deren Erfüllung erläutert. Eine sehr interessante Frage ist, welches Potential die Windenergienutzung in Europa hat und ob dessen Nutzung so einfach möglich ist.

In dieser Arbeit erlaube ich mir auch einen kurzen Blick zurück in die Geschichte der Windkraft und zeige, welche Personen maßgeblich den heutigen Stand der Windenergieerzeugung mitbestimmt haben. Um Windenergie erzeugen zu können, muss der Energieinhalt von Wind möglichst gut in elektrische Energie umgewandelt werden. Auf den aktuellen Stand der Technik, der dies ermöglicht, sowie auf die unterschiedlichen Bauformen von Windkraftanlagen, wird näher eingegangen. Weiters wird auch der wirtschaftliche Aspekt der Windenergienutzung betrachtet. Wie groß sind die Betriebskosten und welche Fördermaßnahmen werden von den einzelnen EU-Staaten ergriffen.

Am Ende dieser Arbeit wird die On- und Offshore Nutzung der Windkraft in Europa betrachtet. Ich gebe für die einzelnen europäischen Länder die aktuelle Anzahl der Windkraftanlagen, sowie die installierte Gesamtleistung an. Welche Pläne zur Windenergienutzung verfolgen die Nationalstaaten in den nächsten Jahren, welche Förderinstrumente für erneuerbare Energien sind im Einsatz und welche Pläne zur Netzentwicklung werden verfolgt?

2 Entwicklung der Windkraftnutzung

Ein kurzer Blick zurück zeigt den Weg, den die Windkraftnutzung in den vergangenen 4000 Jahren genommen hat und wie aus den einfachen Windmühlen von damals, die hochtechnisierten Windkraftanlagen von heute wurden. Pioniere der Zeit erkannten das Potential des Windes als kostengünstige Energiequelle und verwirklichten unterschiedlichste Konzepte, die als Grundlage der heutigen Windräder dienen. Der geschichtliche Rückblick greift nur die Meilensteine der Windkraftnutzung auf und soll die technologische Entwicklung der Windräder veranschaulichen.

2.1 Anfänge der Windkraftnutzung

Der babylonische König Hammurabi, der 1700 v. Christus im Orient herrschte, war einer der ersten, der in seinem Reich die Kraft des Windes nutzte, um damit eine Maschine zur Bewässerung der Felder anzutreiben. Jedoch gibt es von dieser Zeit keine gesicherten Belege, weshalb der Ursprung der heutigen Windkraftnutzung ins 7. Jhd. n. Christus datiert wird [1]. Diese Windräder standen in Afghanistan und Persien und dienten dem Mahlen von Getreide und zur Bewässerung der Ländereien.

Ein von der Windrichtung unabhängiges Windrad wurde das erste Mal ca. 1000 n. Chr. in China eingesetzt. Es basierte, wie die persische Windmühle, auf dem Prinzip der vertikalen Achse und diente hauptsächlich zur Wasserversorgung. Die Technik war für die damalige Zeit, mit ihrem wegklappbaren Windsegel, sehr fortschrittlich. [2]

Windmühlen in Europa

Die erste stabile Windmühle in Europa war die Bockwindmühle. Sie tauchte das erste Mal 1100 n. Chr. in Paris auf und breitete sich sehr schnell in ganz Europa aus. Sie hatte ein ganz neues Konzept, weg von der vertikalen, hin zur horizontalen Achse. Ob die neue Windmühle ganz unabhängig von jenen des arabischen Raums erfunden wurde, ist nicht genau belegt und kann wohl nie eindeutig nachgewiesen werden. Für eine eigenständige Entwicklung sprechen Dokumente über ähnliche Windmühlen, die vor den Orientkreuzzügen (zw. 1095-1300 n. Chr.) verfasst wurden. [3]

Ende des 14. Jahrhunderts kamen die ersten deutschen Bockwindmühlen auf. Die Besonderheit bestand darin, die Windmühle ohne große Umbauten drehbar auf einem Bock zu lagern, um sie somit immer gegen den Wind ausrichten zu können. Das ist in den Binnenländern ein großer Vorteil, da dort der Wind sehr häufig seine Richtung ändert. Eingesetzt wurde die Bockwindmühle hauptsächlich zum Mahlen von Getreide. Durch ihren einfachen Aufbau und ihrer Zuverlässigkeit war die deutsche Bockwindmühle über Jahrhunderte hinweg die Standardmühle. [4]

2.2 Pioniere der modernen Windkraft

Bis Mitte des 19. Jahrhunderts war die Windmühle sehr weit verbreitet und aus dem Landschaftsbild nicht mehr wegzudenken. Allein in Europa waren 200.000 Windmühlen [5] in Betrieb. Durch die Erfindung der Dampfmaschine und den kostengünstigen Einsatz von Kohle sank in den darauffolgenden Jahrzehnten die Anzahl der Windmühlen jedoch rapide. [3]

1854 wurde das amerikanische Windrad, auch Western-Windrad genannt, von Daniel Halladay entwickelt. Es wird als eines der letzten historischen Windräder betrachtet. Es wird komplett aus Stahl gefertigt und besteht aus vielen einzelnen Blechflügeln. Die große Aufmerksamkeit erlangte das Western-Windrad aufgrund der völlig autonomen Betriebsweise. Je nach Windbedingung richtet sich das Windrad entweder automatisch neu aus oder dreht sich aus dem zu stark werdenden Wind. Dadurch gelang es 1890 in den Fokus damit Strom erzeugen zu können. Die Experimente verliefen jedoch nicht zufriedenstellend, da dieses Windrad eine zu geringe Drehzahl aufwies. [2][6]

Charles F. Brush

Der Amerikaner Charles F. Brush war ein Pionier der Windenergienutzung. Er war einer der Gründer der amerikanischen Elektrizitätswirtschaft und seine 1879 gegründete Firma wurde später Teil von General Electric. Unter seinen zahlreichen Erfindungen war auch die erste automatische Windkraftanlage zur Stromerzeugung. Für damalige Verhältnisse war die 12 kW-Anlage mit einem Rotordurchmesser von 17 m gigantisch. Das Windrad bestand aus 144 Rotorblättern und hatte ein vollautomatisches Steuerungssystem zur optimalen Windenergieaufnahme verbaut. Diese Technologie wurde bis 1980 in Windkraftanlagen eingesetzt, bis sie von Computersystemen abgelöst wurde. Die Effizienz seiner Windkraftanlage war jedoch gering, da das Windrad eine zu geringe Drehzahl hatte. [7]

Poul la Cour

Der Däne Paul la Cour war Professor an der Askos-Hochschule und gilt als Vater der modernen Windkraftanlagen. Er befasste sich mit der Stromerzeugung durch Windräder und fand heraus, dass der Wirkungsgrad von Windkraftanlagen durch höhere Drehzahlen gesteigert werden kann. Seine erste Windkraftanlage zur Gleichstromerzeugung konstruierte er 1891 und verwendete den dadurch generierten Strom für Experimente an seiner Hochschule. Aus seinen Errungenschaften im Bereich der Windkraftanlagen wurden, durch eine Kooperation mit dem dänischen Unternehmer Lykkegaard, kommerzielle Windkraftanlagen entwickelt, welche mehr als 50 Jahre lange gebaut wurden. [2][3]

2.3 Windenergie im 20. Jahrhundert

Zu Beginn des 20. Jahrhunderts wurde im Bereich Windkraft sehr viel geforscht. Der deutsche Physiker Albert Betz formulierte 1920 ein Gesetz, welches heute noch bei der Konstruktion von Windrädern berücksichtigt wird. Es besagt, dass mit Windturbinen maximal 59 % der kinetischen Energie des Windes nutzbar gemacht werden kann.[2] Anhand dieser Forschungsergebnisse wurden die ersten modernen Rotorblätter entwickelt, die sich bis heute nur wenig veränderten.

Nach dem zweiten Weltkrieg kam die Forschung im Bereich der Windkraft im 20. Jahrhundert erstmals ins Stocken. Kohle war als Primärenergieträger in Masse vorhanden und konnte somit zur billigen Stromerzeugung eingesetzt werden. Windräder wurden dadurch wirtschaftlich unrentabel. [8]

In den 50er Jahren erfuhr die Windkraft dann wieder mehr Beachtung. In vielen Ländern Europas wurde intensiv an neuen Konzepten geforscht. In Dänemark wurde von Johannes Juul die Gedser-Anlage entwickelt. Eine 200 kW Windkraftanlage, die bis Mitte der 60er Jahre im Einsatz war. Als Vorbild für heutige Windkraftanlagen gilt die vom deutschen Ulrich Hütter 1958 entworfene 100 kW-Anlage namens W34. [8]

Anfang der 60er Jahre überschwemmte billiges Öl den Energiesektor und die Windkraft kam erneut zum Stillstand. Erst als die erste Ölkrise 1973 ausbrach wurde der Ruf nach erneuerbaren Energien wieder lauter. Der Fokus lag anfangs auf Großanlagen mit einer Leistung von mehreren Megawatt. Deren Betrieb wurde aber auf Dauer zu teuer und so konzentrierte man sich auf die ökonomisch sinnvolleren Windkraftanlagen der kW-Klasse. Die stetige Weiterentwicklung dieser Anlagen wird in Abbildung 1 dargestellt. [2]



Abbildung 1: Entwicklung der Windkraftanlagen im Laufe der Jahre [58]

3 Ausgangslage für die Windkraftnutzung

Die europäische Energiepolitik steht vor der großen Herausforderung eine Energiewende einzuleiten. Eines der Hauptprobleme der EU ist die Abhängigkeit von Energieimporten. Im Jahr 2013 wurden 53,2% des EU-weiten Bruttoinlandsverbrauchs durch Primärenergieimporte gedeckt [9]. Der Großteil davon kommt aus Russland in Form von Rohöl, Erdgas und Kohle. Allein sechs EU-Länder bezogen 2014 ihr Gas zu 100% aus Russland [10]. Diese Abhängigkeit von Drittstaaten birgt große Gefahren für die Versorgungssicherheit europäischer Länder. Aufgrund der immer wieder aufflammenden Differenzen zwischen Russland und seinen Nachbarländern hat der europäische Rat mit der Richtlinie 2009/119/EG reagiert und die EU-Mitgliedsstaaten verpflichtet, Mindestvorräte an Erdöl und Erdölzeugnissen zu halten [11].

Ein weiterer Punkt, der die Energiestrategie der EU stark beeinflusst, ist das Weltklima. Durch die enormen Mengen an Treibhausgasen, die durch Energiegewinnung aus fossilen Energieträgern in die Atmosphäre gelangen, kommt es zu einer globalen Erwärmung, die für künftige Generationen gefährlich werden kann. Küstenregionen sind durch den klimabedingten Anstieg des Meeresspiegels stark bedroht. Ohne Gegenmaßnahmen kann es zu einer Pegelerhöhung des Meeres um bis zu 82 cm kommen [12]. Weiters können vermehrt Wetterextreme, die Überschwemmungen und Dürreperioden verursachen, auftreten und verheerende Schäden anrichten. Um die Erderwärmung zu begrenzen wurde auf der UN-Klimakonferenz 2015 in Paris ein Klimaabkommen beschlossen, das einen globalen Temperaturanstieg deutlich unter 2 °C, hin zu 1,5 °C, als Ziel vorsieht [13].

Wie hoch dieser globale Temperaturanstieg schlussendlich sein wird, hängt von den zukünftigen Maßnahmen zur Reduzierung der klimaschädlichen Gase ab. Abbildung 2 stellt die global gemittelte Änderung der Oberflächentemperatur ab 1950 bis zum Ende des 21. Jahrhunderts dar. Die Grafik zeigt, neben der historischen Veränderung der Oberflächentemperatur zwischen 1950 und 2005, die Entwicklung der Erder-

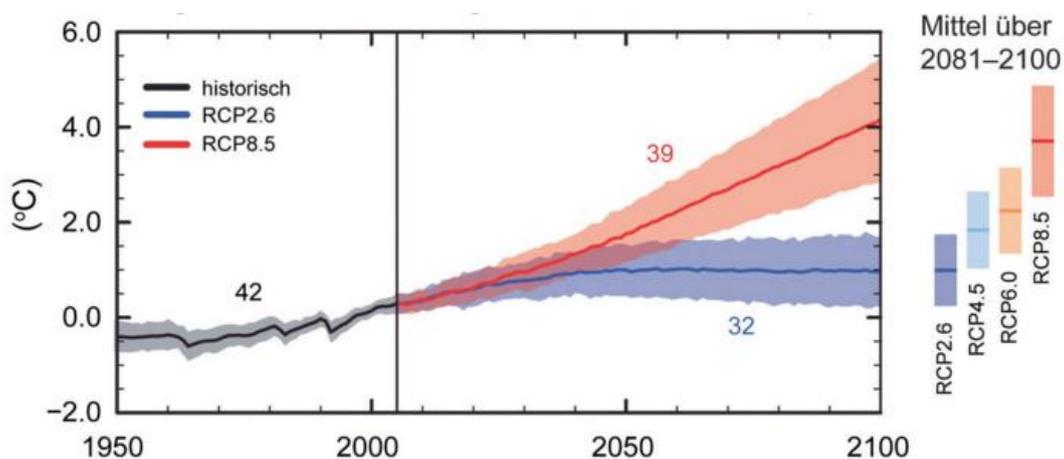


Abbildung 2: Global gemittelte Änderung der Oberflächentemperatur ab 1950 bis zum Ende des 21. Jahrhunderts [14]

wärmung zwischen 2005 und 2100, anhand zweier Zukunftsszenarios (RCP2.6 und RCP8.5). Die Abkürzung RCP steht für den repräsentativen Konzentrationspfad und die Zahl dahinter beschreibt die, vom Menschen verursachte, Treibhausgasbelastung in Watt pro Quadratmeter, gemessen am Ende des 21. Jahrhunderts. Bei RCP8.5 handelt es sich um jenes Szenario mit dem negativsten Ausblick hinsichtlich der Erderwärmung. Es werden keine Maßnahmen gesetzt um die Treibhausgasemission zu verringern und es kommt zu einem Anstieg der Oberflächentemperatur um 4 °C, mit einer Schwankungsbreite von 2 °C. Das wünschenswerteste Szenario ist das RCP2.6. Hier werden sehr effektive Maßnahmen für eine Reduzierung der klimaschädlichen Gase gesetzt. Die Schadstoffkonzentration würde so, ab 2050, sinken und die globale Oberflächentemperatur nur um 1 °C steigen, mit einer Toleranzbreite von 1 °C. Die zwei angesprochenen Szenarien stellen zwei Extreme dar, was heißt, dass sich die tatsächliche Entwicklung der globalen Oberflächentemperatur irgendwo dazwischen einpendeln wird. Am rechten Rand der Abbildung 2 sind deshalb Ergebnisse zweier weiterer Szenarios eingezeichnet, RCP4.5 und RCP6.0, welche die Schadstoffkonzentration erst gegen Ende des 21. Jahrhunderts sinken lassen. [14]

Es gibt noch weitere Aspekte, die für eine Abkehr von der Energieerzeugung mit fossilen Energieträgern sprechen. Einer davon betrifft das Wissen um die Begrenztheit des Erdöl- und Erdgasvorkommen auf der Erde. Wann das globale Ölfördermaximum, auch „Peak Oil“ genannt, erreicht wird, kann nicht eindeutig festgelegt werden. In Europa wurde das Ölfördermaximum schon 2003 erreicht und seit dem schrumpft die Ölförderung jährlich um 5,7 % [15].

Fossile Energien werden weltweit sehr hoch subventioniert. Eine Studie des Internationalen Währungsfonds kommt zum Ergebnis, dass 2015 für die Subventionierung von fossilen Energien über 5.300 Mrd. Dollar aufgebracht wurden. Berücksichtigt wurden hierfür auch die Gesundheits- und Umweltschäden, die in erster Linie durch Luftverschmutzung durch Kohlekraftwerke aufgetreten sind. Laut IWF würde eine Reduzierung der Subventionen die Treibhausgasemissionen deutlich verringern. [16]

3.1 EU Energiestrategie und Ziele

Die starke Veränderung des Weltklimas, die Energieimportabhängigkeit und die Gesundheits- und Umweltschäden durch Treibhausgasemissionen führten zu einem Umdenken in Europa. Das europäische Parlament hat erkannt, dass der Fokus in Zukunft auf erneuerbare Energien gelegt werden muss und veröffentlichte ihren Fahrplan für die nächsten Jahrzehnte. Eine wesentliche Rolle dabei spielt die Energiepolitik der einzelnen EU-Mitgliedsstaaten und deren Willen zur Umsetzung der definierten Energieziele.

3.1.1 Energieziele bis 2020

In den Jahren 2006 und 2007 erstellte das Europäische Parlament Aktionspläne zur Bekämpfung des Klimawandels und gegen die Abhängigkeit Europas von fossilen Energieträgern. Darin werden folgende drei Hauptziele für 2020 definiert:

- 20% weniger Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 1990 [17]
- 20% höhere Energieeffizienz [18]
- Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien auf 20% am Brutto-Endenergieverbrauch der EU [19]

Diese Ziele sind im 2008 beschlossenen Klima und Energiepaket der europäischen Union genauer ausformuliert.

Trend – EU-Ziele

Die Auswertung der Energie- und Klimadaten der EU-Mitgliedsstaaten aus dem Jahr 2016 zeigt, dass die Maßnahmen zur Erreichung der „20/20/20“- Ziele gut umgesetzt wurden.

Treibhausgas-Emission

Laut aktuellen Daten wird das gesetzte Ziel zur Reduktion der Treibhausgasemission deutlich überschritten. In Abbildung 3 wird der Verlauf der Treibhausgasreduktion über die Jahre dargestellt. Bereits Ende 2016 ist man mit 22,4 % unter dem Niveau von 1990 über den anvisierten 20 % fürs Jahr 2020. Eine starke Treibhausgasreduktion gab es im Jahr 2014. Durch das sehr warme Klima wurde europaweit deutlich weniger geheizt. Die Treibhausgasemission sank deshalb innerhalb eines Jahres um über 4 % auf -23 % im Vergleich zu 1990. Als effizientestes Instrument zur Senkung der Treibhausgase gilt das EU-Emissionshandels-System, welches zurzeit 45 % der Klimagasemissionen in der EU abdeckt. Wirtschaftssektoren, die nicht vom EU-EHS abgedeckt werden, fallen unter den europäischen Beschluss „Lastenteilungsentscheidung“ (engl.: effort sharing decision, kurz ESD). Dieser stellt durch eigene Zielsetzungen sicher, dass auch diese Sektoren einen Beitrag zu Treibhausgasreduktion leisten. [20]

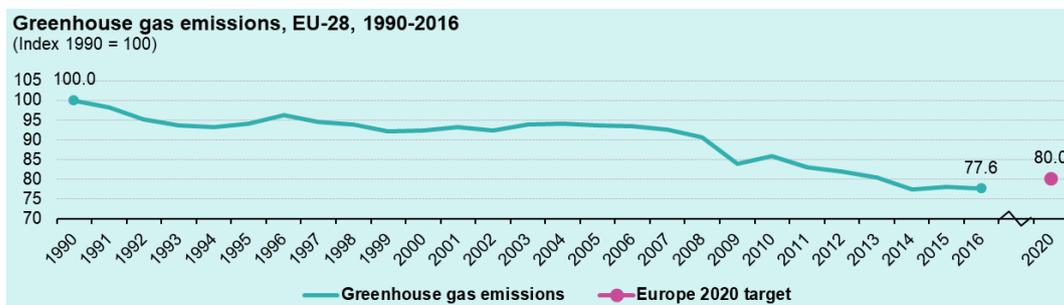


Abbildung 3: Reduktion der Treibhausgas-Emission zwischen 1990 und 2016[20]

Erneuerbare Energien

Der Anteil erneuerbarer Energien am Brutto-Endenergieverbrauch der EU steigt stetig und lag 2014 bei 16 %, 2016 schon bei 17 %. Dieses Zwischenergebnis übertrifft die, von der Erneuerbare-Energien-Richtlinie und den nationalen Aktionsplänen der EU-Mitgliedsstaaten, vorgegebenen Werten teilweise deutlich. Der bisherige Verlauf wird in Abbildung 4 dargestellt und verdeutlicht den Willen der EU-Staaten, die Energieerzeugung aus erneuerbarer Energien zu forcieren. Sollte dieser Boom anhalten, wird das gesetzte Ziel im Jahr 2020 erreicht werden. Faktoren wie billige Primärenergieträger könnten diesen Trend aber sehr schnell wieder stoppen.[20]

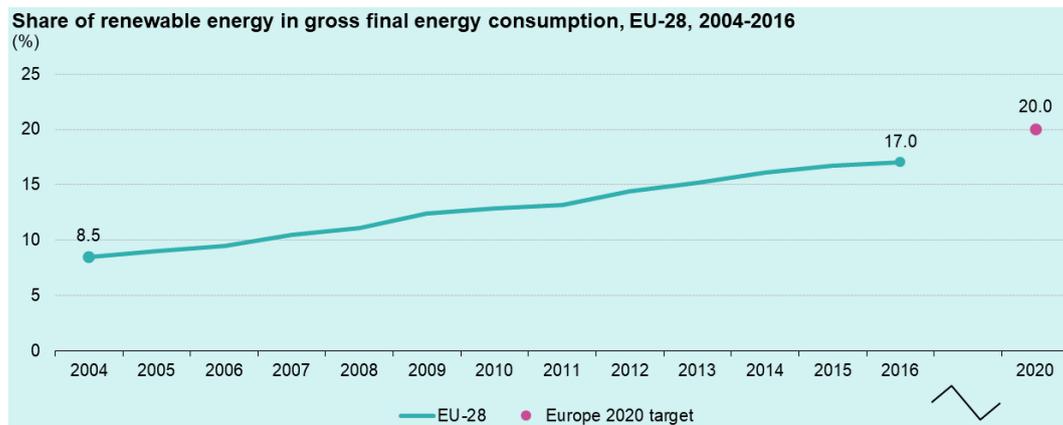


Abbildung 4: Anteil der erneuerbaren Energien am Brutto-Endenergieverbrauch 2004-2016[20]

Energieeffizienz

Die bisherigen Energieeffizienzmaßnahmen wirken und der europäischen Union ist es gelungen, 2014 den Endenergieverbrauch unter die 20 %-Marke zu senken. Ein erhöhter Verbrauch in den beiden Folgejahren verschlechterte diesen Wert jedoch wieder und führt dazu, dass von 2017 bis 2020 ein Rückgang von weiteren 2 % erforderlich ist. In Abbildung 5 sind der Verlauf des Primärenergieverbrauchs (Grün) und des Endenergieverbrauchs (Blau) in absoluten Zahlen dargestellt. Die Ermittlung der Höhe des Effizienzzieles erfolgt anhand einer Prognose über den Primär-

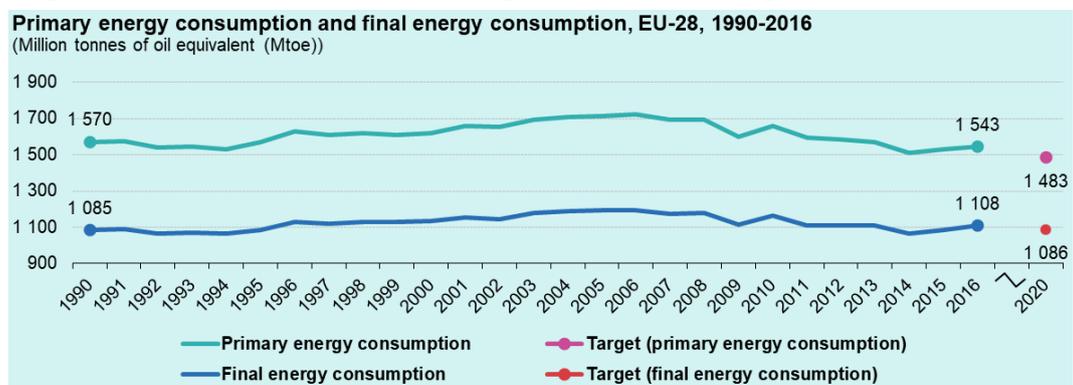


Abbildung 5: Primärenergie- und Endenergieverbrauch der EU zwischen 1990 und 2016 [20]

energieverbrauch im Jahr 2020, ausgehend vom Basisjahr 2005. Aus heutiger Sicht müsste das 20 %-Ziel bis 2020 erreichbar sein, sofern keine längeren Heizperioden, aufgrund von kalten Wintermonaten, den Endenergieverbrauch wieder ansteigen lassen.[20]

Trend – Nationale Ziele

Basierend auf den vom europäischen Parlament vorgegebenen Klima und Energiezielen, musste jedes EU-Mitgliedsland seine eigenen nationalen Ziele definieren. Die unterschiedlichen nationalen Gegebenheiten spielen eine große Rolle in der Erfüllung der festgelegten Aufgabe.

Der Großteil der Mitgliedsstaaten kommt bei der Verwirklichung der 2020 Ziele gut voran. Abbildung 6 zeigt, welche EU-Länder momentan auf Kurs sind, die 2020-Ziele zu erreichen (grün), und welche EU-Länder zu kleine Fortschritte machen und deshalb die Ziele aus momentaner Sicht nicht erreichen würden (orange). Man erkennt, dass keiner der Mitgliedsstaaten in allen drei Zielvorgaben schlecht abschneidet. Momentan befinden sich 22 Länder auf dem Weg das Treibhausgas-Ziel zu erreichen. Die zwei weiteren nationalen Ziele, den Anteil erneuerbarer Energien zu erhöhen und die Energieeffizienz zu verringern, erreichen aus momentaner Sicht jeweils 18 bzw. 25 Mitgliedsstaaten bis zum Jahr 2020. [21]

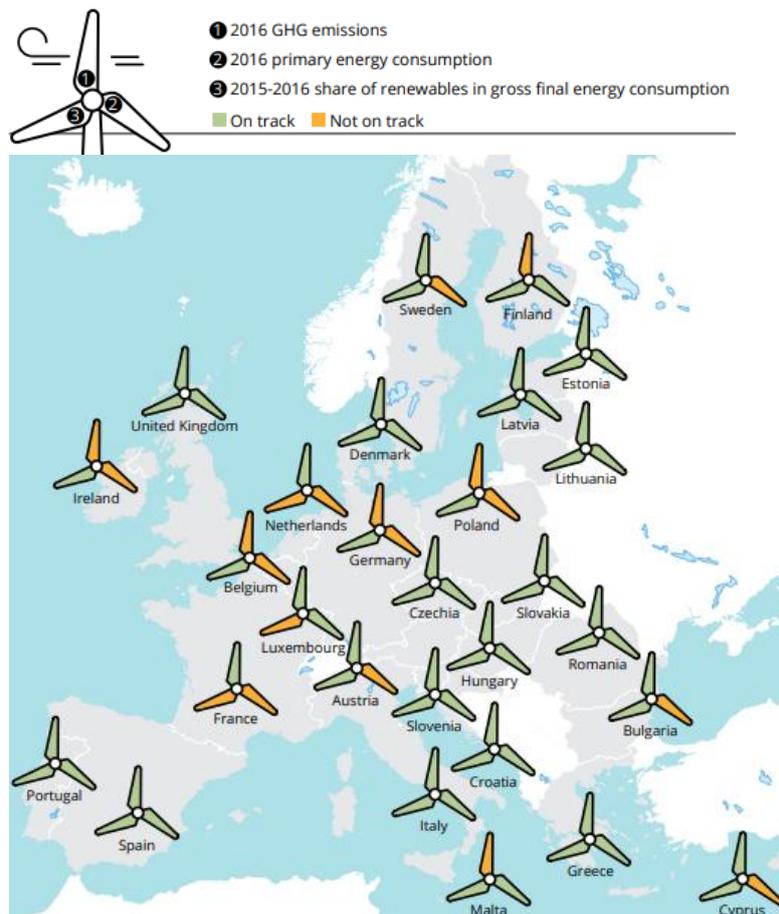


Abbildung 6: Stand der Klimazielumsetzung der EU-Mitgliedsstaaten [21]

3.1.2 Energieziele bis 2030

Die europäische Union ist mit den im Jahr 2008 gesetzten Zielen bis 2020, die Treibhausgasemission zu verringern, die Energieeffizienz zu steigern und den Anteil erneuerbarer Energien auszubauen, auf einem guten Weg. Dieser Pfad soll über das Jahr 2020 hinaus weitergegangen werden und deshalb wurde 2014, nach mehrmonatigen Verhandlungen der EU-Mitgliedsstaaten und unter Einbeziehung der Erfahrungen und Lehren aus dem ersten Klimapakete 2020, ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik im Zeitraum 2020-2030 [22] beschlossen.

Der Beschluss [23] definiert:

- ein verbindliches Ziel zur Verringerung der Treibhausgasemission um mindestens 40 % im Vergleich zu 1990,
- ein verbindliches Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien am Brutto Endenergieverbrauch auf mindestens 27 % zu steigern,
- sowie ein indikatives Ziel zur Verbesserung der Energieeffizienz um mindestens 27 %.

Diese ambitionierten Vorgaben sind notwendig, um die langfristigen Klimaziele über 2030 hinaus erreichen zu können. Es wurde viel Wert daraufgelegt, den EU-Mitgliedsstaaten ausreichend Flexibilität bei der Definition ihrer nationalen Energie- und Klimaziele, basierend auf den oben genannten Klimazielen für 2030, zu gewähren. Parameter, wie die Entwicklung der Energiemärkte, die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen, die finanziellen Mittel der Mitgliedsstaaten, sowie die im Jahr 2007 ausgebrochene Wirtschaftskrise wurden in diesem Klimarahmen mitberücksichtigt. [24]

Ein wichtiger Punkt, um oben genannte Zielvorgaben zu erreichen, ist eine gut funktionierende politische und wirtschaftliche Zusammenarbeit der europäischen Staaten. Der Ausbau von nationalen nachhaltigen Energiequellen, Investitionen in Forschung und Entwicklung, Aufrechterhaltung einer gesunden Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen, bei gleichzeitiger Verringerung der Primärenergieimporte, führt neben der Energieeffizienzsteigerung und der CO₂-Reduktion auch zu einer Erhöhung der Versorgungssicherheit in Europa. Die Wachstumschancen im Energiesektor stehen gut, sollte es den nationalen Regierungen gelingen, eine große Nachfrage nach effizienter und nachhaltiger Energieerzeugung im eigenen Land zu generieren. Dadurch können auch dringend benötigte Arbeitsplätze im europäischen Raum geschaffen werden. Firmen zögern jedoch mit langfristigen Investitionen, wenn die notwendige Rechtssicherheit fehlt. Es ist daher die Aufgabe des europäischen Parlaments die festgelegten Rahmenbedingungen ausreichend zu kommunizieren und schlussendlich auch verbindlich einzuhalten, um das Vertrauen der Unternehmen zu bekommen und deren Risiko zu vermindern. [22]

3.1.3 Energiefahrplan bis 2050

Die zuvor genannten Energieziele 2020 und 2030 sind Teil eines Energiefahrplans der europäischen Union, der 2011 erarbeitet wurde. Mit diesem Energiefahrplan setzen die EU-Mitgliedsstaaten sich zur Aufgabe, die Treibhausgasemission bis 2050 um 80-95 % gegenüber 1990 zu verringern. Gelingen soll das mit einer schrittweisen Dekarbonisierung des europäischen Energiesektors, ohne jedoch die Wettbewerbsfähigkeit zu schwächen oder die Energieversorgungssicherheit zu gefährden. [25]

Um eine Treibhausgasreduzierung von mindestens 80 % gegenüber 1990 zu erreichen, bedarf es einer ausführlichen Betrachtung globaler und europäischer Entwicklungen, die unter anderem das starke Bevölkerungswachstum, den anhaltenden Klimawandel, das weltweit steigende Wirtschaftswachstum, Technologieevolutionen und Veränderungen am Energiesektor umfassen. Denn mit den derzeit gesetzten Maßnahmen wird das anvisierte Treibhausgas-Ziel für 2050 wahrscheinlich nicht erreicht [26]. Abbildung 7 stellt diesen Verlauf anhand der roten Linie dar. Es wird weiters gezeigt, wie sich die in der Grafik angeführten Wirtschaftssektoren, welche für den Großteil der klimaschädlichen Gase verantwortlich sind, entwickeln könnten, wenn zusätzliche Maßnahmen getroffen werden (Farbige Bereiche).

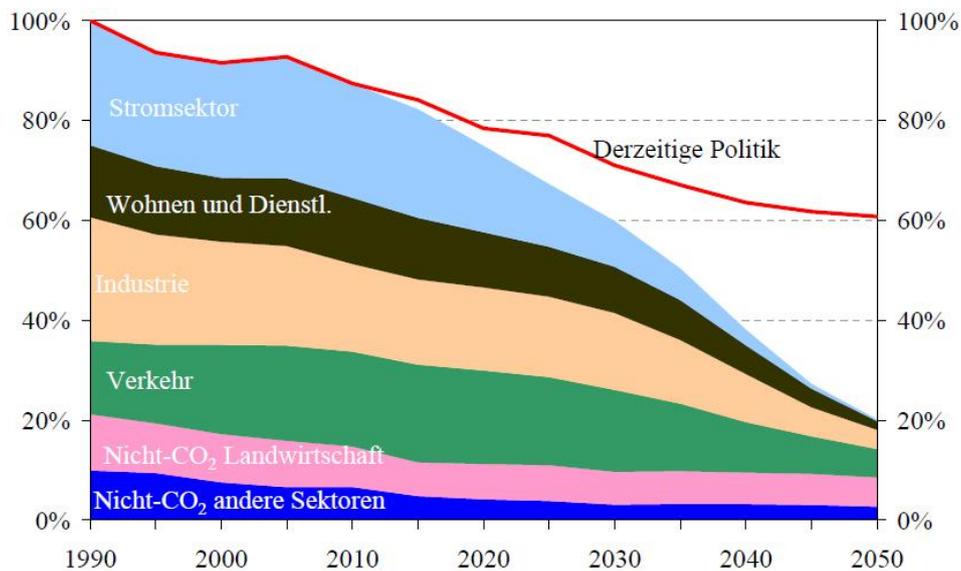


Abbildung 7: Einfluss der Wirtschaftsfaktoren auf die Treibhausgasentwicklung [26]

Unter Berücksichtigung von Untersuchungsergebnissen wurden vom europäischen Parlament Szenarien entwickelt, die zu einer Dekarbonisierung des EU-Sektors und somit zu einer CO₂-armen Wirtschaft führen sollen. Diese dienen als Grundlage für die Entwicklung langfristiger Rahmenbedingungen für den Umbau des Energiesystems. Das europäische Parlament definiert, neben zwei gegenwärtigen Trendszenarien, welche aktuelle politische Initiativen (API) und die ökonomische Entwicklung betrachten, insgesamt fünf sogenannte Dekarbonisierungsszenarien. [25]

Ein Szenario beschäftigt sich mit der Energieeffizienz, mit dem Ziel, bis 2050 Energieeinsparungen von 41 %, verglichen mit 2005, zu erreichen. Hohe Priorität wird hierfür auf Gebäudesanierungen und strengere Geräteanforderungen gelegt. Ein weiteres Szenario legt den Fokus auf einen starken Ausbau von erneuerbaren Energien. Durch gezielte Förderungen soll somit der Anteil an nachhaltiger Energiegewinnung auf 75 % des gesamten Endenergieverbrauchs im Jahr 2050 steigen. Zwei der fünf Szenarios sind eng miteinander verbunden. Bei einem wird auf die CCS-Technologie gesetzt, was einen Rückgang der Kernenergie zur Folge hat, beim anderen erhöht sich der Anteil der Kernenergie aufgrund einer Verzögerung der CCS-Technologie. Bei der CCS-Technologie handelt es sich um ein Verfahren zur CO₂-Abscheidung und CO₂-Speicherung. Im fünften Szenario wird keine Versorgungstechnologie speziell gefördert und alle stehen im Wettbewerb zueinander. Bei den drei letztgenannten Szenarien kommt es zu einer indirekten Dekarbonisierung durch Festlegung eines Preises für ausgestoßenes CO₂-Gas. [25]

Die möglichen Auswirkungen dieser Dekarbonisierungsszenarien in den kommenden Jahrzehnten wird in Abbildung 8 anhand der schwarzen Balken veranschaulicht. Die Grafik zeigt den Anteil der Energieträger am Primärenergieverbrauch in den Jahren 2030 und 2050. Die erneuerbaren Energien dominieren den Energiemix. Die Kernenergie, sowie fossile und feste Brennstoffe haben ihren Peak schon 2005 erreicht, nehmen aber auch 2050 noch einen Platz am Energiemarkt ein. [25]

Die Dekarbonisierung des Energiesektors kann mit allen fünf Szenarien erreicht werden. Die Abhängigkeit Europas von Öl- und Gasimporten wird dadurch deutlich sinken. Aufgrund dieser Tatsache werden viele Investitionen in die europäische Energiewirtschaft notwendig, unter anderem in neue Kraftwerksprojekte für nachhaltige Energieerzeugung, in den Netzausbau, in elektrifizierte Fahrzeuge und in effiziente Verbraucher. Der zukünftige europäische Energiesektor wird also geprägt

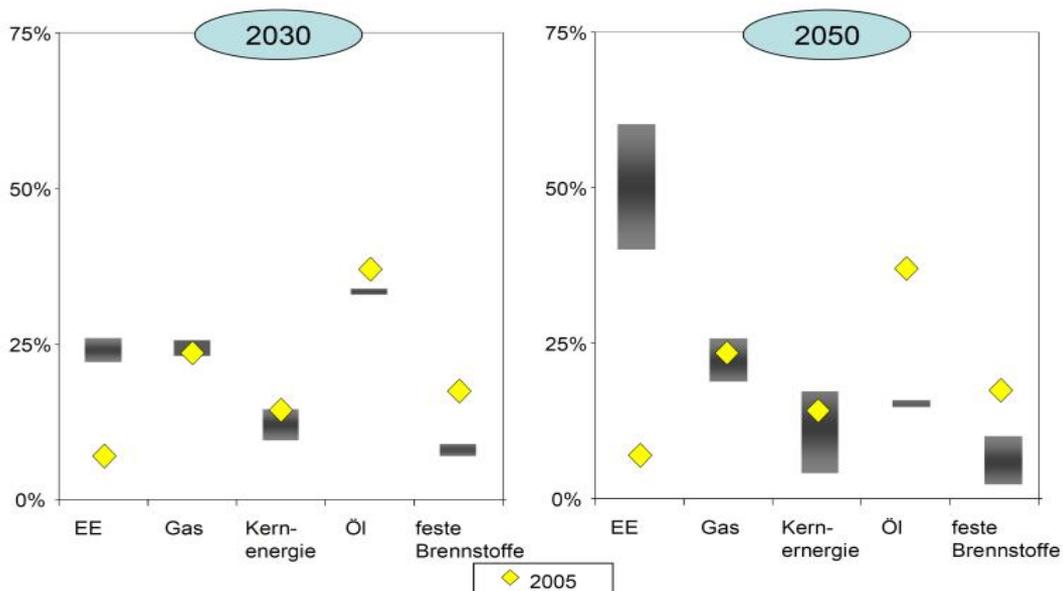


Abbildung 8: Anteil der Energieträger am Energiemarkt 2030 und 2050 [25]

sein durch hohe Kapitalkosten und niedrigen Brennstoffkosten. Dies steht im Gegensatz zum heutigen System mit seinen hohen Betriebs- und Brennstoffkosten. Die Kosten für die Umstellung des Energiesystems sollen den Kosten fürs API-Szenario („aktuelle politische Initiative“) jedoch die Waage halten. [25]

Weiters wird aus den Szenarien ersichtlich, dass sich die Nachfrage nach Strom als Endenergie bis 2050 von heute zirka 20 % auf bis zu 36-39 % fast verdoppeln wird. Der Grund dafür sind unter anderem Heizsysteme und Kraftfahrzeuge, die vermehrt auf Strom setzen werden. Abbildung 9 zeigt den Anteil des Stromes an der Endenergienachfrage für die nächsten Jahrzehnte. Verglichen wird hier der Verlauf des aktuellen Trendszenarios mit dem Verlauf, der durch die Dekarbonisierungsszenarios entsteht. [25]

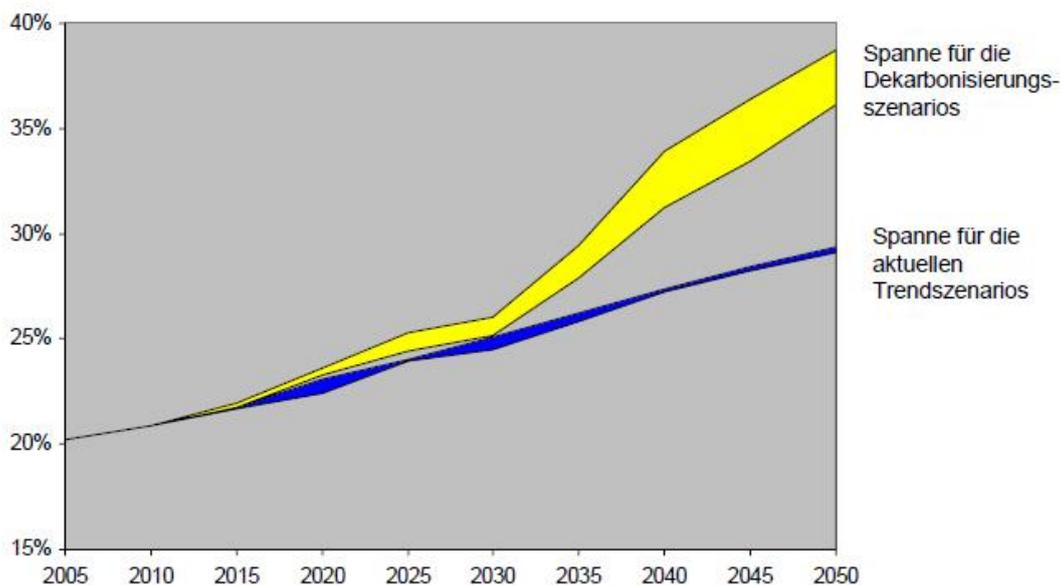


Abbildung 9: Stromanteil an der Endenergienachfrage bis 2050 [25]

Trend – Fahrplan 2050

Die Ziele des europäischen Parlaments für 2050 sind sehr ehrgeizig, zeigen aber den Willen, die Energiepolitik zu verändern. Eine CO₂-arme Wirtschaft mit nachhaltiger Energieerzeugung, Versorgungssicherheit, gesundem Wettbewerb und ausreichend Arbeitsplätzen ist in der europäischen Union machbar, bedarf aber zahlreicher Veränderungen. Nachdem die EU-Mitgliedsstaaten auf gutem Weg sind die 2020-Ziele zu erreichen, muss nun der Trend Richtung 2030 und 2050 beobachtet werden.

Abbildung 10 zeigt, dass der Weg bis 2050, die EU-weite Treibhausgasemission um mindestens 80 % im Vergleich zu 1990 zu senken, kein einfacher wird. Schon die 40 %-Reduktion bis 2030 wird nach derzeitigen Prognosen nicht erreicht. Eine Treibhausgasreduktion von 27 % im Vergleich zu 1990 auf Basis aktueller Maßnahmen bzw. 30% im Vergleich zu 1990 mit geplanten Maßnahmen scheint zurzeit

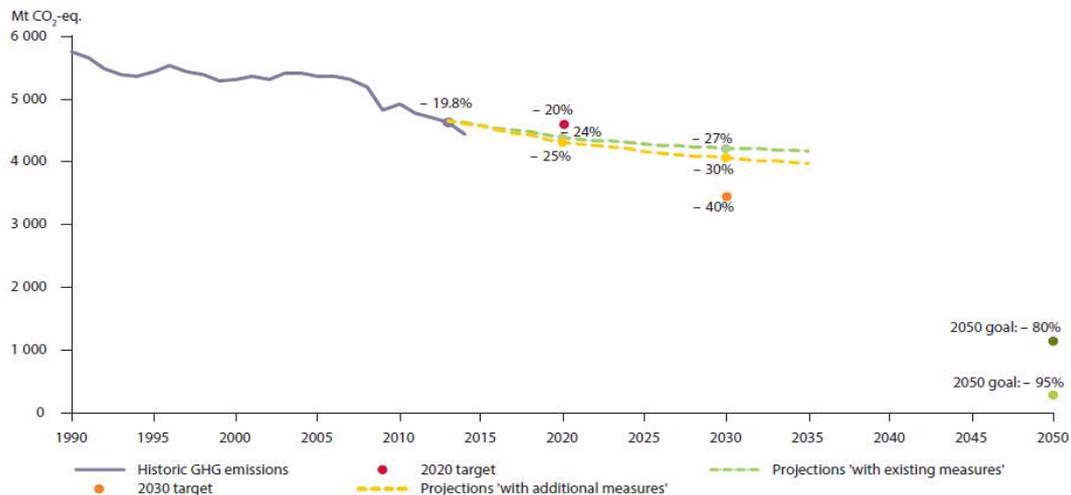


Abbildung 10: Verlauf der Treibhausgasemission bis 2050 [27]

wahrscheinlich. Sollten die Ziele für 2030 dennoch erreicht werden, müssen die Anstrengungen in Richtung langfristiger Dekarbonisierung noch einmal deutlich verstärkt werden. Gelingen kann das nur durch Überarbeitung des europäischen Energiesystems im Ganzen. [27]

Im Fahrplan 2050 gibt es kein definiertes Ziel für den Anteil von erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch. Um jedoch die langfristigen Klimaziele zu erreichen, strebt die europäische Union, wie in Abbildung 11 dargestellt, einen Anteil von 55-75 % am Energiemix bis 2050 an. [27]

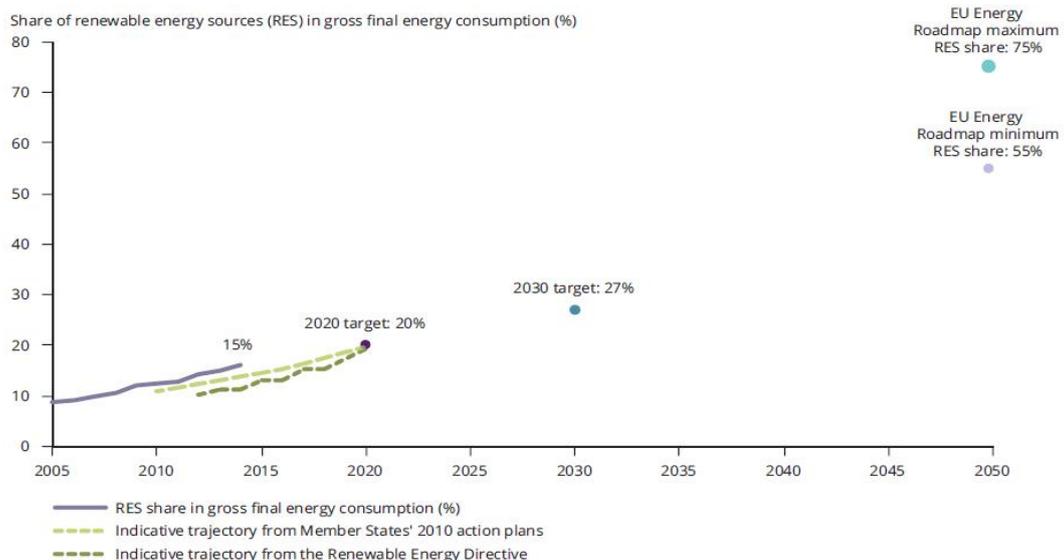


Abbildung 11: Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien bis 2050 [27]

3.2 Bedeutung der Windkraft für Europa

Windkraftanlagen sind in Europa nicht mehr wegzudenken und spielen zukünftig eine Schlüsselrolle hinsichtlich einer nachhaltigen Energieversorgung. Der Fokus der europäischen Länder richtet sich immer mehr auf lokale Ressourcen wie Wind, Wasser oder Sonne, um sich so der Verfügbarkeit sicher zu sein. Die Nutzung der Windenergie hat sich zu einer der wichtigsten Technologien zur Stromgewinnung entwickelt und trägt so, neben Wasserkraft, Bioenergie und Solarenergie, einen wesentlichen Teil zur Dekarbonisierung in Europa bei.

Der Großteil der Windparks in Europa steht an Land. Onshore-Windkraftnutzung entwickelte sich in den letzten Jahrzehnten zu einer ausgereiften und wettbewerbsfähigen Technologie und so konnten die Stromgestehungskosten zwischen 2010 und 2014 um ein Drittel gesenkt werden [28]. Auch in den nächsten Jahren wird die Onshore-Windenergie, aufgrund der niedrigen Kosten, die treibende Kraft am Markt für erneuerbare Energien bleiben. Offshore-Windparks sind momentan aufgrund der aufwendigen Installation und der schwierigen Instandhaltung noch zu teuer. Auch die Biomasse und Photovoltaik kann sich preislich nicht mit Onshore-Wind messen. Wasserkraft hat zwar die niedrigsten Kosten, wird aber in Europa schon annähernd voll ausgenutzt.

Die Bedeutung der Windkraft in Europa hat in den vergangenen 25 Jahren stetig zugenommen. Die Windenergienutzung heute ist fast viermal so groß wie jene 2005 [29]. Abbildung 12 zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien in der europäischen Union zwischen 1990 und 2015. Der Zuwachs an installierter Gesamtleistung wurde hauptsächlich durch die Nutzung der Windenergie erreicht, wobei sich in den letzten 10 Jahren auch die Solarkraftnutzung signifikant steigerte.

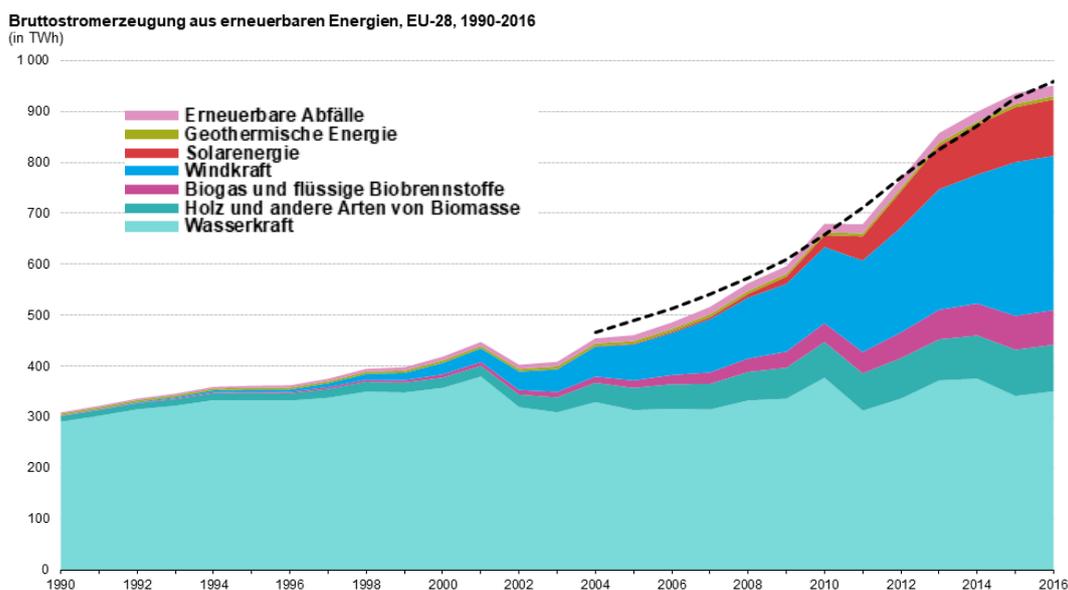


Abbildung 12: Regenerative Stromerzeugung in der EU 1990-2015 [29]

3.3 Windverhältnisse in Europa

Die Windverhältnisse in Europa werden durch die regionalen Klimazonen stark beeinflusst. Die Klimazonen reichen vom subpolaren Klima im Norden über das Kontinentalklima in Mitteleuropa bis zu den subtropischen Einflüssen im Süden. Abbildung 13 zeigt die europäische Windkarte der EEA (European Environment Agency).

Die größten Windgeschwindigkeiten im Jahresmittel treten in den maritim geprägten Gebieten im Norden auf. Entlang der Küsten der Ost- und Nordsee, sowie Rund um Großbritannien und an Teilstücken der französischen, spanischen und norwegischen Küste werden durchschnittliche Geschwindigkeiten von über 8 m/s erreicht. Je weiter man sich Richtung Süden bewegt, desto stärker nimmt die Windgeschwindigkeit ab. Gebiete, mit sehr schwachem Wind im Jahresmittel, sind Südspanien, Italien, Griechenland, Schweiz und Teile Norwegens, Bulgariens, Rumäniens und Österreichs.

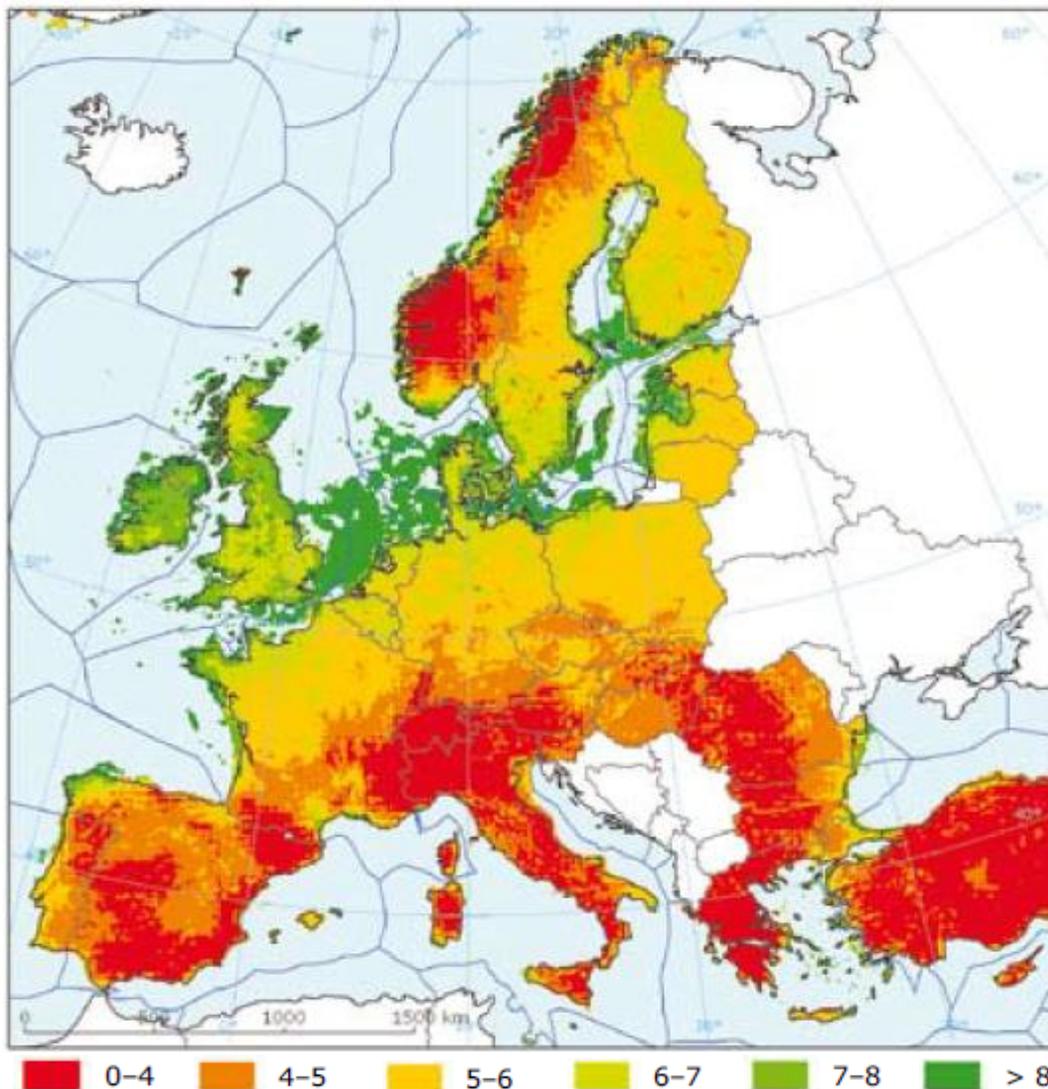


Abbildung 13: Durchschnittliche Windgeschwindigkeit in einer Höhe von 80 m Onshore und 120 m Offshore [m/s] [113]

3.3.1 Prognose-Modelle

Um Windverhältnisse an einem beliebigen Ort bestimmen zu können ohne dort lokale Windmessungen über einen längeren Zeitraum durchzuführen, bedarf es eines Prognosemodells, wie dem europäischen Windatlas oder eines Mesoskala-Modells.

- **Europäische Windatlas**

Die europäische Gemeinschaft hat 1981 das dänische Unternehmen Riso National Laboratory mit der Erstellung eines europäischen Windatlas beauftragt. Das 1989 publizierte Modell ermöglicht, zusammen mit dem Wind Atlas Analysis Application Programm (kurz WAsP), eine relativ genaue Beurteilung eines Windstandortes. [30]

Dafür wurden alle drei Stunden, über einen Zeitraum von ungefähr zehn Jahren, Wetterdaten von 220 meteorologischen Stationen aufgezeichnet und ins Modell übertragen. Hinzu kamen noch Daten über die Lage der Wetterstationen, sowie über Hindernisse, Oberflächenbeschaffenheit und Höhenstruktur in deren direkter Umgebung. [30]

Aus den ursprünglichen Winddaten wurden schließlich die Umgebungseinflüsse, wie in Abbildung 14 durch den linken Pfeil ersichtlich, eliminiert. Durch diese Normierung der Geländecharakteristik entstand der europäische Windatlas. Somit kann nun für jeden beliebigen Ort in Europa, durch Eingabe der jeweiligen Umgebungsparameter, die lokalen Windverhältnisse bestimmt werden (rechter Pfeil). [30]

- **Mesoskala Modelle**

Bei sehr komplexen Geländestrukturen stößt das Windatlas-Modell rasch an seine Grenzen. Bei solchen Gegebenheiten wird auf Mesoskala-Modelle zurückgegriffen, die durch verschiedenste Rechenverfahren und Gleichungssysteme die Luftmassebewegungen in der Atmosphäre über einen bestimmten Zeitraum beschreiben. Die Festlegung der Anfangs- und Randbedingungen erfolgt anhand der sogenannten Reanalysedaten, welche von Organisationen, wie dem Europäischen Zentrum für mittelfristige Wettervorhersage (EZMW) oder National Centers for Environmental Prediction (NCEP), bereitgestellt werden. [3]

Um diese Reanalysedaten zu erhalten, werden Wetterdaten mittels Wetterstationen, Schiffen, Flugzeugen und Satelliten aufgezeichnet und anschließend mit Hilfe eines

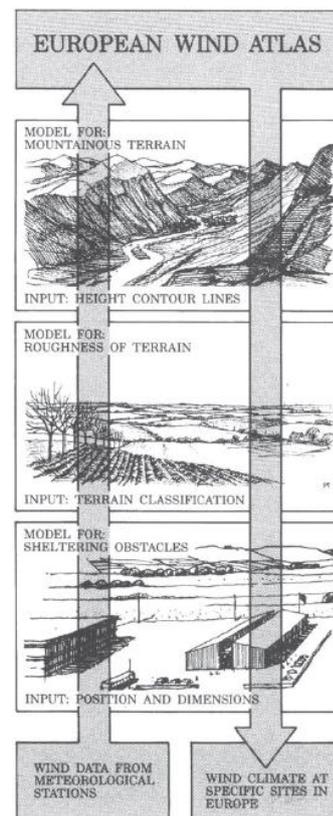


Abbildung 14: europäischer Windatlas [30]

Simulationsmodells ausgewertet. Diese Daten geben das Wettergeschehen der nächsten Wochen wieder, besitzen jedoch nur eine geringe Auflösung. Erst durch den Einsatz von Mesoskala-Modellen lässt sich eine höhere Auflösung und eine längere Vorhersagezeit erreichen, um so das Windpotential einer beliebigen Region, über einen längeren Zeitraum, ziemlich genau zu bestimmen. Der Aufwand ist, im Vergleich zum europäischen Windatlas, jedoch um einiges größer. [3]

Vergleich zwischen vorhergesagter und tatsächlicher Windgeschwindigkeit

Ob solche Prognosemodelle zuverlässig sind, wurde von der European Environment Agency (EEA) untersucht. In der veröffentlichten Studie wird die vorhergesagte Windgeschwindigkeiten mit den tatsächlich gemessenen Windgeschwindigkeiten verglichen und das Ergebnis ausgewertet.

Für diesen Vergleich wurde als Referenzjahr das Jahr 2001 ausgewählt. Als Mesoskala-Modell kam das Geoinformationssystem (GIS) zum Einsatz, gespeist mit den Reanalysedaten vom EZMW. Die im Jahr 2001 gemessenen europaweiten Windgeschwindigkeiten erhielt man vom National Climatic Data Centre (NCDC). [31]

Die durchschnittliche Windgeschwindigkeit, die in Europa gemessen wurde, betrug 3,63 m/s. Mit 3,76 m/s war die prognostizierte Windgeschwindigkeit nur geringfügig größer. Die Abbildung 15 zeigt das Verhältnis zwischen den gemessenen und prognostizierten mittleren Windgeschwindigkeiten für einzelne europäische Wetterstationen. Bei Windgeschwindigkeiten kleiner 5 m/s stimmt die Prognose mit der Messung ziemlich gut überein. Erst bei stärkeren Windgeschwindigkeiten gab es größere Abweichungen zwischen gemessenen und vorhergesagten Daten. Diese Erkenntnisse helfen bei der Optimierung zukünftiger Mesoskala-Modelle. [31]

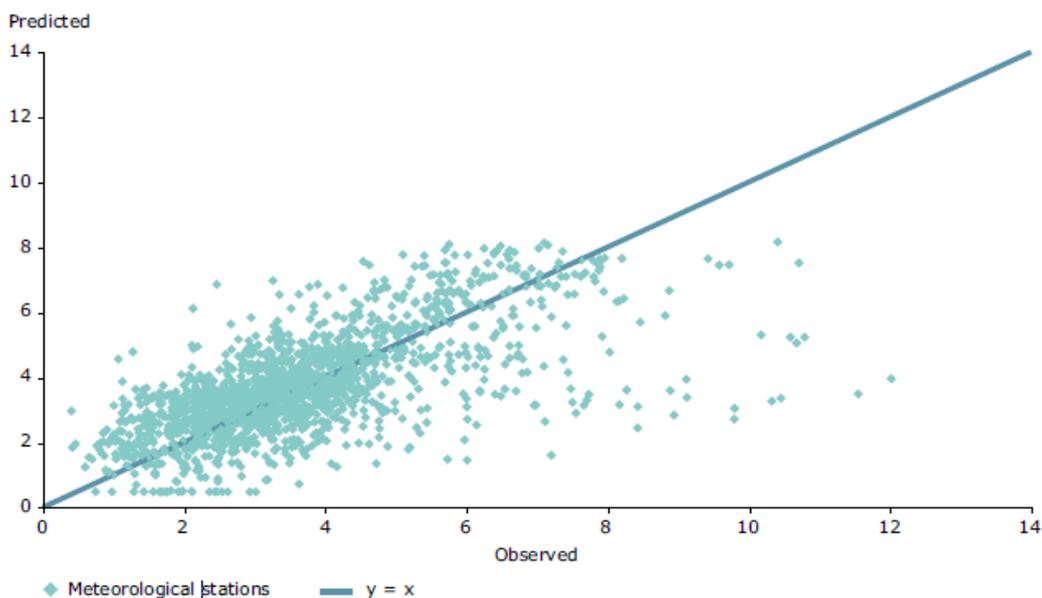


Abbildung 15: Verhältnis zwischen den gemessenen und prognostizierten mittleren Windgeschwindigkeiten für einzelne europäische Wetterstationen [31]

3.4 Aktueller Stand der Windkraft in Europa

Der Leistungsmix in Europa hat sich in den letzten 20 Jahren deutlich verändert. Um die Jahrtausendwende wurde der Großteil des Stromes aus fossilen Energieträgern und Nuklearenergie erzeugt. Als einzig relevante erneuerbare Ressource zur Energiegewinnung war Wasser, mit einem Anteil von ungefähr 20 % am Markt [32]. Biomasse, Geothermie, Solarenergie und Windkraft kamen zusammengerechnet auf einen niedrigen einstelligen Prozentbereich. Zwanzig Jahre später hat sich der Leistungsmix jedoch deutlich verändert, wie in Abbildung 16 darstellt. Der Anteil von Öl-, Kohle- und Atomkraftwerken ging um mehrere Prozentpunkte zurück, was auf den starken Anstieg von Solar- und Windenergie zurückzuführen ist. Im Jahr 2015 überholte die Windkraft die Nuklearenergie, 2016 die Stromerzeugung durch Kohle und ist jetzt, hinter Gas, die zweitgrößte Ressource zur Stromerzeugung in Europa. Zusammen haben die erneuerbaren Energien einen Marktanteil von knapp 47 % am Leistungsmix. [33]

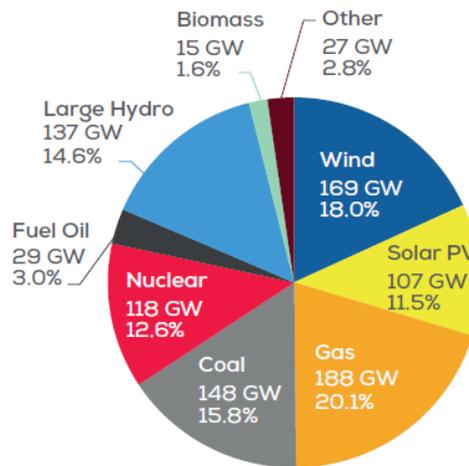


Abbildung 16: Leistungsmix in Europa 2017 [33]

Wie viele Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2017 in Europa neu hinzugekommen sind, oder außer Betrieb genommen wurden, zeigt die Abbildung 17. Mit 15,6 GW neu installierter Leistung stehen Windkraftwerke hier klar an erster Position, gefolgt von Solarkraftwerken mit 6,0 GW und Gaskraftwerke mit 2,6 GW. Andere erneuerbare Energieträger verzeichneten nur einen sehr geringen Zuwachs. Außer Betrieb genommen wurden hauptsächlich Kraftwerke auf fossiler Basis mit Anlagenleistungen knapp an die 12 GW. [33]

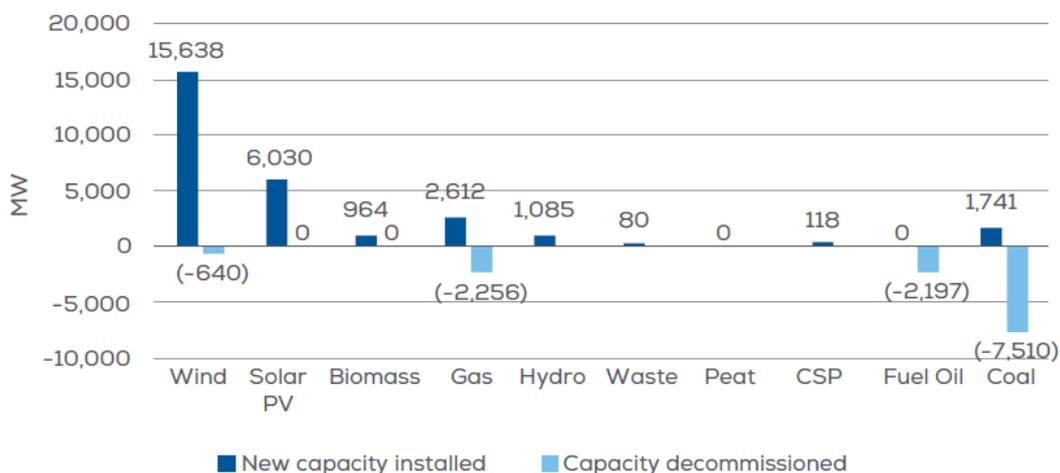


Abbildung 17: Neu installierte/außer Betrieb genommene Kraftwerkskapazitäten EU 2017 [33]

3.4.1 Investitionen in die Windkraft

Im Jahr 2017 wurden in Europa mehr als die Hälfte der Investitionen, die in den Sektor für erneuerbare Energien geflossen sind, für die Onshore und Offshore Windkraftnutzung aufgewendet. Wie in Abbildung 18 ersichtlich, ergibt das einen Betrag von über 22 Mrd. Euro für den Ausbau von europäischen Windkraftanlagen, dritthöchster Wert in Europa nach 2015 und 2016. Den größten Investitionszuwachs hatte hier die Onshore Windenergienutzung, dessen Volumen sich im Vergleich zum Vorjahr deutlich erhöhte. Der Offshore Sektor erfuhr den ersten Investitionsrückgang seit 2012. Grund dafür dürften öffentliche Lizenzauktionen sein, die Deutschland auf Druck der EU durchführen musste. [33]

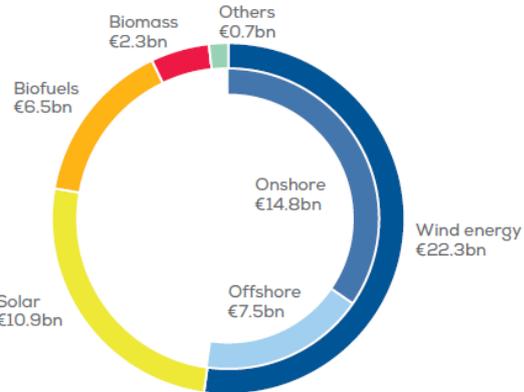


Abbildung 18: Investitionen in Erneuerbare Energien EU 2017 in € Milliarden [33]

Der Investitionsverlauf zeigt nach einem stetigen Anstieg in den Jahren 2012 bis 2016 wieder nach unten. Wie in Abbildung 19 ersichtlich, gab es im Jahr 2017 eine Verringerung um 19 % gegenüber 2016. Dies ist aber hauptsächlich dem niedrigeren Investitionsvolumen im Offshore-Sektor und der Kostenreduktion in der Windkraft-Industrie anzulasten. Während die Geldflüsse für die Offshore Windkraft um 60 % einbrachen, erreichten Onshore Investitionen mit 14,8 Mrd. Euro einen neuen Rekordwert. [33]

Einen positiven Trend nach oben zeigen auch die neu finanzierten Windkraftwerkskapazitäten (Grüner Verlauf in der Grafik). Mit einer Gesamtleistung von 11,5 GW wurde 2017 ein neuer Höchstwert erreicht. Davon belaufen sich 2,5 GW auf den Offshore-, und 9 GW auf den Onshore-Sektor. [33]

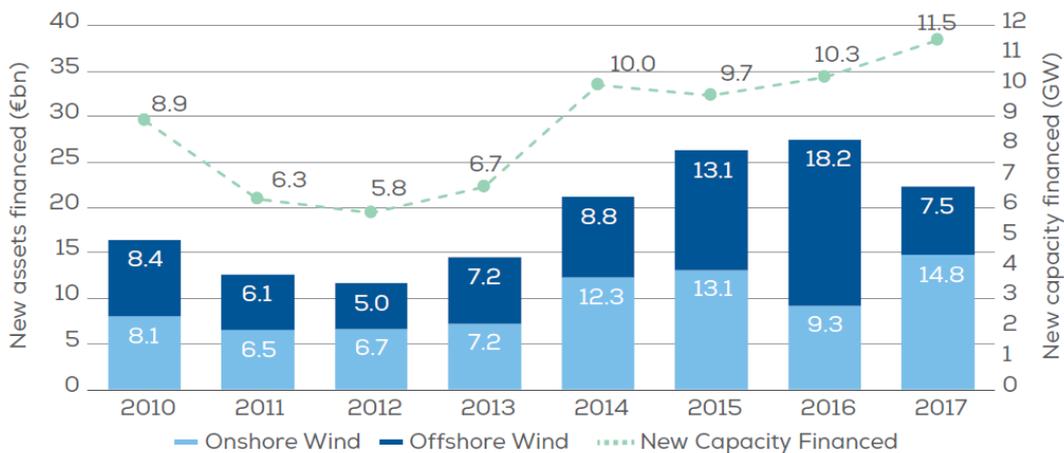


Abbildung 19: Verlauf der Investitionen der letzten 5 Jahre [33]

Investitionen in die Offshore Windenergieerzeugung sind in den letzten Jahren konstant hoch. Der Hochstand, mit über 18 Mrd. Euro, geht auf das Jahr 2016 zurück. Wie die Abbildung 20 zeigt, floss im Jahr 2017 der Großteil der Windkraft-Investitionen, genau gesagt 6,7 Mrd. Euro, nach Deutschland. Dies umfasst 30 % der gesamten Investitionsvolumina in 2017. Die nachfolgenden Plätze belegten Großbritannien mit 5 Mrd. Euro und Schweden mit 2,6 Mrd. Euro. Im Vergleich zum Vorjahr gingen die Geldflüsse im britischen Windkraft-Sektor um über 7 Mrd. Euro deutlich zurück. Wie in der Grafik dargestellt, verteilen sich fast die gesamten Investitionen auf nur elf Länder in Europa. [33]

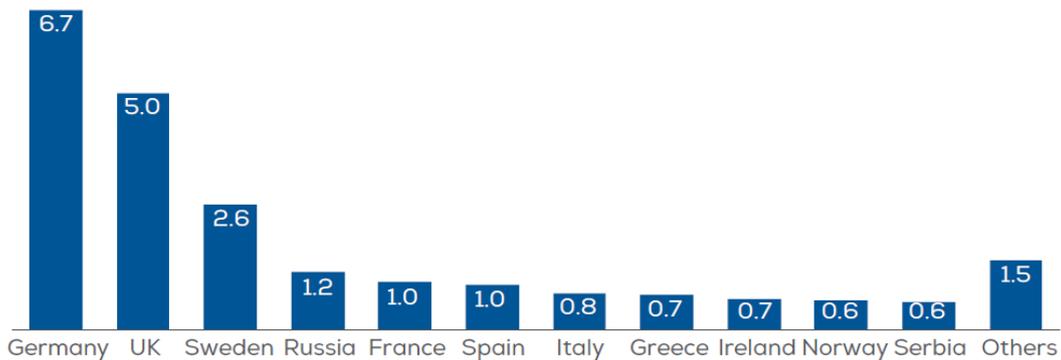


Abbildung 20: kumulierte Investitionen im Jahr 2017 in den einzelnen EU-Staaten [Mrd.€] [33]

3.4.2 Installierte Leistungen der europäischen Länder

Wenn man sich in Abbildung 21 die neu installierten Windkraftkapazitäten der einzelnen europäischen Länder im Jahr 2017 ansieht, stehen Deutschland mit seinen 6,6 GW und Großbritannien mit 4,3 GW deutlich heraus. Ein Grund dafür sind, neben der guten Perspektive für Investoren, die großen Offshore-Windparks, die im Verlauf

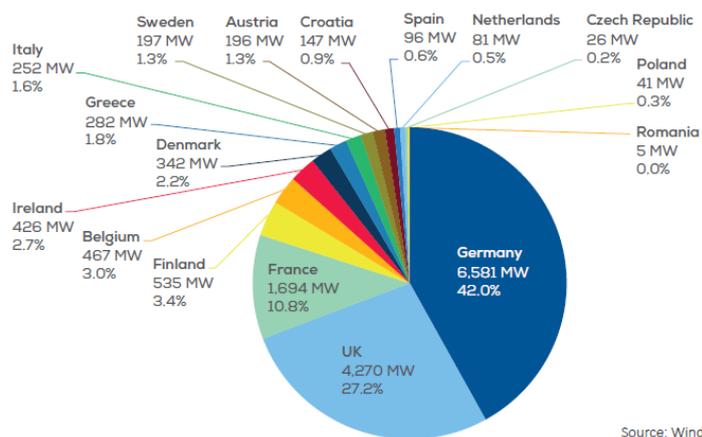


Abbildung 21: Windenergiemarktaufteilung in Europa 2017 [33]

des letzten Jahres ans Netz angeschlossen wurden. Frankreich, mit 1,7 GW an der dritten Stelle, hielt seinen Anteil im Vergleich zum Vorjahr konstant. Bei einigen Ländern sank jedoch die Zahl der Neuinstallationen im Jahr 2017 aufgrund fehlender politischer Weitsicht und komplizierten rechtlichen Rahmenbedingungen. [33]

Deutschland besitzt in Europa die größte Anzahl an Windkraftanlagen. Deren Gesamtkapazität beläuft sich auf 56,1 GW und ist somit für ein Drittel der in Europa vorhandenen Windkraftleistung verantwortlich. Spanien befindet sich auf der zweiten Position, obwohl in den letzten Jahren nur sehr wenige neue Windkraftanlagen hinzukamen. Einen großen Sprung in den letzten Jahren machte Polen, das nach dem guten 2015er Jahr, den Windkraftpionier Dänemark überholte, wie die Abbildung 22 zeigt. [33]

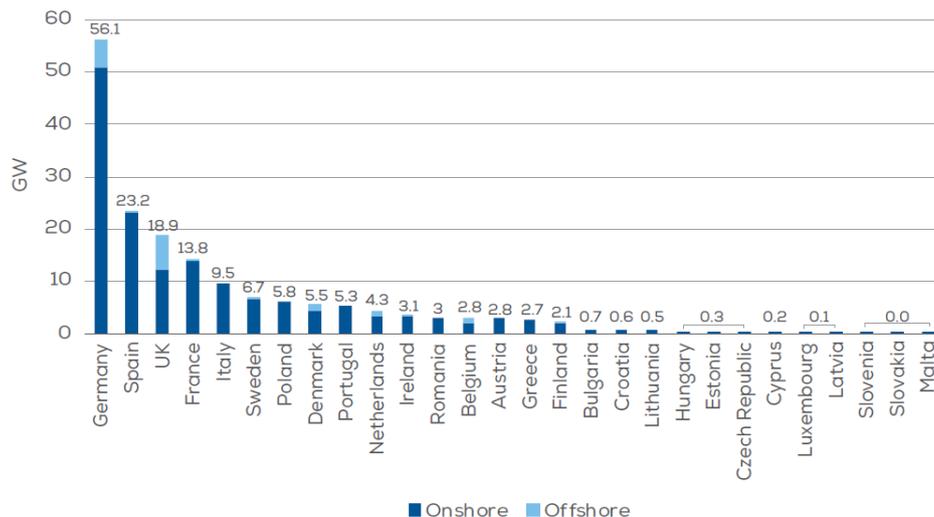


Abbildung 22: Installierte Windleistung europäischer Länder [33]

3.4.3 Offshore-Windkraft-Installationen der europäischen Länder

Großbritannien hat insgesamt 1.753 Windturbinen auf See in Betrieb, die zusammen auf eine Leistung von ca. 6,83 GW kommen. Deutschland mit 1.169 Windkraftanlagen und 5,35 GW und Dänemark mit 506 Windkraftanlagen und 1,27 GW reihen sich, wie in Abbildung 23 zu sehen, dahinter ein. Die fünf angeführten Länder in der Grafik umfassen 98 % aller ans elektrische Netz angeschlossenen Windkraftanlagen im Offshore-Bereich. Der Großteil der europäischen Offshore Windparks, genauer gesagt 71 %, wurde in der Nordsee installiert. Die restlichen 29 % verteilen sich auf die Irische See (16 %), auf die Ostsee (12 %) und den atlantischen Ozean (1,2 %). [34]

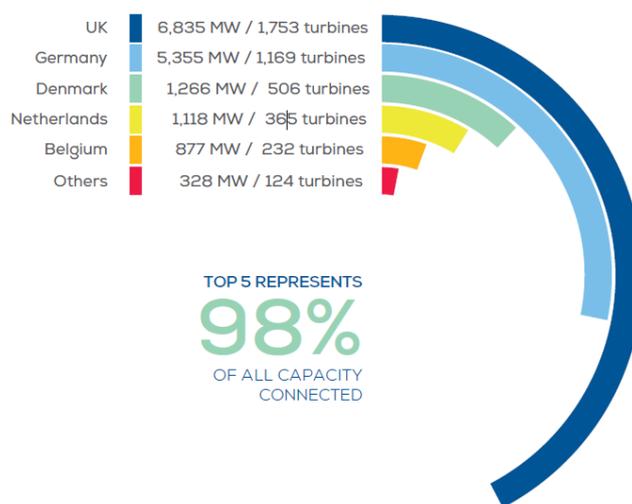


Abbildung 23: Offshoremarkt-Aufteilung in Europa 2017 [34]

Immer mehr Windparks werden in küstennahen Gewässern gebaut. In Abbildung 24 ist der starke Zuwachs von Offshore-Windkraftanlagen, anhand der roten Kurve, gut zu sehen. Ende 2017 belief sich die gesamt installierte Offshore-Leistung auf 15,8 GW, ein Zuwachs von über 3 GW im Vergleich zum Vorjahr. Die ersten kleinen Versuchsanlagen starteten schon 1994 und es brauchte sieben Jahre, bis, ab 2001, die Größe der Windparks zunahm, und somit die installierte Offshore-Leistung stark anstieg. Ende 2017 befanden sich 92 Offshore-Windparks in elf europäischen Ländern in Betrieb oder in Teilbetrieb. [34]

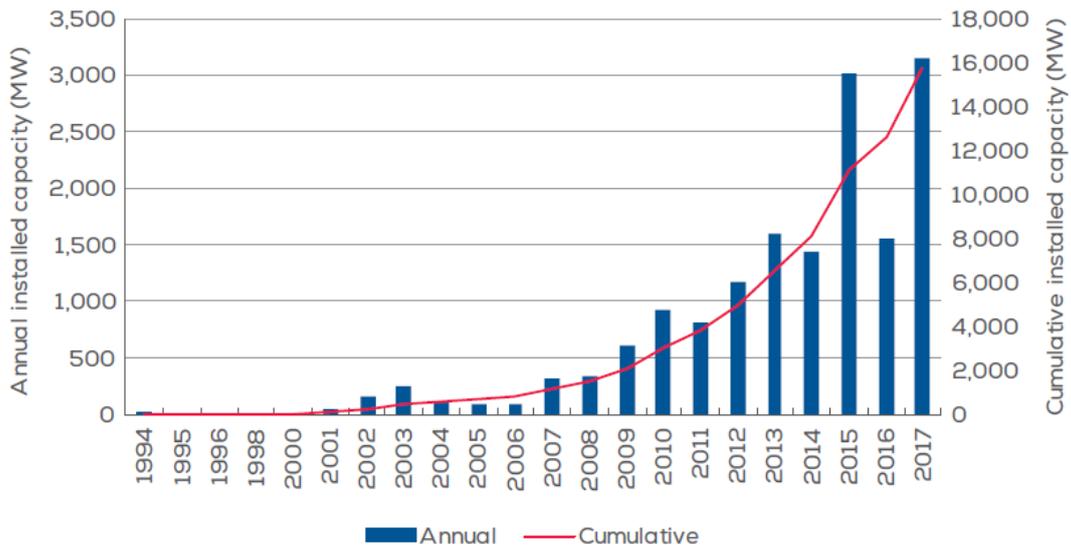


Abbildung 24: Jährliche und gesamt installierte Offshore Leistung in Europa in MW [34]

Auch in den kommenden Jahren wird die Anzahl der Offshore-Windparks weiter ansteigen. Abbildung 25 zeigt die Offshore-Projekte die momentan in der Pipeline sind. Knappe 60 GW an Offshore-Windkraftleistung durchlaufen gerade den Planungsprozess, das Vierfache der momentan in Betrieb befindlichen Anlagenkapazität. Windparks, mit einer Leistung von über 30 GW, sind zur Zeit im Genehmigungsverfahren oder sind schon genehmigt und werden im Laufe des nächsten Jahrzehnts realisiert. Die Offshore-Projekte, die sich gerade im Bau befinden, werden die momentan installierte Leistung auf über 20 GW anheben. [34]

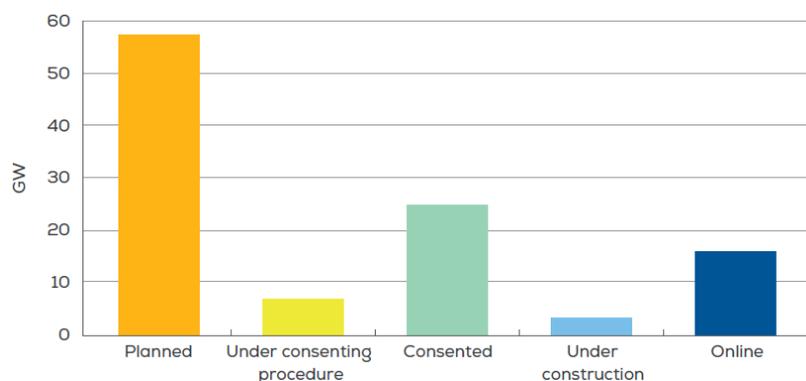


Abbildung 25: Status der laufenden Offshore-Projekte in Europa [34]

3.4.4 Windkraftszenario Europa 2020

Die EWEA hat im Juli 2014 einen Szenariobericht über die mögliche Entwicklung der Windkraft in Europa bis 2020 veröffentlicht. Darin werden drei EWEA-Szenarien („Low“, „Central“, „High“) mit zwei alternativen Szenarien („NREAP“, „EC“) verglichen. Obwohl der Bericht etwas älter ist, wird er hier angeführt, um die prognostizierten Leistungswerte mit den aktuellen Daten im Jahr 2018 zu vergleichen und zu sehen, wie zutreffend solche Prognosen sind.

„Central“-Szenario: Die wirtschaftliche Stabilität in Europa ist nicht vollends wiederhergestellt. Jedoch in den wichtigen Ländern, wie Deutschland, Frankreich und Großbritannien, werden Reformen im Energiesektor rasch umgesetzt und bieten daher gute Bedingungen für einen Windkraftausbau.[35]

„Low“-Szenario: Die Auswirkung der Wirtschaftskrise schlägt sich auf den Energiemarkt deutlich nieder. Aufgrund der nationalen Rahmenbedingungen und der unsicheren Wirtschaftslage bleiben große Investitionen, besonders im Offshore-Sektor, aus. Die Energiepolitik ist träge und bietet keine Anreize zur Weiterentwicklung der Windenergienutzung.[35]

„High“-Szenario: Die meisten europäischen Länder haben sich erholt. Ein strikteres Klima- und Energieabkommen tritt in Kraft, um die 2030-Ziele zu erreichen. Besonders in Deutschland, Großbritannien, Frankreich und Italien führen diese Maßnahmen zu einem Windanlagenboom. Auch Länder wie Spanien, dessen Windkraftanlagenanzahl in den letzten Jahren stagnierte, zeigen ein positives Anzeichen der Erholung.[35]

Das Ergebnis des Szenarioberichts der EWEA für 2020 sieht wie folgt aus:

- „Low“-Szenario: 166 GW
- „Central“-Szenario: 192 GW
- „High“-Szenario: 217 GW

Aktueller Stand (Ende 2018):

- Online Datenbank „thewindpower.net“: 180 GW

Der Vergleich der aktuellen Windkraftdaten mit den prognostizierten Werten aus dem Szenariobericht der EWEA zeigt die hohe Qualität der Vorhersage. Die Gesamtleistung in Europa wird 2020 wahrscheinlich zwischen dem „Central“- und dem „High“-Szenario liegen.

Die folgende Tabelle 1 zeigt die installierten Leistungen von Windkraftanlagen in den einzelnen EU-Staaten im Jahr 2020 auf Basis der Szenarioberechnung der EWEA aus dem Jahr 2014. Verglichen werden die drei, vorhin beschriebenen, Szenarien mit dem Ausbaustand der Windkraftnutzung in Europa Ende 2018. Obwohl noch zwei Jahre verbleiben, ist ersichtlich, dass die Szenarioberechnungen sehr gut mit der tatsächlichen Entwicklung übereinstimmen. Die vereinzelt Abweichungen sind zum Großteil der Unvorhersehbarkeit der politischen Entwicklungen in einem Land geschuldet. Länder, wie Schweden, Deutschland, Dänemark und Großbritannien, werden die Szenarioberechnung wahrscheinlich deutlich übertreffen.

	„Low“- Szenario [MW]	„Central“- Szenario [MW]	„High“- Szenario [MW]	Aktueller Stand 2018 [MW]
Österreich	3.000	3.400	3.550	2.810
Belgien	3750	4.500	5.050	3.353
Bulgarien	1.250	1.500	1.750	645
Kroatien	500	600	700	519
Zypern	200	300	400	188
Tschechien	500	1.000	1200	309
Dänemark	5.900	6.500	7.000	6.466
Estland	550	700	1.000	412
Finnland	2026	2.526	2.726	2.248
Frankreich	14.000	20.000	21.500	14.613
Deutschland	45.000	51.500	57.500	55.303
Griechenland	3.000	4500	5.000	2.767
Ungarn	500	600	700	385
Irland	3.525	4025	4.700	3.542
Italien	12.000	12.000	15.000	10.706
Lettland	150	200	300	53
Litauen	500	600	800	456
Luxembourg	90	100	110	127
Malta	20	30	50	-
Niederlande	4.700	5.400	7.000	5.353
Polen	7.000	10.000	12.500	5.703
Portugal	5.525	5.725	6.025	5.354
Rumänien	3.000	3.200	3.500	3.652
Slowakei	150	300	350	3
Slowenien	30	30	50	3
Spanien	24.505	26.005	28.005	23.364
Schweden	5.712	6.212	6.512	7.196
Großbritannien	18.500	21.000	24.000	23.980
Gesamt	165.583	192.453	216.978	179.510

Tabelle 1: Vergleich der installierten Windkraftleistung im Jahr 2020 nach Szenarien der EWEA mit dem aktuellen Stand Ende 2018[35] [36]

3.4.5 Windkraftszenario Europa 2030

Das Umsetzen der Energiewende verlangt alternative Technologien zur Stromerzeugung. Solche Technologien sind vorhanden, jedoch muss sichergestellt werden, dass deren Potenziale ausreichend vorhanden sind und deren künftige Entwicklung die nötigen Schritte erlaubt, um die fossilen Energieträger zu ersetzen. Die Durchführung von Szenarioberechnungen ermöglicht eine solche Analyse. Im Folgenden werden drei Szenarienberichte beschrieben und deren Ergebnisse verglichen.

Szenariobericht „Wind Energy in Europe“ von WindEurope

WindEurope hat im September 2017 einen Szenariobericht über die mögliche Entwicklung der Windkraft in Europa bis 2030 veröffentlicht. Darin werden drei Szenarien mit dem Stand der Windkraft im Jahr 2016 verglichen.

„Central“-Szenario: Die Europäische Union wird ihr 27 %-Ziel für 2030 erreichen. Die Mitgliedsländer handeln sehr transparent und kooperieren untereinander. Die Effizienz von WEA wurde gesteigert, womit die Kosten für Offshore-Windparks fielen. [37]

„Low“-Szenario: Die Europäische Union wird ihr 27 %-Ziel für 2030 nicht erreichen. Der europäische Energiemarkt konnte den Durchbruch erneuerbarer Energien nicht einleiten. Die Kosten von Windparks bleiben deshalb zu hoch, sodass Investoren nicht einsteigen. [37]

„High“-Szenario: Die Europäische Union wird ihr 27 %-Ziel für 2030 überschreiten. Der neue Energiemarkt lässt die Kraftwerksbetreiber vorwiegend auf erneuerbare Energien setzen. Die Kosten für neue Windparks konnten drastisch verringert werden. Auch die Übertragungsnetze sind den neuen Anforderungen gewachsen. [37]

Westeuropa, Zentraleuropa und die Iberische Halbinsel dominieren den europäischen Windenergiemarkt. Westeuropa wird bis 2030 den größten Zuwachs an neu installierter Windleistung haben. Entsprechend dem „Central“-Szenario wird sich dort die Windleistung im Vergleich zu 2016 fast vervierfachen. Zentraleuropa kann die installierte Windleistung verdoppeln, fällt aber in Sachen Gesamtleistung hinter Westeuropa zurück. Die restlichen Teile Europas können mit diesen Leistungszuwächsen nicht mithalten. [37]

Auch die installierte Leistung der Offshore-Windkraftanlagen wird bis 2030 deutlich anwachsen. Mit fast 48 GW, dem fünffachen des 2016er Wertes, wird die Nordsee das dominierende Gebiet in Europa sein. Gefolgt von der Ostsee mit 9 GW und dem atlantischen Küstengebiet, das, von nahezu keiner Windkraftnutzung heutzutage, mit 8 GW im Jahr 2030, auf den dritten Platz aufsteigt.[37]

Die folgende Tabelle 2 zeigt die möglichen installierten Leistungen von Windkraftanlagen in den einzelnen EU-Mitgliedsländern im Jahr 2030 auf Basis der Szenarioberechnung von WindEurope im Jahr 2017. Verglichen werden hier die installierten Leistungen der drei, zuvor beschriebenen, Szenarien.

	„Low“-Szenario [MW]		„Central“-Szenario [MW]		„High“-Szenario [MW]	
	Onshore	Offshore	Onshore	Offshore	Onshore	Offshore
Österreich	5.000		6.700		8.000	
Belgien	3.400	1.600	4.400	4.000	4.400	4.000
Bulgarien	691		1.200		3.000	
Kroatien	500		1.500		2.000	
Zypern	158		483		600	
Tschechien	1.450		1.900		2.450	
Dänemark	3.650	3.400	5.000	4.300	6.500	6.130
Estland	600		744		1.000	
Finnland	3.000		5.000		10.000	
Frankreich	31.320	4.300	36.360	7.000	41.400	11.100
Deutschland	60.000	14.000	70.000	15.000	71.000	20.000
Griechenland	3.400		6.200		7.000	
Ungarn	300		300		1.500	
Irland	5.000	1.200	5.600	1.800	6.700	2.000
Italien	10.700		13.600		16.700	
Lettland	63		500		648	
Litauen	750		1.100		1.500	
Luxembourg	100		100		200	
Malta	50		50		100	
Niederlande	8.000	4.500	8.000	11.500	15.000	18.500
Polen	7.000	2.200	10.500	3.200	12.000	6.000
Portugal	6.750		7.000		7.250	
Rumänien	3.025		4.500		6.000	
Slowakei	3		300		500	
Slowenien	3		50		100	
Spanien	30.000		35.000		40.000	
Schweden	9.000	300	12.000	300	13.000	800
Großbritannien	13.000	18.000	15.000	22.500	20.000	30.000
Gesamt	206.913	49.500	253.087	70.200	298.548	98.930
	$\Sigma_{\text{low}}=256.413$		$\Sigma_{\text{central}}=323.287$		$\Sigma_{\text{high}}=397.478$	

Tabelle 2: Installierte Windleistung und Windenergieproduktion in 2030 nach Szenarien von WindEurope [37]

Die Reihenfolge der Länder mit den größten Windkraftleistungen wird sich bis 2030 ein klein wenig ändern. Abbildung 26 zeigt Deutschland mit 85 GW nach wie vor an der Spitze, gefolgt von Frankreich mit 43 GW, Großbritannien mit 38 GW und Spanien mit 35 GW. Auch dahinter kommt es zu einigen Platzverschiebungen. In Summe ergibt sich eine installierte Gesamtleistung von 323 GW, eine Verdoppelung zu 2016. Davon sollen 253 GW an Land und 70 GW auf See stehen. Vorausgesetzt werden hier die Bemühungen der einzelnen Länder, den Ausbau der Windenergie weiter voranzutreiben. Änderungen der nationalen Rahmenbedingungen, wie zum Beispiel in Spanien oder Bulgarien geschehen, können Investoren abschrecken und somit künftige Windkraftprojekte gefährden. [37]

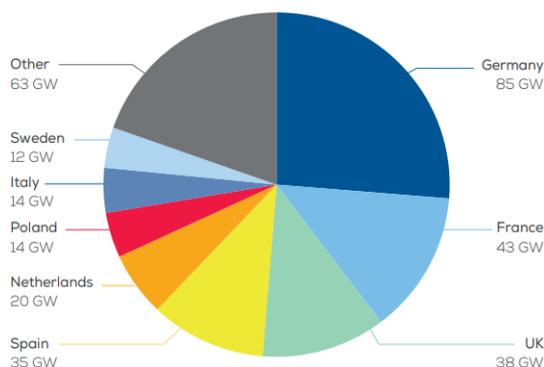


Abbildung 26: Windkraftleistung Europa 2030 [37]

Der Ausbau der Windenergienutzung in Europa hat einige volkswirtschaftliche Vorteile (siehe Abbildung 27). Je nach WindEurope-Szenario würde die Windenergiebranche im Jahr 2030 Arbeitsplätze für 437.000 bis 716.000 Menschen bereitstellen. Die Investitionen in Windkraftanlagen liegen, laut WindEurope, zwischen €147 Mrd. im „Low“-Szenario und €351 Mrd. im „High“-Szenario. Ein wichtiger Faktor ist auch die Treibhausgasreduktion. Im „Low“-Szenario könnten bis zu 279 Mt, im „High“-Szenario bis zu 485 Mt an CO₂- Emissionen vermieden werden. [37]

	LOW SCENARIO	CENTRAL SCENARIO	HIGH SCENARIO
Installed capacity [GW]	256	323	397
Investments [M€]	147,000	239,000	351,000
Jobs	437,000	569,000	716,000
CO ₂ emissions savings [MtCO ₂]	279	382	485
Avoided fossil fuel imports [M€]	10,300	13,200	16,600

Abbildung 27: Auswirkung der Szenarios auf die Wirtschaft [37]

Szenariobericht: „World Energy Outlook 2016“ von der IEA

Die IEA hat im Jahr 2016 in ihrem „World Energy Outlook“ einen Szenariobericht über die Zukunft des weltweiten Energiesektors veröffentlicht. Ein Teil davon befasst sich auch mit der möglichen Entwicklung der Windkraft in Europa bis 2040. Als Grundlage hierfür dienen drei unterschiedliche Szenarien.

„Current Policies“: Politische Entscheidungen und Richtlinien, die nach Mitte 2016 beschlossen werden, werden nicht mehr berücksichtigt. Jene Maßnahmen, die in der Zeit bis 2040 auslaufen, verfallen nicht, sondern werden in ähnlicher Weise fortgesetzt. Die Umsetzung bereits beschlossener Maßnahmen, wie z.B. das Pariser Klimaabkommen, verläuft eher schleppend. [38]

„New Policies“: Die Ausgangspunkte sind die bestehenden EU-Richtlinien, die EU-Ziele und die Klimaschutzzusagen der einzelnen Mitgliedsstaaten. Es erfolgen Anpassungen der politischen Ausrichtung zur Optimierung des Energieverbrauchs und zur künftigen Entwicklung des Energiesektors. Weiters spielen auch Unsicherheiten im Bereich des Wirtschaftswachstums und der technologischen Entwicklung eine Rolle. [38]

„450“-Szenario: Ausgangspunkt ist eine Zukunftsvision des Energiesektors, von dem aus in die Gegenwart zurückgerechnet wird. Eine Hauptvorgabe ist das Erreichen des Klimaabkommens und die dazu notwendige Dekarbonisierung des Energiesektors. Um den Temperaturanstieg auf 2 °C zu begrenzen, spielen erneuerbare Energien eine große Rolle in diesem Szenario. [38]

In allen Szenarien setzt sich der langfristige Trend der zunehmenden Elektrifizierung fort, wobei hier von einer energiebezogenen Klimapolitik und von sinkenden Technologiekosten ausgegangen wird. Mehr Menschen erhalten Zugang zur Elektrizität und ein breiteres Spektrum an elektrifizierten Dienstleistungen entsteht. Den größten Beitrag zur nachhaltigen Stromerzeugung weltweit liefert auch 2040 die Wasserkraft. Jedoch weisen die Windkraft- und Photovoltaikbranche das stärkste Wachstum aller Stromerzeuger, die auf erneuerbare Energien setzen, bis dahin auf. [38]

Der Anteil der erneuerbaren Energien am globalen Energiemix hängt von den unterschiedlichen politischen Rahmendbedingungen ab. Basiert die künftige Entwicklung des Energiesektors auf den heutigen Richtlinien, so würde sich der Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtmix von 8 % (Stand 2016) auf 13 % im Jahr 2040 erhöhen. Folgt die Energiepolitik eher dem „New Policies“-Szenario, so würde sich der Anteil auf 16 % erhöhen. Einen deutlich größeren Anteil am Energiemix, mit ca. 27 %, würden die erneuerbaren Energien unter dem „450“-Szenario aufweisen. [38]

Die Stromversorgung in der EU wird in den kommenden Jahrzehnten tiefgreifende Veränderungen durch die Verlagerung auf erneuerbare Energien erfahren. Im „New Policies“-Szenario wird bis 2040 eine Verdreifachung der Wind- und Solarproduktion prophezeit, wodurch der Anteil dieser Technologien dann bei fast einem Drittel der europaweiten Stromerzeugung liegt. Ab 2030 wird die Windenergie die Num-

mer Eins unter den Energieträger in Europa. Die installierte Windkraftleistung im „New Policies“-Szenario soll 2040 bei 326 GW liegen. [38]

Um die europäische Energiebranche zu dekarbonisieren werden bis 2040 über 570 GW an Windkraft- und Photovoltaikanlagen im „450“-Szenario installiert. Erneuerbare Energien machen darin 63 % der gesamten Stromerzeugung aus und erreichen im Jahr 2040 mit 2.100 TWh mehr als das Doppelte des heutigen Wertes. Bei den erneuerbaren Energieträgern für die Stromerzeugung entfallen rund 60 % auf Wind- und Sonnenenergie. Die installierte Windkraftleistung im „450“-Szenario soll 2040 bei 381 GW liegen. [38]

Szenariobericht: „Reference Scenario 2016“ von der Europäischen Union

Die europäische Kommission hat im Juli 2016 einen Szenariobericht über die mögliche Entwicklung der Bereiche Energie, Transport und Treibhausgasemissionen in Europa bis 2050 veröffentlicht. Darin wird u.a. auch die mögliche Entwicklung der Windkraftnutzung beschrieben.

„EU-Reference“-Szenario: Es wird davon ausgegangen, dass die verbindlichen Ziele zur Treibhausgasreduktion und zur Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien am Gesamtenergiemix bis 2020 erreicht werden. Die CO₂-Emissionen und der Energiebedarf sollen im Verlauf der Jahre konstant sinken. Das Referenzszenario dient nicht als Prognose, sondern als Maßstab für die aktuelle politische Richtung. Es kommen somit künftig keine neuen Richtlinien zur Anwendung, sondern es werden nur jene umgesetzt, die bis Ende 2014 konkret beschlossen wurden. [39]

Die eingeschlagene Richtung in diesem Szenario führt zu erheblichen Veränderungen im europäischen Energiesystem der Zukunft. Trotz des steigenden Strombedarfs bis 2050 sinken die Treibhausgasemissionen aufgrund der enormen Bemühungen zur Dekarbonisierung des Energiesektors. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtmix wird auf Grundlage der derzeitigen Richtlinien und der technologischen Weiterentwicklung bis 2050 weiter stetig ansteigen [39]

Die Windkraft wird in den kommenden Jahren ihren Anteil an der Stromproduktion in Europa stetig vergrößern. Im Jahr 2030 werden 18 % der gesamten Stromerzeugung durch Windkraftanlagen sichergestellt, bis zum Jahr 2050 sogar 25 %. Die installierte Gesamtleistung aller Windkraftanlagen in Europa steigt von 86 GW im Jahr 2010 auf 207 GW im Jahr 2020, 255 GW im Jahr 2030 und 367 GW im Jahr 2050. Der Großteil davon wird weiterhin durch Onshore-WEA sichergestellt. Die Offshore-Windenergienutzung erreicht im Jahr 2020 ihren Höhepunkt und nimmt dann, im Vergleich zur Stromerzeugung durch Onshore-Winde, kostenbedingt ab. [39]

Vergleich der Szenarienberichte

Einen grafischen Vergleich der oben angeführten Szenarien zeigen die Kurvenverläufe in Abbildung 28. Das erste Vergleichsszenario stammt von der europäischen Kommission und zeigt die Prognose über die Entwicklung der Windkraft in Europa bis 2050. Als Annahmen für dieses Szenario wurden das Erreichen der „2020“-Ziele, eine konstante Reduktion der Treibhausgase und ein Sinken des Endenergiebedarfs getroffen. Dies führt schlussendlich zu einer installierten WEA-Leistung von 255 GW in Europa im Jahr 2030, dargestellt als blauer Verlauf.

Die grünen Linien zeigen die drei Szenarien aus dem „World Energy Outlook 2016“. Die Ausgangspunkte des „new policies“-Szenarios sind die bestehenden EU-Richtlinien und EU-Ziele, sowie die Klimaschutzzusagen der Nationalstaaten. Unter Berücksichtigung dieser Vorgaben kommt die IEA auf eine installierte WEA-Leistung von 271 GW in Europa für das Jahr 2030. Wird der globale Temperaturanstieg noch mitberücksichtigt und auf maximal 2 °C bis zum Ende des Jahrhunderts begrenzt, erhält man das „450“-Szenario, welches einen Anstieg der installierten WEA-Leistung auf 292 GW angibt.

Die violetten Verläufe zeigen die Entwicklung der installierten Windkraftleistung aus dem Szenariobericht von WindEurope. Die drei Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich des Erreichens oder des Nichterreichens der EU-Ziele für das Jahr 2030. Die installierte Windkraftleistung im Jahr 2030 im Low-Szenario beträgt 256 GW, im Central-Szenario 323 GW und im High-Szenario 397 GW.

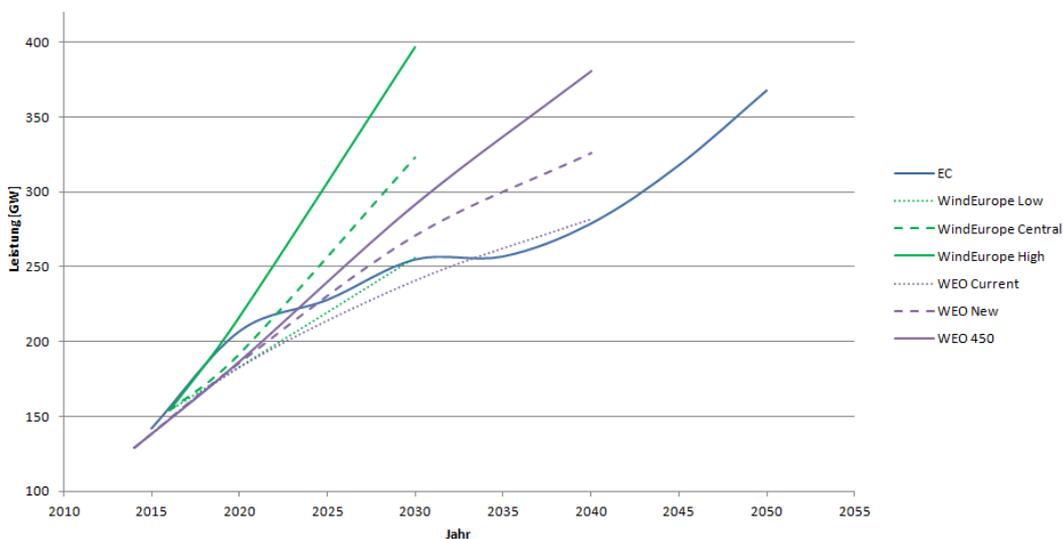


Abbildung 28: Szenarienvergleich WindEurope, IEA, EC – Eigene Darstellung

Ein Blick auf die Kurvenverläufe zeigt eine bessere Entwicklung der Windkraftnutzung bei den „WindEurope“-Szenarien als bei den anderen Szenarien. Dies ist auf eine optimistische Betrachtung des Offshore-Sektors in diesen Szenarien zurückzu-

führen, der aufgrund sinkender Stromgestehungskosten deutlich anwachsen soll. Demgegenüber steht das Szenario der europäischen Kommission, das eine stagnierende bis rückläufige Entwicklung des Offshore-Windkraftsektors ab dem Jahr 2020 voraussagt. In erster Linie kann man aus diesen Kurvenverläufen herauslesen, dass eine Änderung der derzeitigen Richtlinien und Gesetze, in eine für den Windkraftsektor positive Richtung, zu einem deutlichen Anwachsen der installierten Windkraftleistung führen kann. Besonders der Offshore-Markt bietet dahingehend ein großes Potenzial. Die Anpassung der Energiepolitik muss jedoch einerseits gemeinschaftlich auf EU-Ebene und andererseits auch auf nationalstaatlicher Seite in Angriff genommen werden.

Der Strombedarf in Europa wird bis zum Jahr 2030 voraussichtlich um über 10 % steigen [40]. Um die EU Klimaziele einhalten zu können, muss die Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen stark zurückgehen. Kompensiert werden soll dieser Verlust an installierter Leistung hauptsächlich durch den starken Ausbau der Windenergienutzung. Die große Bedeutung der Windkraft in Europa bleibt also auch bis 2030 und vermutlich darüber hinaus bestehen.

4 Potenzial der Windkraftnutzung in Europa

Die Anzahl der neu errichteten Windkraftanlagen im Jahr 2015 erreichte weltweit einen neuen Höchststand. Die klare Nummer Eins waren die Chinesen, die in den letzten Jahren beim Ausbau der Windenergie am Rest der Welt vorbeigezogen sind. Der Anteil Europas war mit rund einem Fünftel der 2015 weltweit installierten Windkraftleistung enttäuschend. Die einzelnen europäischen Länder dürfen durch ihre fehlerhafte Energiepolitik und schlecht ausformulierten Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien nicht den Anschluss an die Spitze verlieren, denn das Windenergiepotenzial in Europa ist riesig. [41]

Im Jahr 2009 hat die European Environment Agency (EEA) einen Bericht über das Windenergiepotenzial in Europa veröffentlicht. Darin wird das technische Potenzial für Onshore- und Offshore-Windenergie unter Berücksichtigung von ökologischen und sozialen Aspekten analysiert. Weiters wird auch die Wirtschaftlichkeit von zukünftigen Windkraftanlagen betrachtet. Zur Bestimmung des technischen Potenzials mussten einige technische, sowie ökologische Parameter definiert werden.

Die Winddaten stammen vom Europäischen Zentrum für mittelfristige Wettervorhersage (EZMW). Verwendet werden die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten aus der Zeit zwischen 2000 und 2005. Diese Daten gelten jedoch nur in einer Höhe von 10 m. Die benötigten Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe zukünftiger Windkraftanlagen wird mathematisch bestimmt. Angenommene Nabenhöhe für Onshore-Windrädern bis 2030 ist 80 m, für Offshore-Windräder 120 m. Die Potenzialbestimmung erfolgt unter der Annahme einer Turbinenleistung von 2 MW bis 2030 für Windkraftanlagen an Land und einer Turbinenleistung von 8MW bis 2020 bzw. von 10 MW, im Zeitraum zwischen 2020 und 2030, für Offshore-Windkraftanlagen. Pro Quadratkilometer können fünf Onshore-Windenergiekonverter bzw. 1,25 Offshore-Windenergiekonverter, mit der oben definierten Leistung, aufgestellt werden. [31]

Für die Standorte von Offshore Windkraftanlagen sind Wassertiefen von weniger als 50 m vorausgesetzt. Abbildung 29 zeigt die Bereiche in Europa, die für Offshore-Windenergieerzeugung geeignet sind. Dabei wird zwischen Gebieten unterschieden, die weniger als 10 km, 10-30 km, 30-50 km, sowie welche die über 50 km von der Küste entfernt sind. Die besten Standorte liegen in der Nordsee, der Ostsee, der westlichen Küste Frankreichs, sowie rund um Großbritannien. Weiters sind auch Landmassen mit einer Höhe über 600 m in die Karte eingezeichnet. Der Großteil davon liegt in Zentraleuropa, Spanien und Norwegen. [31]

Die Landnutzung in Europa wird vom Corine Land Cover (CLC) - Programm erfasst. Hierfür werden Satellitenbilder aufgenommen und ausgewertet. Gegründet wurde dieses Programm 1985 von der Europäischen Union. Die letzte Landschaftskarte, die

der Öffentlichkeit zur Verfügung steht, wurde 2006 gemacht (Abbildung 30) und umfasst insgesamt 44 Landschaftsklassen.[42]

Die Gesamtfläche der Länder, die vom CLC erfasst werden, beträgt 6.975.342 km². Künstliche Oberflächen, sprich bebaute Flächen, Deponien, etc., haben zwischen 2000 und 2006 um drei Prozent zugenommen. Landwirtschaftliche Flächen haben sich im gleichen Zeitraum deutlich verringert. Die größten Veränderungen der europäischen Landbedeckung entstehen durch die Schaffung und Bewirtschaftung von Waldgebieten. [43]

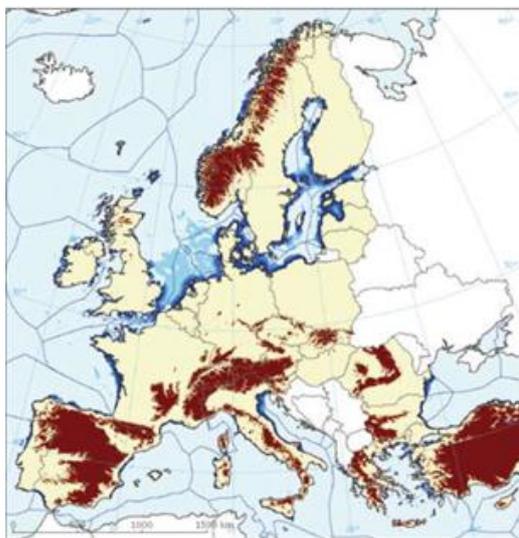


Abbildung 29: Offshore-Standorte mit einer Wassertiefe von weniger als 50 m und Berggebiete (über 600 m) in Europa [31]



Abbildung 30: Landabdeckung Europa [43]

Der Potenzialbegriff

Ausgangspunkt bei der Potentialbestimmung (siehe Abbildung 31) ist das theoretische Potential. Dieses beschreibt die theoretisch nutzbare Energie des Windes. Um das reale Windenergiepotenzial zu erhalten, muss zuerst das technische Potential ermittelt werden. Das technische Potential umfasst jenen Teil der theoretischen Windenergie, welcher mittels „up to date“ Windkraftanlagen in elektrische Energie umgewandelt werden kann. Ausschlaggebend hierfür ist der Wirkungsgrad der Windkraftanlage. Das technische Potenzial dient als Grundlage für eine weitere Eingrenzung des Windenergiepotenzials und zwar in ein ökonomisches und ein ökologisches Potenzial. [44]

Naturschutz, Artenschutz, Landschaftsbild, Geräuschentwicklung, Schattenwurf sind nur einige der Parameter, die beim Definieren des ökologischen Potenzials herangezogen werden. Einen großen Einfluss auf einen Kraftwerksstandort haben zum Beispiel die Natura2000 Schutzgebiete innerhalb der europäischen Union. Diese erhalten die Lebensräume und dienen dem Schutz der heimischen Tier- und Pflanzenwelt. [44]

Wie stark das ökonomische Potenzial das technische Potenzial begrenzt, hängt von den wirtschaftlichen, sowie den politischen Rahmenbedingungen ab. Darunter fallen u.a. Gesetzgebungen, die Investitionen in die Windkraft fördern und schützen, Windkraftanlagen, die kostengünstig an Netze angeschlossen werden können, oder Preisentwicklungen für alternative Energieträger.[44]

Das realisierbare Windenergiepotenzial ist nur ein kleiner Teil des technischen Potenzials und befindet sich innerhalb der Schnittfläche zwischen dem ökologischen und dem ökonomischen Potenzial. Die genaue Größe wird durch weitere Gesichtspunkte, wie beispielsweise dem aktuellen Weltgeschehen, definiert.[44]

Im folgenden wird auf das technische Potenzial der Windkraft, sowie auf den Einfluss von ökologischen und ökonomischen Gegebenheiten darauf, eingegangen.

4.1 Technisches Potenzial - Onshore

Das technische Potenzial in Europa, ohne die Einschränkungen durch ökologische oder ökonomische Rahmenbedingungen, ist von der verwendeten Technologie für die Windkraftnutzung und den auftretenden Windgeschwindigkeiten abhängig. Unterschieden werden hier sieben Landschaftstypen, die, unabhängig von der Eignung als Standort für Windräder, betrachtet werden. In den meisten skandinavischen Ländern dominieren die Waldgebiete, in Finnland, Deutschland und Polen die Agrargebiete. Werden alle Länder gemeinsam betrachtet, so nehmen Wald- und Agrargebiete über 90 Prozent der, insgesamt 5.000.000 km² großen, Landfläche ein. [31]

Das technische Potenzial für die Windkraftnutzung an Land beträgt in Europa 45.000 TWh im Jahr 2030. Mehr als die Hälfte davon wird in Landschaftstypen mit einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 5,55 m/s generiert. Die größten unbeschränkten technischen Potenziale von Windrädern liegen in den EU-Ländern Frankreich, Schweden, Großbritannien und Finnland. [31]

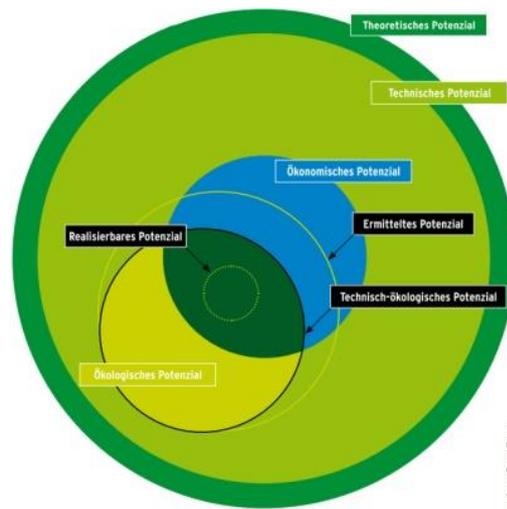


Abbildung 31: Potenzialbegriff [44]

4.1.1 Technisches Potenzial in Bergregionen

Ein Drittel der Landschaft in Europa liegt über 600m über Meeresniveau. Die Länder mit dem größten Anteil an bergigen Gebieten (600 m ü. M. oder höher), verglichen zur Gesamtfläche, sind die Schweiz, mit fast 70 %, gefolgt von Österreich mit 59 % und Spanien mit 57 %. Der höchstgelegene Windpark in Europa befindet sich in der Schweiz. Genauer gesagt auf einem Walliser Alpenpass auf ca. 2500 m Ü. M. [45]. Wer Windkraftanlagen in solchen Gebieten aufstellt, muss mit extremen Bedingungen beim Aufbau, bei der Wartung und während dem Betrieb rechnen. [31]

Ein wichtiger Punkt um eine Windkraftanlage im alpinen Gelände betreiben zu können ist eine Straßenanbindung. Einerseits um die schweren Konstruktionsteile des Windrades anliefern zu können und andererseits um den Angestellten bei anfälligen Reparatur- und Instandhaltungsarbeiten auch bei widrigsten Bedingungen einen einfachen Zugang zur Anlage zu ermöglichen. Für den Transport werden Spezialfahrzeuge benötigt, die genügend Leistung besitzen und enge Kurvenradien erlauben. Die genaue Analyse über die Beschaffenheit des Geländes ist sehr wichtig, um beim Verlegen der Netzanschlusskabel keine Probleme zu bekommen. Weiters sind an den Windrädern spezielle Sensoren zu montieren, die extreme Witterungsbedingungen, wie zum Beispiel Eisbildung, detektieren und gegebenenfalls die Anlage abschalten. [46]

Die Potenzialstudie nimmt eine Leistungsdichte in Bergregionen von 4 MW pro km² an, was einem technischen Potenzial von über 2500 TWh entspricht. Wie in Abbildung 32 ersichtlich, liegt das größte technische Potenzial für Windenergiegewinnung in bergigen Gebieten im Jahr 2030 in Spanien, gefolgt von der Türkei, Norwegen, Frankreich und Italien. Vorherrschende Landschaftstypen in solchen Höhen sind hauptsächlich Wald- und Agrargebiet. [31]

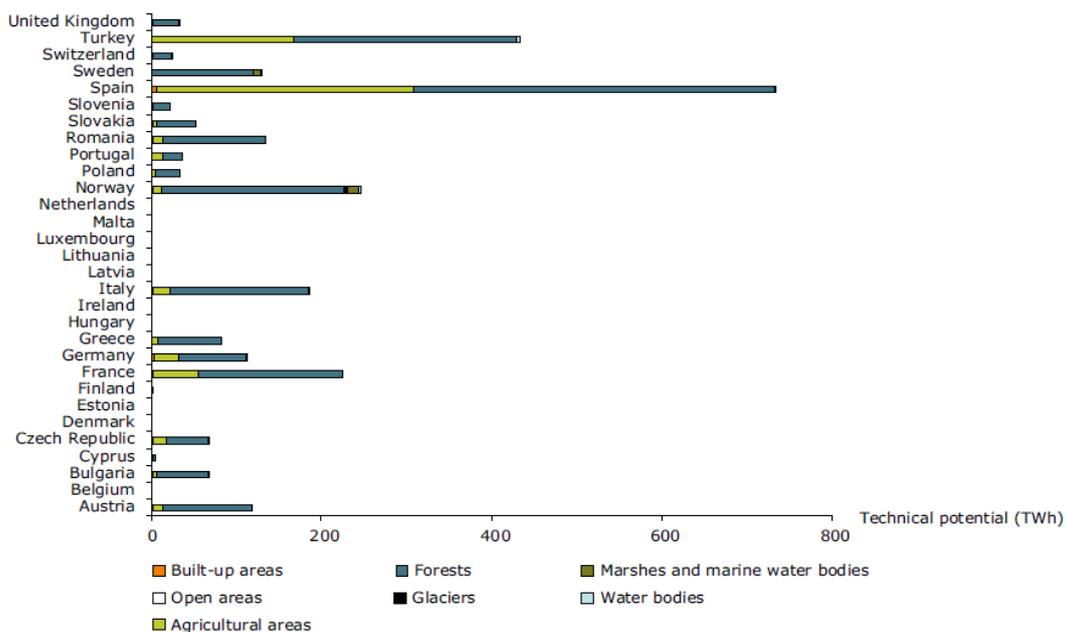


Abbildung 32: Potenzial für Windenergie in Bergregionen über 600m im Jahr 2030 (TWh) [31]

4.2 Technisches Potenzial - Offshore

Die Studie der EEA nimmt für die Bestimmung des technischen Potenzials der einzelnen EU-Länder eine Offshore-Fläche von 750.000 km² an. Das entspricht weniger als einem Sechstel der Landfläche, die zur Berechnung des technischen Potenzials an Land verwendet wurde. Die größten Offshore-Flächen, die sich zur Windenergienutzung eignen, besitzen Großbritannien mit 114.000 km² und Norwegen mit 88.000 km². Wie viel Meeresgebiet ein Land für eigene Zwecke nutzen kann, ist im Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen [47] festgelegt. Dieses definiert das Offshore-Gebiet als ausschließliche Wirtschaftszone des Küstenstaates und erlaubt diesem unter anderem die Errichtung und Nutzung von Windkraftanlagen. [31]

Die Meere, die die meisten Offshore-Gebiete in Europa stellen, sind der Atlantik, die Ostsee, das Mittelmeer und die Nordsee, wobei die Ost- und Nordsee laut der EEA-Studie das größte Potenzial zur Windenergienutzung besitzen. Abbildung 33 zeigt, dass innerhalb von 10 km und 30 km Entfernung zur Küste fast 10 % des technischen Gesamtpotenzials für 2030 liegen. Die Nord- und Ostsee weisen, innerhalb dieser Küstenentfernung, zusammen fast 4.000 TWh an technischem Windenergiepotenzial auf. Betrachtet man den Küstenabstand von 30-50 km, so liegt das geschätzte Windenergiepotenzial bei 3.300 TWh. Achtzig Prozent davon stammen aus dem Mittelmeer, der Nord- und Ostsee. [31]

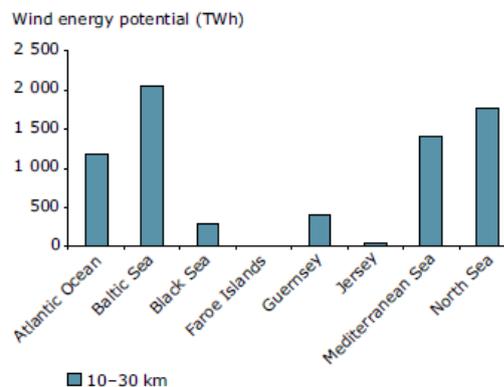


Abbildung 33: Technisches Offshore-Potenzial in den Meeren zwischen 10-30 km von der Küste

Um die Offshore-Windenergienutzung besser analysieren zu können, erfolgt eine Bereichsaufteilung mittels verschiedener Küstenentfernungen. Die verfügbaren Offshore-Bereiche der einzelnen EU-Länder werden unterteilt in die Küstenentfernungen 0-10 km, 10-30 km, 30-50 km und größer 50 km. Die größten Offshore-Gebiete finden sich in Großbritannien, Niederlande, Dänemark und den skandinavischen Ländern. Das größte technische Potenzial liegt im Küstengebiet rund um Großbritannien, mit fast 5.000 TWh, gefolgt von Dänemark und Niederlande. Norwegen hat nach Großbritannien, zusammen mit Dänemark, das zweitgrößte Windenergiepotenzial innerhalb von 10 km zur Küste. [31]

Das technische Potenzial der EU-Länder im Offshore-Bereich wird von der Studie mit 30.000 TWh im Jahr 2030 angeführt. Zusammen mit dem Ergebnis für die Landfläche ergibt das ein unbeschränktes technisches Gesamtpotenzial von 75.000 TWh im Jahr 2030 für das betrachtete europäische Gebiet.[31]

4.3 Ökologische Rahmenbedingungen

Windenergie gilt als sichere und umweltfreundliche Energieressource, hinterlässt der Welt weder giftige Abfälle, noch kommt es zu einer Verunreinigung der Luft. Trotzdem treten durch Windkraftanlagen negative Umwelteinflüsse auf, die sich aber hauptsächlich auf den Bereich rund um die Anlage beschränken. Dazu gehören Auswirkungen auf die Tier- und Pflanzenwelt, Veränderung des Landschaftsbildes, die Gefahr eines Rotorbruches, Eisabwurf, optische Beeinträchtigungen, Schattenwurf oder Schallemissionen. Diese Umwelteinflüsse durch Windkraftanlagen müssen für die Bewertung des ökologischen Potenzials berücksichtigt werden.

4.3.1 Auswirkung von Windkraftanlagen auf die Umwelt

Das Gefahrenpotenzial im Bereich rund um eine Windkraftanlage ist sehr gering. Jedoch kann durch Bruch eines Rotorblattes oder durch Eisabwurf im Winter ein Schaden in der näheren Umgebung auftreten. Für den Bruch eines Rotorflügels können zwei Gründe vorliegen. Einer davon ist Materialermüdung, die auch unter Normallast zu einem Abriss des Rotorblattes führen kann. Das zweite Szenario ist der unkontrollierte Anstieg der Rotordrehzahl aufgrund eines Defektes am Bremssystem. Dabei wird das Rotorblatt über seine Belastungsgrenze hinaus beansprucht, was einen Blattbruch zur Folge hat. Eine weitere Gefahr, die in den Wintermonaten auftritt, ist der Eisabwurf. Dabei werden Eisbrocken vom Windrad geschleudert und können Lebewesen verletzen oder andere Gebäude beschädigen. Moderne Windkraftanlagen erkennen jedoch eine Vereisung des Rotors und schalten automatisch ab. [8] [48]

Der Schattenwurf und die Schallemission von Windkraftanlagen können von Menschen in der Umgebung als störend empfunden werden. Besonders unangenehm ist die ständige Helligkeitsänderung, die durch den Schattenwurf der rotierenden Blätter verursacht wird. Je nach Sonneneinstrahlung reicht der Schatten mehrere Hundert Meter weit. Deshalb muss vor dem Baubeginn auch ein Schattengutachten erstellt werden, das etwaige Beeinträchtigungen ausschließt. Ein weiterer Störfaktor ist die Schallemission. Die Maschinengeräusche können durch bauliche Maßnahmen verringert werden. Das eigentliche Problem jedoch sind die aerodynamischen Geräusche des Rotors, die nicht gedämpft werden können. Daher muss die Drehzahl von Windkraftanlagen in der Nähe von Wohngebieten zu lärmsensiblen Zeiten gesenkt werden.[49]

Der Bau von Windkraftanlagen beeinflusst auch die Tierwelt. Je nach Standort können große Windparks durch ihre Beeinträchtigung des Landschaftsbildes oder durch ihre Lärmgenerierung, Land- und Meerestiere verdrängen und so zu Lebensraumverlusten führen. Eine große Gefahr für Vögel und Fledermäuse sind die Rotorblätter. Besonders ortsunkundige Vögel, wie Zugvögel, können mit den Anlagenteilen kollidieren und dadurch schwere bis tödliche Verletzungen davontragen. [50]

4.3.2 Natura2000 - Schutzgebiete

Die zuvor genannten Umwelteinflüsse durch WEA werden in der Studie der EEA nur nebenbei erwähnt und fließen nicht in die Auswertung mit ein. Jedoch spielen zum Beispiel Naturschutzgebiete und anderweitig genutzte Land- und Meerflächen eine große Rolle bei der Bestimmung des tatsächlichen Windenergiepotenzials. Einen großen Einfluss auf den Bau von neuen Windparks in Europa hat das Natura2000-Schutzgebiet. Dieses wurde 1992 von der Europäischen Union ins Leben gerufen und umfasst, Stand 2016, über 18 % der europäischen Land- und 6 % der europäischen Meerfläche[51]. Natura2000 dient dem Natur- und Artenschutz, schließt jedoch menschliche Eingriffe in die Natur nicht aus. Der Bau von Windkraftanlagen ist also auch in Schutzgebieten möglich, erfordert aber eine genaue Überprüfung der möglichen Auswirkungen auf die Natur bzw. ob die geltenden EU-Vorschriften eingehalten werden.

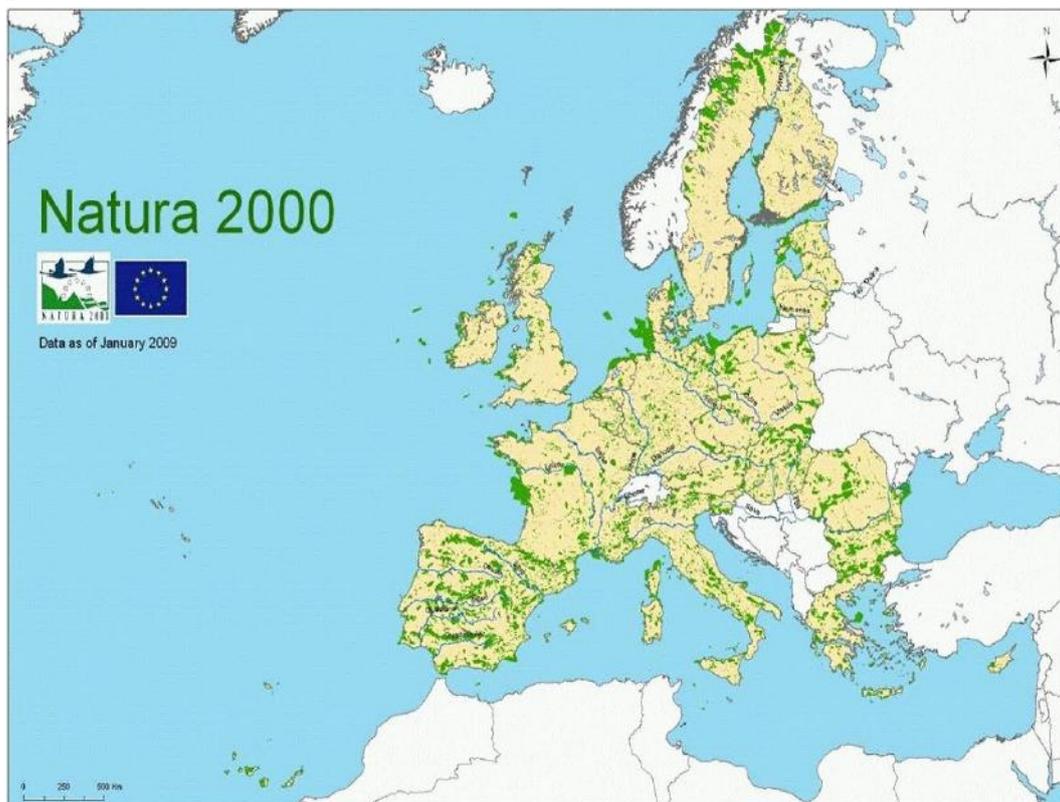


Abbildung 34: Natura2000 Standorte in Europa in Grün dargestellt [50]

EU-Naturschutz-Richtlinien

Die rechtliche Grundlage für das länderübergreifende Natura2000-Schutzgebiet bilden die Fauna-Flora-Habitat (FFH)-Richtlinie von 1992 und die, 1979 in Kraft getretene, Vogelschutzrichtlinie. Beschlossen wurden diese Richtlinien von den damaligen EU-Mitgliedsländern mit dem Ziel, die biologische Vielfalt in Europa zu erhalten.

Die Vogelschutzrichtlinie dient dem Schutz der, in Europa heimischen, Wildvogelarten, sowie dem Erhalt ihrer Lebensräume. Um dies sicherzustellen verpflichten sich die EU-Mitgliedsstaaten zur Errichtung von Schutzgebieten, zum Wiederherstellen zerstörter Lebensräume und zur Neuschaffung von Lebensstätten. Geregelt werden u.a. noch die Jagd, der Fang und der Handel von Vögeln.[52]

Die FFH-Richtlinie beschreibt den rechtlichen Rahmen des Natura2000-Schutzgebietes. Ihr Hauptziel ist die Erhaltung der biologischen Vielfalt der Tier- und Pflanzenwelt durch eine nachhaltige Entwicklung, wobei auch regionale, kulturelle und wirtschaftliche Ansprüche Beachtung finden. Um ein Gebiet in das Natura2000-Programm aufzunehmen, muss ein, in den Richtlinien festgelegtes, Verfahren eingehalten werden. Dabei wählen die Mitgliedsstaaten infrage kommende Gebiete, entweder Lebensraumtypen oder Habitate der prioritären Tier- und Pflanzenarten, aus und reichen sie bei der europäischen Kommission ein. Bei einer positiven Bewertung sind die Mitgliedsstaaten verpflichtet, so schnell wie möglich, aber innerhalb von sechs Jahren, den Schutz der jeweiligen Art sicherzustellen. Die Mitgliedsstaaten haben die Aufgabe, die Erhaltung der Landschaftselemente, die für die Tiere und Pflanzen essentiell sind, zu fördern. Eine weitere Verantwortung liegt in der Schaffung eines strikten Schutzsystems, welches jedweden Eingriff in die geschützte Tier- und Pflanzenwelt verbietet. Um eine hohe finanzielle Belastung von Mitgliedsstaaten mit vielen Schutzgebieten zu vermeiden, wurde in der Richtlinie eine finanzielle Beteiligung der Gemeinschaft in Ausnahmefällen verankert. [53]

Strategische Planung

Die strategische Planung ist für einen ordentlichen Projektablauf von enormer Bedeutung. Ein wichtiger Aspekt hierfür ist die genaue Analyse eines geografischen Gebietes anhand einer Raumplanung. Dadurch kann der Einfluss von Windkraftanlagen auf ein gewisses Areal schon zu Beginn des Projektes genau erfasst werden. Das Ziel der strategischen Planung ist einen reibungslosen Projektablauf zu gewährleisten und somit Probleme und Verzögerungen beim Bau der Windparks zu vermeiden. Für den Offshore-Bereich hat die EU im Jahr 2008 einen Fahrplan für die maritime Raumplanung veröffentlicht [54]. Diese dient hauptsächlich der nachhaltigen und effizienten Bewirtschaftung des maritimen Raums, sowie dem Schutz der Meeresumwelt. [50]

Um negative Auswirkungen von Windkraftanlagen auf die Natur zu vermeiden, wird zu Beginn der strategischen Planung eine Sensibilitätskarte von Tier- und Pflanzenarten erstellt. Anhand dieser Karte können jene Gebiete ausgeschlossen werden, für die ein Windpark ein zu großes Risiko darstellt. Konflikte mit der Vogelschutzrichtlinie oder der FFH-Richtlinie können somit frühzeitig erkannt werden. Anhand der Risikoeinschätzung wird der Bedarf weiterer Planungsverfahren ermittelt. Die Sensibilitätskarte dient jedoch nur zur groben Einschätzung des Risikos für die Umwelt und ersetzt keine Umweltverträglichkeitsprüfung. [50]

4.3.3 Ökologisch-technisches Potenzial

Der Schutz europäischer Tier- und Pflanzenarten durch das Natura2000-Projekt ist für die europäische Union von großer Wichtigkeit. Durch diesen Schutzstatus ist der Bau von Windkraftanlagen in diesen Gebieten an strikte Auflagen gebunden. Werden die ausgewiesenen Natura2000 Gebiete von der, zur Potenzialbestimmung herangezogenen, Fläche abgezogen, so sinkt, laut EEA-Studie, das technische Potenzial an Land von 47.000 TWh auf 39.000 TWh. Dabei wird von einer gleichmäßigen Verteilung der Schutzgebiete auf die verschiedenen Landklassen ausgegangen. [31]

Unter Rücksicht auf ökologische Gesichtspunkte müssen für die Potenzialbestimmung im Offshore-Bereich, neben den Natura2000 Gebieten, auch Bereiche berücksichtigt werden, die einem anderen Nutzen dienen. Hier sind beispielsweise Schifffahrtsrouten, eine militärische Nutzung, oder eine Gas- oder Ölförderung zu nennen. In einigen europäischen Ländern müssen Windparks, aufgrund ihrer visuellen Wahrnehmung von Land aus, mindestens 22 km von der Küste entfernt gebaut werden. Diese Einschränkungen führen zu einer drastischen Abnahme der, zur Windkraftnutzung geeigneten, Offshore-Fläche. Innerhalb von 0-10 km stehen nur ca. 4 % der Wasserfläche für den Bau von Windparks zur Verfügung. Zwischen 10-30km und 30-50 km können jeweils ca. 10 %, bei über 50 km können ca. 25 % des Offshore-Areals für Windkraftanlagen genutzt werden. Abbildung 35 zeigt, wie sich aufgrund dieser Beschränkungen das technische Offshore-Potenzial von 30.000 TWh auf nur mehr 3.500 TWh reduziert.[31]

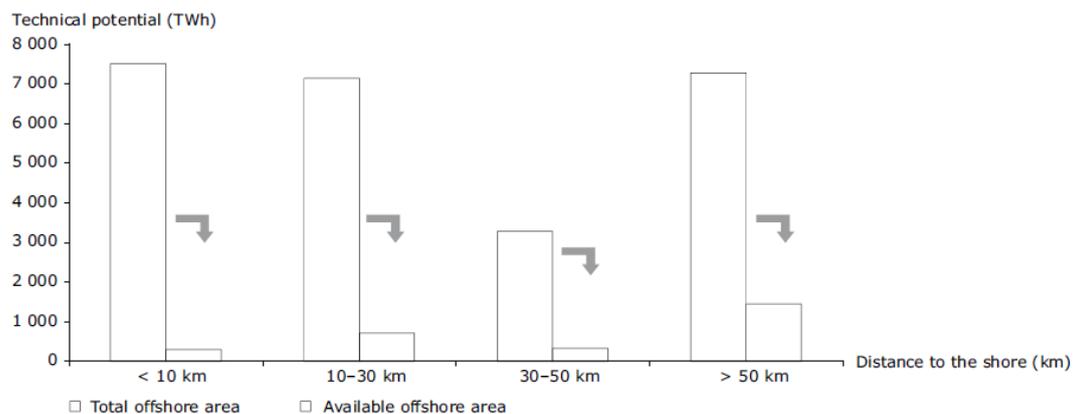


Abbildung 35: Offshore Potenzial unter Berücksichtigung von ökol. Beschränkungen [31]

Das ermittelte ökologisch-technische Gesamtwindkraftpotenzial von 42.500 TWh übertrifft den geschätzten Strombedarf Europas im Jahr 2030 um ein Vielfaches. Es sei nochmal anzumerken, dass für diese Berechnung die Natura2000-Gebiete und andere Naturschutzgebiete ausgenommen wurden. Tatsächlich ist die Realisierung von Windparks in Naturschutzgebieten jedoch bedingt erlaubt, sofern geltende EU-Vorschriften eingehalten werden.

4.4 Ökonomische Rahmenbedingungen

Windkraftanlagen haben sich in den vergangenen Jahrzehnten technologisch stark weiterentwickelt. Um sich jedoch gegen andere Energieerzeuger durchsetzen zu können, muss das Windkraftprojekt, neben den technischen und ökologischen Aspekten, auch wirtschaftlich funktionieren. Zur Gegenüberstellung von Windkraftanlagen unterschiedlichen Typs betrieben an unterschiedlichen Standorten werden die Volllaststunden herangezogen. Diese sind ein Maß für den Nutzungsgrad der Anlage. Der Rotordurchmesser wurde im Laufe der Jahre immer größer und dementsprechend wuchs auch die Nabenhöhe der Anlage. Dadurch ließ sich Volllastanteil und somit der Energieertrag von Windkraftanlagen deutlich steigern, was zu einer starken Senkung der Stromgestehungskosten, besonders im Onshore-Sektor, führte. Die Stromgestehungskosten zeigen die Wettbewerbsfähigkeit einer Technologie gegenüber einer anderen und werden üblicherweise in Cents pro Kilowattstunde angegeben. Sie ergeben sich aus der Gegenüberstellung des Energieertrages der Anlage mit den Investitions- und Betriebskosten.

Die Investitionskosten sind ein erster entscheidender Faktor für die Realisierbarkeit eines Windenergieprojektes. Ungefähr 80 % davon fließen in die Windkraftanlage selbst. Die teuersten Komponenten sind die Rotorblätter, der Turm und das Getriebe. Vergleicht man die Kosten von Komponenten einer 600 kW-Anlage mit jenen einer 1.200 kW-Anlage, so sinken die spezifischen Kosten pro kW. Ungefähr fünf Prozent der Investitionskosten stecken im Fundament. Maßgeblich für die Höhe dieser Kosten ist die Beschaffenheit des Bodens, auf dem die Windkraftanlage stehen soll. Eine zusätzliche Verstärkung des Erdreiches kann so das Budget stark belasten. Ein weiterer Kostenfaktor sind die Netzanschlusskosten, die ca. vier Prozent der Investitionskosten ausmachen. Diese sind abhängig von der Entfernung zum nächsten Netzanschlusspunkt. Die restlichen Kosten verteilen sich u.a. auf die Projektplanung, auf den Bau einer Zufahrtsstraße und juristische Beratungen. [2]

Die Betriebskosten einer Windkraftanlage sind, aufgrund der gut vorhersagbaren Einsatzdauer, relativ konstant. Sie setzen sich aus den Grundstückskosten, der Versicherung, den Kosten für die Betriebsführung und den Wartungs- und Instandhaltungskosten zusammen. Besonders wartungsintensive Komponenten sind die Rotorblätter, das Getriebe und der Generator.[2]

Genaue Aussagen über die Entwicklung der Kosten der Offshore-Windenergie sind schwierig, da sich diese Technologie noch in der Anfangsphase befindet. Die Stromgestehungskosten für Offshore-Anlagen sind momentan durchschnittlich doppelt so groß wie jene für Onshore-Anlagen.[2] Obwohl die Energieerträge in Küstennähe deutlich größer sind, machen die hohen Investitions- und Betriebskosten solche Anlagen langfristig nicht rentabel. Um die Wettbewerbsfähigkeit von Offshore-Windparks in den kommenden Jahren zu steigern, sind weitere technologische Entwicklungen vonnöten.

4.4.1 Ökonomisch-technisches Potenzial

Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten in Europa belaufen sich, laut EEA-Studie, im Jahr 2020 auf 6,3 Eurocents/kWh und im Jahr 2030 auf 6,5 Eurocents/kWh. Diese Werte werden als Richtwert zur Bestimmung des ökonomischen Potenzials von Windkraftanlagen herangezogen. Regionen in denen die Kosten zur Windenergienutzung unter 5,5 Eurocent/kWh liegen werden als „Wettbewerbsfähig“ eingestuft. Das wettbewerbsfähige Potenzial an Land im Jahr 2020 würde so ca. 9.600 TWh betragen, was einem Fünftel des ökologisch-technischen Onshore-Potenzials entspricht. Bis zum Jahr 2030 erhöht sich das ökonomisch-technische Potenzial auf über 27.000 TWh. Laut Studie haben es Länder wie Österreich, Schweiz, Ungarn, Tschechien, Slowenien und Slowakei sehr schwer, Windparks künftig wettbewerbsfähig zu betreiben. Abbildung 36 zeigt die prognostizierten Stromgestehungskosten für die Windenergie in Europa im Jahr 2030.[31]

Im Offshore-Sektor beträgt das ökonomisch-technische Potenzial den Berechnungen zufolge im Jahr 2020 ca. 2.600 TWh und im Jahr 2030 ca. 3.400 TWh. Im Vergleich zum ökologisch-technischen Potenzial ist nur ein leichter Rückgang festzustellen. Ungefähr 38 % dieses Offshore-Windenergiepotenzials wird zwischen 10 km und 50 km Küstenentfernung generiert. [31]

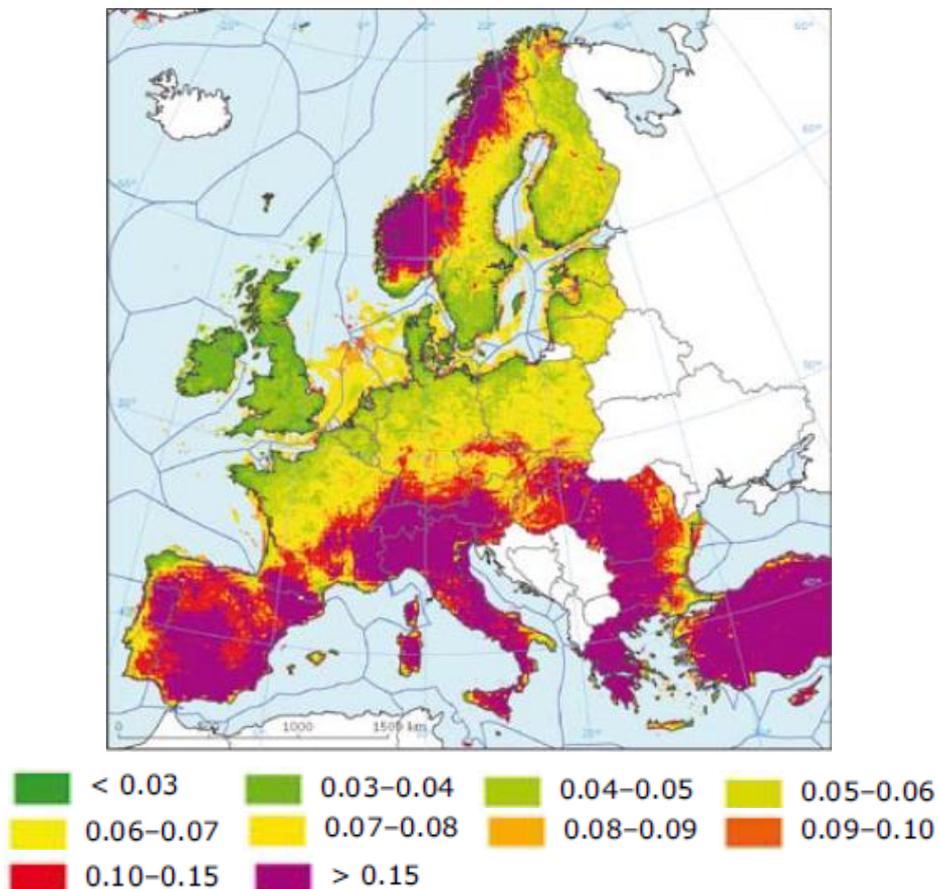


Abbildung 36: Stromgestehungskosten für die Windenergie in Europa 2030 [Eur/kWh] [31]

4.5 Schlussfolgerung europ. Windenergiepotenzial

Die Höhe des Windenergiepotenzials ist, neben den ökologischen und ökonomischen Gegebenheiten, auch von den politischen Rahmenbedingungen der einzelnen EU-Mitgliedsländer abhängig. Soziale Belange haben einen großen Einfluss auf die Entwicklung der Windkraft. Beispiele hierfür sind Offshore-Windparkprojekte, die nur bei Einhaltung von großen Abständen zur Küste genehmigt werden, oder Landflächen, die aufgrund von unterschiedlichen Interessenslagen nicht als Baugrund für Windkraftanlagen genutzt werden dürfen. Die Akzeptanz von Windkraftanlagen als Teil des Landschaftsbildes ist eher gering, wodurch sehr viel an Windenergiepotenzial verloren geht.

Sollte sich die öffentliche Meinung, bezogen auf die Windkraftnutzung, in eine positive Richtung entwickeln, so wird die Windkraft zukünftig eine wichtige Rolle in der europäischen Energiepolitik einnehmen. Ein Grund hierfür ist das enorme Windenergiepotenzial in Europa. Belegt wird das durch die vorher angeführte EEA-Studie, die ein technisches Gesamtpotenzial von 75.000 TWh im Jahr 2030 errechnet. Wird das technische Potenzial durch ökologische oder ökonomische Rahmenbedingungen beschränkt, so verringert sich das Potenzial der Onshore- und Offshore-Windenergie auf 42.500 TWh (technisch-ökologisch) bzw. auf 30.400 TWh (technisch-ökonomisch).

Eine Gegenüberstellung dieser Werte mit dem Energieverbrauch Europas im Jahr 2030, der laut Szenarien der IEA und der TYNDP auf 3.000 TWh bis 3.800 TWh geschätzt wird[55], zeigt das potenzielle Ausmaß der Windenergienutzung in Europa. Das technisch-ökologische Potenzial übersteigt den vorhergesagten Energieverbrauch um das 11- bis 14-fache, das technisch-ökonomische Potenzial um das 8- bis 10-fache. Obwohl diese EEA-Studie nur als Maßstab herangezogen werden kann und das tatsächlich realisierbare Potenzial deutlich kleiner ist, so zeigt das Ergebnis trotzdem die Wichtigkeit der Windkraft als erneuerbare Energie in Bezug auf die Erfüllung der EU-Klimaziele und dem Voranschreiten der Dekarbonisierung des europäischen Energiesektors.

5 Technische Aspekte von Windkraftanlagen

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit der Funktionsweise, den Bauformen, dem technischen Aufbau und der Netzanbindung von Windkraftanlagen im Onshore- und Offshore-Bereich. Betrachtet werden die unterschiedlichen Ausführungsformen von Windkraftanlagen, die für eine effiziente Umwandlung von Windenergie in elektrische Energie geeignet sind, sowie die einzelnen Systemkomponenten basierend auf dem aktuellen Stand der Technik.

5.1 Funktionsweise

Das Grundprinzip einer Windkraftanlage ist die Umwandlung von Windenergie in elektrische Energie. Diese Energiewandlungskette wird in Abbildung 37 dargestellt. Verantwortlich für die Umwandlung der kinetischen Energie des Windes in mechanische Energie ist das Windrad. Hierfür können zwei unterschiedliche aerodynamische Konzepte, Widerstandsläufer oder Auftriebsläufer, verwendet werden. Bewegte Luftmassen treffen auf die Rotorblätter und führen so zu einer Rotationsbewegung. Diese Rotationsenergie wird über den mechanischen Triebstrang dem Generator zugeführt. Dieser erzeugt aus der mechanischen Energie im Läufer eine elektrische Energie im Ständer. Nach dieser mechanisch-elektrischen Energiewandlung wird der elektrische Strom über eine Reihe von Schalt- und Schutzeinrichtungen geführt und schließlich ins Stromnetz eingespeist. All diese Komponenten sind über Regelungssysteme miteinander verbunden, um möglichst effizient Windenergie in elektrische Energie umwandeln zu können.[56]

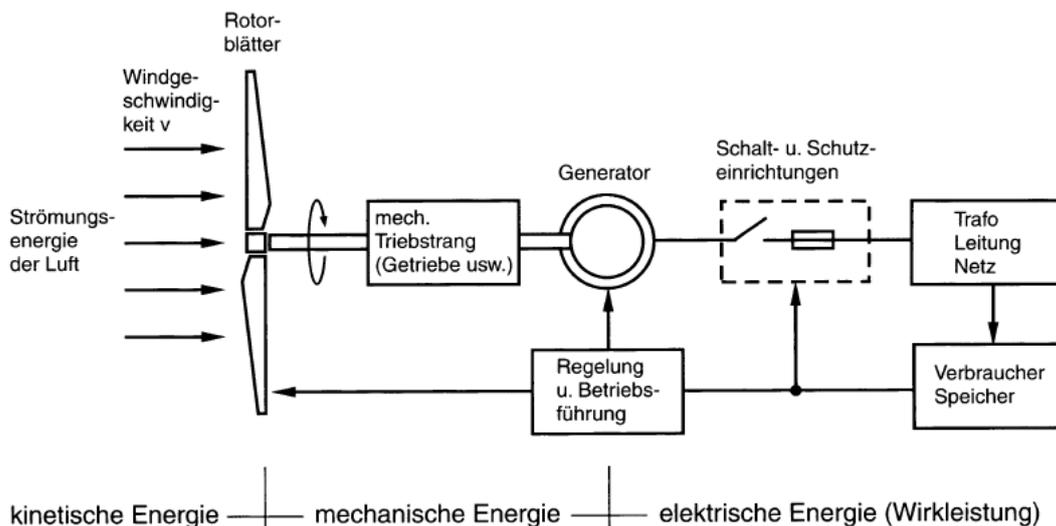


Abbildung 37: Wirkungskette [56]

Um eine Windkraftanlage wirtschaftlich betreiben zu können, muss ein großer Teil der Windenergie in elektrische Energie umgewandelt werden. Die einzelnen Energieumwandlungsstufen sind jedoch verlustbehaftet und verringern so den Wirkungsgrad der Anlage deutlich.

Die Energieentnahme erfolgt durch die Reduzierung der Strömungsgeschwindigkeit des Windes am Windrad. Dabei können zwei Extremfälle betrachtet werden. Durchströmen die Luftmassen ungebremst das Windrad, so kommt es zu keiner Rotationsbewegung und somit auch zu keiner Leistungsentnahme. Werden die anströmenden Luftmassen allerdings komplett abgebremst, dem Wind wird die gesamte Energie entzogen, so herrscht hinter der Rotorfläche Windstille. Es kommt somit zu einem Luftstau und eine Leistungsentnahme ist auch hier nicht mehr möglich. Zwischen diesen beiden Extremfällen muss es also einen optimalen Betriebsbereich geben, in dem die Windenergieausnutzung der Windkraftanlage ein Maximum wird. Die maximale Energieentnahme tritt dann auf, wenn der Wind auf ein Drittel seiner ursprünglichen Geschwindigkeit abgebremst wird. Das bedeutet, dass theoretisch nur maximal 59,3% der Windenergie in Rotationsenergie umgewandelt werden kann. [7] Formuliert wurde dieses Gesetz von Albert Betz.

Diese theoretischen 59,3 % können jedoch in der Praxis nicht erreicht werden. Verantwortlich dafür sind die aerodynamischen Verluste am Rotorblatt. Dazu gehören Drallverluste, Profilverluste und Tip-Verluste. Die Drallverluste werden durch die Drehung der abströmenden Luftmassen verursacht. Die Profilverluste treten durch die Reibung der Luftmassen an der Rotorblattoberfläche auf. Die Verwendung von hochwertigen Profilen kann diese Verluste reduzieren. Tip-Verluste entstehen an der Rotorblattspitze. Es kommt zu einer Reduktion des Auftriebes aufgrund der Umströmung von der Unterseite zur Oberseite des Rotorblattes. [2]

Das betz'sche Gesetz definiert den maximal möglichen Wirkungsgrad einer Windkraftanlage. Davon werden die aerodynamischen Verluste, sowie die mechanischen und elektrischen Verluste der einzelnen Anlagenkomponenten abgezogen, um so den tatsächlichen Wirkungsgrad zu erhalten. Abbildung 38 zeigt das Energieflussdiagramm einer Windkraftanlage.

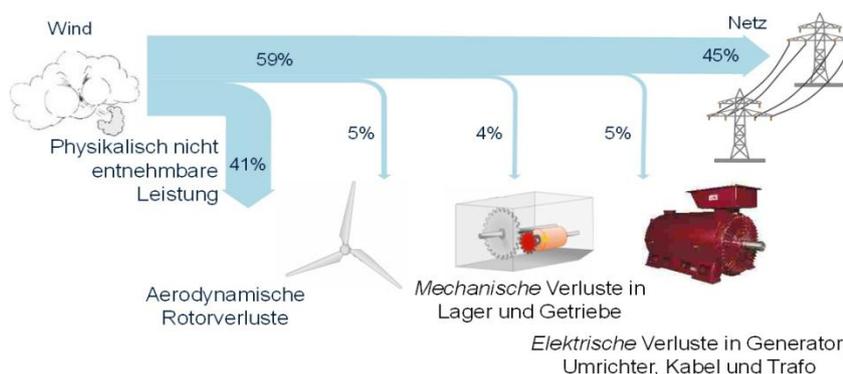


Abbildung 38: Energieflussdiagramm einer Windkraftanlage [58]

Weitere Merkmale einer Windkraftanlage sind, neben der Unterscheidung zwischen Widerstands- und Auftriebsläufer, die Schnelllaufzahl, die Art der Leistungsregelung, sowie die Ausrichtung der Rotorachse. Diese Punkte werden auf den folgenden Seiten näher betrachtet.

5.1.1 Auftriebsläufer vs. Widerstandsläufer

Maßgeblich für die Umwandlung der kinetischen Windenergie in eine mechanische Rotationsenergie sind die Rotorblätter des Windrades. Die Bewegung der Blätter kann auf zwei verschiedenen Arten entstehen, durch das Auftriebsprinzip oder durch das Widerstandsprinzip.

Widerstandsläufer

Diese Variante nutzt das Widerstandsprinzip, um dem Wind einen Teil seiner Leistung zu entziehen. Die Fläche des Widerstandsläufers steht quer zur Windrichtung und wird durch die auftreffenden Luftmassen in Bewegung versetzt. Die entnommene Windleistung lässt sich aus dem Produkt der Widerstandskraft und der Geschwindigkeit der Rotorfläche berechnen. Die Widerstandskraft ist proportional der Anströmfläche, der Luftdichte, dem Widerstandsbeiwert und dem Quadrat der effektiven Anströmgeschwindigkeit. Je kleiner der Widerstandsbeiwert c_w ist, desto geringer ist der Luftwiderstand.

Interessant für die Beurteilung des Widerstandsläufers ist der Leistungsbeiwert. Dieser ergibt sich aus dem Verhältnis der entnommenen Windleistung zur gesamten Windleistung. Der maximale Leistungsbeiwert eines realen Widerstandsläufers liegt nur bei ca. 20 %. Als Vergleich, der ideale Leistungsbeiwert zur Windenergienutzung beträgt 59,3 %. Bei der realen Betrachtung des Widerstandsläufers spielt auch der Rückweg der Rotorfläche eine große Rolle. Durch einen geringeren Widerstandsbeiwert der Flächenrückseite oder durch Abdeckung des gegenlaufenden Pfades wird zwar der Betrieb möglich, aber der Leistungsbeiwert sinkt drastisch. Deshalb wird das Widerstandsprinzip in der modernen Windenergieerzeugung nicht eingesetzt. [57]

Auftriebsläufer

Moderne Windkraftanlagen sind Auftriebsläufer. Die Rotorblätter werden schräg angestellt, sodass neben der Widerstandskraft auch eine, dazu senkrecht stehende, Auftriebskraft wirkt. Diese ist proportional der Rotorblattfläche, der Luftdichte, dem Auftriebsbeiwert und dem Quadrat der Windgeschwindigkeit. Änderungen beim Anstellwinkel der Rotorblätter beeinflussen den Auftriebsbeiwert und somit die auftretende Auftriebskraft. Das Verhältnis zwischen Auftriebs- und Widerstandsbeiwert wird anhand der Gleitzahl definiert. Eine größere Gleitzahl bedeutet eine größere Rotorblattgeschwindigkeit und geringere Luftwiderstandsverluste.

Im Gegensatz zum Widerstandsläufer können Auftriebsläufer Geschwindigkeiten erreichen, die größer sind als die anströmende Windgeschwindigkeit. Moderne Windkraftanlagen mit guter Blattwinkelregelung erreichen Gleitzahlen von über 60 und einen Leistungsbeiwert von bis zu 52 %. Sie kommen dem idealen Leistungsbeiwert schon ziemlich nahe.[58]

5.1.2 Schnelllaufzahl

Ein wichtiges Merkmal zur Charakterisierung einer Windkraftanlage ist die Schnelllaufzahl. Sie ist definiert als Verhältnis von Umfangsgeschwindigkeit der Rotorblattspitze zur Windgeschwindigkeit. Moderne Windkraftanlagen werden mit einer möglichst optimalen Schnelllaufzahl konstruiert, um möglichst viel der anströmenden Windenergie zu nützen. Dreht das Windrad zu langsam, geht zu viel Wind zwischen den Rotorblättern hindurch. Dreht das Windrad zu schnell, so wirken die Rotorblätter wie eine Wand und die Windenergie kann nicht genutzt werden. Bei konstanter Windgeschwindigkeit wird die Schnelllaufzahl größer, wenn die Blattlänge anwächst oder die Rotordrehzahl ansteigt. Anhand der Schnelllaufzahl lassen sich die Windkraftanlagen in Langsamläufer und Schnellläufer unterteilen.

Langsamläufer besitzen eine Schnelllaufzahl unter 2,5. In diese Kategorie fallen Auftriebsläufer mit einer Schnelllaufzahl von 1 bis 2,5, sowie alle Widerstandsläufer, da diese sich höchstens gleich schnell wie die Windgeschwindigkeit bewegen können und somit eine maximale Schnelllaufzahl von 1 erreichen. [59]

Schnellläufer sind Auftriebsläufer mit einer Schnelldrehzahl von 2,5 bis 15. In diese Kategorie fallen alle stromerzeugenden modernen Windkraftanlagen. Der Wirkungsgrad von Schnellläufern ist aufgrund der geringeren Drallverluste besser als jener von Langsamläufern. [59]

Die Schnelllaufzahl spielt bei der Planung der Anlage eine große Rolle. Die optimale Schnelllaufzahl hängt von der Anzahl der Rotorblätter ab. Je weniger Rotorblätter eine Windkraftanlage besitzt, desto höher muss die Schnelllaufzahl sein, um die maximale Windleistung nutzen zu können. In Abbildung 39 werden die verschiedenen Bauformen von Windkraftanlagen zu deren Schnelllaufzahlen zugeordnet. Anlagen mit einem Rotorblatt haben eine optimale Schnelllaufzahl von 15, jene mit zwei Rotorblättern 10 und jene mit drei Rotorblättern 7 und gehören somit alle zu den Schnellläufern. Zu den Langsamläufern, die eine Schnelllaufzahl unter 2,5 haben, zählen der Savonius-Rotor, sowie die Holländer Windmühle und die Westernmill. Die Leistungsbeiwerte dieses Diagramms sind schon leicht veraltet, da moderne Windkonverter mit drei Rotorblättern schon Leistungsbeiwerte von über 0,5 erreichen. Schnellläufer haben verglichen zu den Langsamläufern den Vorteil, dass bei einer leichten Abweichung von der optimalen Schnelllaufzahl der Rotorleistungsbeiwert nur minimal abnimmt. [60]

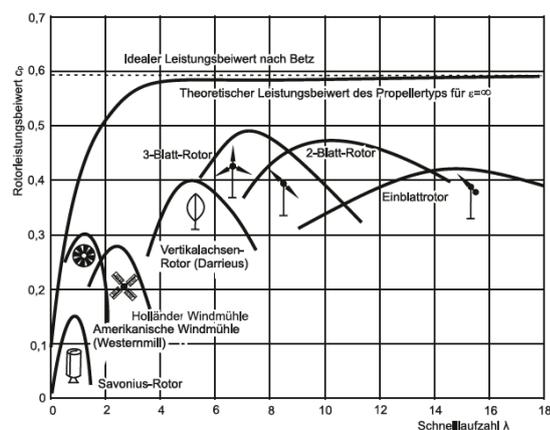


Abbildung 39: Rotorleistungsbeiwert in Abhängigkeit von Rortyp und Schnelllaufzahl [60]

5.1.3 Leistungsregelung

Eine Windkraftanlage hat die Aufgabe, Windenergie in elektrische Energie umzuwandeln. Die abgeführte elektrische Leistung nimmt dabei überproportional mit der Windgeschwindigkeit zu. Eine typische Leistungskurve eines Windenergiekonverters wird in Abbildung 40 dargestellt. Sie zeigt die abgegebene elektrische Leistung in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit. Aus dieser Kennlinie können mehrere Betriebspunkte abgelesen und somit das Betriebsverhalten beschrieben werden.

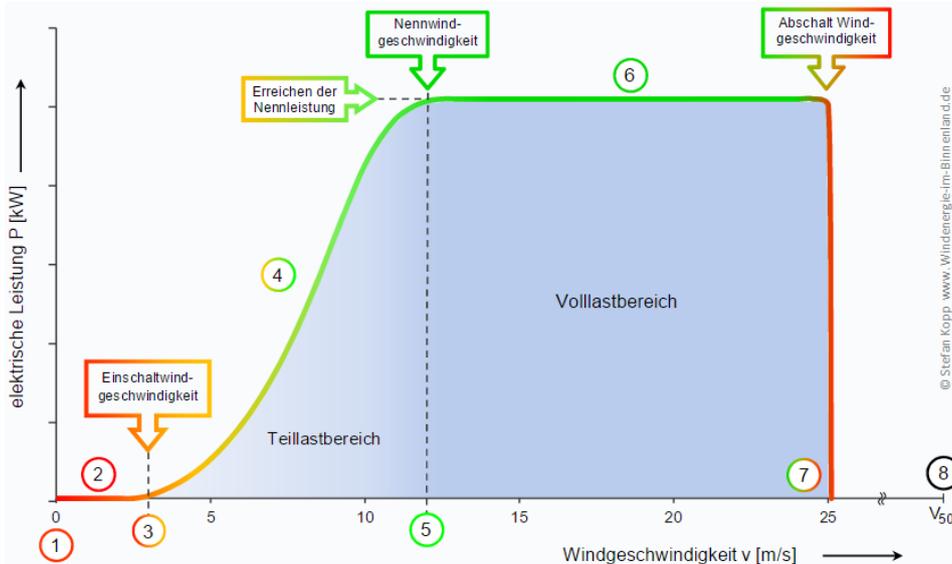


Abbildung 40: Leistungskurve einer pitch-geregelten Windkraftanlage [114]

- Punkt 1: Weht kein Wind, so wirkt keine Kraft auf die Rotorblätter und der Rotor steht still.
- Punkt 2: Die Windgeschwindigkeit ist kleiner als die Einschaltgeschwindigkeit. Das Windrad steht still, solange die Trägheit der entkoppelten Anlagenteile groß genug ist. Wird diese Überwunden, fängt der Rotor langsam an sich zu drehen. Die Anlage befindet sich im Trudelbetrieb.
- Punkt 3: Erreicht die Windgeschwindigkeit die Einschaltgeschwindigkeit, dann wird bei Anlagen mit Stallregelung die Gondel in den Wind, bei Anlagen mit Pitchregelung die Blätter in Segelstellung gedreht und der Rotor beginnt sich schneller zu drehen. Die Windkraftanlage wird ans Netz geschaltet.
- Punkt 4: Der Windenergiekonverter befindet sich im Teillastbereich. Die Rotordrehzahl wird auf die optimale Schnelllaufzahl geregelt, um so die maximale Leistungsausbeute zu gewährleisten. Verdoppelt sich die Windgeschwindigkeit, so verachtfacht sich die elektrische Leistung.
- Punkt 5: Die Nenngeschwindigkeit der Anlage wird erreicht. Diese ist von den Betriebsgrenzen des Generators abhängig.
- Punkt 6: Die Windkraftanlage arbeitet im Volllastbereich. Zum Schutz der Anlagenkomponenten greift das Regelsystem ein und hält den Rotor auf konstanter Drehzahl.

Punkt 7: Der Wind wird zu stark und verursacht ein Abschalten der Windkraftanlage. Die typische Abschaltwindgeschwindigkeit liegt bei 25 m/s.

Punkt 8: Windenergiekonverter müssen für sehr starke Winde ausgelegt werden. Kritisch wird es erst, wenn die sogenannte Überlebenswindgeschwindigkeit erreicht wird. Schaden an der Anlage können dann nicht mehr ausgeschlossen werden.

Für den reibungslosen Betrieb von Windkraftanlagen ist ein sicheres Steuerungs- und Regelungssystem von großer Bedeutung. Dabei ist es wichtig die Windkraftanlage auf Nennbetrieb zu bringen bzw. zu halten und gegebenenfalls, bei zu starken Windgeschwindigkeiten, abzuschalten. Eine solche Leistungsbegrenzung kann durch eine Stallregelung oder eine Pitchregelung realisiert werden.

Stallregelung

Die Stallregelung ist ein Regelungssystem zur Begrenzung des Rotordrehmomentes von Windkraftanlagen. Um eine Beschädigung der Anlage bei zu starkem Wind zu verhindern, wird gezielt ein Strömungsabriss an den Rotorblättern zugelassen. Man unterscheidet zwischen passiver und aktiver Stallregelung.

Bei der passiven Stallregelung haben die Rotorblätter einen festen Blatteinstellwinkel und sind nicht verstellbar. Die Windkraftanlage ist so ausgelegt, dass bei Erreichen des maximalen Drehmomentes die Luftströmung am Rotorblatt abreist. Grundvoraussetzung für dieses Regelungsprinzip ist eine konstante Rotordrehzahl, die bei direkter Netzkopplung des Generators gewährleistet ist. Bis zur Nenndrehzahl treffen laminare Strömungen auf die Rotorblätter. Die laminare Windströmung ist eine Bewegung der Luftmassen, bei der keine Turbulenzen auftreten. Je größer die Windgeschwindigkeit bei gleichbleibender Rotordrehzahl wird, desto größer wird der Anstellwinkel der Rotorblätter. Bei zu starkem Wind kommt es daher aufgrund des aerodynamischen Profils der Rotorblätter zu Turbulenzen an der Blatt-rückseite und folglich zu einem Strömungsabriss. Der Rotor nimmt weniger Windenergie auf, wodurch die Anlage im Nennbetriebspunkt gehalten wird.[61]

Die aktive Stallregelung erlaubt die Verstellung des Anstellwinkels der Rotorblätter, um so den Stallbereich schneller erreichen und die Leistungsaufnahme besser steuern zu können. Schnelle Windschwankungen lassen sich so besser ausgleichen. Zu hohe Leistungsspitzen durch Windböen verursachen besonders bei großen Windkraftanlagen erhöhte Drehmomente im Antriebsstrang, welche zu Schäden führen können.[56]

Der geringe technische Aufwand und die Zuverlässigkeit des Stallregelungssystems stehen den hohen Belastungen der Anlagenkomponenten, sowie der Lärmentwicklung bei Strömungsabriss, entgegen. Aufgrund der Nachteile und der beschränkten Regelbarkeit kommt in den modernen Windenergiekonvertern meistens eine Pitchregelung zur Anwendung.

Pitchregelung

Für einen optimalen und sicheren Betrieb einer Windkraftanlage muss die Drehzahl auf die Windgeschwindigkeit abgestimmt und eine Leistungsbegrenzung gewährleistet sein. Eine Ausführungsform für eine solche Steuerung ist die sogenannte Pitchregelung. Durch Verdrehen der Rotorblätter über die Längsachse kann bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten die Leistungsaufnahme des Rotors entweder reduziert oder erhöht werden. Im Gegensatz zu Anlagen mit Stallregelung kann dieses Regelungssystem auch in drehzahlvariablen Windkraftanlagen eingesetzt werden. Solche drehzahlvariablen Windkraftanlagen mit Blattwinkelverstellung sind zurzeit der aktuelle Stand der Technik.

Die Auftriebs- und Widerstandskräfte, die auf die Rotorblätter einer Windkraftanlage wirken, hängen stark von der Blattwinkelstellung und dem Blattprofil ab. Ist der Anstellwinkel gleich Null so befindet sich der Windenergiekonverter in der sogenannten Fahnenstellung. Dabei wirken keine Auftriebskraft, und nur eine geringe Widerstandskraft, auf das Rotorblatt. Wird nun der Anstellwinkel des Blattes und somit die angeströmte Flügelfläche vergrößert, so nehmen diese Kräfte zu und der Leistungsbeiwert des Rotors erhöht sich. Diese Blattwinkelverstellung wird je nach vorherrschender Windgeschwindigkeit durch die Pitchregelung gesteuert, um die Windkraftanlage im optimalen Betriebspunkt zu halten und die maximale Leistung zu generieren.[62]

Bei Windgeschwindigkeiten unter 4 m/s befinden sich die Rotorblätter in der Fahnenstellung. Der Rotor steht entweder still oder befindet sich im Trudelbetrieb. Eine Leistungsaufnahme ist in diesem Betriebszustand nicht möglich. Erhöht sich die Windgeschwindigkeit auf Werte zwischen 4 m/s und 12 m/s, so wird der Anstellwinkel der Rotorblätter auf die optimale Position gedreht. Der Rotor entnimmt dem Wind dann so viel Energie wie möglich. Ab Erreichen der Nenngeschwindigkeit (ca. 12 m/s) muss regulierend in die Leistungsaufnahme des Rotors eingegriffen werden. Der Anstellwinkel wird leicht reduziert. Dadurch vermindert sich die anliegende Auftriebskraft und die Leistung des Windenergiekonverters kann konstant im Nennbereich gehalten werden. Starke Winde mit Windgeschwindigkeiten über 25 m/s erzwingen einen Stopp der Anlage. Dafür werden die Rotorblätter in die Fahnenstellung gedreht.[58]

Die Regelung der Rotorblätter durch eine Blattwinkelverstellung belastet den Antriebsstrang der Windkraftanlage aufgrund des geringeren Gewichts nicht so stark, wie eine Regelung durch Strömungsabriss. Der Einbau einer Pitchregelung macht die Anlage um einiges komplexer und erhöht dadurch die Konstruktionskosten. Während des Betriebs lassen sich diese Mehrkosten jedoch durch die höhere Effizienz der pitch-geregelten Anlage wieder kompensieren. Der Vorteil der Pitchregelung gegenüber der Stallregelung ist die ständig anliegende Strömung am Rotorblatt. Dadurch kann die aufgenommene Leistung feiner geregelt werden.[63]

5.2 Konstruktionstypen

Windkraftanlagen können auf unterschiedlichste Weise ausgeführt werden. Je nach Lage der Drehachse unterscheidet man zwischen Horizontalläufer und Vertikalläufer. Neben diesen beiden Bauformen gibt es noch Sonderausführungen von Windenergiekonvertern, die aber hauptsächlich experimenteller Natur sind und nicht zur Elektrizitätsversorgung eingesetzt werden.

5.2.1 Horizontalläufer

Der Horizontalläufer besitzt eine horizontale Drehachse, an deren Ende ein Rotor befestigt ist. An diesen sind typischerweise zwei oder drei propellerartige Blätter angebracht, die ihn durch das Ausnutzen des Auftriebsprinzips in eine Drehbewegung bringen. Windkraftanlagen mit horizontaler Drehachse sind die am meisten eingesetzte Bauform. Große Anlagen haben meistens eine dreiblättrige Ausführung, wogegen bei kleineren Anlagen die Zahl der Rotorblätter mehr variiert. Die Anzahl der Flügelemente definiert die Rotordrehzahl, welche, je nach Typ, zu stärkeren oder schwächeren Geräuschemissionen führt. Horizontalläufer sind nach momentanem Stand der Technik den anderen Bauformen in Bezug auf Effizienz, Wirtschaftlichkeit und Technik weit überlegen.

Für den Betrieb von modernen Windkraftanlagen mit horizontaler Drehachse gibt es grundsätzlich zwei Möglichkeiten, dargestellt in Abbildung 41. Befindet sich der Rotor, in Windrichtung betrachtet, hinter dem Turm, so handelt es sich um einen Leeläufer. Ist der Rotor, in Windrichtung betrachtet, vor dem Turm, so ist der Windenergiekonverter ein Luvläufer. Wichtig bei den Windkraftanlagen mit horizontaler Drehachse ist die Ausrichtung der Windräder nach der Windrichtung, um die, für die Rotation benötigte, optimale Anströmung zu erhalten. Die dazu benötigte Windrichtungsnachführung kann entweder passiv, durch die Kraft des Windes, oder aktiv, durch elektrische Stellmotoren, erfolgen.

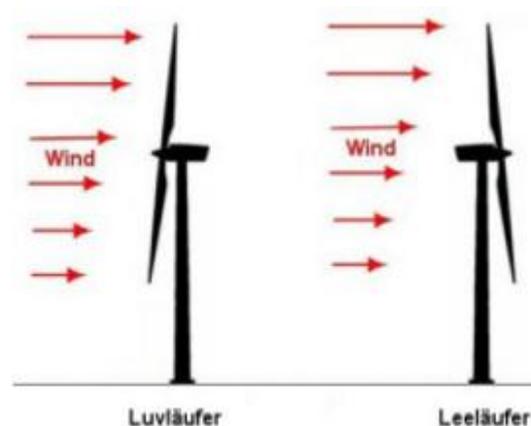


Abbildung 41: Luv-,Leeläufer [58]

Ein Vorteil des Leeläufers ist die selbstständige Drehung in die Windrichtung. Eine aktive Windrichtungsnachführung ist nicht zwingend erforderlich. Aufgrund des Windschattens durch den Turm kommt es bei Leeläufern jedoch zu großen Lärmemissionen und Leistungseinbußen. Deshalb wird dieser Anlagentyp nur bei kleinen Windkraftanlagen eingesetzt. Die großen Windenergiekonverter arbeiten hauptsächlich nach dem Prinzip des Luvläufers mit aktiver Windnachführung.[58]

5.2.2 Vertikalläufer

Windkraftanlagen mit vertikaler Drehachse nennt man Vertikalläufer. Sie haben im Gegensatz zu den Anlagen mit Horizontalläufer nur einen sehr geringen Anteil am Energieerzeugungssektor. Vertikalläufer gibt es in unterschiedlichsten Varianten (Abbildung 42). Die bekanntesten sind der Savonius-Rotor, der Darrieus-Rotor und der H-Darrieus-Rotor.

Der Savonius-Rotor ist ein kleiner, einfacher Widerstandsläufer. Er kann sich somit höchstens gleich schnell wie die Windgeschwindigkeit bewegen und hat dementsprechend nur einen geringen Leistungsbeiwert. Mit dieser Bauart lassen sich maximal 15% der Windenergie in mechanische Energie umwandeln. Vorteile dieser Anlage sind das hohe Drehmoment bei geringen Drehzahlen und die Möglichkeit des Anlaufs auch bei geringen Windgeschwindigkeiten.[58]

Im Gegensatz zum Savonius-Rotor funktioniert der Darrieus-Rotor nach dem Auftriebsprinzip. Die Anlage verfügt meistens über zwei bis vier bogenförmige Rotorblätter, die um die vertikale Drehachse kreisen. Der Betrieb dieser Anlage ist windrichtungsunabhängig. Im Vergleich zum Horizontalläufer hat der Darrieus-Rotor zwar eine annähernd gleiche Schnelllaufzahl, weist aber einen geringeren Leistungsbeiwert auf. Dieser liegt bei maximal 0,4. Ein großer Nachteil dieses Anlagentyps ist das geringe Drehmoment, wodurch der Rotor beim Anfahren unterstützt werden muss.[61]

Eine Weiterentwicklung des Darrieus-Rotors ist der H-Darrieus-Rotor. Die geraden Rotorblätter sind parallel zur Drehachse angebracht und mittels Verbindungsstreben daran befestigt. Die erhoffte Wirkungsgraderhöhung aufgrund der geänderten Bauform erreicht diese Anlage jedoch nicht. Der Vorteil des H-Darrieus-Rotors ist die einfache robuste Bauweise und der Anlauf ohne Hilfe. [64]

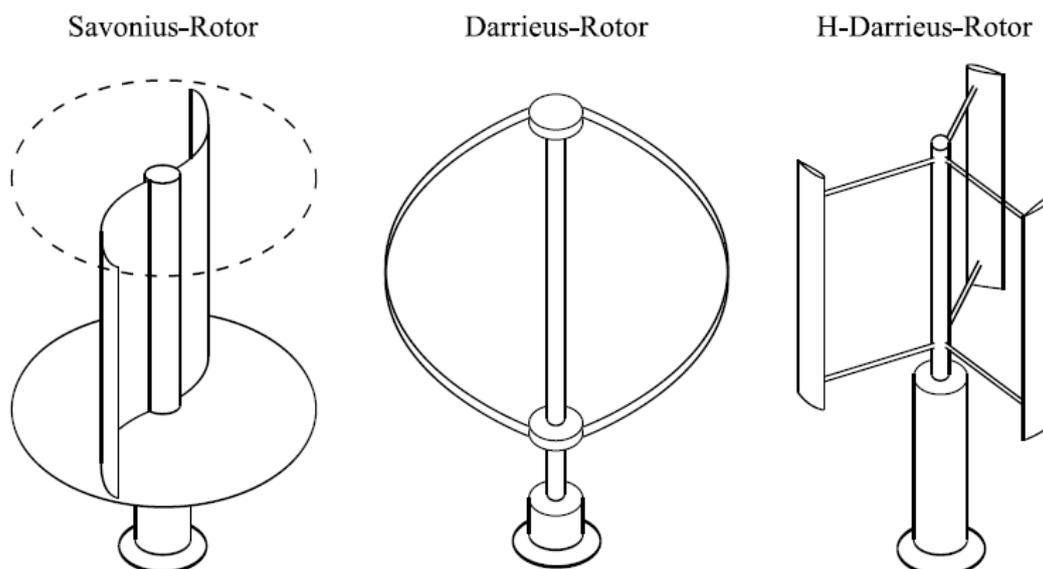


Abbildung 42: Vertikale Windkraftanlagen [3]

5.2.3 Sonderbauformen

Neben den herkömmlichen Bauformen von Windkraftanlagen gibt es Entwickler, die eigene Konzepte verwirklichen und als Prototypen testen. Ein paar dieser experimentellen Windenergiekonverter werden im Folgenden kurz vorgestellt.

Invelox-Turbine

Die Invelox Turbine wurde von der Firma SheerWind entwickelt und besitzt keine sichtbaren Flügel (Abbildung 43). Stattdessen wird der Wind über einen Trichter in ein Rohrsystem umgeleitet, welches sich kontinuierlich verkleinert. Dadurch kommt es zum sogenannten Venturi-Effekt. Dieser Effekt besagt, dass die Geschwindigkeit des Windstromes dort am größten ist, wo der Querschnitt des Rohres am kleinsten ist. An dieser Engstelle befinden sich die Rotorblätter, die direkt mit dem Generator gekoppelt sind. Laut dem Entwickler soll diese Art der Windenergienutzung den traditionellen Windenergiekonvertern weitaus überlegen sein. Verglichen mit gewöhnlichen Onshore-Windturbinen soll die Invelox-Turbine den Wind um 600 %, effizienter nutzen. Eine herkömmliche Windkraftanlage, die 1,8 MW liefert, benötigt eine Bauhöhe von zirka 90 m. Eine Invelox Turbine mit derselben Leistung ist lediglich 28 m hoch. Die Technologie für die Herstellung einer solchen Windkraftanlage ist vorhanden und zudem preiswert. [65]

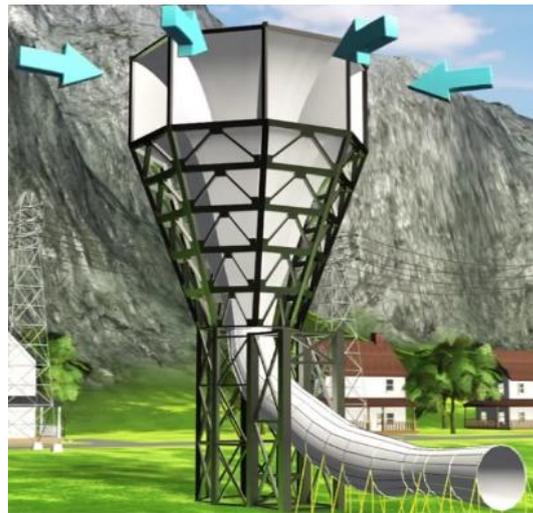


Abbildung 43: Invelox-Turbine [115]

Vortex Windturbinen

Entwickelt wurde diese Windkraftanlage von einem spanischen StartUp Unternehmen namens Vortex Bladeless. Dieses Konzept sieht aus wie ein Stab und besitzt keine Rotorflügel (Abbildung 44). Der in die Höhe ragende Zylinder wird durch den Wind in Schwingung versetzt und generiert so elektrischen Strom. Ausgenützt wird dabei die sogenannte Vortizität. Trifft der Wind auf den Masten, so zerstreut er sich in verschiedene Richtungen und



Abbildung 44: Vortex Windturbinen [66]

erzeugt dabei Luftverwirbelungen, die die Vortex Turbine zum Schwingen bringen. Die dabei entstehende kinetische Schwingungsenergie wird im eingebauten Linear-generator in elektrische Energie umgewandelt. Laut dem Entwickler soll die Stromerzeugung um bis zu 40 % effizienter sein, als jene von traditionellen Windkraftanlagen. Vortex Windturbinen mit einer Leistung von 1 MW sollen in den kommenden Jahren entwickelt und marktreif gemacht werden.[66]

Buoyant Airborne Turbine

Das StartUp Unternehmen Altaeros entwickelte eine fliegende Windturbine (Abbildung 45). Der mit Helium gefüllte Ring bringt die 200 kW-Turbine mit drei Rotoren in 300 m Höhe. Dort herrschen Windgeschwindigkeiten, die bis zu achtmal so stark sind, wie jene in Bodennähe. Kleine Flügel und ein autonomes Kontrollsystem dienen der Steuerung des Ballons. Neben den Seilen zur Fixierung der Flugturbine wird auch ein Kabel für den Energietransport zur Bodenstation geführt. Einsatzgebiete für diese Technologie sollen hauptsächlich Orte sein, die für konventionelle Windkraftanlagen nicht geeignet oder zu kostenintensiv sind.[67]



Abbildung 45: Buoyant Airborne Turbine [67]

NHEOLIS 3D Windturbine

Diese Windturbine wurde von der Firma Nheolis entwickelt und baut auf den Bernoulli Effekt auf. Dieser beschreibt den Druckabfall infolge des Geschwindigkeitsanstiegs eines Fluids. Die spezielle Kegelform der Rotorblätter verursacht einen Druckanstieg auf der einen und einen Druckabfall auf der anderen Seite. Durch die entstehende Druckdifferenz kommt der Rotor in Bewegung (Abbildung 46). Laut Hersteller deckt diese Turbine einen Windgeschwindigkeitsbereich von 2.5 m/s bis 36 m/s ab.



Abbildung 46: NHEOLIS 3D Windturbine [68]

Weiters soll dieser Windkraftanlage sehr robust und die Lärmemission sehr gering sein, wodurch auch Einsatzgebiete in der Stadt denkbar wären. [68]

5.3 Aufbau einer Windkraftanlage

Fast alle modernen Windkraftanlagen, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden, sind Horizontalläufer und funktionieren nach demselben Prinzip. Jedoch kann das Design einer solchen Anlage, bedingt durch Gegebenheiten am Betriebsort, variieren. Die Hauptbestandteile sind in Abbildung 47 dargestellt und beschriftet. Diese grundlegenden Komponenten werden auf den folgenden Seiten näher betrachtet und nach dem Gesichtspunkt des aktuellen Standes der Technik ausgearbeitet. Aber schon jetzt ist ersichtlich, dass viele verschiedene Fachgebiete zusammenarbeiten müssen, um eine Windkraftanlage zu konstruieren.

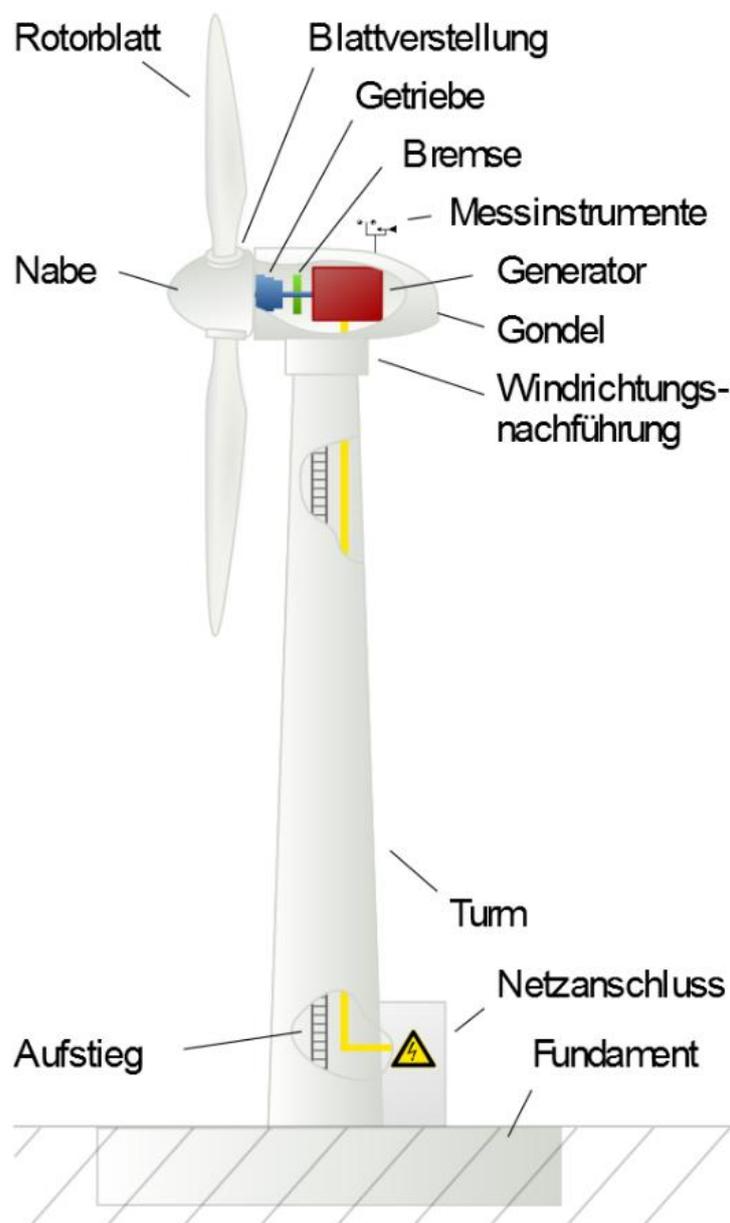


Abbildung 47: Komponenten einer Windkraftanlage [117]

5.3.1 Fundament/Gründung

Die Verankerung am Erdboden ist für den stabilen und sicheren Betrieb einer Windkraftanlage essenziell. Die dafür verbauten Fundamente werden auf Grundlage der Bodenbeschaffenheit, der Anlagengröße und der, auf den Turm wirkenden, Querkräfte ausgewählt. Je nachdem, ob die Windkraftanlage an Land oder auf See steht, kommen unterschiedliche Fundamentbauformen zum Einsatz.

Onshore-Fundamente

Windkraftanlagen an Land haben in der Regel eine Flachgründung, eine Pfahlgründung oder eine Pfahl-Plattengründung. Zusätzlich zu diesen Fundamenten können abgespannte Seile für eine Entlastung des Turmes eingesetzt werden. Diese werden in einigen Metern Entfernung durch Pfähle im Boden verankert. Dabei muss jedoch auf die Bodenbeschaffenheit achtgegeben werden, um eine Destabilisierung der Windkraftanlage aufgrund ungleicher Kräfteverhältnisse zu verhindern.[3]

- Flachgründung

Die meisten Windkraftanlagen sind mittels Flachgründung am Boden fixiert.[3] Diese Fundamente bestehen aus großen Stahlbetonplatten, um damit die auftretenden Momente der Anlage absorbieren zu können.

Eine zu starke Setzung des Fundaments aufgrund schlechter Bodenverhältnisse kann durch eine sogenannte Bohrrammsäule verhindert werden. Dabei wird ein Teil des Bodens durch rasterförmig angeordnete, pfeilartige Schottersäulen ersetzt. Durch das Hineinpressen des Schotters in den Boden wird die Steifigkeit und somit die Tragfähigkeit des Untergrundes stark verbessert. Eine Flachgründung, mit vorhergehender Bodenverdichtung, ist eine billige alternative zur sonst notwendigen Pfahlgründung.[69]

- Pfahlgründung

Pfahlgründungen werden bei weichen, schlecht tragfähigen, Böden eingesetzt. Dabei werden Pfähle in das Erdreich gerammt, um die Steifigkeit des Untergrundes zu erhöhen. Die Last der Windkraftanlage wird hauptsächlich über die Mantelreibung und über den Spitzendruck der Pfähle abgebaut. Deshalb sind die Pfahlfundamente kleiner dimensioniert als die Flachfundamente.[70]

- Pfahl - Plattengründung

Eine weitere Variante ist die Kombination der Flachgründung mit der Pfahlgründung. Dabei wird die Last der Windkraftanlage von der großen Fundamentplatte und von den damit verflochtenen Pfählen getragen. Der große Vorteil der Pfahl-Plattengründung ist die Reduzierung der Setzung und eine geringere Beanspruchung des Fundaments. Die Baukosten steigen jedoch stark an.[71]

Offshore Fundamente

Fundamente und Türme von Offshore-Windkraftanlagen müssen größere Kräfte aushalten als jene an Land. Die Wahl einer geeigneten Gründung im Meer ist abhängig von der Wassertiefe, den Bodenverhältnissen, den auftretenden Kräften durch die Wind- und Meeresströmungen und dem Anlagengewicht. Neben dem festen verankerten Fundament kommen bei besonders großen Meerestiefen, aus Kostenfrage, schwimmende Gründungen zum Einsatz. Je nach Anforderungsprofil werden folgende Typen von Offshore-Fundamenten verbaut (Abbildung 48).

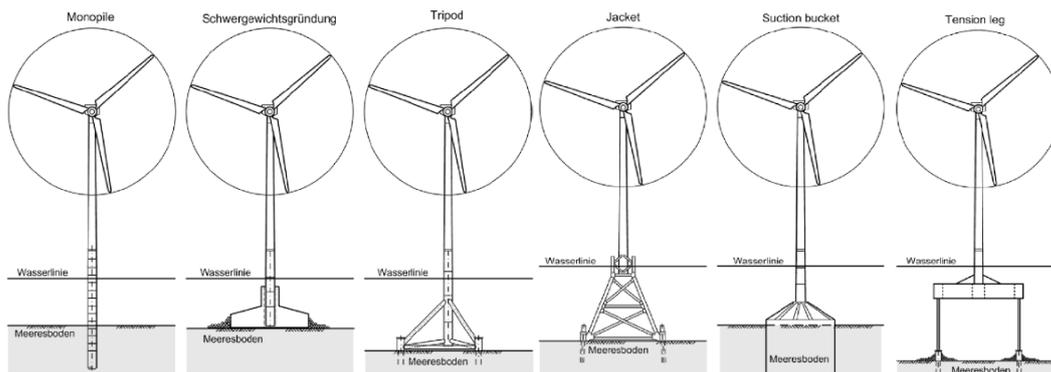


Abbildung 48: Feste und schwimmende Gründungstypen [72]

- Monopile

Bei der Monopiles-Gründung wird ein Stahlrohr in den Meeresboden gerammt, welches die Last der WEA über die Mantelreibung und den Spitzendruck aufnimmt. Die Installation ist einfach und schnell und erfordert dabei keine besonderen Vorbereitungen des Erdreichs. Um einen ordentlichen Stand zu gewährleisten, beträgt die Eindringtiefe in den Meeresboden ca. 30 m. Eine solche Rammung erfordert große Gerätschaften und erzeugt dementsprechend viel Lärm. Deshalb sind bei diesen Arbeiten Schallschutzmaßnahmen zu treffen, um die Meerestiere nicht zu gefährden. Eingesetzt werden Monopiles in einer Meerestiefe von bis zu 30m.[72]

- Schwergewichtsgründung

Die Gründung der Windkraftanlage erfolgt hier ausschließlich über das Gewicht des Fundaments. Als Material kommt Beton oder Stahl zum Einsatz. Das Schwergewichtsfundament wird mit einem Schiff zum vorgesehenen Standort geschleppt und anschließend unter Zugabe von Ballast versenkt. Dabei ist sicherzustellen, dass der Meeresboden ausreichend Stabilität aufweist. Nachteile dieser Gründungsform sind die große Bodenbelastung und die aufwendigen Vorbereitungen des Meerbodens. Einsatzgebiete sind Stellen mit niedrigen Wassertiefen.[73]

- Tripod

Ein Tripod besteht aus Stahlrohren, die zu einem Dreibein zusammengeschweißt sind. Die Verankerung dieser Beine im Meeresboden erfolgt mittels Rammpfählen.

Diese können im Vergleich zu Monopiles mit geringerem Durchmesser ausgeführt werden, da sich die Belastung auf die drei Beine aufteilt. Steinige Meeresböden müssen dabei aber gemieden werden, um die Pfähle bei der Installation nicht zu beschädigen. Die Windkraftanlage wird bei diesem Gründungsprinzip mittig auf das Zentralrohr des Dreibeins aufgesetzt. Der Einsatzbereich liegt bei Wassertiefen zwischen 20 m und 80 m.[74]

- Jacket

Die Jacket-Gründung besitzt vier Beine, die mittels Rammpfählen im Meeresboden verankert sind. Auf diesen Beinen wird eine fachwerkartige Stahlkonstruktion aufgeschweißt. Durch diesen Aufbau wird eine hohe Steifigkeit erreicht, wodurch große Wassertiefen von bis zu 60 m erreicht werden können. Der Nachteil wiederum ist die aufwendige Herstellung der Stahlkonstruktion, da viele Einzelteile miteinander verschweißt werden müssen. [74]

- Suction Bucket

Suction Buckets sind Saugpfahl-Fundamente, die sich an die Meeresoberfläche ansaugen. Eine zylinderförmige Stahlkonstruktion wird dafür mit der offenen Seite nach unten auf den Meeresgrund gelegt. Durch die Erzeugung eines Unterdruckes im Inneren wird das Fundament gegen den Boden gepresst. Dafür muss jedoch eine genaue Analyse des Untergrundes erfolgen, um die Standsicherheit der Windkraftanlage gewährleisten zu können. Große Vorteile dieser Gründung sind der umweltschonende Aufbau, sowie die Möglichkeit eines einfachen Rückbaus. Die Suction Bucket-Fundamente können bis zu einer Tiefe von 40 m eingesetzt werden.[73]

- Schwimmendes Fundament

Für Wassertiefen von mehr als 60 m sind festverbaute Fundamente aufgrund der baulichen Anforderungen schwer zu realisieren. Um jedoch auch solche Meeresgebiete für die Windkraftnutzung zugänglich zu machen, kommen schwimmende Fundamente ins Spiel. Zwei mögliche Varianten sind die „Tension Leg Platform“-Gründung und die „Spar Buoy“-Gründung. Schwimmende Windkraftanlagen mit diesen Fundamenten sind momentan nur als Prototypen realisiert.

Die „Tension Leg Platform(TLP)“ ist ein schwimmfähiges Fundament mit hohem Auftriebsüberschuss. Durch diesen Auftrieb stehen die, zur Verankerung eingesetzten, Seile ständig unter hoher Zugspannung und halten somit die Plattform bzw. die Windkraftanlage in der Richtigen Position. [72]

Die „Spar Buoy“-Gründung ist ein hohler Stabzylinder, der senkrecht im Wasser schwimmt und gleich wie die TLP einen starken Auftriebsüberschuss aufweist und durch Seile am Meeresgrund verankert ist. Gewichte am unteren Ende des Stabzylinders gewährleisten, dass der Gewichtsschwerpunkt weit unter dem Auftriebschwerpunkt liegt. Dadurch wird der Zylinder in senkrechter Position gehalten. [72]

5.3.2 Turm

Der Turm einer Windkraftanlage dient dazu, den Triebstrang zusammen mit dem Rotor in einer möglichst hohen Luftschicht zu platzieren, da dort größere Windgeschwindigkeiten herrschen und weniger Turbulenzen auftreten als in Bodennähe und somit der Stromertrag und die Einnahmen gesteigert werden können. Der Turm gehört zu den schwersten und längsten Komponenten der Anlage und verursacht dementsprechend hohe Herstellungs-, Transport- und Aufbaukosten. Diese können bis zu einem Drittel der Gesamtkosten ausmachen. Unter Berücksichtigung der Ausgaben und der Einnahmen ist die optimale Turmhöhe für jeden Standort individuell festzulegen. Für Windenergiekonverter auf See werden meistens niedrigere Türme verwendet als für jene an Land, da dort schon in niedrigeren Luftschichten starke Winde auftreten. Die höchste Anlage der Welt mit einer Nabenhöhe von 178 m und einer Gesamthöhe von 246,5 m wird in Deutschland entstehen[75].

Beanspruchung von Türmen

Der Turm einer Windkraftanlage muss starken Beanspruchungen über Jahre hinweg standhalten. Neben dem Turmkopf und dem Eigengewicht hat besonders der Wind einen großen Einfluss auf die Stabilitätsanforderungen (Abbildung 49). Um die Sicherheit der Anlage gewährleisten zu können, sind dynamische Simulationen der Ermüdungslasten über einen längeren Zeitraum, und der Extremlasten über kürzere Zeiträume erforderlich. Simuliert werden hauptsächlich Kombinationen aus Start- und Stoppvorgängen, Böen, Schräganströmungen und dem Normalbetrieb. Durch die große Rechenleistung der heutigen Computer können die Schnittlasten an jeder Stelle der Windkraftanlage einzeln berechnet und analysiert werden.[3]

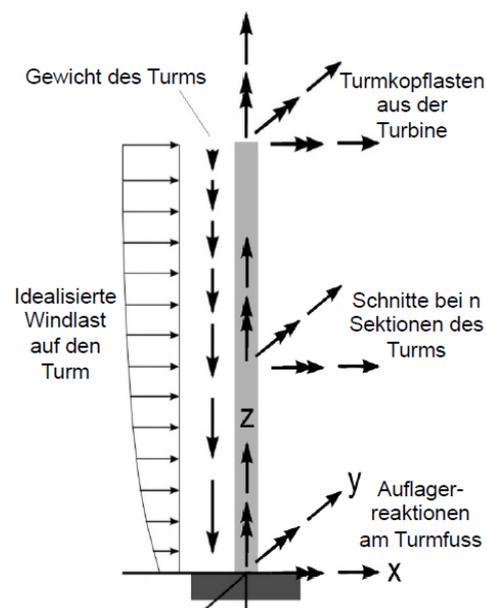


Abbildung 49: Belastung eines Turmes einer Windkraftanlage [3]

Turmkonzepte

Die Stabilität einer Windkraftanlage kann durch unterschiedliche Turmkonzepte sichergestellt werden. Als Baumaterial kommt vorwiegend Stahl und Beton, vereinzelt auch Holz, zum Einsatz. Welche Bauformen und Materialien schlussendlich verwendet werden, hängt von der Stärke des Windes, von der geforderten Nabenhöhe und vom Anlagentyp ab. Auf der folgenden Seite werden die gängigsten Ausführungsformen näher beschrieben.

- Stahlrohrturm

Die meisten modernen Windkraftanlagen verwenden konische Stahlrohrtürme. Diese setzen sich aus mehreren Segmenten zu je 20 m bis 30 m Länge, mit beidseitig montierten Flanschen, zusammen. Die Herstellung erfolgt aus Stahlplatten, die geschnitten, gerollt und anschließend verschweißt werden. Der Stahl als Baumaterial wird aufgrund des guten Ermüdungsverhaltens eingesetzt. Der Transport der Rohrsegmente ist besonders für Anlagen mit einer Leistung über 2 MW aufgrund der großen Rohrdurchmesser sehr aufwendig und kostenintensiv. Vorort werden die Segmente schließlich miteinander verschraubt und erreichen so ein Gesamtgewicht zwischen 60 und 250 Tonnen für Turmhöhen von 60 bis 120 Metern.[58]

- Betonturm

Betontürme bestehen aus Stahlbeton und können entweder vor Ort gebaut oder als vorgefertigte Segmente geliefert und anschließend zusammengesetzt werden. Bei Vor-Ort-Beton besteht die Gefahr von Rissbildungen, die das Ermüdungsverhalten des Turms stark verschlechtert. Ein großer Vorteil sind die guten Stabilitätseigenschaften. Das Gewicht von Betontürmen ist zirka 5- bis 6-mal so groß wie jenes von gleich hohen Stahlrohrtürmen. Die TU-Wien hat 2015 eine neue Betonbauweise entwickelt. Dabei kommen hohle ringförmige Doppelwandsegmente zum Einsatz, die zu einem Turm aufgestockt werden. Der Innenraum der gestapelten Segmente wird anschließend mit Beton aufgegossen und verleiht so dem Turm die nötige Stabilität. Der Bau von WEA soll so schneller und kostengünstiger werden.[3][76]

- Hybridturm

Der Hybridturm besteht aus einer Kombination aus Stahl und Stahlbeton. Der untere Teil ist ein Betonturm. Auf diesen wird, mittels festziehbarer Anker, der Stahlrohrturm aufgesetzt, wodurch größere Turmhöhen erreicht werden können. Der große Vorteil liegt in der besseren Transportfähigkeit der Einzelsegmente und die damit einhergehende Kostenreduktion.[63]

- Gittermasten

Gittermasten werden nur vereinzelt eingesetzt. Sie sind einfacher zu montieren und benötigen weniger Material als Stahlrohrtürme. Für die Herstellung und den Aufbau muss jedoch viel Arbeitszeit investiert werden. Um den kostenintensiven Wartungsaufwand zu verringern, wurden innovative Schließringbolzen entwickelt, die eine wartungsfreie Alternative zu den Schraubverbindungen darstellen.[58] [77]

- Holzturm

Der Holzturm besteht aus Holzplatten, die in sechs- oder achteckförmiger Anordnung zu einem Turm verbaut werden. Holz bietet mehrere Vorteile. Es ist einfacher zu transportieren, ist langlebiger als Stahl und ist um ein Fünftel billiger als ein Stahlrohrturm. Zukünftig sollen Höhen von bis zu 200 m möglich sein.[78]

5.3.3 Windrichtungsnachführung

Für einen optimalen Energieertrag der Windkraftanlage ist es wichtig den Rotor immer direkt im Wind zu halten. Eine fehlerhafte Ausrichtung der Gondel führt nicht nur zu einem schlechten Wirkungsgrad, sondern kann auch den Rotor beschädigen. Es kommt zu starken asymmetrischen Biegemomenten auf die ungleich angeströmten Rotorblätter, was zu einer Materialermüdung, und schlussendlich zur Zerstörung der Anlage, führen kann. Verhindert wird das durch eine Windrichtungsnachführung.

Funktionsweise

Kommt es zu einer Windrichtungsänderung wird sie von der Windfahne auf der Gondel detektiert. Liegt diese Schräganströmung eine gewisse Zeit lang an, erhält das Windrichtungsnachführungssystem vom elektronischen Regler das Signal die Gondel in den Wind zu drehen. Abbildung 50 zeigt ein solches System mit all seinen Komponenten.

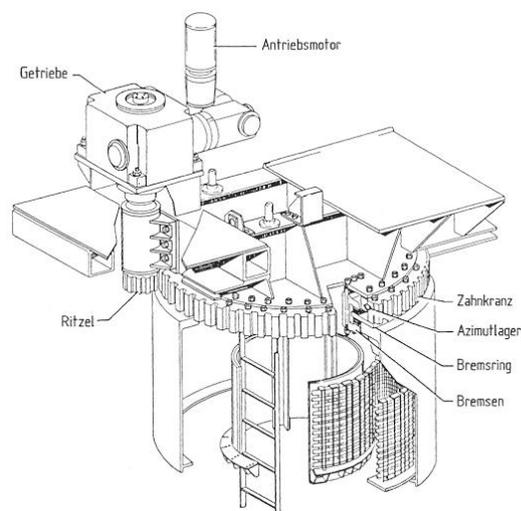


Abbildung 50: System zu Windrichtungsnachführung [116]

Bei modernen Windenergiekonvertern geschieht die Nachführung mittels elektrischer Stellmotoren. Je nach Anlagengröße kommen dementsprechend viele Antriebsmotoren zum Einsatz. Die Drehung erfolgt schließlich über ein oder mehrere Ritzel, die auf den Zahnkranz am Turmkopflager wirken. Diese Bewegung erfolgt langsam und gedämpft, da während der Nachführung starke Widerstandsmomente auf die Struktur der Anlage wirken. Um starke Schwingungen zu vermeiden wird das Lager im Stillstand durch ein Bremssystem festgestellt.[3]

Kabelschutz

Der generierte Strom und die Steuersignale werden über Kabelverbindungen von der Gondel über den Turm zum FuÙe der Anlage geführt. Wird die Gondel immer in dieselbe Richtung nachgeführt, kommt es zwangsläufig zu einer Verdrillung der Kabel. Um diese zu schützen, wird ein Verwindungszähler verbaut, der nur eine begrenzte Anzahl von Gondelumdrehungen in eine Richtung erlaubt. Bei Erreichen der anlagenspezifischen Höchstzahl wird die Windkraftanlage automatisch angehalten und die Windnachführung dreht sich zurück in die Ausgangsposition. Schleifringe, als Alternative zu festen Kabelverbindungen, sind aufgrund der hohen Ströme zu wartungsintensiv und daher auch selten in Verwendung.[79]

5.3.4 Gondel/Triebstrang

Die Gondel der Windkraftanlage ist über das Turmkopflager mit dem Turm verbunden. Sie beinhaltet, neben der Kühlung, der Hydraulik und der Windrichtungsnachführung, den Triebstrang (Abbildung 51). Dieser leitet die Energie des Rotors über die Rotorwelle und das Getriebe zum Generator. Dafür werden verschiedene Konzepte eingesetzt.

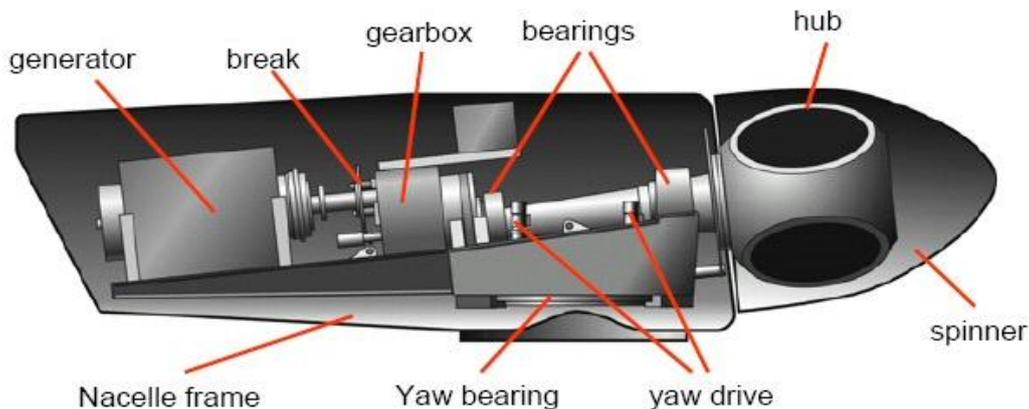


Abbildung 51: Triebstrang in aufgelöster Bauform

Aufgelöste Bauform

Aufgelöste Bauform bedeutet eine getrennte Anordnung der einzelnen Triebstrangkomponenten inklusive zweier separater Rotorlagerungen. Die statische Auslegung der Gondel kann somit besser vorgenommen werden. Der Vorteil dieser Ausführung ist der einfache Zugang zu den Hauptkomponenten der Anlage, wie Getriebe und Generator, und die damit einhergehende bessere Wartungs- und Reparaturmöglichkeit. Durch die vielen Einzelteile des Triebstranges kann es während der Installation eher zu Montagefehlern kommen als bei anderen Bauformen. Als Folge davon können Schäden an der Anlage auftreten.[2]

Integrierte Bauform

Die integrierte Bauform geht einen anderen Weg als die aufgelöste Bauform. Es werden einzelne Komponenten des Triebstranges zu einem Block zusammengefasst, wodurch eine Kompaktheit erreicht wird, die den Transport und die Montage stark vereinfacht. Getriebe, Rotorlager und Generator sind so verbaut, dass ein einfacher Tausch einer Komponente nicht möglich ist und der ganze Triebstrang demontiert werden muss.[61]

Teilintegrierte Bauform

Eine Mischung aus aufgelöster und integrierter Bauform ergibt die teilintegrierte Bauform. Diese wird heutzutage häufig eingesetzt und basiert auf dem Prinzip der Dreipunktlagerung. Bei diesem Aufbau ist das hintere Rotorlager mit dem Getriebe kombiniert. Gestützt werden sie durch das vordere Rotorlager und die zwei Getriebe-

beauflager. Die verkürzte Rotorwelle vereinfacht die Installation und hat eine positive Auswirkung auf das Gewicht der Gondel.[8]

Getriebelose Bauform

Die getriebelose Bauform kommt, wie der Name schon sagt, ohne Getriebe aus. Die Rotornabe ist dabei mit dem Generator fest verbunden. Die Anlage wird somit robuster. Jedoch muss der Generator aufgrund der geringeren Rotordrehzahl größer dimensioniert werden, wodurch das Gewicht deutlich ansteigt.[8]

5.3.5 Getriebe

Das Getriebe einer Windkraftanlage dient dazu, die Drehzahl und das Drehmoment zwischen Rotor und Generator anzupassen. Der Rotor liefert ein hohes Drehmoment und langsame Drehzahlen, der Generator benötigt ein geringes Drehmoment und hohe Drehzahlen. Typische Rotordrehzahlen liegen im unteren zweistelligen Bereich. Um den Generator und dessen Gewicht klein zu halten, muss die Drehzahl also erhöht werden. Dafür benötigte Übersetzungsverhältnisse liegen bei großen Anlagen üblicherweise bei 1:100 [58]. Um diese Werte zu erreichen, werden mehrere Getriebestufen hintereinandergeschaltet. Abbildung 52 zeigt einen Getriebeaufbau mit zwei Planetengetriebe und einem Stirnradgetriebe. Neben diesen herkömmlichen Getriebearten sind noch spezielle Getriebe im Einsatz, wie zum Beispiel das Voith-Getriebe.

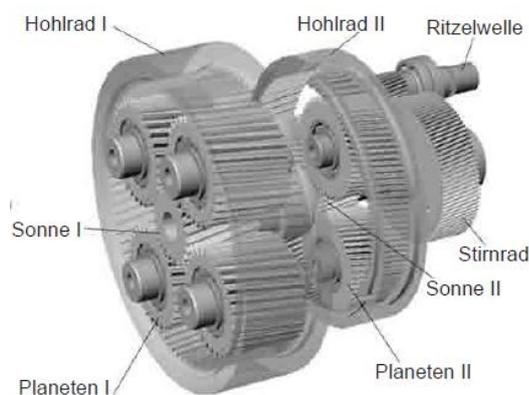


Abbildung 52: Getriebe einer WEA - zwei Planetengetriebe und ein Stirnradgetriebe [3]

Stirnradgetriebe

Das Stirnradgetriebe setzt sich aus zwei unterschiedlich großen Zahnrädern zusammen, die ineinandergreifen. Das größere der Beiden ist mit der langsam laufenden Rotorwelle verbunden und treibt, über das kleine Stirnrad, den Generator an. Für eine geringere Geräuscentwicklung und bessere Haltbarkeit sind diese Zahnräder schrägverzahnt. Das Übersetzungsverhältnis von Stirnradgetrieben liegt bei maximal 1:5. Die Drehzahl der Generatorwelle übersteigt somit die Rotordrehzahl um das Fünffache. Durch das Aneinanderreihen mehrerer Stirnradgetriebe kann das Übersetzungsverhältnis zwar erhöht werden, das Gewicht und die Abmessung machen einen wirtschaftlich sinnvollen Einsatz aber unmöglich. Diese Getriebeart wird hauptsächlich für Windkraftanlage kleiner 500 kW oder für größere Anlagen in Kombination mit einem Planetengetriebe verwendet.[2]

Planetengetriebe

Ein Planetengetriebe besteht aus dem Sonnenrad, dem Hohlrad und den, über den Planetenträger gekoppelten, Planetenrädern. Die Rotorwelle kann entweder mit dem innenverzahnten Hohlrad oder mit dem Planetenträger verbunden sein. Beide Varianten treiben über die Planetenräder das Sonnenrad und somit die Generatorwelle an. Die Anzahl der Planetenräder im Getriebe variiert zwischen drei und fünf Stück. Das Planetengetriebe hat eine geringere Geräuschentwicklung und einen größeren Wirkungsgrad als das Stirnradgetriebe. Ein weiterer Vorteil ist die Aufteilung des Rotormoments auf die drei bis fünf Planetenräder, wodurch die Getriebekomponenten entlastet werden. Das Getriebe kann somit kompakter und kostengünstiger gebaut werden. Eingesetzt wird es meistens in kombinierter Form in Windkraftanlagen mit einer Leistung über 500 kW.[3]

Voith-Getriebe

Das revolutionäre Getriebe von Voith heißt WinDrive und ist ein hydrodynamisch regelbares Getriebe. Dafür wird ein Planetengetriebe mit einem hydrodynamischen Drehmomentwandler kombiniert und zwischen Hauptgetriebe und Generator verbaut. Der WinDrive ist dabei in der Lage, eine variable Rotordrehzahl in eine konstante Generatordrehzahl überzuführen.[80]

Der Drehmomentwandler ist ein, mit Flüssigkeit gefülltes, geschlossenes System mit einem Pumpenrad, einem

Turbinenrad und gleichmäßig verteilten Leitschaufeln im Inneren. Der Aufbau ist in Abbildung 53 dargestellt. Die Rotorwelle wird mit dem Planetenträger verbunden, welcher über die Planetenräder das Sonnenrad antreibt. Dieses gibt den Hauptteil der Rotorleistung direkt an den Generator weiter. Die restliche Leistung nimmt das Pumpenrad auf und setzt damit die Flüssigkeit in Bewegung. Je nach Stellung der Leitschaufeln nimmt das Turbinenrad Leistung auf und gibt sie an das Hohlrad des Planetengetriebes weiter. Durch dieses Zurückführen der Leistung entsteht ein Regelkreis, der die Drehzahl der Generatorwelle konstant hält. Der große Vorteil des Voith-Getriebes ist der dämpfende Effekt bei dynamischen Lastverhältnissen, die zum Beispiel durch Windstöße entstehen.[80]

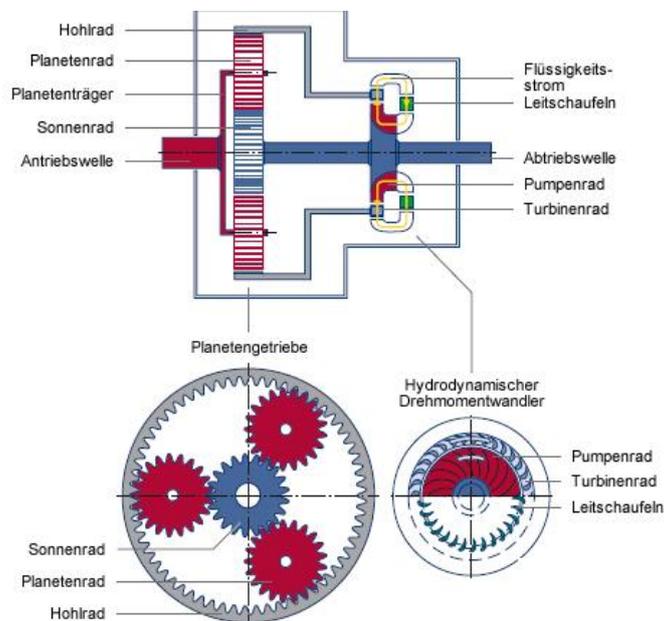


Abbildung 53: WinDrive - regelbares Getriebe [80]

5.3.6 Kupplung

Die Drehmomentübertragung zwischen dem Getriebe und dem Generator erfolgt entweder über eine starre Welle oder eine flexible Welle mit angeflanschter Kupplung. Starre Wellen werden üblicherweise nur in kleinen Windkraftanlagen eingesetzt, da dort die Belastungen auf den Triebstrang geringer sind. Durch die kurze Antriebswelle kann auch kompakter gebaut werden. Für größere Windenergiekonverter ist der Einsatz von Kupplungen unumgänglich, da diese mehrere Vorteile bieten. Kupplungen für Windkraftanlagen stehen in unterschiedlichen Größen und Ausführungsformen zur Verfügung und müssen je nach Anforderungsprofil ausgewählt werden.

Die Hauptaufgabe einer Kupplung ist das Reduzieren der Verspannungen im Triebstrang, die durch den laufenden Betrieb entstehen. Durch die flexible Verbindung können auch kleinere Montagefehler bei der Ausrichtung zwischen Getriebe- und Generatorwelle toleriert werden. Neben diesen Eigenschaften dient eine Kupplung auch zum Schutz des Getriebes. Eine Störung im mechanischen Triebstrang auf der Generatorseite kann zu starken Belastungen auf die einzelnen Getriebekomponenten führen und diese somit beschädigen. In diesem Fall hilft der Einsatz einer Rutschkupplung, die bei zu großen Drehmomenten durchrutscht und die starre Wellenverbindung löst. [3]

Eine weitere Funktion der Kupplung ist die elektrische Isolation zwischen Rotor und Generator. Ein Blitzeinschlag in den Rotor kann im Triebstrang schwere Schäden hervorrufen. Besonders gefährdet ist hier der Generator. Um das zu verhindern, wird eine Zwischenwelle aus Carbon oder aus glasfaserverstärktem Kunststoff in die Kupplung eingebaut. Dadurch wird ein Überschlag des Blitzstromes auf die Generatorseite verhindert. [8]

5.3.7 Rotorbremse

Als Rotorbremse kommen hauptsächlich Scheibenbremsen zum Einsatz. Diese werden meistens auf der schnelleren Generatorwelle direkt nach dem Getriebe angebracht, da auf dieser Seite weniger Drehmoment anliegt. Die Rotorbremse dient hauptsächlich als Haltebremse für das Fixieren der Anlage im Stillstand. Der Abbremsvorgang geschieht aerodynamisch über das Verstellen der Rotorblätter. Um die Sicherheit zu erhöhen wird die Rotorbremse, wenn möglich, so ausgelegt, dass sie im Notfall den Rotor abbremsen und zum Stillstand bringen kann. Für kleine Anlagen kann eine Rotorbremse auch als Betriebsbremse eingesetzt werden, sofern ihr Bremsmoment ausreicht, um die Anlage anzuhalten. [58]

Die Betätigung der Rotorbremse kann entweder hydraulisch oder elektrisch erfolgen. Die elektrische Ausführung hat den Vorteil kein Hydraulikaggregat zu benötigen und damit geringere Wartungskosten zu verursachen. Jedoch ist der Preis gegenüber der hydraulischen Bremse um einiges größer.[3]

5.3.8 Generator/Netzanschluss

Der Generator ist ein Teil des Triebstranges und dient der Umwandlung der mechanischen Energie in elektrische Energie. Die Rotorwelle der Windkraftanlage ist dabei über ein Getriebe mit dem Läufer der Drehstrommaschine gekoppelt. Da die Drehzahl eines Windrades nicht konstant ist, wird der Generator meistens in Kombination mit einem Umrichter ausgeführt. Dadurch wird ein drehzahlvariabler Betrieb mit sauberer Netzeinspeisung ermöglicht.

Windkraftanlagen können auch getriebelos ausgeführt werden. Die Rotornabe überträgt die mechanische Energie dabei direkt an den Läufer der Drehstrommaschine. Aufgrund der langsamen Drehzahl sind für diesen Betrieb sogenannte Ringgeneratoren im Einsatz. Diese speziellen Generatoren besitzen eine große Polpaarzahl. Dementsprechend sind sie um einiges schwerer und größer als herkömmliche Drehstrommaschinen.

Das Kühlsystem ist für einen wartungsfreien und möglichst langen Betrieb einer Windkraftanlage von großer Bedeutung. Um den größten Wärmeproduzenten, den Generator, auf einem verträglichen Temperaturniveau zu halten, kommen Luft- oder Wasserkühlungen in einem meist geschlossenen Kreislaufsystem zum Einsatz. Dieses Kühlsystem nimmt für große Anlagen sehr viel Platz in Anspruch. Im Offshore Bereich ist das geschlossene Kühlkreislaufsystem besonders wichtig, um so die salzhaltige Luft vom Inneren der Gondel fernzuhalten. Dafür kommen Luftaufbereitungsanlagen zum Einsatz, die das Salz aus der Luft filtern. Kleine Windkraftanlagen sind oft mit einer reinen Oberflächenkühlung ausgestattet und können dementsprechend kompakter konstruiert werden. Für Windkraftanlagen am Land können auch sogenannte Passivkühler verbaut werden. Bei diesem System wird der Wärmetauscher direkt vom Wind angeströmt und sorgt so für die Abkühlung des Generators. Die Energieeffizienz der Anlage kann dadurch erhöht und die Geräuschemissionen, aufgrund fehlender Ventilatoren, verringert werden.[8]

Netzanschluss

Der Anschluss einer Windkraftanlage ans öffentliche Stromnetz kann entweder direkt oder indirekt erfolgen. Die direkte Netzkopplung wird heutzutage kaum noch verwendet, da durch drehzahlsteife Generatoren, wie zum Beispiel dem Synchrongenerator, einerseits große Belastungen auf den Triebstrang wirken und andererseits durch Windböen generierte Spannungsschwankungen direkt ans Netz weitergegeben werden. Deshalb werden Windkraftanlagen heutzutage größtenteils über Frequenzumrichter indirekt mit dem Netz gekoppelt. Bauformen von Umrichtern sind der Direktumrichter oder Umrichter mit Gleichspannungs- oder Gleichstromzwischenkreis (siehe Abbildung 54). Der Direktumrichter wird aufgrund seiner aufwendigen Halbleitertechnik und seinem begrenzten Einsatzbereich jedoch nicht in Windkraftanlagen eingesetzt.[8]

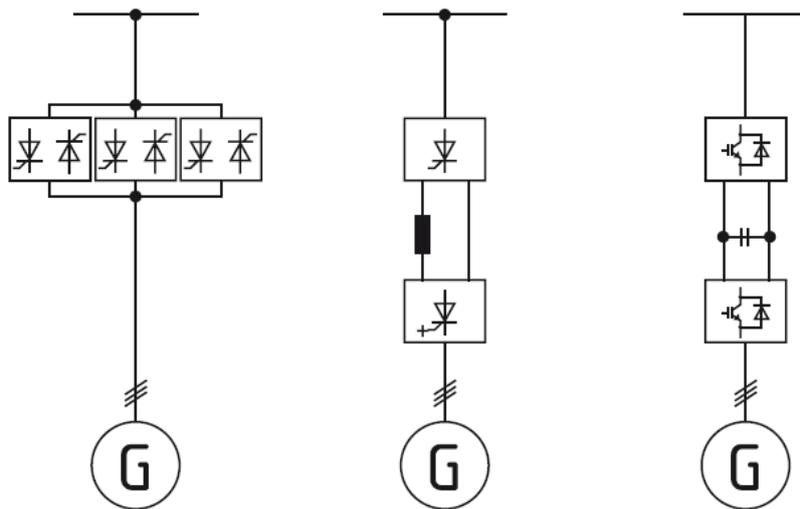


Abbildung 54: Umrichtervarianten: Direktumformer (Links), Umformer mit Gleichstromzwischenkreis (Mitte), Umformer mit Gleichspannungszwischenkreis (Rechts) [8]

Moderne drehzahlvariable Windkraftanlagen mit großen Leistungen setzen vorwiegend auf Gleichspannungs-Zwischenkreisumrichter. Diese bestehen aus einem gesteuerten Gleichrichter, der die generatorseitige, frequenzvariable Wechselspannung gleichrichtet, einem Gleichspannungszwischenkreis zur Entkopplung unterschiedlicher Frequenzbereiche und einem Wechselrichter, der den Gleichstrom in einen Wechselstrom nach Netzvorgaben wechselrichtet. Der Umrichter wird generatorseitig mit der variablen Frequenz der Windkraftanlage und netzseitig mit dem europäischen 50 Hz-Netz betrieben. Anforderungen an den Umrichter sind eine maximale Zuverlässigkeit, eine einfache Integration, eine gute Netzverträglichkeit, sowie eine umfassende Regelungsfunktionalität. Die indirekte Netzkopplung hat den Vorteil, dass die Windkraftanlage stets im optimalen Arbeitspunkt betrieben und somit das Leistungsmaximum herausgeholt werden kann. [57]

Generatortypen

Die Auswahl der geeigneten Drehstrommaschine hängt von mehreren Parametern ab. Die wichtigsten sind das dynamische Verhalten am frequenzstarreren Netz, die Regelbarkeit, der Drehzahlbereich, der Wirkungsgrad, die Größe, die Masse und die Kosten. In modernen Windkraftanlagen kommen Synchrongeneratoren, Asynchrongeneratoren und doppeltgespeiste Asynchrongeneratoren zum Einsatz.

- Synchrongenerator

Synchrongeneratoren können entweder direkt oder über einen Umrichter ans Netz angeschlossen werden. Bei einer direkten Kopplung wird die Drehzahl des Generators vom starren Netz vorgegeben. Diese Eigenschaft ist besonders bei Windkraftanlagen problematisch, da die Rotordrehzahl durch sich schnell ändernde Windbedingungen kurzzeitig stark schwanken kann und somit aufgrund der Drehzahlsteifig-

keit des Synchrongenerators hohe Belastungen auf die mechanischen Komponenten der Anlage wirken. Abhilfe schafft eine indirekte Netzkopplung über einen Umrichter, wodurch ein drehzahlvariabler Betrieb ermöglicht und der Triebstrang entlastet wird.

Der Bauart von Synchrongeneratoren ist aufwendiger als jene von Asynchrongeneratoren. Permanenterrregte Synchrongeneratoren werden heutzutage häufig in Windkraftanlagen verwendet. Für die Herstellung werden jedoch seltene Erden benötigt, die diesen Generatortyp sehr teuer machen. Als Alternative dazu können fremderregte Synchrongeneratoren in bürstenloser Ausführung zur Energieumwandlung eingesetzt werden. Der Wartungsaufwand wird durch das Weglassen der Schleifringe deutlich reduziert. Die Vorteile des Synchrongenerators sind der hohe Wirkungsgrad und die Möglichkeit der Blindleistungssteuerung durch die elektrische Erregung.

- Asynchrongenerator

Asynchrongeneratoren können im Gegensatz zu Synchrongeneratoren einfacher direkt ans Netz geschaltet werden. Besonders die kleineren Asynchrongeneratoren besitzen einen relativ großen Schlupf und erlauben so eine weiche Kopplung mit dem Netz. Bei großen Generatoren mit Leistungen im Multimegawattbereich liegt der Schlupf unter 1 %, wodurch die Drehzahlsteifigkeit deutlich zunimmt. Durch zusätzliche Maßnahmen kann der Schlupf zwar wieder erhöht werden, jedoch sinkt dabei der Wirkungsgrad. Um das Netz nicht zu stark durch Lastschwankungen zu belasten, werden heutzutage große Asynchrongeneratoren nur mehr über Umrichter ans Netz gekoppelt. Als Generatortyp kommt hauptsächlich der Kurzschlussläufer zum Einsatz. Die Vorteile sind die Robustheit und der geringe Wartungsaufwand. Ein Nachteil des Asynchrongenerators ist sein Blindleistungsbedarf, der aus dem Netz bezogen wird.[57]

- Doppeltgespeister Asynchrongenerator

Der doppeltgespeiste Asynchrongenerator ist ein Asynchrongenerator mit Schleifringläufer. Der Stator wird direkt mit dem starren Netz gekoppelt. Über die Rotorwicklung wird, mittels rückspeisefähigen Frequenzumrichters, eine, in ihrer Höhe und ihrer Frequenz variable, Spannung eingespeist. Die elektrische Leistung kann sowohl vom Läufer als auch vom Ständer ans angeschlossene Netz geliefert werden. Die Höhe der Wirkleistungs- und Blindleistungsabgabe wird über die Erregung eingestellt. Der doppeltgespeiste Asynchrongenerator kann untersynchron oder übersynchron betrieben werden. Die Vorteile dieses Generatortyps sind der große Drehzahlbereich, der hohe Wirkungsgrad und die getrennte Blindleistungs- und Wirkleistungsregelung. Die Nachteile sind der hohe Wartungsaufwand, der durch die benötigten Schleifringe entsteht, sowie die Belastung des Triebstranges durch Netzeinflüsse.[81]

5.3.9 Rotornabe

Die Nabe überträgt die von den Rotorblättern aufgenommene Windenergie auf den Triebstrang. Die dabei auftretenden Belastungen sind enorm. Zur Herstellung der Rotornabe wird deshalb mit Kugelgraphit oder Sphäroguss ein spezieller Stahlguss verwendet, der eine hohe Ermüdungsfestigkeit garantiert. Heutzutage werden Naben hauptsächlich in starrer Ausführung in Windkraftanlagen verbaut. Weniger verbreitete Bauformen sind die schlagende oder pendelnde Nabe. Abbildung 55 zeigt die verschiedenen Nabenbauarten.

Starre Nabe

Die starre Nabe wird gelenklos ausgeführt und ist dementsprechend die einfachste Bauform. Sie wird heutzutage in modernen Dreiblatt-Windkraftanlagen, meist in Kombination mit einer Pitchregelung, verbaut. Die Entlastung der Anlage erfolgt bei dieser Ausführung über die Blattwinkelverstellung. Im Vergleich zu den beiden anderen Nabentypen ist die starre Nabe weniger reparaturanfällig.[61]

Pendelnde Nabe

Die pendelnde Nabe wird in Zweiblattsystemen eingesetzt und dient der Entlastung des Triebstranges. Das Rotorgelenk ist dabei so ausgeführt, dass bei ungleichmäßiger Anströmung der Windkraftanlage die beiden Rotorblätter eine Pendelbewegung ausführen und somit eine Reduzierung der Biegebelastungen eintritt. Bei gleichmäßiger Windanströmung verhält sich die pendelnde Nabe entsprechend der starren Nabe.[57]

Schlagende Nabe

Die schlagende Nabenausführung wurde aufgrund der komplizierten und aufwendigen Umsetzung hauptsächlich in, heute kaum noch gebauten, Einblattanlagen installiert. Dabei ist das Rotorblatt mittels Schlaggelenken an der Nabe angebracht, wodurch die Belastungen an der Blattwurzel, sowie auf den Triebstrang, verringert werden.[2]

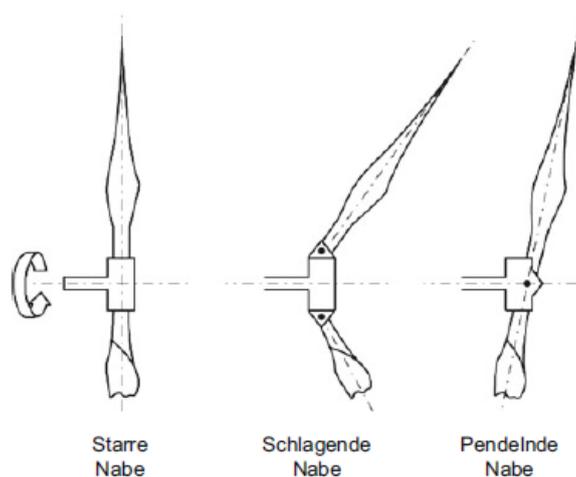


Abbildung 55: Nabenbauarten

5.3.10 Rotorblätter

Die wichtigste Komponente einer Windkraftanlage sind die Rotorblätter. Sie werden an der Rotornabe mit einem Blattwinkelverstellungssystem angebracht und können mittels diesem in die, für eine Drehbewegung des Rotors nötige, aerodynamisch günstige Position gedreht werden. Für einen ordentlichen Betrieb der Windkraftanlage sind das Design, das Material und das Gewicht der Rotorblätter von großer Bedeutung. Das derzeit längste Rotorblatt der Welt misst 88,4 m. (Stand: Juni 2016[82]) Für die bauliche Auslegung eines Rotorblattes dieser Länge spielen, neben dem Alterungsprozess des Materials und der Belastungen durch die Windströmung, die Biegemomente aus den Eigengewichten eine immer größere Rolle. Deshalb kommen als Material hauptsächlich glasfaserverstärkte Kunststoffe zum Einsatz.

Blattanzahl

Die optimale Schnelllaufzahl einer Anlage nimmt mit steigender Anzahl an Rotorblättern ab, wie unter Kapitel 5.1.2 beschrieben. Moderne Windkraftanlagen setzen vorwiegend auf Dreiblattsysteme, wobei das Interesse an Zweiflüglern speziell im Offshore-Bereich wächst. Einblattsysteme weisen nur eine geringe aerodynamische Stabilität auf und sind deshalb nur vereinzelt, in Form von Prototypen, am Markt vertreten.

- Zweiflügler

Windkraftanlagen mit zwei Rotorblättern besitzen den höchsten Leistungsbeiwert bei einer Schnelllaufzahl von 10 (siehe Abbildung 39). Dementsprechend erfolgt die Auslegung der Anlage für Schnelllaufzahlen im Bereich zwischen 8 und 14. Die Energieeffizienz der Zweiflügler kann mit jener von Anlagen mit Dreiblattroten mithalten, doch aufgrund des schlechten dynamischen Verhaltens werden sie kaum für die Windenergieerzeugung eingesetzt. Die Verwendung einer Pendelnabe, die diese dynamischen Belastungen verringert, ist mit hohen Kosten verbunden.

Im Bereich der Offshore-Windenergieerzeugung wird der Einsatz von Zweiflüglern jedoch wieder zum Thema. Das Niederländische Start-Up Unternehmen „2-B Energy“ forscht an einem zweiflügligen Leeläufer für den Einsatz auf See. Dort spielen die Lärmemission und das Laufverhalten der Anlage keine große Rolle. Durch diese Bauweise kann die Rotordrehzahl erhöht und somit die Getriebeübersetzung verringert werden. Zusammen mit dem Wegfall des dritten Rotorblattes und der einfacheren Installation und Instandhaltung der Zweiblattroten gegenüber den Dreiblattroten, kann hier einiges an Geld eingespart werden. Um die hohen Wechselbelastungen auf die Rotorblätter zu verringern, soll nicht auf eine Pendelnabe zurückgegriffen, sondern auf ein intelligentes Pitchverfahren gesetzt werden. Das Start-Up-Unternehmen plant einen voll betriebsfähigen Windpark mit neun Windkraftanlagen und einer Gesamtleistung von 65 MW als Demonstrationsprojekt für das Jahr 2019.[83][84]

- Dreiflügler

Eine Windkraftanlage mit drei Rotorblättern ist die Standardbauform, welche heutzutage für die Energieumwandlung von Windenergie in elektrische Energie verwendet wird. Die optimale Schnelllaufzahl für den maximalen Leistungsbeiwert liegt bei ca. 7. Ein Vorteil dieses Anlagentyps, verglichen mit Zwei- und Einflüglern, ist die verminderte Lärmemission und das ruhigere Betriebsverhalten aufgrund der geringeren Rotordrehzahl und die damit einhergehende geringere Blattspitzengeschwindigkeit. Diese Eigenschaften einer Windkraftanlage erhöhen die Akzeptanz bei den Menschen und sind ein wesentlicher Faktor dafür, warum heutzutage auf Anlagentypen mit Dreiblattausführung gesetzt wird. Weiters ist das dynamische Verhalten des Dreiblattrotors aufgrund der günstigeren Massenverteilung besser. Die Biegekräfte wirken dadurch weniger stark auf die Windkraftanlage, wodurch die Betriebssicherheit erhöht und eine längere Lebensdauer gewährleistet werden kann.[57]

Blattmaterial

Auf die Rotorblätter einer Windkraftanlage wirken große Kräfte. Die Auswahl der Materialien für den Bau der Rotorblätter erfolgt anhand deren Eigenschaften hinsichtlich der Dauer- und Bruchfestigkeit, des spezifischen Gewichtes, der zulässigen Bruchspannung und dem Elastizitätskoeffizienten. Als Leichtbaumaterial hat sich deshalb der Faserverbundwerkstoff, eine Kombination aus Kunstharz und Fasern, gegenüber Stahl, Aluminium, oder Holz durchgesetzt.

- Fasern

Der Faserverbundwerkstoff muss eine ausreichend hohe Steifigkeit und Festigkeit aufweisen. Diese Eigenschaften werden durch die Faserart, den Fasergehalt und der Faserrichtung definiert. Für Rotorblätter kommen Glas- und Carbonfaser in Frage. Für die Windkraftanlagen werden vorwiegend Glasfasern verwendet, da diese billiger sind als Carbonfasern und eine ausreichend hohe Festigkeit aufweisen. Zusätzlich sind ihre mechanischen Eigenschaften nicht richtungsabhängig und sie weisen keine elektrische Leitfähigkeit auf. Carbonfasern hingegen sind aufwendiger zu verarbeiten als Glasfasern und verlieren quer zur Faserrichtung stark an mechanischer Festigkeit. Sie werden nur bei langen Rotorblättern zur Verstärkung stark belasteter Stellen eingesetzt.[3]

- Harze

Das Harz umgibt zusammen mit Zusatzstoffen die Fasern. Dabei halten sie die Fasern am vorgegebenen Ort, leiten die Kräfte an diese weiter und schützen die Fasern vor äußeren Einflüssen. Aufgrund der guten Eigenschaften werden für Windkraftanlagen hauptsächlich Epoxidharze eingesetzt. Die Zusatzstoffe werden einerseits zur Streckung der Harze und andererseits zur Beeinflussung der Materialeigenschaften, wie zum Beispiel Erhöhung der Brandsicherheit, verwendet. [3]

5.3.11 Blattwinkelverstellung

Die Blattwinkelverstellung sitzt zwischen Nabe und Rotorblatt und dient der Leistungsregelung der Windkraftanlage. Sie wird elektrisch oder hydraulisch ausgeführt.

Elektrische Blattwinkelverstellung

Die elektrische Blattwinkelverstellung (Abbildung 56) wird standardmäßig in modernen Multi-Megawatt-Windkraftanlagen mit Pitch-Regelung eingesetzt. Aufgrund der enormen Kräfte, die bei der Drehung der Rotorblätter um ihre Längsachse auftreten, und aufgrund des geringen Platzangebotes in der Nabe, erfolgt die Pitch-Regelung heutzutage nicht von einer zentralen Stelle aus, sondern über



Abbildung 56: : Elektrisches Pitch-System [118]

dre separate Getriebemotoren. Die Getriebemotoren sind eine Kombination aus einem Elektromotor und einem Getriebe und dienen dazu, ein hohes Drehmoment bei gleichzeitig geringer Drehzahl zu generieren. Als Getriebestufen werden meist mehrere Planetengetriebe oder Schneckengetriebe eingesetzt. Die Geschwindigkeit mit der diese Getriebemotoren arbeiten ist ca. 5° bis 10° pro Sekunde.[2] Die einzelnen Motoren regeln zwar alle Rotorblätter auf den gleichen Pitch-Winkel, haben aber den Vorteil, dass bei Ausfall eines Motors die restlichen einmalig in Fahnenstellung schwenken können und somit die Anlage abgebremst wird. Um dieses System gegen Stromausfall zu sichern, werden Energiespeicher in Form von Blei-Gel-Akkumulatoren oder Ultrakondensatoren verbaut. Momentan wird gerade an einer Weiterentwicklung geforscht, die eine separate Ansteuerung der einzelnen Getriebemotoren erlaubt. Der Grund dafür ist die ungleiche Belastung der Rotorblätter während eines Umlaufes, wodurch Windenergie verloren geht. Das größte Hindernis dabei ist die genaue Erfassung der Belastung und die gleichzeitig geforderte schnelle Änderung des Pitch-Winkels. Die elektrische Blattwinkelverstellung ermöglicht eine deutlich präzisere Ansteuerung, bietet eine größere Flexibilität im Einbau und hat einen geringeren Wartungsaufwand als das hydraulische System.[3]

Hydraulische Blattwinkelverstellung

Die hydraulische Blattwinkelverstellung (Abbildung 57) benötigt mehr Platz als das elektrische System. Die Verstellung des Blattwinkels erfolgt über einen Zylinderkolben, der aufgrund der notwendigen Länge in einigen Fällen über die Rotornabe hinausragen kann. Als Sicherheitssystem gegen einen Stromausfall sind hydraulische Druckspeicher in der Rotornabe verbaut.[2]



Abbildung 57: Mechanisches Pitch-System [129]

5.3.12 Windmessung

Ungefähr zwei Prozent der gesamten Sonnenenergie, die jährlich auf die Erde trifft, wird in Windenergie umgewandelt. Theoretisch würde die daraus gewonnene Windleistung die gesamte auf der Erde installierte Kraftwerksleistung bei weitem übertreffen. In der Praxis kann natürlich nur ein kleiner Teil der weltweiten Windenergie technisch genutzt werden. [8]

Zur Bestimmung eines geeigneten Standortes für einen Windpark ist die Windmessung von großer Bedeutung. Es soll die Windstärke, die Windrichtung, sowie der zeitliche Verlauf erfasst werden. Anhand dieser Daten wird auch festgelegt, welche Art von Windkraftanlagentyp errichtet wird. Wichtig bei solchen Windmessungen ist die Erfassung der erforderlichen Winddaten über einen Zeitraum von mehreren Monaten, da diese von Tag zu Tag stark variieren können. Es gibt einige geeignete Messgeräte hierfür.

Anemometer

Ein Anemometer dient zur Messung von Windgeschwindigkeit und ist in verschiedenen Ausführungsformen erhältlich. Um zusätzlich auch die Windrichtung erfassen zu können, wird oft noch eine Windfahne mit angebracht. Die bekannteste Ausführung ist das Schalensternanemometer, welches, zum Beispiel, an Liftstützen in Schigebieten zu sehen ist. Es besteht aus mehreren halbkugelförmigen Schalen, welche auf einer vertikalen Drehachse angebracht sind. Je nach Windstärke dreht sich das Schalensternanemometer unterschiedlich schnell und erzeugt dabei ein elektrisches Signal, das proportional zur Windgeschwindigkeit ist. Vorteile dieses Aufbaus sind die windrichtungsunabhängige Geschwindigkeitsmessung, der robuste Aufbau, sowie der geringe Energieverbrauch. Probleme bereiten schnelle Änderungen der Windgeschwindigkeit, die aufgrund der Trägheit des Messgerätes schlecht erfasst werden können. [63]

Eine weitere Ausführungsform ist das Ultraschallanemometer, mit dem Windgeschwindigkeiten in verschiedene Raumrichtungen ermittelt werden können. Das Messgerät besteht aus mehreren Sensorpaaren mit festem Abstand, die Ultraschall aussenden bzw. detektieren. Der Wind überlagert sich mit dem Schall und führt so zu unterschiedlichen Laufzeiten zwischen den Sensorpaaren. Daraus kann die Windgeschwindigkeit in der jeweiligen Raumrichtung berechnet werden. Eingesetzt werden Ultraschallanemometer hauptsächlich zur Untersuchung von turbulenten Windgebieten, da hier, im Gegensatz zum Schalensternanemometer, Trägheit keine Rolle spielt. Ein weiterer großer Vorteil ist der wartungsfreie Betrieb, da keine beweglichen Teile verbaut sind. Aufzupassen ist jedoch auf Strömungsstörungen, die durch Bauteile des Messgerätes verursacht werden, und somit die Messung verfälschen. [85]

Ein anderes Messprinzip verwendet das Staudruckanemometer. Die Luftmassen strömen in die sogenannte Prandtl-Sonde, die den Gesamtdruck, sowie den statischen Druck misst. Anhand der Druckdifferenz kann die Windgeschwindigkeit errechnet werden. Dieses Messgerät wird hauptsächlich zur Messung großer Windgeschwindigkeiten eingesetzt. [86]

SODAR/LIDAR

Windsensoren wie beispielsweise Anemometer müssen in einer Höhe angebracht werden, in der die Messung erfolgen soll. Die immer größer werdenden Windkraftanlagen erfordern daher auch dementsprechende Masten für die Windgeschwindigkeitsmessung. Die Eingeschränktheit bei dieser Messung, bedingt durch die Ausrichtung der Masten, sowie der große bauliche Aufwand, haben dazu geführt, dass in den letzten Jahren Geräte interessant wurden, die am Boden installiert werden und von dort aus die Winddaten in mehreren hundert Metern Höhe erfassen. Zwei solcher Messgeräte sind hier zu nennen. Das SODAR (Sound Detecting And Ranging) und das ähnlich funktionierende LIDAR (Light Detecting And Ranging).

Das SODAR-Messgerät sendet Schallimpulse aus, die aufgrund von Inhomogenitäten in der atmosphärischen Grenzschicht zum Teil wieder reflektiert werden. Diese Inhomogenitäten entstehen durch ungleiche Temperatur- und Feuchtigkeitsfelder in der Atmosphäre und bewegen sich entsprechend der Luftströmung. Der Empfänger am Boden detektiert die reflektierten Schallwellen und schließt daraus auf die Signallaufzeit, sowie auf die Frequenzverschiebung aufgrund des Dopplereffektes. Anhand dieser Daten lassen sich dann die Windgeschwindigkeit bzw. die Windrichtung in einer beliebigen Höhe berechnen. Um einen dreidimensionalen Windvektor zu erhalten müssen mehrere Sender und Empfänger, die jeweils andere Richtungen abdecken, betrieben werden. Beim SODAR unterscheidet man zwischen einem monostatischen Betrieb, bei dem der Sender auch gleichzeitig der Empfänger ist und dem bistatischen Betrieb, bei dem Sender- und die Empfängerantennen getrennt voneinander aufgebaut sind.[87]

Das LIDAR-Messgerät arbeitet nach dem gleichen Prinzip wie ein SODAR-Messgerät. Statt der Schallwellen werden Laserstrahlen ausgesendet, reflektiert und detektiert. Auch hier werden anhand der empfangenen Lasersignale die Windrichtung sowie die Windgeschwindigkeit errechnet. [88]

Ein großer Vorteil dieser Sensoren ist die indirekte Messung der Windgeschwindigkeit in großen Höhen, sodass keine Masten errichtet werden müssen. Jedoch haben diese Messgeräte einen großen elektrischen Leistungsbedarf und die Genauigkeit im Vergleich zu den Anemometern ist geringer. Im Gegensatz zum LIDAR-System ist das SODAR-Messgerät auch noch sehr anfällig gegenüber Störgeräuschen. [2]

5.3.13 Sensoren/CMS

Der Betrieb einer Windkraftanlage erfolgt heutzutage komplett automatisch über ein computergestütztes Steuerungs- und Regelungssystem. Die, für die Berechnungen wichtigen, Parameter kommen von Sensoren, die über die ganze Anlage verteilt sind. Anhand dieser Daten kann die Windkraftanlage im optimalen Betriebspunkt gehalten und die Stromgewinnung somit maximiert werden. Das Steuerungssystem hat weiters die Aufgabe, die Windkraftanlage in einem sicheren Betriebszustand zu halten und gegebenenfalls regulierend einzugreifen, um Schäden an Anlagekomponenten oder einen Betriebsausfall zu verhindern.

Die Sensoren messen unter anderem

- die Rotordrehzahl,
- den Blattverstellwinkel,
- die Windgeschwindigkeit,
- Drehzahl, Spannung und Strom des Generators,
- die Temperatur in den Generatorwicklungen,
- die Temperatur im Inneren der Schaltkästen,
- die Öl- und Lagertemperatur im Getriebe,
- die Außentemperatur,
- den Bremsenverschleiß
- den Hydraulikdruck,
- das Schwingungsverhalten,
- die Anlagenausrichtung,
- u.v.m.

Für den Betreiber einer Windkraftanlage ist ein technisch sicherer und wirtschaftlich erfolgreicher Betrieb wichtig. Dabei spielt die Instandhaltung eine große Rolle. Anlagekomponenten werden in regelmäßigen Abständen auf Abnutzungserscheinungen oder Defekte hin überprüft und gegebenenfalls ausgetauscht. Heutzutage erfolgt die Planung und Koordinierung dieser Wartungs- und Reparaturintervalle immer häufiger auf Basis von Sensordaten der Anlage. Hierfür werden sogenannte „Condition Monitoring Systeme“ kurz CMS eingesetzt.

Ein Condition Monitoring System dient der Zustandsüberwachung der Windkraftanlage mit dem Ziel, Stillstandzeiten oder teure Reparaturen, aufgrund von früh erkennbaren Fehlern oder Schäden, auf ein Minimum zu senken. Das CMS stellt somit die Basis für eine zustandsorientierte Instandhaltung. Besonders für Offshore Anlagen ist diese vorbeugende Instandhaltungsstrategie, aufgrund der erschwerten Zugänglichkeit und der hohen Stillstandkosten, ein großer Vorteil. Eine Investition in ein CMS schützt die Windkraftanlage zwar nicht hundertprozentig, vermindert aber die Ausfallwahrscheinlichkeit durch die Optimierung der Wartungs- und Reparaturintervalle.[89]

5.4 Technische Entwicklung von Windkraftanlagen

Die stetige technische Weiterentwicklung von Windkraftanlagen ist für die Aufrechterhaltung und Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit am europäischen Energiemarkt von großer Bedeutung. Primär geht es darum, den Stromertrag von Windenergiekonvertern zu erhöhen, ihre Verfügbarkeit sicherzustellen und die Stromgestehungskosten der Anlagen zu senken. Dafür muss, neben der Steigerung der Anlagenleistung, auch eine lange Lebensdauer und eine hohe Zuverlässigkeit der Anlagenkomponenten gewährleistet werden. Einige Forschungsziele für Windkraftanlagen im On- und Offshore-Bereich sind, zum Beispiel, die Reduktion der Schallemission, die Entwicklung robuster und widerstandsfähiger Materialien, eine effizientere Netzanbindung, das Erreichen von Leistungen größer 10 MW für Offshore-Anlagen und eine Verbesserung des Energiemanagements.

Um die Entwicklung von neuen Technologien und das Erlangen von Know-How in Europa voranzutreiben, hat die europäische Kommission ein EU-Förderprogramm namens „Horizon 2020“ ins Leben gerufen. Dieses Forschungs- und Innovationsprogramm stellt ab 2014 über einen Zeitraum von sieben Jahren ca. 80 Mrd. Euro als Fördermittel zur Verfügung, mit der Absicht, Kooperationen zwischen Wissenschaft und Wirtschaft verstärkt zu forcieren.

Ein signifikanter Teil der Fördergelder fließt auch in Projekte für den Bereich Windenergienutzung. Über 140 Mio. Euro wurden, Stand Ende 2015, aus diesem Förderpotopf für den Bereich Windkraftnutzung vergeben. In den mehr als 60 geförderten Projekten wird an folgenden Bereichen primär geforscht [90]:

- Innovationen im Bereich schwimmender Fundamente und Offshore-Türme
- Neue Verfahren und neue Geräte zur Analyse von Windressourcen
- Alternative Konzepte zu derzeitigen Windkraftanlagen
- Verbesserung von Steuerungs- und Überwachungssoftware
- Neue Ideen zur Anbindung von Windkraftanlagen ans Stromnetz
- Erforschung langlebiger und robuster Werkstoffe
- Weiterentwicklung bestehender Bauteile, allen voran der Rotoren

Mehr als die Hälfte der Mittel fließen in die Erforschung von neuen Werkstoffen und der Weiterentwicklung des Triebstrangs. Am zweitmeisten Fördergelder fließen in Projekte zur Verbesserung von Offshore-Technologien. In Europa sind hauptsächlich Spanien, Großbritannien, Deutschland, die Niederlande und Dänemark an den geförderten Projekten beteiligt. [90]

Europäische Förderprogramme für F&E, wie z.B. das oben genannte, sind für den Kontinent essentiell, um nicht gegenüber anderen Nationen an Boden zu verlieren. Abbildung 58 zeigt, welchen Anteil die jeweiligen Nationen an der F&E von Hauptkomponenten für die Windkraftnutzung haben. Asien und Europa dominieren die

sen Markt, wobei Asien bei Rotorblättern, Türmen, Kontrollsystemen, Turbinenlager und Europa bei Generatoren, Offshore-Fundamente, Wandlersystemen die Nase vorn hat. Nordamerika und der Rest der Welt spielen hier nur eine geringe Rolle. In der Grafik ist, anhand der blauen Linie, zusätzlich ersichtlich, in welche Anlagenbereiche am meisten Forschung und Entwicklung gesteckt wird. [90]

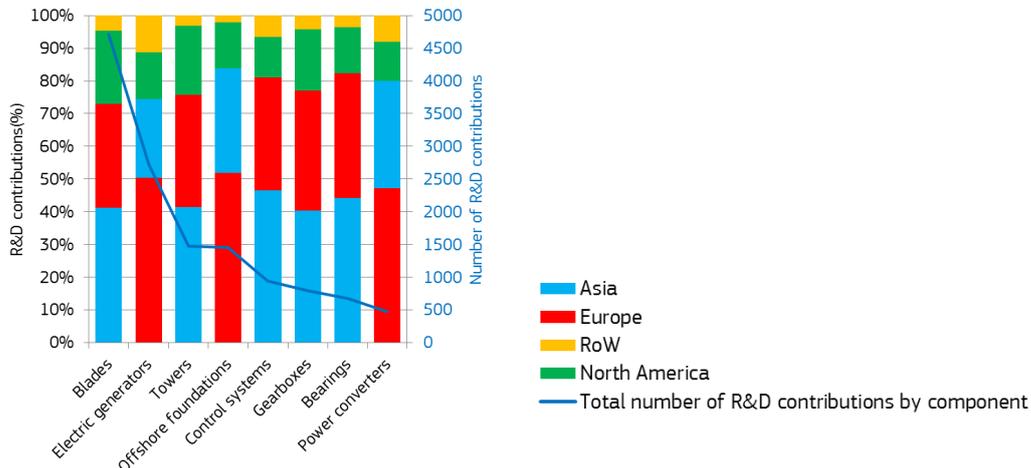


Abbildung 58: F&E Beiträge für Windanlagenkomponenten von einzelnen Nationen [90]

Leistungsklassen

Anhand der internationalen Norm IEC 61400 lassen sich Windkraftanlagen in Bezug auf vorherrschende Windverhältnissen klassifizieren. IEC I entspricht einer jährlichen Durchschnittsgeschwindigkeit von 10 m/s, IEC II 8,5 m/s, IEC III 7,5 m/s und IEC IV 6 m/s. Um eine Windkraftanlage wirtschaftlich betreiben zu können, muss die durchschnittliche Windgeschwindigkeit mindestens 5,5 m/s betragen. In Abbildung 59 wird die Aufteilung der europäischen Anlagenleistungen im Onshore-Bereich in Abhängigkeit der vier IEC-Windklassen über die Jahre 2006 bis 2015 dargestellt. Je nach Windklasse kommen entweder Stark- oder Schwachwindanlagen zum Einsatz. Letztere besitzen größere Rotorblattdurchmesser mit optimierten

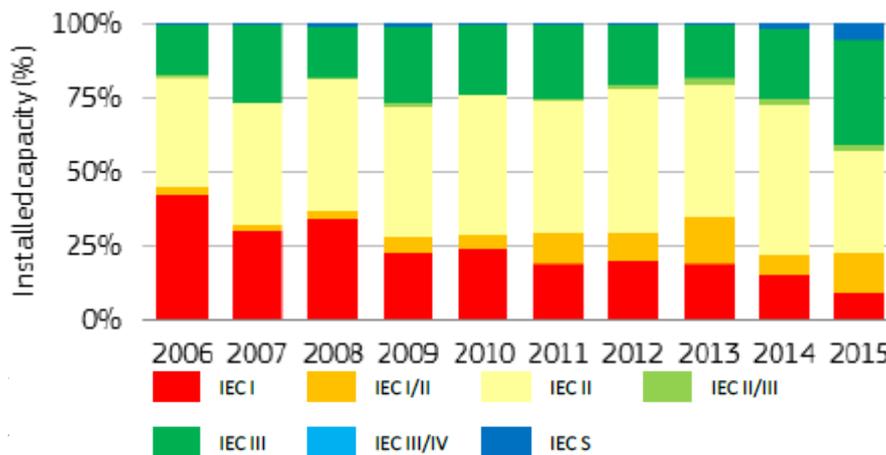


Abbildung 59: Entwicklung der Onshore Leistungsverteilung in Europa nach Windklassen [90]

Rotorblattprofilen, um eine höhere Effizienz zu erreichen. Die spezifische Leistung (W/m^2) ist jedoch geringer als jene von Starkwindanlagen. [90]

In Europa zeigt sich ein Rückgang der „Klasse I“-Windkraftanlagen und ein Trend hin Richtung Windkraftanlagen der Klasse II und Klasse III. Dies verdeutlicht auch die Abbildung 60, die den Rückgang der spezifischen Leistung von Windkraftanlagen in Europa zwischen 2006 und 2015 darstellt. Der Grund für diesen Rückgang ist die vermehrte Errichtung von Schwachwindanlagen.

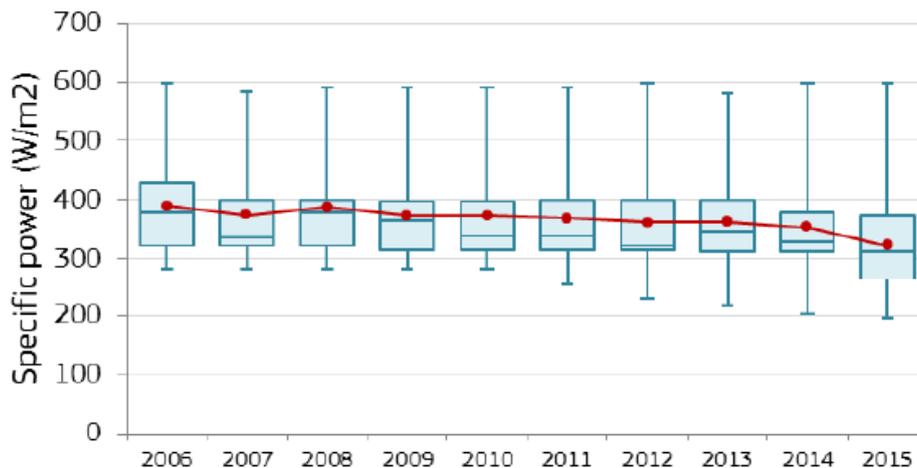


Abbildung 60: Entwicklung der spezifischen Leistung von WEA in Europa [90]

Diese Entwicklung hängt auch maßgeblich von den länderspezifischen Windverhältnissen ab. Deutschland, als Spitzenreiter in der Windenergiebranche in Europa, setzt zunehmend auf Schwachwindanlagen. Der Grund hierfür ist die geringe Verfügbarkeit von Starkwindstandorten. Im Jahr 2014 konnten 77,4 % der neu installierten Windkraftanlagen in Deutschland der Klasse II und III zugeordnet werden. [91] Im Gegensatz dazu setzen Länder mit guten Windbedingungen, wie Großbritannien und die Niederlande, im Onshore Bereich weiterhin auf Starkwindanlagen. Über 50 % der neu installierten Anlagen im Jahr 2015 in diesen Ländern wurden auf die Windklasse I ausgelegt.[90]

Turm

Um einen möglichst großen Stromertrag von Windkraftanlagen zu erhalten, sind konstante Luftströmungen und hohe Windgeschwindigkeiten notwendig. Diese Gegebenheiten treten in großen Höhen auf, da dort der negative Einfluss der Bodenstruktur deutlich abnimmt. Abbildung 61 zeigt die Entwicklung der Nabenhöhe von Windenergieanlagen in Europa im Zeitraum 2007 bis 2015 im Onshore-Bereich links und im Offshore Bereich rechts. Die durchschnittliche Turmhöhe von WEA an Land ist in diesem Zeitraum um 9% gewachsen. Ein Grund dafür sind die für

Schwachwindanlagen benötigen längere Rotorblätter. Der leichte Rückgang zwischen 2013 und 2015 ist auf die allgemein geringe Datenmenge, bezogen auf die Turmhöhe von WEA, zurückzuführen. Die durchschnittliche Turmhöhe von Offshore WEA ist im Vergleich stärker gewachsen und hat im betrachteten Zeitraum um fast 20 m zugelegt. [90]

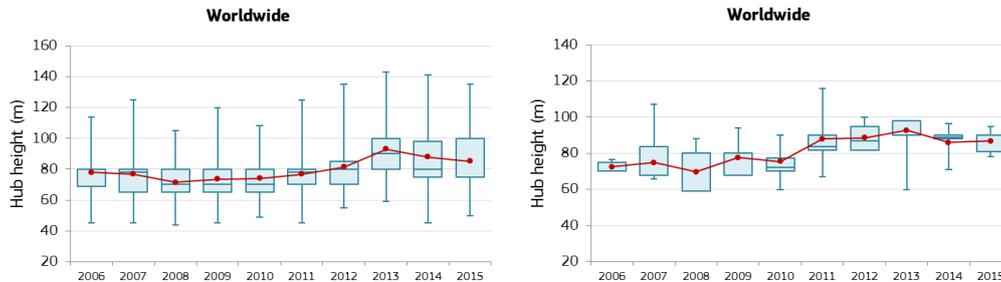


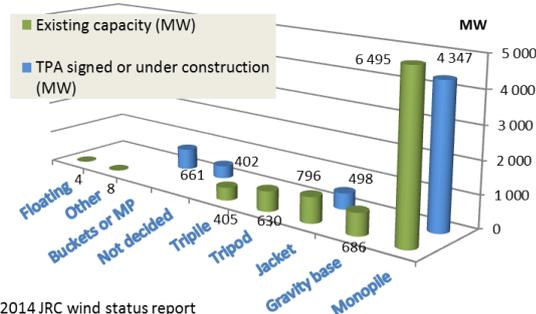
Abbildung 61: Entwicklung der weltweiten Turmhöhen onshore (links) und offshore (rechts) [90]

Offshore-Fundamente

Für Gründungen von Windkraftanlagen im Meeresgebiet werden in Europa hauptsächlich Monopiles eingesetzt. Abbildung 62 zeigt deutlich die dominierende Rolle dieses Fundamenttyps am WEA-Markt im Vergleich zu den restlichen Varianten. Durch die Entwicklung besonders großer Monopiles können die stetig wachsenden Windkraftanlagen auch in Wassertiefen von 30 m bis 50 m sicher im Boden verankert werden. Über die Jahre wurden die Durchmesser der Monopiles immer größer.

Sie haben heutzutage einen Durchmesser bis zu 7 m und erlauben somit das Aufstellen von Windkraftanlagen mit einer Nennleistung von 6 MW. Für geringere Leistungsklassen (bis 2,3 MW) kommen hauptsächlich Schwergewichtsfundamente zum Einsatz. In Zukunft soll auch vermehrt auf „Suction Bucket“-Gründungen zurückgegriffen werden, da diese sehr zeit- und kosteneffizient sind. [92]

Breakdown of foundations by type (EU)



2014 JRC wind status report

Abbildung 62: Gründungstypen für Offshore-Anlagen (geplante und existierende) - Anfang 2015 [92]

Rotorblätter

Der Rotordurchmesser stieg in Europa von 2006 bis 2015 stetig an, wie in Abbildung 64 dargestellt. Diese Entwicklung, hin zu durchschnittlichen Rotordurchmessern von knapp 100 m, ist der ausgezeichneten Materialforschung zu verdanken. Die

Rotorkreisfläche konnte in diesem Zeitraum von 3.790 m² auf 7.900 m² vergrößert, und damit mehr als verdoppelt, werden. [90]

Abbildung 63 zeigt das Verhältnis zwischen Blattgewicht und Blattlänge. Als Material wird größtenteils Glasfaser eingesetzt. Bei besonders langen und schweren Rotorblättern kommt, aus Kostengründen, meist eine Kombination aus Glasfaser und Carbonfaser zum Einsatz, um so die erforderliche Stabilität und die nötige Bruchfestigkeit zu erhöhen.

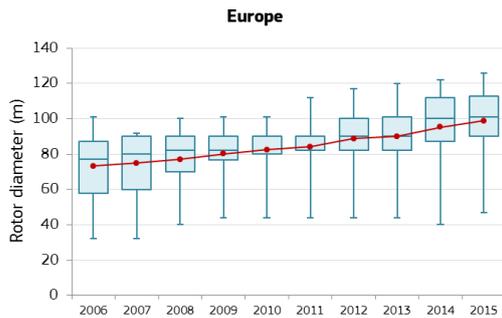


Abbildung 64: Entwicklung Rotordurchmesser [90]

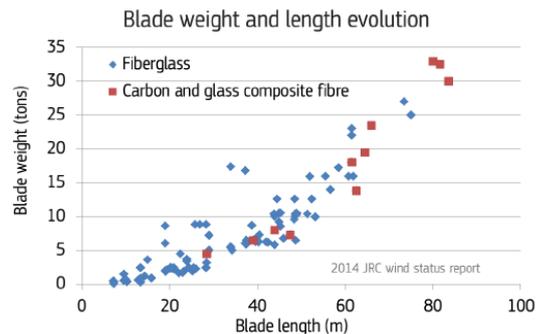


Abbildung 63: Entwicklung Blattgewicht und Blattlänge [92]

Leistungsregelung

Die Leistungsregelung ist ein wichtiger Teil der Windkraftanlage, um zu hohe Belastungen auf die Anlagekomponenten zu verhindern und so mögliche Schäden zu vermeiden. Wie in Abbildung 65 ersichtlich, wird die Leistungsregelung hauptsächlich über eine Pitchregelung gewährleistet. Die passive und aktive Stall-Regelung wird, ab dem Jahr 2008, in Europa quasi nicht mehr verwendet. Zirka 20 % des Marktanteiles wird durch die individuelle Pitchregelung abgedeckt. Dieses Verfahren reduziert zwar asymmetrische Belastungen durch individuelles Verstellen der einzelnen Rotorblätter, ist aber sehr komplex in der Anwendung.[91]

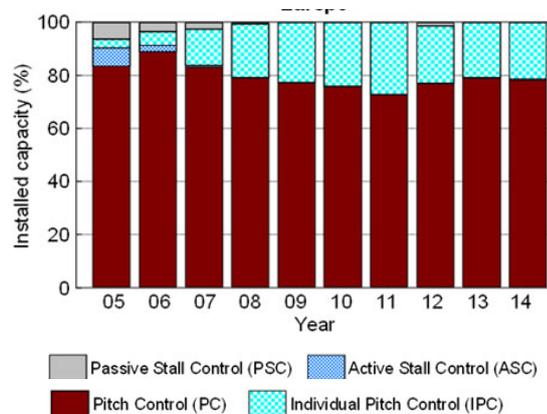


Abbildung 65: Entwicklung der Leistungsregelung von WEA von 2005 bis 2014 [91]

Triebstrang

Die Entwicklung des Triebstrangs einer Windkraftanlage lässt sich anhand der eingesetzten Getriebe, Generatoren und Umrichter beobachten. Je nach Konfiguration dieser Komponenten werden sechs verschiedene Typen (Typ A bis Typ F) unterschieden [91]:

Typ A: Asynchrongenerator als Käfigläufer. Die Rotordrehzahl wird durch die Rotationsgeschwindigkeit des Windrades vorgegeben. Es ist kein variabler Betrieb möglich. Der Ständer wird direkt, also ohne Umrichter, mit dem Netz gekoppelt.

Typ B: Asynchrongenerator als Schleifringläufer. Der Strom im Rotor wird über einen variablen Rotorwiderstand gesteuert. Dieser Typ erlaubt einen flexibleren Betrieb als Typ A. Der Ständer wird direkt mit dem Netz gekoppelt.

Typ C: Doppelt gespeister Asynchrongenerator. Der Strom im Rotor wird über einen Umrichter gesteuert. Der Ständer wird direkt mit dem Netz gekoppelt.

Typ D: Synchrongenerator mit Umrichter und Direktantrieb ohne Getriebe. Er hat keine direkte Netzkopplung und erlaubt somit eine variable Drehzahl. Die Erregung erfolgt über Permanentmagnete oder über eine Fremderregung.

Typ E: Synchrongenerator mit Umrichter und vorgeschaltetem Getriebe.

Typ F: Asynchrongenerator als Käfigläufer mit Umrichter und vorgeschaltetem Getriebe.

Abbildung 66 zeigt die Entwicklung der Triebstrangkonfiguration in Europa zwischen den Jahren 2006 und 2015 für Onshore-WEA oben und Offshore-WEA unten. Typ A und Typ B spielen heutzutage kaum noch eine Rolle. Die meisten Windkraftanlagen an Land in Europa haben einen Triebstrangaufbau nach Typ C. Wie die Grafik jedoch zeigt, geht dieser Anteil langsam zurück und wird durch die Typen D, E und F ersetzt. Besonders die Anzahl an Windkraftanlagen mit permanent erregten Synchrongeneratoren hat in den letzten Jahren deutlich zugenommen, da diese im Teillastbetrieb effizienter sind als doppeltgespeiste Asynchrongeneratoren. Weiters haben sie weniger bewegliche Teile, wodurch die Wartungsintervalle länger sind. Der einzige Nachteil sind die hohen Kosten der Permanentmagnete. [90]

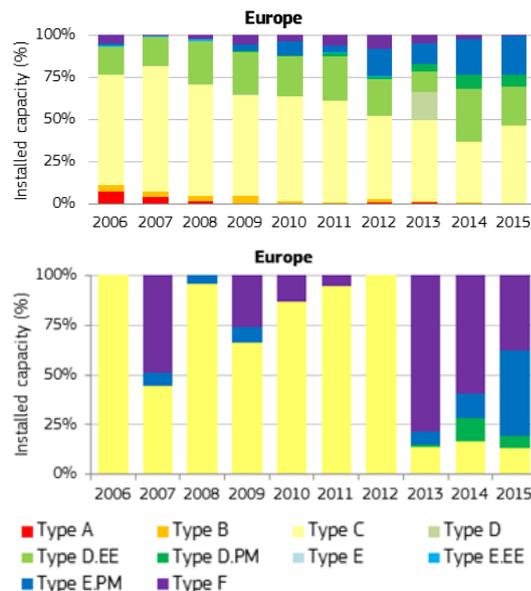


Abbildung 66: Entwicklung der Triebstrangkonfiguration in Europa von 2005 bis 2014 [90]

Im Offshore-Bereich haben sich die Hersteller von dem, bis 2012 dominierenden, Typ C-Aufbau verabschiedet und setzen in den letzten Jahren hauptsächlich auf die Triebstrangkonfigurationen Typ D, Typ E und Typ F. [90]

5.5 Netzintegration

Die Netzintegration von nachhaltigen Stromerzeugungsanlagen, besonders jene von Windkraftanlagen, ist aufgrund der angestrebten Energiewende eine große Herausforderung für die Netzbetreiber in Europa. Die stärkere Fokussierung auf erneuerbare Energien hat einen großen Einfluss auf das bestehende Übertragungs- und Verteilungsnetz. Für neu gebaute Windparks, mit immer größer werdenden Leistungen, müssen geeignete Anschlusspunkte gefunden werden, die den gesetzlichen Bestimmungen der jeweiligen Länder entsprechen. Das Netz muss die Aufnahmefähigkeit und die Übertragung der installierten Leistungen, sowie einen einwandfreien und sicheren Betrieb im Zusammenspiel mit den Windkraftanlagen gewährleisten. Dazu werden Sicherungsmechanismen, wie zum Beispiel Leistungsschalter und Entkopplungsschutzeinrichtungen (Frequenz- und Spannungsüberwachung), eingebaut, um im Falle einer Störung die sichere Trennung der Windkraftanlage vom Netz sicherzustellen.

Die Netzanbindung von Offshore Windparks ist eine große Herausforderung für Anlagen- und Netzbetreiber. Um eine Verbindung zum Stromnetz am Festland herzustellen, werden moderne Übertragungstechnologien benötigt, die im Höchstspannungsbereich arbeiten und somit große Leistungen über lange Distanzen so verlustarm wie möglich transportieren. Trotz der rauen Bedingungen auf See müssen die eingesetzten Komponenten eine hohe Zuverlässigkeit garantieren. In Küstennähe kommen aus Kostengründen hauptsächlich Drehstrom-Übertragungen zum Einsatz. Steigt jedoch die Entfernung zum Festland, so treten bei dieser Technologie hohe Übertragungsverluste auf und machen sie somit unwirtschaftlich. Deshalb setzen küstenferne Offshore-Windparks auf die sogenannte Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ). Diese haben zwar einen komplizierteren Systemaufbau, besitzen aber durch die verlustarme Übertragung einen entscheidenden ökonomischen Vorteil. Diese Technologie wird oft in Kombination mit einer Clusterbildung mehrerer Offshore-Windparks verwendet. Ein Cluster bedeutet einen Zusammenschluss mehrerer Windparks über Drehstromkabel mit einer Konverterstation, die schließlich über eine Hochspannungs-Gleichstrom-Anbindung den kombinierten Stromertrag aufs Festland liefert.

Aufgrund der rasanten Zunahme der Windkraftleistung der letzten Jahre, speziell im Offshore-Bereich, ist langfristig ein Ausbau des europäischen Stromnetzes notwendig, um so eine hohe Qualität der Energieversorgung sicherzustellen. Hierbei taucht immer wieder der Begriff „europäisches Supergrid“ auf, welches auf HGÜ-Technologie basiert und weit entfernte Gebiete miteinander verbinden soll. Somit könnten die hohen Strommengen der Offshore-Windparks effizient aus der Region abtransportiert werden. Kurzfristig können bestehenden Netze durch eine intelligente Stromflusssteuerung und durch den Einsatz von Energiespeichern entlastet werden. Ein intelligentes Stromnetz fordert hierfür ein abgestimmtes Zusammenspiel zwischen Erzeugern, Verbrauchern, Stromspeichern und Netzkomponenten.

Europäisches Stromnetz 2050

Das EU-Forschungsprojekt „eHighway 2050“ hat im Jahr 2015 einen Szenariobericht über die mögliche Entwicklung des europäischen Stromnetzes bis 2050 veröffentlicht. Das Gemeinschaftsprojekt mehrerer europäischer Institutionen hatte zum Ziel, eine langfristige Planungsmethodik für den Ausbau der europäischen Netzinfrastruktur zu schaffen. Anhand der Auswertung mehrerer Szenarien entstand so ein modularer Entwicklungsplan, der ein effizientes europäisches Übertragungsnetz im Jahr 2050 sicherstellen soll.

Insgesamt wurde die Auswirkung von fünf Szenarien, in denen erneuerbare Energien einen Bereich zwischen 40-100 % am Energiemix abdecken, auf das Übertragungsnetz simuliert und dokumentiert. Jenes Szenario mit der größten Übereinstimmung zum vorgegebenen EU-Ziel für 2050 (siehe 3.1.3), mit einem Anteil erneuerbarer Energien von 75 %, ist das „large-scale RES“-Szenario. Deshalb wird in dieser Arbeit das Forschungsergebnis auf Basis dieses Szenarios angeführt. Die genaue Aufteilung der regenerativen Energieträger für das „large-scale RES“-Szenario ist in Abbildung 67 ersichtlich. Neben dem Anteil erneuerbarer Energien von 75 %, besetzen Atomkraftwerke 20 % des Energieerzeugermarktes, die restlichen 5 % teilen sich Stromerzeuger, die mit fossilen Energieträgern arbeiten. Der angenommene jährliche Energieverbrauch in Europa im Jahr 2050 wird in diesem Szenario mit 5.200 TWh angenommen. Die definierte Gesamtlast liegt zwischen 400 GW und 926 GW. Auch die Stromimporte einiger europäischer Mitgliedsländer betragen bis zu 60 % der nationalen Stromnachfrage. Die Laststeuerungsmöglichkeit ist sehr limitiert. [93]

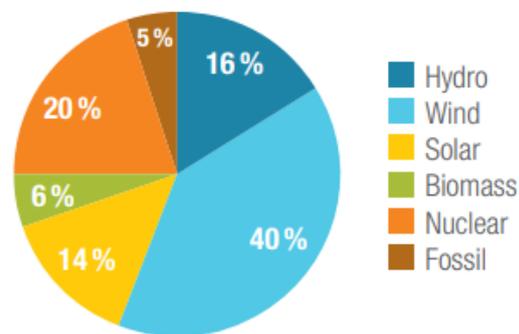


Abbildung 67: Energiemix Szenario 2050 [93]

Netzentwicklung 2050 nach „large scale RES“-Szenario

Ein Ziel des „eHighway 2050“ war die Entwicklung eines Erweiterungsplans für das gesamteuropäische Stromübertragungsnetz für das Jahr 2050. Die Abbildung 68 zeigt die Erzeugungskapazitäten der einzelnen europäischen Länder (links), sowie die dafür notwendigen Netzvoraussetzungen (rechts) für das „large scale RES“-Szenario im Jahr 2050. Die grünen Verbindungen zeigen jene Netzleitungen, um die das bestehende, in Grau gehaltene, Netz erweitert werden muss, sodass die erzeugten Leistungen aus den Regionen abtransportiert werden können. Die Grafik verdeutlicht den notwendigen Netzausbau, vorallem im nördlichen Teil Europas, der hauptsächlich auf die zukünftig starke Windkraftnutzung in diesen Regionen zurückzuführen ist. Hervorzuheben sind hier die Verbindungen nach Norwegen, Schweden, Großbritannien, sowie der Ausbau in Italien, zwischen Spanien und Frankreich, sowie über das Baltikum. [93]

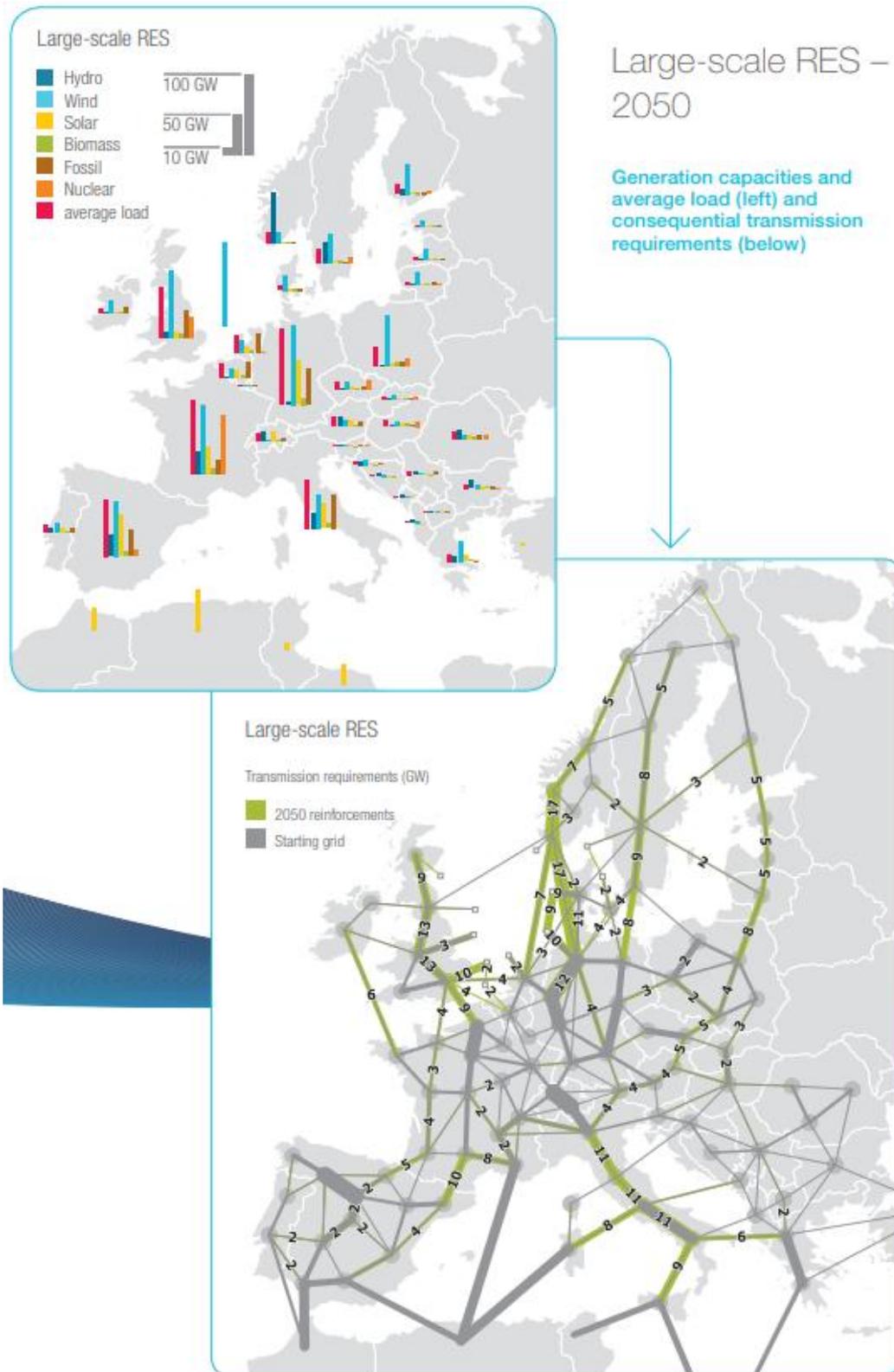


Abbildung 68: Erzeugungskapazitäten (links) und Übertragungsnetz in Europa 2050 für das „large scale RES“-Szenario [93]

Schlussfolgerung eHighway 2050

Das zukünftige Übertragungsnetz in Europa wird zwangsläufig stärker vernetzt sein als heute und somit mehr Länder umfassen und auch größere Energiemengen über weite Entfernungen transportieren. Dafür ist eine koordinierte Netzplanung und ausreichend große Finanzierung durch die einzelnen europäischen Staaten notwendig. Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung wird aufgrund ihrer positiven Eigenschaften über größere Distanzen auch an Land zum Einsatz kommen. Eine große Rolle für ein Netz mit vielen Stromerzeugern auf Basis erneuerbarer Energien spielen Stromspeicher. Diese sollen im Jahr 2050 hauptsächlich durch Pumpspeicherkraftwerke bereitgestellt werden und in der Größenordnung zwischen 75 GW und 115 GW (je nach Szenario) liegen. [93]

Auch wenn die fünf Szenarien dieses Forschungsprojektes extrem vielfältig sind und ohne auf die vier weiteren genauer einzugehen, zeigt die Abbildung 69 sehr schon die belasteten Hauptverbindungen, die alle oder zumindest die meisten Szenarien gemeinsam haben. Besonders der Ausbau der Netzverbindungen zwischen Schweden und Deutschland, zwischen Norwegen und Niederlande, zwischen Großbritannien und Frankreich, über das Baltikum, und entlang von Italien sind hier hervorzuheben. Diese Netzabschnitte müssen mit hoher Wahrscheinlichkeit unabhängig vom zukünftigen Energiemix zwingend erweitert werden, um die Netzstabilität gewährleisten und die Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch aufrechterhalten zu können.

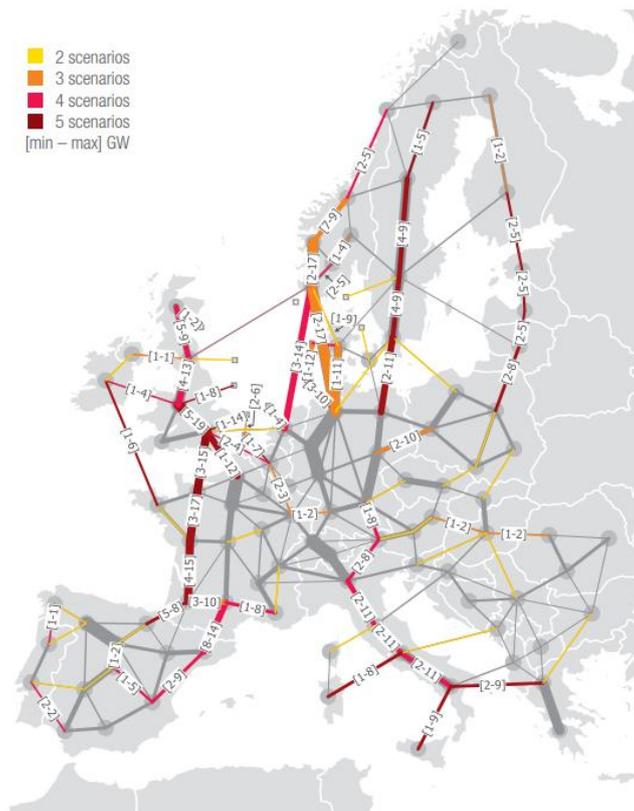


Abbildung 69: Netzausbau 2050 nach Kombination der Szenarien

5.6 Lebensdauer

Die Lebensdauer einer Windkraftanlage muss, laut der internationalen Norm für Windenergieanlagen IEC 61400, mindestens 20 Jahre betragen. [94] In der Vergangenheit wurden die meisten Anlagen auch auf diese Untergrenze hin konzipiert. Erst in den letzten Jahren geben vermehrt namhafte Hersteller eine erhöhte Lebensdauer von 25 Jahre für ihre WEA an.[95] Die neue modulare WEA-Plattform EP4 von Enercon wurde 2014 vorgestellt und ist die erste WEA, die speziell für 30 Jahre entwickelt und zertifiziert wurde.[95] Unabhängig von den Lebensdauer-Angaben der WEA-Hersteller kann aufgrund von Unterschieden zwischen den Auslegungslasten und den tatsächlichen Lasten vor Ort die WEA womöglich länger betrieben werden.

Jede WEA hat eine individuelle Lebensdauer, die von den standortbezogenen Windbedingungen beeinflusst wird. Mit einem analytischen Ansatz kann die Lebensdauer jeder WEA-Hauptkomponente berechnet werden. Eine solche Analyse wurde vom Ingenieurbüro Holzmüller[96] durchgeführt und im „WindEurope Summit 2016“ veröffentlicht. Anhand standortspezifischer Belastungen auf WEA, beeinflusst u.a. durch die vorherrschenden Windverhältnisse, den durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten und auftretenden Turbulenzen, wurden Ermüdungslastspektren für die einzelnen Hauptkomponenten bestimmt. Bezugnehmend auf diese Ergebnisse können die Schwachstellen einer WEA ermittelt und schlussendlich die Gesamt-Lebensdauer für einzelne Komponenten angegeben werden. Die folgende Tabelle 3 zeigt einen Auszug aus der oben angeführten Analyse von Holzmüller.

Manufacturer	Vestas	NEG Micon	NEG Micon	Enercon	Enercon	Enercon	Enercon
Turbine	V39	NM48-750	NM1000/60	E-40/5.40	E-66/18.70	E-70 E4	E-82 E2
Quantity	3	> 100	2	3	2	1	4
Site	Germany	Spain	Germany	Germany	Lithuania	Netherlands	Germany
Component Rotor blade	> 50	47,7	22,4	> 50	28,1	48,4	31,7
Bolted blade connection	30,3	27,8	22,9	30,7	24,0	28,3	23,2
Hub	> 50	> 50	> 50	> 50	> 50	> 50	> 50
Axle pin / Main shaft	29,0	> 50	23,0	> 50	> 50	> 50	> 50
Mainframe	29,0	> 50	23,0	42,6	30,7	> 50	> 50
Tower	29,8	> 50	23,3	46,4	30,8	> 50	43,0
Connection foundation - tower	28,4	38,4	22,7	46,5	30,8	49,2	39,2

Tabelle 3: Lebensdauer einzelnen WEA-Komponenten [96]

Die Mindestlebensdauer von einzelnen Bauteilen wird hier für verschiedene WEA-Typen angegeben. Als Schwachstelle kann hier eindeutig die Rotorblattverbindung ausgemacht werden, die im Vergleich zu den restlichen Komponenten, für die größtenteils eine Lebenserwartung von 40 Jahren und höher berechnet wurde, die geringste Gesamtlebensdauer aufweist. Anhand dieser Analyse können WEA besser an individuelle Gegebenheiten angepasst und Schwachstellen, wie zum Beispiel die Rotorblattverbindung, erkannt und der Wartungsplan darauf abgestimmt werden. Eine Erneuerung der schwächsten Komponente kann die Lebensdauer der gesamten WEA unter Umständen um mehrere Jahre verlängern.

Mit einer typischen Lebensdauer von 20 Jahren werden bis 2021 in Europa 12% der installierten Windkraftanlagen ans Ende ihrer geplanten Betriebszeit kommen, im Jahr 2025 sogar 28%. Abbildung 70 zeigt die Anzahl jener Windkraftanlagen in Deutschland, Dänemark, Großbritannien und Spanien, die in den Jahren 2005 bis 2035 jeweils in Betrieb sind und eine Lebensdauer von 20 Jahren erreicht haben. Allein in diesen vier Ländern müssen im Jahr 2021 für über 4.000 Windkraftanlagen Entscheidungen über den Weiterbetrieb getroffen werden. Die Eigentümer stehen nun vor der Wahl, die alternden Windkraftanlagen außer Betrieb zu nehmen, ein Repowering durch moderne Technologien vorzunehmen oder die Lebensdauer der bestehenden Anlage zu verlängern. Dieser Entscheidungsprozess hängt, neben den technischen Aspekten, auch an den ökonomischen und rechtlichen Gegebenheiten der jeweiligen Staaten. [97]

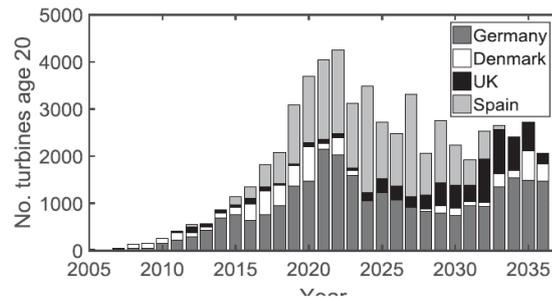


Abbildung 70: Anzahl von Windkraftanlagen in Deutschland, Dänemark, UK und Spanien mit einer erreichten Lebensdauer von 20 Jahren [97]

Verlängerung der Lebensdauer

Ein Indikator für eine mögliche Verlängerung der Lebensdauer einer Windkraftanlage ist die Belastung, die während der Betriebsjahre auf die einzelnen Komponenten einwirkt und so zu Verschleiß, Materialermüdung und Korrosion führt. Aufgrund der Topografie und der dadurch sehr ungleichmäßigen Luftströmungen sind Windkraftanlagen an Land davon stärker betroffen als jene in Offshore Standorten. Maßnahmen zur Verlangsamung des Alterungsprozesses der verbauten Komponenten können durch gezielte Wartung und Instandhaltung gesetzt werden. Die Bewertung einer Anlage kann über Simulationen, Inspektionen und Messungen erfolgen. Sollte die Sicherheit gewährleistet sein, steht einer Erweiterung der Betriebserlaubnis aus technischer Sicht nichts im Weg.

Die rechtlichen Voraussetzungen für eine Verlängerung der Lebensdauer sind länderabhängig. Nach Ablauf der typisierten Lebensdauer einer Windkraftanlage setzen staatenpezifische Vorschriften, sofern vorhanden, ein, die einen sicheren Weiterbetrieb gewährleisten. Die rechtlichen Voraussetzungen in Deutschland sehen zum Beispiel eine analytische und praktische Bewertung der Windkraftanlage durch unabhängige und qualifizierte Experten vor. Diese Sicherheitszertifizierung wird auf Basis der Norm für Windkraftanlagen des deutschen Institutes für Bau-technik durchgeführt. In Dänemark erfolgt die Zertifizierung anhand der Durchführungsverordnung Nr.73. Diese verlangt ein festes jährliches Wartungsintervall für alle Anlagekomponenten, durchgeführt von zertifizierten Unternehmen.

Repowering

In den vergangenen zwanzig Jahren hat sich die Windkrafttechnologie enorm weiterentwickelt, wodurch das Ersetzen älterer Windkraftanlagen durch neue, leistungsfähigere Modelle wirtschaftlich wurde. Diese Vorgehensweise nennt sich Repowering. Durch diese Modernisierung kann einerseits die Anlagenzahl eines Windparks stark reduziert und andererseits die Leistung deutlich gesteigert werden. Die höheren Wirkungsgrade moderner Windenergieanlagen und die effizientere Nutzung des Standortes führen somit zu einem größeren Stromertrag. Neben diesen Vorteilen lassen sich moderne Windkraftanlagen auch besser ans Übertragungsnetz anschließen. Auch die öffentliche Akzeptanz kann durch die Verringerung der Anlagenzahl und durch die geringeren Drehzahlen moderner Rotoren gesteigert werden. Zukünftig spielen diese Repowering-Projekte, aufgrund der verbesserten Netzverträglichkeit und der höheren Leistungen, eine große Rolle bei der Erfüllung der EU-Ziele in Europa.

Um einen Überblick über das Potenzial von Repowering in Europa zu erhalten, hat WindEurope ein Modell entwickelt, dessen Ergebnis in Abbildung 71 dargestellt wird. Der Schwankungsbereich ergibt sich durch Bildung zweier Szenarios, „low repowering“ und „high repowering“, die mit einer Lebensdauer von Windkraftanlage zwischen 20 und 25 Jahren und einer Erhöhung der Turbinenleistung auf durchschnittlich 3.2 MW errechnet wurden. Die beiden Szenarios unterscheiden sich hinsichtlich der Anzahl an erneuerten Windkraftanlagen nach 20 und 25 Jahren. Während beim „low repowering“-Szenario 30% der Anlagen nach 20 Jahren und 20% der Anlagen nach 25 Jahren durch modernere ersetzt werden, werden im „high repowering“-Szenario bereits 50 % der Windkraftanlagen nach 20 Jahren und 25 % nach 25 Jahren repowered. Die Grafik zeigt eine jährliche Potenzialentwicklung von 1-2 GW im Jahr 2017 auf bis zu 5,5-8,5 GW im Jahr 2027. Diese Repowering-Kapazitäten sind hauptsächlich in Dänemark, Deutschland, Frankreich, Italien, Portugal und Spanien zu finden. [98]

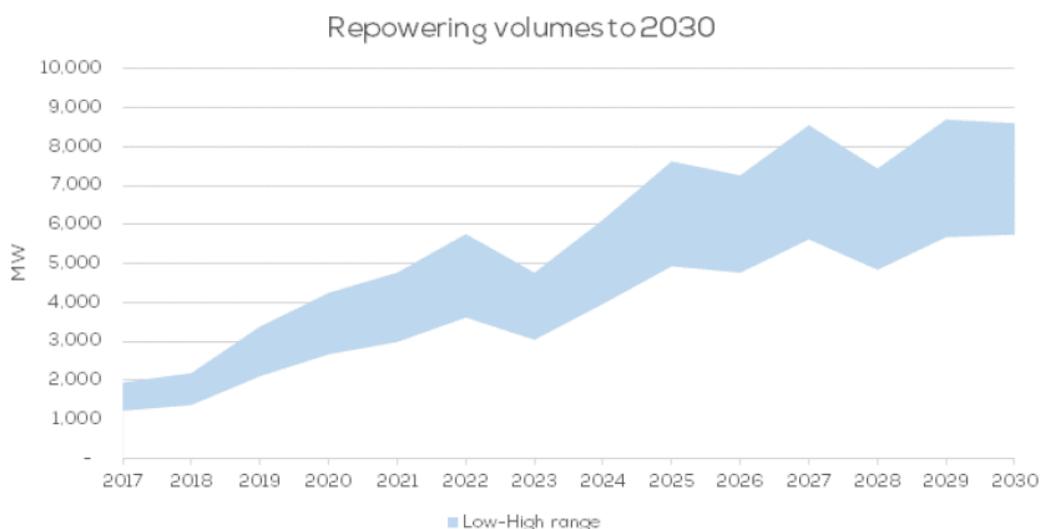


Abbildung 71: Mögliche Entwicklung durch Repowering [98]

Ein Vergleich zwischen der modernen Windkraftanlage „Vestas V136“ aus dem Jahr 2016 und der in die Jahre gekommenen Windkraftanlage „Vestas V47“ aus dem Jahr 1996 zeigt das hohe Potenzial von Repowering. Am auffälligsten ist natürlich der Größenunterschied, wie in Abbildung 72 ersichtlich. Der „Vestas V47“, mit einer Nabenhöhe von 55 m und einem Rotordurchmesser von 47 m, steht die „Vestas V136“, mit einer imposanten Nabenhöhe von 136 m und einem Rotordurchmesser von 133,4 m, gegenüber. Aufgrund der Vergrößerung konnte die Leistung von 660 kW auf 3,45 MW erhöht werden. Weiters zeigt der Generationenvergleich auf der einen Seite einen Winderfassungsbereich von 14.527 m² und einer spezifischen Nennleistung von 380W/m² und auf der anderen Seite einen Winderfassungsbereich von 1.737 m² und einer spezifischen Nennleistung von 238 W/m². Die Einschaltgeschwindigkeit hat in der modernen Version um 1,5 m/s auf 4,5 m/s zugenommen. [99]

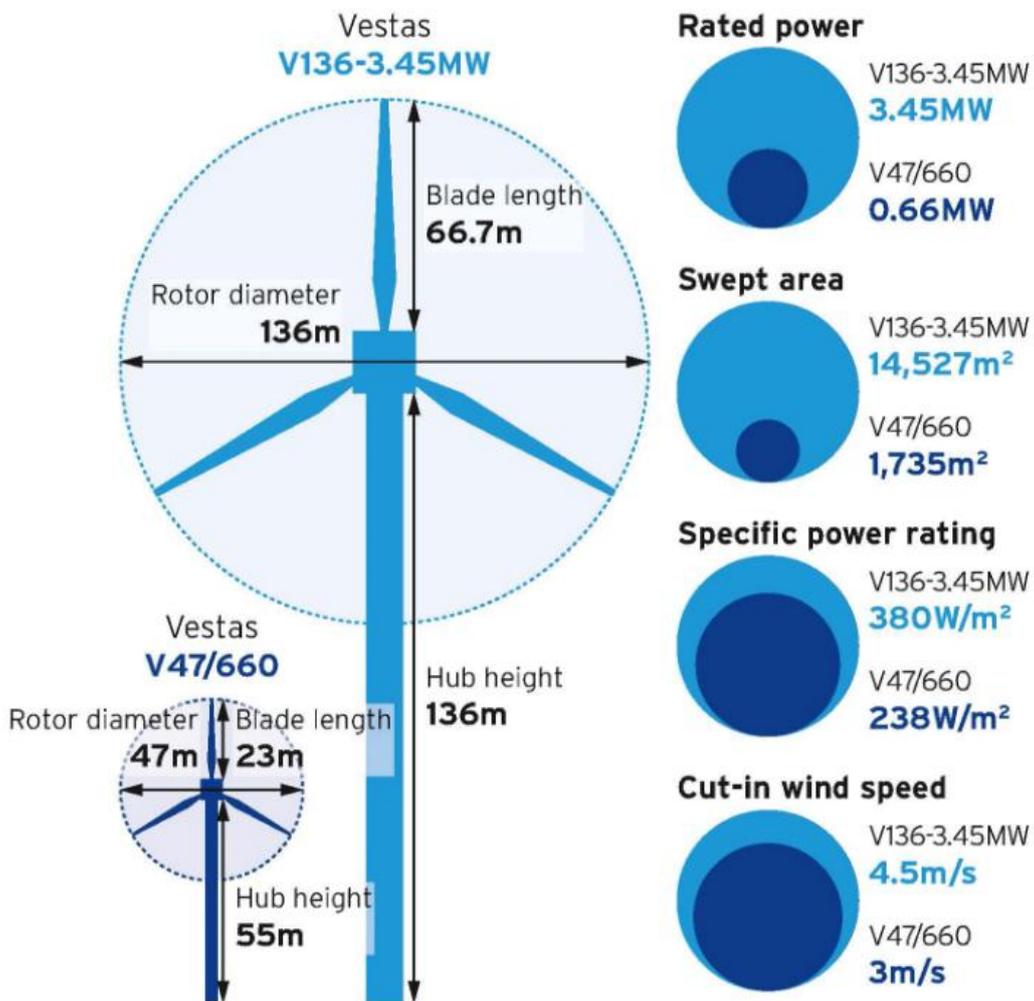


Abbildung 72: Generationenvergleich Vestas V47 vs Vestas V136 [99]

6 Wirtschaftlichkeit von Windkraftanlagen

Die treibende Kraft zur Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit von Windkraftanlagen am Energiesektor sind die stetigen Investitionen und Innovationen, die zur Weiterentwicklung des Anlagendesigns und somit zur Effizienzsteigerung im Betrieb eingesetzt werden. Durch die Vergrößerung der Turmhöhe, der Rotorfläche und der Anlagenleistung konnte in den vergangenen Jahren der Stromertrag stetig erhöht und somit die Stromgestehungskosten deutlich gesenkt werden.

6.1 Kostenstruktur

Die Gesamtkosten einer neu errichteten Windkraftanlage können in zwei Hauptkategorien unterteilt werden. Den größten Teil umfassen die Hauptinvestitionskosten, die den Transport der Anlagenteile zum Errichtungsort, die Installationskosten, sowie die eigentlichen Kosten der Windkraftanlage beinhalten. Die zweite Kategorie umfasst die Investitionsnebenkosten. Diese setzen sich aus den Fundamentkosten, den Planungskosten, den Erschließungskosten, den Kosten für die Netzanbindung, sowie sonstigen Kosten, die u.a. Ausgleichsmaßnahmen beinhalten, zusammen.

In den vergangenen 35 Jahren haben sich die Gesamtkosten für die Errichtung einer Onshore Windkraftanlage deutlich verringert. Laut der internationalen Organisation für erneuerbare Energien und deren Datenbankaufzeichnungen fielen die weltweit gewichteten Durchschnittskosten, ausgehend von 4.880 USD/kW im Jahr 1983, um über 70 % auf 1.477 USD/kW im Jahr 2017. Je nach Land und Region kann diese Kostenreduktion unterschiedlich stark ausfallen, wie in Abbildung 73 ersichtlich. Da nicht für jedes Land Daten ab 1983 verfügbar waren, sind bei diesen Kurvenverläufen die unterschiedlichen Startjahre auf der Zeitachse zu beachten. In

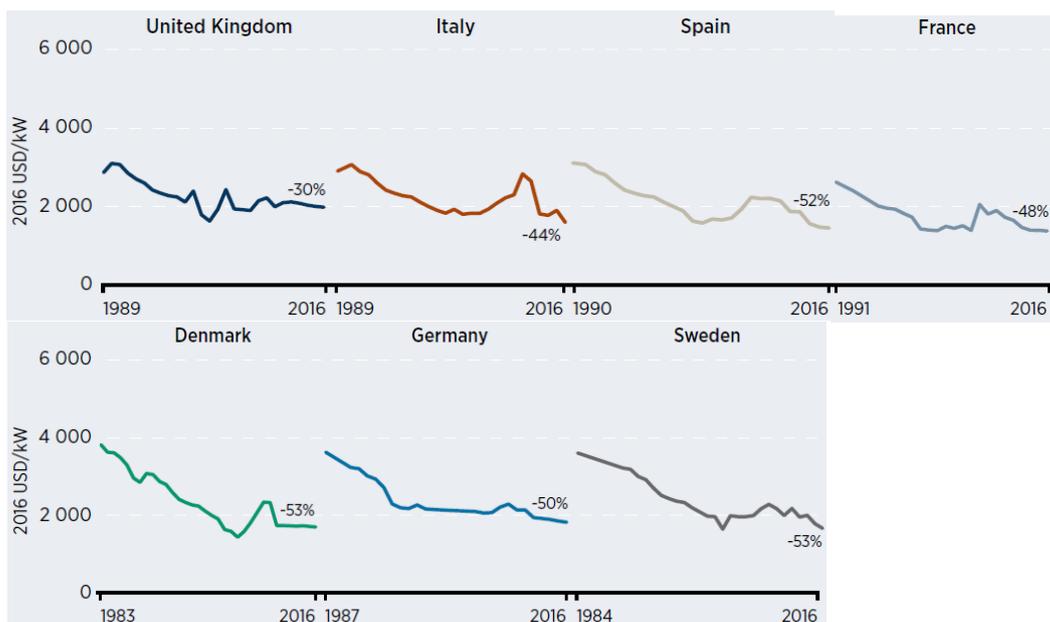


Abbildung 73: Durchschnittliche Gesamtkosten von Onshore Windkraftanlagen einzelner europäischer Staaten [100]

den dargestellten europäischen Staaten liegen die durchschnittlichen Gesamtkosten etwas über dem gewichteten weltweiten Mittel, das besonders durch Indien und China stark beeinflusst und nach unten gezogen wird. In Europa, als Ganzes betrachtet, haben sich die Gesamtkosten für den Bau einer Windkraftanlage, zwischen den Jahren 2010 und 2016, um 19 % verringert. Die Kostenspanne im Jahr 2016 liegt hier zwischen einem Minimum von 1.100 USD/kW und einem Maximum von 1.550 USD/kW.[100]

Die Gesamtkosten für Offshore Windkraftanlagen sind im Vergleich zu den Projekten an Land um einiges höher. Gründe dafür sind einerseits die längeren Planungs- und Entwicklungszeiten aufgrund der höheren Komplexität und andererseits die aufwändigeren Konstruktionen und Netzanbindungen, bestimmt durch die harschen Bedingungen auf See und durch immer größer werdende Distanzen zum Ufer. Die gewichteten Durchschnittskosten für Offshore Windkraftanlagen weltweit stiegen von 2010 bis 2016 um 4 %, von 4.430 USD/kW auf 4.487 USD/kW. In Europa lagen die Durchschnittskosten im Jahr 2016 mit 4.697 USD/kW knapp über dem weltweiten Mittel.[100]

Der weltweite Markt für den Betrieb und die Instandhaltung von Windkraftanlagen nimmt rasant zu. Umfasst dieser Bereich im Jahr 2016 noch einen Marktanteil von 12 Mrd. USD, so steigt dieser bis 2026 vermutlich auf über 27 Mrd. USD an.[100] Dies entspricht einer jährlichen Wachstumsrate von 8 %. Ein Grund für das Aufkommen dieses Marktes ist die Wichtigkeit einer ordentlichen Betriebsführung eines Windparks, da sie zur Wertschöpfung beiträgt, die Erträge verbessert, das Ausfallrisiko alternder Windkraftanlagen minimiert und somit die Anlagenverfügbarkeit erhöht. Die internationale Energie Agentur Wind hat die Betriebs- und Instandhaltungskosten für Dänemark, Deutschland und Schweden zwischen den Jahren 2008 und 2016 untersucht. Einen klaren Trend auszumachen ist, aufgrund der starken jährlichen Schwankungen, sehr schwierig. Die Tendenz geht aber nach unten, wie die Kosten für das Jahr 2016 in Höhe von 31 USD/kWa in Schweden, 37 USD/kWa in Dänemark und 59 USD/kWa in Deutschland, im Vergleich zu den etwas höheren Ausgangswerten im Jahr 2008, zeigen[101].

Die Betriebs- und Instandhaltungskosten für Offshore Windkraftanlagen sind höher als jene für Onshore-Anlagen. Kostentreiber sind hier hauptsächlich die Wartung von Fundamenten, Türmen und Verkabelung, sowie das Erreichen des Standorts. Die Kosten für Betrieb und Instandhaltung von Windkraftanlagen in Europa liegen 2017 schätzungsweise zwischen 109 USD/kW pro Jahr und 140 USD/kW pro Jahr, könnten aber bis 2025 auf jährlich 79 USD/kW fallen.[100]

Auf den folgenden Seiten wird die genaue Zusammensetzung der Investitionskosten und der Betriebskosten näher betrachtet. Basierend auf Datenerhebungen aus den Jahren 2013 und 2015 und einer Expertenschätzung über die Entwicklung in den darauffolgenden Jahren hat der deutsche WindGuard anfallende Investitionskosten,

Betriebskosten und daraus abgeleitete Stromgestehungskosten in Deutschland für Onshore-Projekte der Jahre 2016 und 2017 dargestellt. Weiters wird auch auf das Potenzial zur Reduktion der Gesamtkosten einer Windkraftanlage im Verlauf der nächsten Jahre eingegangen.

6.1.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten lassen sich in Hauptinvestitionskosten und Investitionsnebenkosten unterteilen.

Hauptinvestitionskosten

Die durchschnittlichen Hauptinvestitionskosten in Deutschland, also die Kosten für die einzelnen Komponenten, den Transport und die Errichtung einer Windkraftanlage, sind abhängig von der Leistungsklasse und der Nabenhöhe in der Tabelle 4 dargestellt. Die Aufteilung der Leistungsklassen umfasst einerseits einen Nennleistungsbereich von 2 MW bis 3 MW und andererseits einen Nennleistungsbereich von 3 MW bis 4 MW. Bei der Nabenhöhe wird zwischen kleiner 100 m, 100 m bis 120 m, 120 m bis 140 m und über 140 m unterschieden.[102]

Nabenhöhe	Leistungsklasse (onshore)	
	2 MW < P ≤ 3 MW	3 MW < P ≤ 4 MW
NH ≤ 100m	980 €/kW	990 €/kW
100 m < NH ≤ 120 m	1.160 €/kW	1.120 €/kW
120 m < NH ≤ 140 m	1.280 €/kW	1.180 €/kW
140 m < NH	1.380 €/kW	1.230 €/kW

Tabelle 4: spez. Hauptinvestitionskosten je Leistungsklasse und Nabenhöhe in Deutschland [102]

Aus den erhobenen Daten wird ersichtlich, dass die spezifischen Hauptinvestitionskosten für Windkraftanlagen der größeren Leistungsklasse und gleichbleibender Nabenhöhe (erst ab einer NH von 100 m) im Vergleich zur kleineren Leistungsklasse sinken. Je höher die Türme sind, desto größer wird die Kostendifferenz zwischen den beiden Leistungsklassen. Ab einer Nabenhöhe von 140 m beträgt die Differenz zwischen den spezifischen Hauptinvestitionskosten 150 €/kW. Die steigenden Kosten bei steigender Nabenhöhe innerhalb einer Leistungsklasse sind durch die höheren Kosten für die Türme zu erklären.

Aus den Daten vergangener Kostenerhebungen lässt sich ein leichter Trend nach unten erkennen. Bis auf Windkraftanlagen der Leistungsklasse 3 MW bis 4 MW und einer Nabenhöhe von unter 100 m, konnten alle anderen oben betrachteten Anlagenvarianten ihre Kosten im Vergleich zu 2012 in einem Bereich zwischen 2 % und 11 % senken. Langfristigere Betrachtungen zeigen eher stagnierende Kosten. Windkraftanlagen der Leistungsklasse 2 MW bis 3 MW, die schon 2006 auf dem Markt waren, liegen inflationsbereinigt nur knapp über den Kosten des Jahres 2015.

Investitionsnebenkosten

Die durchschnittlichen Investitionsnebenkosten, die bei einem Windkraftanlagenprojekt in Deutschland anfallen, sind in Tabelle 5, prozentual und in absoluten Zahlen, dargestellt. Die Aufteilung erfolgt in die Bereiche Fundament, mit einem Anteil von 18 %, Netzanbindung mit 20 %, Erschließung mit 11 %, Planung mit 25 % und Sonstiges mit 26 %. Die mittleren Investitionsnebenkosten belaufen sich auf insgesamt 387 €/kW. Bezogen auf die Gesamtinvestitionskosten entspricht das einem prozentualen Anteil zwischen 22 % und 24 %, abhängig von der betrachteten Leistungsklasse. [102]

	Kosten	Anteil
Fundament	70 €/kW	18%
Netzanbindung	77 €/kW	20%
Erschließung	43 €/kW	11%
Planung	96 €/kW	25%
Sonstiges	101 €/kW	26%
Gesamt	387 €/kW	100%

Tabelle 5: Durchschnittliche Investitionsnebenkosten in Deutschland 2015 [102]

Je nach Projekt kann es zu starken Kostenschwankungen kommen. Besonders die Kosten für den Bau des Fundaments und für die Netzanbindung sind sehr standortabhängig, wodurch es letztendlich zu starken Abweichungen von den durchschnittlichen Investitionsnebenkosten kommen kann. Bei den erhobenen Daten beläuft sich die Standardabweichung auf 40 %. Dies führt zu einer möglichen Kostenspanne für die gesamten Investitionsnebenkosten von 232 €/kW bis 542 €/kW. [102]

Die Entwicklung der durchschnittlichen Investitionsnebenkosten über die letzten zwanzig Jahre zeigt inflationsbereinigt einen Anstieg bis ins Jahr 2010 und anschließend einen leichten Rückgang bis ins Jahr 2015. Die spezifischen Kosten für Fundamente verzeichneten ab 2010 einen Anstieg bei den Flachgründungen und einen Rückgang bei den Tiefgründungen. Im Bereich Netzanbindung gab es zwischen 1998 und 2008 technologiebedingt große Preissenkungen. Seitdem bleiben die Preise jedoch ziemlich stabil. Bei der Planung und Erschließung einer Windkraftanlage sind die Kosten sehr projektabhängig. Im Durchschnitt kam es laut WindGuard zu einem leichten Kostenanstieg in diesen beiden Bereichen seit 2012. [102]

6.1.2 Betriebskosten/Instandhaltungskosten

Die Betriebskosten umfassen die laufenden Kosten für jene Bereiche, die für einen sicheren und störungsarmen Betrieb der Windkraftanlage über die gesamte Anlagenlebensdauer notwendig sind. Diese teilen sich in Wartung und Reparatur, Pachtzahlungen, kaufmännische und technische Betriebsführung, Versicherungen, Rücklagen und sonstige Betriebskosten, wie zum Beispiel Beleuchtungskosten, auf. Über den Zeitraum der Anlagenlebensdauer verändert sich die Höhe der Betriebskosten.

Zu Beginn sind sie normalerweise niedriger und steigen mit zunehmendem Alter leicht an. In Tabelle 6 werden den einzelnen Bereichen der Anteil an den Gesamtbetriebskosten, sowie die durchschnittlichen Kosten pro Kilowattstunde in Deutschland zugewiesen. Um die Kostenerhöhung im Laufe der Betriebsjahre darzustellen, erfolgt eine Aufteilung in die ersten zehn Jahre und in die zweiten zehn Jahre. Wie auch die Investitionsnebenkosten sind die Betriebskosten standortabhängig.

	Jahr 1-10		Jahr 11-20	
	Kosten	Anteil	Kosten	Anteil
Wartung & Reparatur	1,05 ct/kWh	44%	1,47 ct/kWh	55%
Pachtzahlungen	0,53 ct/kWh	22%	0,51 ct/kWh	19%
Kaufmännische und technische Betriebsführung	0,41 ct/kWh	17%	0,36 ct/kWh	13%
Versicherungskosten	0,12 ct/kWh	5%	0,07 ct/kWh	3%
Rücklagen	0,10 ct/kWh	4%	0,14 ct/kWh	5%
Sonstige Betriebskosten	0,20 ct/kWh	8%	0,13 ct/kWh	5%
Gesamt	2,41 ct/kWh	100%	2,68 ct/kWh	100%

Tabelle 6: Betriebskosten in Deutschland 2012[103]

Den weitaus größten Anteil an den Betriebskosten nimmt, mit über 1 ct/kWh, die Wartung und Reparatur in Anspruch, gefolgt von den Pachtzahlungen und der kaufmännischen und technischen Betriebsführung. Für Versicherungen und Rücklagen werden ca. 0,10 ct/kWh veranschlagt. Die Gesamtbetriebskosten liegen bei 2,41 ct/kWh, mit einer Standardabweichung von 24,9 %. Wie anhand der Tabellenwerte ersichtlich ist, nehmen die Kosten für Wartung und Reparatur in der zweiten Hälfte der Anlagenlebensdauer um fast 50 % zu, wodurch trotz Kostenrückgängen in den meisten anderen Bereichen, die Gesamtbetriebskosten auf 2,68 ct/kWh mit einer Standardabweichung von 34 % ansteigen. [103]

Als Wartungskonzept kommen meist Vollwartungsverträge mit einer Laufzeit von 10 bzw. 15 Jahren zum Einsatz. Auch nach Ablauf dieser Verträge wird beim Großteil der Windkraftanlagen die Instandhaltung weiter durch die Hersteller abgedeckt.

Die Kosten für Wartung und Reparatur sind seit Anfang der 2000er über zehn Jahre stark angestiegen. In den darauffolgenden Jahren flachte sich diese Kurve jedoch ab und zeigt laut WindGuard von 2012 bis 2015 einen, inflationsbereinigt, gleichbleibend stabilen Wert. Bis auf die Versicherungskosten, die sich aufgrund der Zuverlässigkeit modernen Windkraftanlagen stark reduziert haben, blieben die Kosten der anderen Bereiche vermutlich auf einem ähnlichen Niveau wie 2012. Der deutsche WindGuard geht somit von einer geringen Kostensenkung in Höhe der Inflation zwischen den Jahren 2012 und 2015 aus. [102]

6.1.3 Potenzial zur Kostensenkung

Eine positive Entwicklung der Windenergie ist hinsichtlich einer erfolgreichen Energiewende von großer Bedeutung. Ausschlaggebend dafür sind hauptsächlich die Kosten, die für den Bau und Betrieb eines Windparks nötig sind. Obwohl in den letzten Jahrzehnten die Kosten schon deutlich reduziert werden konnten, ist noch genügend Potenzial für weitere Kostensenkungen, nicht nur im Offshore-Bereich, sondern auch im Onshore-Sektor, vorhanden.

Onshore

Das Potenzial, die Kosten von Onshore Windkraftanlagen in den kommenden Jahren zu verringern, ist durchaus vorhanden. Durch die Vergrößerung der Windkraftanlagen in allen Bereichen können die spezifischen Investitionskosten gesenkt werden. In Abbildung 74 sind die Bereiche mit den größten Potenzialen für eine Reduzierung der mittleren Investitionskosten, von 2015 bis 2025, dargestellt. Bezogen auf das Gesamtpotenzial, haben die Turbinen (Gondel und Rotor) mit 29 %, die Türme mit 27 % und der Bereich „best practice“ mit ebenfalls 27 %, den größten Einfluss auf die Investitionskosten der kommenden Jahre. Unter „best practice“ wird eine optimale Projektabwicklung durch bestmögliche Methoden verstanden. Weitere Einsparpotenziale liegen in der Entwicklung effizienterer Rotorblätter und im Wachstum der Windkraftbranche. Die kumulierten Kostensenkungen der einzelnen Sektoren würden somit ausgehend von 1560 USD/kW im Jahr 2015 schlussendlich mittlere Gesamtinvestitionskosten von 1370 USD/kW im Jahr 2025 ergeben. Dies entspricht einem Kostenrückgang von 12 % innerhalb von 10 Jahren. [104]

Einiges an Einsparungspotenzial liegt im Betriebs- und Wartungsbereich. Die steigende Anzahl an unabhängigen Dienstleistern in diesem Sektor führt zu mehr Wett-

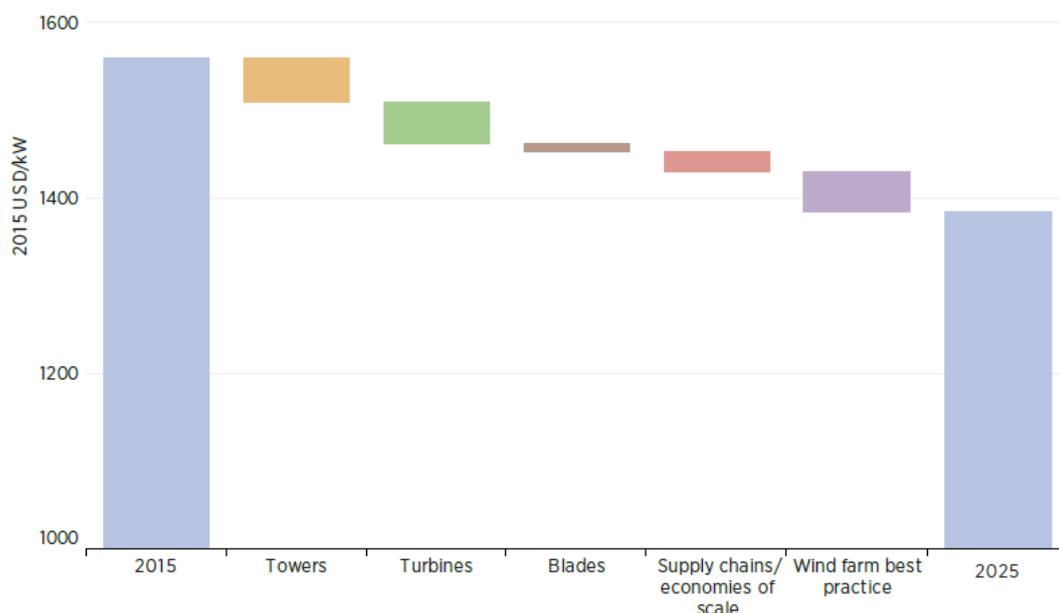


Abbildung 74: Kostensenkungspotenzial für Investitionskosten Onshore bis 2025 [104]

bewerb am Windenergiemarkt und lässt die Kosten für Betriebs- und Wartungsverträge sinken. Weitere Kostensenkungen lassen sich durch optimierte Betriebs- und Wartungsstrategien erreichen. Ein Ansatz ist die Weiterentwicklung bestehender Software für genauere Wettervorhersagen und bessere Winddatenerhebung, um so exaktere Windmodelle zu generieren. Dadurch kann die Energieerzeugung und die Lebensdauer von Windkraftanlagen besser vorhergesagt und die Wartungszyklen optimal darauf abgestimmt werden. Die Erhöhung der Zuverlässigkeit der einzelnen Komponenten einer Anlage und die Implementierung einer vorausschauenden Instandhaltung führt außerdem zu weniger unplanmäßigen Ausfällen und somit zu weniger Kosten für Reparaturmaßnahmen.

Offshore

Das Potenzial zur Kostensenkung im Offshore-Bereich bis 2025 liegt laut IRENA bei 15 % im Vergleich zu 2015. Dies entspricht spezifischen Gesamtinvestitionskosten in Höhe von zirka 4000 USD/kW im Jahr 2025. In Abbildung 75 sind die Einsparungspotenziale einzelner Bereiche von 2015 bis 2025 dargestellt. Den weitaus größten Teil nimmt die Konstruktion und Installation ein, mit über 60 % vom Gesamtpotenzial. Neue Erfahrungswerte und optimierte Abläufe stellen diese Entwicklung in den kommenden Jahren sicher. Weitere spezifische Kostensenkungen, in Bereichen zwischen 1 % und 15 % des gesamten Kostensenkungspotenzials, können in der Projektentwicklung, beim Bau von Rotoren, Türmen und elektrischen Anlagen und beim Übertragungssystem erzielt werden. [104]

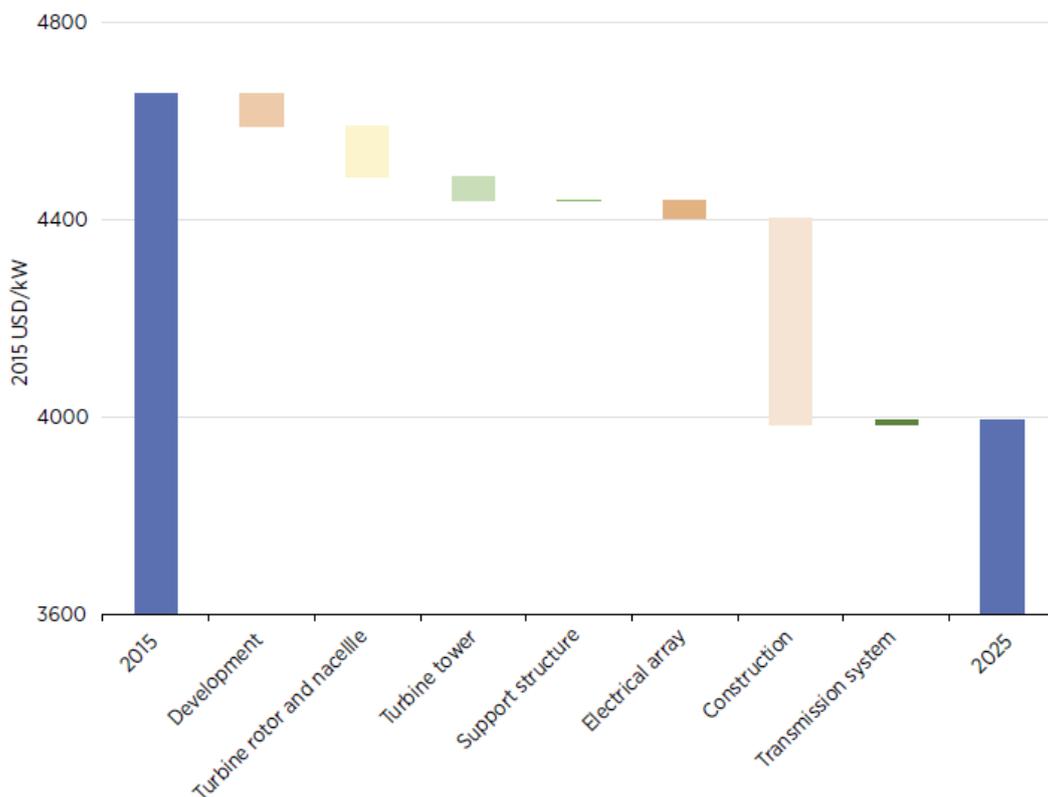


Abbildung 75: Kostensenkungspotenzial für Investitionskosten Offshore bis 2025 [104]

Betrieb und Wartung von Windparks auf See stehen noch am Anfang ihrer Entwicklung. Einsparpotenziale liegen hier, neben jenen, die auch für Onshore-Windparks zutreffen, im Transfer der Angestellten auf die Anlage, in der Reduzierung der Anzahl von teuren Vor-Ort-Eingriffen, in einer besseren Fernüberwachung und in einer effizienten Logistik. Inspektionen können beispielsweise durch automatisierte oder ferngesteuerte Drohnen erfolgen. Durch Kooperationen mit benachbarten Windparks kann die Infrastruktur und somit die Logistik für Wartungen optimiert werden. Die Weiterentwicklung der Sensortechnik zur Fernüberwachung verschiedener Anlagenbereiche würde zu einer verbesserten Früherkennung von möglichen Fehlern und somit zur Vermeidung von Folgefehlern führen.

Die durchschnittlichen Kosten im Bereich Betrieb und Wartung von Offshore-Windkraftanlagen weltweit werden laut IRENA im Jahr 2025 bei 79 USD/kW liegen. Dies entspricht einem Rückgang von 44 % im Vergleich zu 2015. Den größten Anteil davon machen die Erhöhung der Zuverlässigkeit und die Verbesserung der Wartungsbedingungen einer Windkraftanlage aus. Für geplante Wartungsarbeiten soll ein Kostenrückgang um ein Drittel, für ungeplante um die Hälfte erreicht werden. Weitere signifikante Kostensenkungen, mit 13% bzw. 15% an dem gesamten Kostensenkungspotenzial, sind in verbesserten Betriebs- und Wartungssystemen bzw. wartungsärmeren elektrischen Anlagen zu erwarten. [104]

6.2 Stromgestehungskosten

Stromgestehungskosten (engl. Levelized Costs of Electricity, kurz: LCOE) werden in Euro oder USD pro Megawattstunde angegeben und definieren jene Kosten, die bei der Erzeugung von elektrischem Strom aus anderen Energieformen anfallen. Als Parameter für die Bestimmung dienen die Investitions-, Betriebs- und Finanzierungskosten, sowie die Standortbedingungen und die Lebensdauer der Anlage. Die Analyse der Stromgestehungskosten erlaubt einen guten Überblick und einen aussagekräftigen Vergleich über die verschiedenen Stromerzeugungstechnologien. Besonders interessant ist hierbei das Abschneiden erneuerbarer Energien im Vergleich zu den fossilen Energieträgern bzw. der Atomenergie. Ziel muss es sein, die Kosten pro Megawatt so weit zu senken, um, gegenüber Braunkohle-, Steinkohle-, Erdgas- und Kernenergiekraftwerken, konkurrenzfähig zu sein.

Nimmt man Deutschland als Beispiel, so sind, laut Fraunhofer-Institut, die Onshore-WEA, zusammen mit den Photovoltaik-Anlagen, im Jahr 2018 im Durchschnitt die kostengünstigsten Technologien. Die Stromgestehungskosten liegen bei der Onshore-Windkraft zwischen 3,99 Eurocent/kWh und 8,23 Eurocent/kWh. An optimalen Windstandorten kann somit den fossilen Energieträgern, wie z.B. Braunkohle, starke Konkurrenz gemacht werden. An diesem Punkt sind die Offshore-Windparks mit ihren zu hohen Investitionskosten noch nicht angelangt, denn mit Stromgestehungskosten zwischen 7,49 Eurocent/kWh und 13,79 Eurocent/kWh liegen sie noch deutlich über jenen der Konkurrenz. [105]

Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten für Onshore-WEA konnten in Europa stetig verringert werden. Von 2010 bis 2016 reduzierten sie sich um 24 %, ausgehend von 0,10 USD/kWh, auf durchschnittlich 0,08 USD/kWh. Maßgeblich daran beteiligt waren die, in der Tabelle 7 dargestellten, europäischen Länder. Besonders Deutschland, Frankreich, Italien und Spanien konnten in den letzten Jahren, in dieser Hinsicht, deutliche Verbesserung erzielen. [100]

Land	Beginn bis 2010	2010 - 2016	Beginn bis 2016
Dänemark	74%	26%	81%
Deutschland	60%	31%	72%
Frankreich	47%	42%	69%
Großbritannien	63%	10%	66%
Italien	49%	43%	71%
Schweden	71%	28%	79%
Spanien	42%	48%	70%

Tabelle 7: Prozentuale Reduktionen der mittleren Stromgestehungskosten einiger europäischer Länder [100]

Die weltweite Entwicklung der Stromgestehungskosten für Onshore-WEA über die letzten Jahrzehnte wird in Abbildung 76 dargestellt und zeigt einen sehr positiven Verlauf. Lagen die durchschnittlichen Kosten 1983 noch bei 0,40 USD/kWh, so konnten sie im Verlauf der Jahre um 85 %, auf 0,06 USD/kWh im Jahr 2017, verringert werden. Den Blick auf Offshore-WEA gelegt, liegen die mittleren Stromgestehungskosten weltweit im Jahr 2016 mit 0,14 USD/kWh um 3 Cent pro Kilowattstunde unter jenen von 2010. Zukünftige Offshore-Projekte, die nach Auktionen vergeben wurden und die, für die Jahre 2020 bis 2022, geplant sind, werden mit Kosten von 0,06 USD/kWh bis 0,10 USD/kWh in Betrieb gehen. [100]

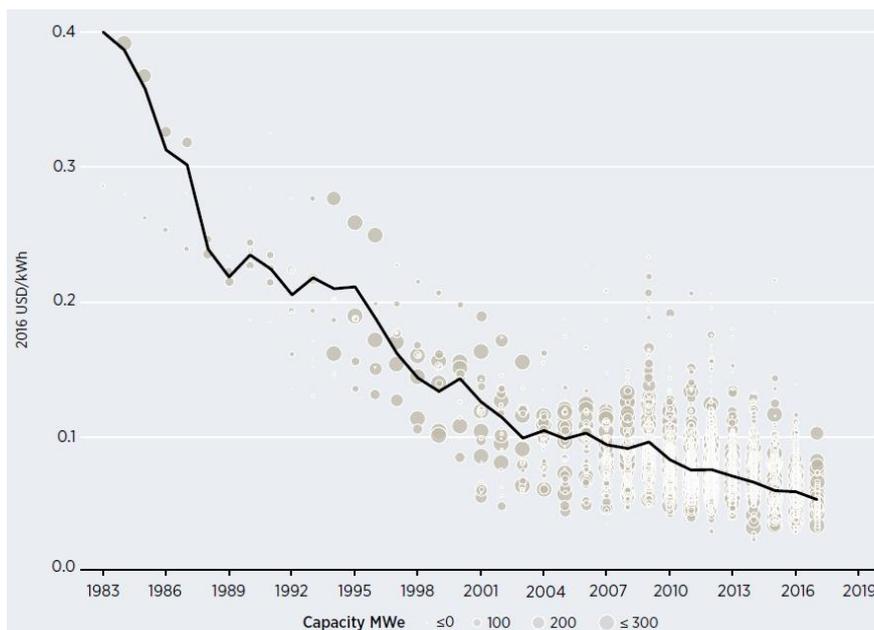


Abbildung 76: Mittlere Stromgestehungskosten weltweit zwischen 1983 und 2017 [100]

6.3 Vergleich der Fördersysteme in Europa

Die Förderung erneuerbarer Energieträger ist maßgeblich für den Aufstieg der grünen Stromerzeugung am Energiesektor mitverantwortlich. Relativ junge Technologien, wie Windkraftanlagen oder Photovoltaikanlagen, benötigen staatliche Hilfe, um gegen die etablierte und preisgünstige Konkurrenz, die auf fossile Energieträger und Atomkraft setzt, bestehen zu können.

Das Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien am Energiemix zu erhöhen, kann durch verschiedene Fördersysteme umgesetzt werden. Tabelle 8 bietet einen guten Überblick über die gängigsten Förderinstrumente. Die Klassifizierung basiert einerseits auf die Bezugsgröße (Preis oder Menge) und andererseits auf die Tatsache, ob ein regulativer Eingriff nötig, oder ob eine freiwillige Beteiligung der Stromkunden gegeben, ist. Weiters wird noch zwischen investitions- und erzeugungsbasierten Instrumenten unterschieden.

		preisbasiert	mengenbasiert
Regulative Instrumente	investitionsbasiert	<ul style="list-style-type: none"> • Investitionszuschüsse • Investitionsbasierte Steuerergünstigungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Ausschreibungsmodelle
	erzeugungsbasiert	<ul style="list-style-type: none"> • Einspeisetarife • erzeugungsbasierte Steuerergünstigungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Ausschreibungsmodelle • Quoten in Verbindung mit handelbaren grünen Zertifikaten
	investitionsbasiert	<ul style="list-style-type: none"> • Teilhaberprogramme 	
Freiwillige Instrumente	erzeugungsbasiert	<ul style="list-style-type: none"> • Grüne Tarife 	

Tabelle 8: Förderinstrumente für erneuerbarer Energien[106]

Das Ziel der Subventionierung von erneuerbaren Energien ist es, den Markt zu stärken und durch Forschung und Entwicklung die Stromgestehungskosten soweit zu senken, sodass keine Förderungen mehr vonnöten sind, um beispielsweise einen Offshore Windpark wirtschaftlich und profitabel zu führen. Erste Erfolge in dieser Richtung gab es bereits bei den ersten beiden Ausschreibungsrunden in Deutschland. Einige Windparkbetreiber verzichteten bei den Auktionen über zukünftige Windparkkapazitäten auf eine Vergütung und wollen ihren erzeugten Strom gewinnbringend am freien Markt verkaufen. Dieser Weg der Null-Cent-Gebote bei Auktionen ist jedoch ein sehr riskanter für den Betreiber, weshalb die Mehrheit der Gebote noch auf garantierte Subventionen setzt.

In Europa gibt es kein einheitliches Fördermodell. Die einzelnen Mitgliedsstaaten verwenden unterschiedliche EE-Förderinstrumente, meist in kombinierter Form. Die Hauptförderinstrumente sind die Einspeisevergütung (Tarif oder Prämie) und das Quotenmodell mit handelbaren Zertifikaten. Zur Bestimmung der finanziellen

Subvention von Windenergieanlagen setzen immer mehr Länder auf Ausschreibungsverfahren. Neben den genannten Hauptförderungsmodellen sind noch steuerliche Vergünstigungen und Investitionszuschüsse für finanzielle Hilfestellungen als zusätzliche Fördermodelle in Anwendung. Im Folgenden wird auf die regulativen Fördersysteme näher eingegangen.

Einspeisetarif

Der Einspeisetarif ist als preisbasiertes Förderinstrument in Europa weit verbreitet und hat sich als effektiver Mechanismus für den Aufbau des Marktes für erneuerbarer Energien erwiesen.[107] In rund 21 europäischen Staaten kommt diese Art der Förderung zum Einsatz (siehe Tabelle 9).

Das Fördermodell basiert auf einen festgelegten Preis, der, für jede erzeugte und ins Stromnetz eingespeiste Strommenge, an die Erzeuger ausgezahlt wird. Dabei wird die Zahlung der Einspeisevergütung über einen bestimmten Zeitraum, in der Regel die wirtschaftliche Lebensdauer der Anlage (bei Windkraftanlagen: 20 bis 25 Jahre), und eine Abnahmegarantie des erzeugten Stromes vertraglich sichergestellt. Die Anpassung des Einspeisetarifs kann sehr individuell, anhand der eingesetzten Technologie, der Größe des Projektes und des Projektstandortes, erfolgen. Dies führt zu einer gerechten Subventionierung von Energieerzeugern, die unterschiedliche Erzeugungskosten aufgrund unterschiedlicher technischer Voraussetzungen haben. Die Höhe der Förderung kann einerseits auf Grundlage der Stromgestehungskosten, oder andererseits über ein Ausschreibungsverfahren, ermittelt werden.

Die Einstellung der Höhe der jährlichen Tarifraten kann auf unterschiedlichste Weise erfolgen. Eine Möglichkeit ist die stetige Abnahme der Ratenhöhe bis zum Ende der Laufzeit der Anlage. Dies kann durch einen automatischen Mechanismus, der den Einspeisetarif jährlich um einen bestimmten Prozentsatz vermindert, oder durch Beobachtung und anschließender Reaktion auf die Marktentwicklung, verwirklicht werden. Die Reduktionshöhe wird anhand von Studien über zukünftige Technologieentwicklungen, Technologiekosten und der Marktsituation bestimmt. Die Förderungsraten werden bei sich rasch entwickelnden Technologien natürlich schneller abnehmen, als bei jenen, die schon am Energiemarkt etabliert sind. Eine weitere Ausführungsform des Einspeisetarifs erlaubt, in den Anfangsjahren, den Förderungssatz etwas höher anzusetzen, um die Finanzierung kapitalintensive Projekte zu erleichtern und in den restlichen Jahren diesen wieder zu vermindern. Weiters gibt es noch die Möglichkeit, den Einspeisetarif jährlich der Inflation anzupassen.

Zusätzlich zu einem festgelegten Einspeisetarif, kann in einigen Fällen, durch einen Aufschlag in Form einer Bonuszahlung, ein Anreiz geschaffen werden, bestimmte Arten von Technologien einzusetzen oder ein gewünschtes Verhalten von Anlagen-

betreibern zu erhalten. Bezugnehmend auf Windkraftanlagen können Bonuszahlungen zum Beispiel einen Anreiz bieten, alte Windkraftanlagen durch Repowering zu erneuern oder auf eine modernere Netzintegrationstechnologie umzurüsten, die eine bessere Netzstabilität zu Folge hat.

Die Förderung erneuerbarer Energien durch die Festlegung von Einspeisetarifen ist eine relativ einfache Methode, die, abgesichert durch langfristige, staatlich garantierte, Verträge, den Investoren und Anlagenbetreibern jene Sicherheit und Transparenz bietet, die für die Planung, den Bau und den Betrieb einer Anlage vonnöten ist. Da diese Förderungsmethode leistungsabhängig ist, bietet sie den Anlagenbetreibern einen Anreiz, die Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen zu maximieren. Diese Steuerungsmöglichkeit ermöglicht eine stabile Entwicklung des Marktes für regenerative Energieerzeugung.

Die Festlegung der richtigen Höhe des Einspeisetarifs ist sehr schwierig. Einerseits darf das Niveau nicht zu niedrig sein, um mögliche Geldgeber zu verschrecken, andererseits darf die Förderungshöhe nicht zu hoch sein, um eine Überkompensation des Marktes zu vermeiden. Daher ist eine laufende Überwachung und Kostenkontrolle aller geförderten Projekte zwingend notwendig, um ein gesundes Marktsystem für erneuerbare Energien zu gewährleisten.

Prämienmodell

Das Prämienmodell ist eine spezielle Form der Einspeisevergütung, das auf Direktvermarktung des Stromes setzt und keine Stromabnahmepflicht und keine Prognosepflicht über geplante Einspeisungen vorschreibt.[108] Diese preisbasierte Förderungsmethode kommt in rund 11 europäischen Staaten zum Einsatz (siehe Tabelle 9).

Bei diesem Förderungsmodell wird der aus erneuerbaren Energien erzeugte Strom am Stromspotmarkt verkauft. Der Spotmarkt ist jener Strommarkt, der hauptsächlich dazu dient, den kurzfristigen Strombedarf bei Engpässen zu decken [109]. Die Förderung der Stromerzeuger erfolgt anhand eines Aufschlags auf den durchschnittlichen Strommarktpreis in Form einer Prämienzahlung. Dies steht im Gegensatz zum festen Einspeisetarif, bei dem die Förderung unabhängig von der Strommarktdynamik ist und eine Stromabnahmegarantie festgeschrieben wird. Die Anpassung der Prämienhöhe kann, wie bei der festen Einspeisevergütung, anhand der eingesetzten Technologie, der Größe des Projektes und des Projektstandortes erfolgen. Es besteht auch die Möglichkeit auf den Erhalt von zusätzlichen Bonuszahlungen, wie etwa einem Managementbonus, der die anfallenden Kosten für den Direktverkauf des Stromes am Stromspotmarkt subventioniert. Der Direktverkauf führt zu erhöhter Komplexität und höheren Kosten, was kleineren Anlagenbetreibern die Teilnahme an diesem Prämienmodell erschwert.

Die Höhe der Prämienzahlung kann entweder auf einem konstanten Niveau oder, abhängig von der Entwicklung des Marktpreises, variabel (fließend) definiert werden. Die Variante mit einer konstanten Prämie ist einfacher im Aufbau, kann jedoch zu einer finanziellen Über- oder Unterkompensation führen. Sinkende Strompreise führen zu weniger Einnahmen, wodurch die Projektkosten möglicherweise nicht mehr ausreichend vom Betreiber gedeckt werden können. Im Gegensatz dazu bedeutet ein steigender Strompreis eine zusätzliche finanzielle Belastung für den Staat, aufgrund höherer Durchschnittszahlungen. Dieser Problematik geschuldet, wird das Modell mit konstanten Prämien meist mit einer definierten Ober- und Untergrenze kombiniert, um einer unerwünschten Kostenentwicklung entgegenzuwirken. Dies führt zu mehr finanzieller Sicherheit für den Betreiber und reduziert auch das Risiko für potenzielle Investoren.

Für bessere Planbarkeit eines Projektes wird das Prämienmodell meist in Form fließenden Prämien verwirklicht. Die Prämienhöhe orientiert sich dabei am, über einen gewissen Zeitraum gemittelten, Strompreis und an einem vertraglich festgelegten Referenzwert. Liegt der Strommarktpreis unterhalb dieser Grenze, wird der Differenzbetrag über das Prämiensystem ausgeglichen. Liegt der Strommarktpreis über dem Referenzwert, geht die Prämienzahlung auf null zurück. Um bei zu geringen Strompreisen das Förderungsbudget des Staates nicht zu stark zu belasten, wird auch bei dieser Variante meist eine Prämienobergrenze festgelegt.

Quotenmodell

Beim Quotenmodell wird die Höhe der Förderung nicht, wie bei der Einspeisevergütung, über den Preis definiert, sondern richtet sich nach einer vertraglich festgelegten Mengenvorgabe. Als Beispiel für eine erfolgreiche Anwendung dieses mengenbasierten Förderinstruments in Europa ist Schweden, wo dieses Modell seit 2003 im Einsatz ist. Derzeit kommt diese Förderungsmethode noch in drei weiteren europäischen Staaten zum Einsatz (siehe Tabelle 9).

Dieses Förderungsmodell verpflichtet den Stromanbieter einen gewissen Teil seines Strommixes aus erneuerbaren Energien bereitzustellen. Dafür legt der Staat Quoten fest, die über einen vertraglich festgehaltenen Zeitraum gelten. Möglich ist dabei auch das Definieren von Teilquoten, um so gewisse erneuerbare Energiequellen stärker zu fördern als andere. Für die Auswertung und Kontrolle wird die Quotenerfüllung gemittelt über den gesamten Abrechnungszeitraum dargestellt. Um die Entwicklung von Technologien zur effizienten Nutzung von erneuerbaren Energiequellen hochzuhalten, werden die Quoten im Laufe der Zeit stetig erhöht.

Um das Quotensystem zu vereinfachen, kommt in den meisten Fällen ein Quotenmodell mit zusätzlichem Zertifikatehandel zum Einsatz. Dabei bekommen die Stromerzeuger für jede erzeugte Stromeinheit ein Zertifikat ausgestellt. Hier besteht

die Möglichkeit, verschiedene Technologien, durch eine unterschiedliche Anzahl von Zertifikaten je Stromeinheit, unterschiedlich stark zu fördern. Die erhaltenen Zertifikate können dann am Zertifikatemarkt, der, neben dem Strommarkt, auf dem der erzeugte Strom gehandelt wird, existiert, von Versorgungsunternehmen erworben werden, um so die staatlich vorgegebenen Quoten zu erreichen. Der Preis für ein Zertifikat ergibt sich dabei aus Angebot und Nachfrage. Der Verkauf von Zertifikaten soll somit die Kostendifferenz, die zwischen den Erzeugungskosten für Strom aus erneuerbaren Energien und den Einnahmen aus dem Verkauf am Strommarkt auftritt, ausgleichen. [110]

Im Quotenmodell müssen Maßnahmen definiert werden, die im Falle einer Unter- oder einer Überproduktion von Strom aus erneuerbaren Energien zur Anwendung kommen. Für eine Unterschreitung der vorgegebenen Quote sind einerseits Strafzahlungen, deren Höhe sich nach der Differenz zur Quotenvorgabe richtet, und andererseits die Mitnahme der fehlenden Stromeinheiten in den nächsten Abrechnungszeitraum, womit eine höhere Quotenvorgabe in der Folgeperiode aufscheint, denkbar. Bei einer Überschreitung der vorgegebenen Quote ist die Mitnahme von überproduzierten Stromeinheiten in die Folgeperiode und somit eine Senkung der Quotenvorgabe denkbar. Arbeitet das Quotenmodell mit Zertifikatehandel, so können bestehende Zertifikate bei Überschreitung der vorgegebenen Quote in anderen Abrechnungszeiträumen eingelöst werden. Ihre Gültigkeit wird in den meisten Fällen jedoch zeitlich begrenzt. [108]

Ausschreibungsmodell

Das Ausschreibungsmodell gehört wie das Quotenmodell zu den mengenbasierten Förderinstrumenten. In den vergangenen Jahren stiegen mehrere Länder weltweit auf dieses System um, da das Potenzial, durch Auktionen niedrigere Preise zu erzielen als mit anderen Förderinstrumenten, als hoch angesehen wird.[111] In rund 13 europäischen Staaten kommt diese Art der Förderung, in Kombination mit einigen zuvor genannten Förderinstrumenten, zum Einsatz (siehe Tabelle 9).

Das Ausschreibungsverfahren bietet dem Projektbetreiber die Möglichkeit, die Höhe der Förderung über eine Auktion selbst anzubieten. Die Durchführung einer Auktion verläuft wie folgt. Die Regierung eines Landes definiert die gewünschte Energiemenge, die aus erneuerbaren Energieträgern gewonnen werden soll und schreibt diese schließlich öffentlich aus. Je nach Definition kann die Auktion Technologie-spezifisch, also eine bestimmte Technologie betreffend, oder Technologie-neutral, also mehrere geeignete Technologien möglich, erfolgen. In der Ausschreibung werden klare Anforderungen an die Projektentwickler gestellt, um die finanzielle Leistungsfähigkeit, den Besitz von nötigen Lizenzen und die Einhaltung der jeweiligen Standards sicherzustellen. Dazu müssen von den Bietern oft Kauttionen hinterlegt werden, die einen positiven Abschluss und eine vereinbarte Realisierung des Projek-

tes absichern. Nach Abschluss des Bieterverfahrens erhält jener Projektentwickler den Zuschlag, der je nach Bewertungsmethode (niedrigster Preis oder höchste Punktezahl) das beste Angebot abgegeben hat. Der Ausschreibungspreis und eine garantierte Stromabnahme werden schließlich über eine bestimmte Anzahl von Jahren vertraglich fixiert.

Der Erfolg einer Auktion hängt maßgeblich an der Ausgestaltung der öffentlichen Ausschreibung. Wichtig sind gut ausformulierte Teilnahmebedingungen, die einerseits durch definierte Qualifikationsanforderungen festlegen, welche Projektbetreiber an der Auktion mitbieten dürfen, und andererseits Projekteigenschaften und Realisierungsvorgaben ausweisen, in deren Rahmen sich das Angebot bewegen muss. Einige wichtige Informationen sind die Häufigkeit von Auktionen im Jahr, das zur Verfügung stehende Auktionsvolumen, die gesetzten Fristen, die Bewertungsrichtlinie für das Angebot und die Methode, anhand derer ein Projektbetreiber den Zuschlag erhält. [112]

Essentiell für einen Erfolg der Ausschreibungsmethode ist eine Vielfalt an Akteuren unter den Projektbetreibern, die auch mitbieten. Einen gesunden Wettbewerb, der Chancengleichheit zwischen den einzelnen Stromerzeugern gewährleistet und keine Ausnahmeregelungen zulässt, kann durch ein einfaches und transparentes Ausschreibungsmodell sicherstellen werden.

Investitionszuschüsse und Steuervergünstigungen

Investitionszuschüsse und Steuervergünstigungen sind meist Förderinstrumente, die zusätzlich zu den zuvor genannten Hauptfördermodellen eingesetzt werden. Sie sollen Anreize schaffen, eine gewisse Technologie zu stärken oder einen bestimmten Standort zu bevorzugen.

6.3.1 Überblick über die Fördersysteme in Europa

Erneuerbare Energien werden in Europa nicht durch ein einheitliches Fördersystem gefördert. Die folgende Tabelle 9 gibt einen Überblick über die unterschiedlichen Hauptfördermodelle für Windkraft in den einzelnen europäischen Ländern. Eine detailliertere Beschreibung über das angewandte Fördermodell im jeweiligen Land ist im Kapitel 7 zu finden.

Land	Förderungsmodelle für Windkraft
Österreich	Einspeisetarif
Belgien	Quotenmodell
Bulgarien	Einspeisetarif (zurzeit nicht für WEA)
Kroatien	Prämienmodell, Einspeisetarif
Zypern	Einspeisetarif (eingestellt)
Tschechien	Einspeisetarif, Prämienmodell (jeweils nicht für neue WEA)
Dänemark	Prämienmodell, Ausschreibungsmodell
Estland	Prämienmodell
Finnland	Prämienmodell, Ausschreibungsmodell
Frankreich	Prämienmodell, Ausschreibungsmodell, Einspeisetarif
Deutschland	Prämienmodell, Einspeisetarif, Ausschreibungsmodell
Griechenland	Prämienmodell, Ausschreibungsmodell, Einspeisetarif
Ungarn	Ausschreibungsmodell (für WEA ausgesetzt)
Irland	Einspeisetarif (auslaufend)
Island	Staatliche Subventionen
Italien	Prämienmodell
Lettland	Einspeisetarif (auslaufend)
Litauen	Prämienmodell, Ausschreibungsmodell
Luxembourg	Einspeisetarif, Prämienmodell
Malta	Einspeisetarif (keine WEA)
Niederlande	Prämienmodell, Ausschreibungsmodell (für Offshore-WEA)
Norwegen	Quotenmodell
Polen	Ausschreibungsmodell, Quotenmodell
Portugal	Einspeisetarif
Rumänien	Quotenmodell
Slowakei	Einspeisetarif
Slowenien	Ausschreibungsmodell
Spanien	Ausschreibungsmodell
Schweden	Quotenmodell
Schweiz	Einspeisetarif
Liechtenstein	Einspeisetarif (Nur PV-Anlagen)
Serbien	Einspeisetarif
Albanien	Einspeisetarif (<3MW), Ausschreibungsmodell
Mazedonien	Einspeisetarif
Montenegro	Einspeisetarif
Ukraine	Einspeisetarif
Großbritannien	Einspeisetarif (<5MW), Ausschreibungsmodell
Färöer -Inseln	-
Weißrussland	Einspeisetarif

Tabelle 9: Hauptförderungssysteme in europäischen Ländern

7 Status und Ausblick für einzelne europ. Länder

Auf den folgenden Seiten wird der aktuelle Stand der Windkraft und der Ausblick für die kommenden Jahre, der aktuelle Stand der EU-Klimaziele, das verwendete Fördermodell für erneuerbare Energien und die Stromnetzsituation der einzelnen europäischen Länder beschrieben. Die Informationen stammen hauptsächlich von den Bundesverbänden für Windkraft, den nationalen Übertragungsnetzbetreibern, der Statistikseite „eurostat“, den Aktionsplänen für erneuerbare Energien und den Netzentwicklungsplänen der jeweiligen Länder.

Die genaue Anzahl der Windkraftanlagen und die exakte Höhe der installierten Leistung sind schwer zu eruieren. Je nach Quelle werden unterschiedliche Daten genannt. Um eine einheitliche Linie einzuhalten, stammen die Daten zur Anzahl und Leistung der Windkraftanlagen in den jeweiligen Ländern ausschließlich aus der online Datenbank „thewindpower.org“.

Der aktuelle Stand der Klimaziele (Ende 2016) wird durch die Färbung des Kreisdrittels angezeigt (Grün = Ziel erreicht, Orange=Ziel nicht erreicht, Weiß=keine Status bekannt)

Albanien

Windkraftanlagen: 0

Installierte Leistung: 0 MW In Bau: 150 MW

Ausblick: negativ



Albanien besitzt keine Windenergieanlagen, die ins öffentliche Netz einspeisen. Ein großer Windpark befindet sich gerade in Bau. Der aktuelle Status dieses Projektes ist jedoch unbekannt.

Fördermodell: Einspeisetarif, Ausschreibungsmodell

In Albanien werden erneuerbare Energien mittels Einspeisetarif und Ausschreibungsmodell gefördert. Die gesetzlichen Bestimmungen dafür wurden 2017 im Erneuerbare-Energien-Gesetz niedergeschrieben. WEA bis 3MW sind durch FIT förderfähig. Für alle größeren Anlagen müssen die Betreiber über ein Ausschreibungsverfahren die Vergütungshöhe ermitteln. Der Startpreis für die Bieterverfahren wird vom Energieminister vorgegeben und liegt 2019 für Windkraft bei 7,6 €ct pro kWh.

Netz:

Das Stromnetz Albaniens umfasst 445,7 km lange 400 kV-Leitungen, 1250 km lange 220 kV-Leitungen, 34,4 km lange 150 kV-Leitungen und 1.606,7 km lange 110-kV-Leitungen. Aufgrund der großen Stromimporte aus benachbarten Ländern und der Zunahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Inland wurde in der Vergangenheit verstärkt in den Ausbau des bestehenden Netzes investiert. Albaniens Entwicklungsplan für das Übertragungsnetz sieht für die kommenden Jahre Erweiterungen bestehender und den Bau neuer Leitungen vor.

Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien haben in Albanien beim Netzan-schluss Vorrang, sofern die Anschlussbedingungen erfüllt sind.

Belgien

Windparks: 151

Installierte Leistung: 2.587 MW In Bau: 766 MW



Ausblick: positiv

Die Windkraftnutzung in Belgien verzeichnete in den letzten fünf Jahren ein Wachstum von knapp 20 % pro Jahr. Mitte 2018 waren WEA mit einer Gesamtleistung von 2.587 MW installiert. Belgien bemüht sich sehr, die 2020-Ziele zu erreichen. Aufgrund des geringen Platzangebotes, verglichen mit anderen Staaten, liegt das größte Potenzial in der Offshore-Windkraftnutzung. Die Offshore-Windparks „Norther“ und „Rentel“, mit jeweils über 300 MW, sind gerade in Bau und mit „Seastar“, „Mermaid“ und „Northwester 2“ sind weitere schon vollständig genehmigt und sollen Ende 2019 zusätzlich 700 MW an Offshore-Leistung einbringen. Bis Ende 2020 sollen so 3.000 MW an Land und 2.292 MW auf See erreicht werden.

Fördermodell: Quotenmodell

In Belgien wird die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hauptsächlich durch ein Quotenmodell mit Zertifikatehandel gefördert. Die Stromversorger sind verpflichtet, einen bestimmten Anteil des gelieferten Stromes aus erneuerbaren Energien zu generieren. Der Nachweis erfolgt durch Vorlage grüner Zertifikate. Im Gegensatz zur Offshore-Windenergie, die nationalen Regularien unterstehen, wird die Förderung der Windenergie an Land durch regionale, jedoch auf nationalen Rahmenbedingungen basierenden, Gesetze bestimmt. Die zu erfüllenden Quoten können sich daher je nach betrachteter Region (Flandern, Wallonien und Brüssel) unterscheiden.

Netz:

Die Entwicklung des belgischen Stromnetzes wird heutzutage von der europäischen Klimapolitik geleitet. Der nationale Netzentwicklungsplan 2020-2030 dient als Grundlage für eine Reihe wichtiger Hochspannungsprojekte, die in den nächsten Jahren umgesetzt werden sollen. Der Plan enthält eine Prognose über den Strombedarf von Belgien für das kommende Jahrzehnt und gibt anhand dieser Daten einen Überblick über notwendige Investitionen in die Erneuerung und Erweiterung des Stromnetzes. Zu den Schwerpunkten gehören, neben dem Ausbau des 110 kV-, 150 kV- und 220 kV-Netzes, die Verstärkung und Erweiterung des 380 kV-Netzes und des Offshore-Netzes.

Strom aus erneuerbaren Energien wird in Belgien beim Netzanschluss priorisiert. Die Nutzer haben jedoch keinen Anspruch auf einen Netzausbau.

Bulgarien

Windparks: 47

Installierte Leistung: 642 MW In Bau: 0 MW



Ausblick: negativ

Der Ausbau der Windkraftnutzung in Bulgarien kam in den vergangenen Jahren zum Erliegen. Die politischen Rahmenbedingungen wurden so geändert, dass ein wirtschaftliches Betreiben eines Windparks nicht mehr, oder nur mehr sehr schwer, möglich ist. Die bulgarische Regierung hat, zum Beispiel, die Förderung von neuen Windkraftanlagen eingestellt und neue Steuern auf die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien eingeführt. Zahlreiche Projekte wurden deshalb auf Eis gelegt.

Fördermodell: Einspeisetarif

In Bulgarien kommt ein Einspeisetarif als Fördermodell zum Einsatz. Gesetzliche Grundlage dafür ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Jedoch gilt dieses Modell momentan nur für neue PV-Anlagen und Biomasse-Kraftwerke.

Netz:

Der bulgarische Netzentwicklungsplan für die kommenden Jahre beschreibt ein paar Projekte, wie eine neue 400 KV Leitung nach Serbien oder Verstärkungen bestehender Leitungen des Stromnetzes aufgrund von technischen Einschränkungen und Zuverlässigkeitsproblemen. Eine Erhöhung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien könnte jedoch die Stabilität des bulga-

rischen Stromnetzes beeinträchtigen. Die daher nötigen finanziellen Investitionen in den zukunftssicheren Ausbau des Stromnetzes sind nicht vorhanden.

In Bulgarien erhalten Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien generieren, keinen vorrangigen Netzzugang. Der Netzanschluss unterliegt den Bestimmungen der nationalen Gesetzgebung.

Deutschland

Windparks: 4.530

Installierte Leistung: 53.932 MW In Bau: 1.400 MW



Ausblick: neutral

Der Windkraftausbau in Deutschland hat in den vergangenen Jahren stark zugenommen. Ab 2012 kamen jährlich über 10 % an neuer Windkraftleistung hinzu. Dieser Trend wird in den kommenden Jahren nicht mehr zu halten sein. Schon 2018 soll die Anzahl neuer WEA auf ein Drittel, im Vergleich zum Vorjahr, zurückgehen. In 2019, und den folgenden Jahren, dürfte der Rückgang noch drastischer ausfallen. Die berechtigten Sorgen für den Windenergiesektor spiegelt die siebente Ausschreibungsrunde für Windkraftprojekte wider, bei der nur auf 54 % der Ausschreibungsmenge geboten wurde. Ursachen für diesen prognostizierten schwachen Ausbau der Windkraftnutzung in Deutschland sind in den politischen Rahmenbedingungen zu finden. Die Anwendung des Ausschreibungsmodells als Förderinstrument führte langfristig nicht, wie erhofft, zu einer Preissenkung durch den Bieterwettbewerb, sondern zu einer Reduzierung der Ausbaumenge und zu einer Erhöhung des Förderbetrags.

Fördermodell: Einspeisetarif, Prämienmodell, Ausschreibungsmodell

In Deutschland sind mehrere Fördersysteme im Einsatz und durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) aus dem Jahr 2017 definiert. Das Hauptförderinstrument ist das Prämienmodell. Seit der jüngsten Novelle muss die Marktprämie für WEA größer als 750 kW durch ein Ausschreibungsverfahren bestimmt werden. Das klassische Prämienmodell kommt noch für kleinere WEA zur Anwendung. Kleinere Stromerzeugungsanlagen, bis 100 kW, können auch durch einen Einspeisetarif gefördert werden.

Netz:

Der geplante Ausstieg Deutschlands aus der Kernenergie erforderte 2012 einen Netzentwicklungsplan zur Optimierung, Verstärkung und Modernisierung der Stromnetze, um einen zuverlässigen Weiterbetrieb in Zukunft zu gewährleisten. Zusätzlich dazu wurde 2017 ein Offshore-Netzentwicklungsplan veröf-

fentlich, der den Ausbaubedarf der Netzanbindung von Windparks auf See beinhaltet. Als Grundlage für die Netzplanung dienen Prognosen über die Erzeugung und den Verbrauch von Strom in der Zukunft. Ein gewichtiger Teil des NEP befasst sich mit einer verbesserten Verbindung zwischen Nord- und Süddeutschland. Diese Verbindung soll mittels HGÜ-Leitungen sichergestellt werden, wobei drei solcher Leitungstrassen schon Bestandteil des genehmigten NEP sind. Der Netzausbau in Deutschland verläuft eher schleppend und kann mit dem Ausbau von Stromerzeugungsanlagen auf Basis von erneuerbaren Energien nicht mithalten. Viele Netzausbau-Projekte der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber befinden sich noch in der Planungs- oder Genehmigungsphase.

Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden in Deutschland beim Netzanschluss vorrangig behandelt. Weiters müssen Netzbetreiber den Strom, erzeugt aus erneuerbaren Quellen, bei der Übertragung priorisieren.

Dänemark

Windparks: 1.365

Installierte Leistung: 5.525 MW In Bau: 1.014 MW



Ausblick: positiv

Der Windenergiesektor in Dänemark wuchs in den vergangenen Jahren zwischen 2 % und 5 % pro Jahr. In den kommenden Jahren wird sich das Wachstum leicht verstärken. Bis zum Jahr 2022 sollen Windparks mit einer Gesamtleistung von knapp 2 GW neu ans Stromnetz angeschlossen werden. Der Großteil davon wird auf See generiert. Bis 2030 sollen schließlich drei weitere Offshore-Windparks mit einer Gesamtleistung von 2,4 GW entstehen. Die ersten Auktionen dafür werden 2019/2020 starten. Weiters will Dänemark die Anzahl der WEA an Land deutlich reduzieren. Durch gezieltes Repowering sollen so 4.300 veraltete WEA abgebaut und durch 1.850 neue und moderne WEA ersetzt werden.

Fördermodell: Prämienmodell, Ausschreibungsmodell

Die Förderung von erneuerbaren Energien in Dänemark wird hauptsächlich durch das Prämienmodell abgedeckt. Onshore-WEA bekommen den klassischen Prämientarif, der in Addition zum Marktpreis einen Maximalbetrag nicht übersteigen soll. In seltenen Fällen erhalten die Anlagenbetreiber einen fixen Bonus unabhängig vom Marktpreis. Offshore-WEA erhalten ihren Prämientarif durch ein Ausschreibungsverfahren.

Netz:

Der Nordic Grid Development Plan 2017 beschreibt die laufenden und zukünftigen Investitionen in das nordische Netz. Neben dem Ausbau und der Verstärkung des nationalen Stromnetzes, spielen in diesem Entwicklungsplan neue länderübergreifende Stromleitungen nach Mitteleuropa und Großbritannien eine große Rolle. Auch grenzüberschreitende Verbindungen innerhalb der nordischen Länder gewinnen, ob der erwarteten Änderungen bei Erzeugung und Verbrauch, zunehmend an Bedeutung. In Dänemark umfasst der Netzentwicklungsplan u.a. die Anschlüsse von neuen Offshore-Windparks und die Stärkung bestehender Übertragungsleitungen. Die wichtigsten dänischen Projekte sind neue 400 kV-Verbindungsleitungen nach Deutschland, den Niederlanden und Großbritannien. Dieser Ausbau soll besonders die Windkraftnutzung in dieser Region stärken. Weitere interessante Projekte für die Zukunft sind die in die Jahre gekommenen Verbindungen zwischen Dänemark – Norwegen und Dänemark – Schweden zu erneuern.

In Dänemark ist die Netzanbindung von Stromerzeugern, die mit erneuerbaren Energiequellen arbeiten, durch nationale Rechtsvorschriften geregelt und hat vorrangig und nichtdiskriminierend zu erfolgen.

Estland

Windkraftanlagen: 136

Installierte Leistung: 310 MW

In Bau: 102 MW



Ausblick: neutral

Die Zunahme der Windkraftleistung in Estland war über die letzten Jahre sehr gering. Gründe dafür sind u.a. die Unsicherheit über künftige Förderprogramme und politische Meinungsverschiedenheiten. Trotzdem gehört die Windkraft, zusammen mit der Biomasse, zu den wichtigsten erneuerbaren Energiequellen im Land. Laut estnischem Energiefahrplan soll die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 50 % des nationalen Stromverbrauchs abdecken. Um dieses Ziel zu erreichen, sind schon mehrere Offshore-Windparks in Planung. Am weitesten fortgeschritten ist der Looe-Eesti-Windpark mit einer geplanten Leistung zwischen 700 MW und 1,1 GW. Im Jahr 2020 soll der größte Onshore-Windpark Estlands mit einer Leistung von 102 MW in Betrieb gehen.

Fördermodell: Prämienmodell

Die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen erfolgt in Estland durch ein Prämienmodell. Die Förderung für WEA wird für das laufende Kalenderjahr ausgesetzt, wenn bereits 600 GWh an Windenergie gefördert wurden. Weiters wird ein Anlagenbetreiber, der schon andere finanzielle Unterstützung erhält, nicht gefördert. Aufgrund der schnellen Entwicklung des EE-Sektors, wird das derzeitige Förderungssystem reformiert.

Netz:

Das estnische Stromnetz ist über das Energieversorgungssystem namens BRELL mit den Nachbarländern Lettland, Litauen, Russland und Weißrussland verbunden. Langfristig ist die Abkehr von diesem System und die Synchronisierung mit dem zentraleuropäischen Verbundnetz geplant. Dies soll zu mehr und ertragreicheren Stromexporten führen. Vereinzelt Leitungen sind schon vorhanden, wie die zwei HGÜ-Verbindungen „EstLink 1“ und „EstLink 2“ nach Finnland.

In Estland hat Strom aus erneuerbaren Energien keinen Vorrang. Die Anlagenbetreiber haben jedoch Anspruch auf einen Netzanschluss, weshalb der Netzbetreiber gegebenenfalls sein Stromnetz, finanziert durch die Anlagenbetreiber, umbauen muss.

Färöer-Inseln

Windparks: 4

Installierte Leistung: 18,6 MW

In Bau: 0 MW



Ausblick: neutral

Auf den Färöer-Inseln sind zurzeit zwanzig 900 kW Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 18,6 MW in Betrieb. Weitere Windparks kommen in näherer Zukunft nicht dazu. Jedoch verfolgen die Färöer-Inseln eine Strategie, bis 2030, die gesamte Stromproduktion aus erneuerbaren Energien sicherzustellen. Neben den bestehenden Wasserkraftwerken spielen dabei Wind- und Sonnenenergie eine große Rolle.

Fördermodell: keines

Kein Fördermodell im Einsatz

Netz:

Das Stromnetz auf den Färöer-Inseln ist klein und anfällig, da es nicht mit Netzen anderer Länder verbunden ist. Besonders neue WEA sind eine Gefahr für die Stabilität des Netzes. Daher ist für die kommenden Jahre die Erarbeitung eines Netzentwicklungsplans angedacht. Dieser soll neue Regelungen für die Netzanbindung von Erzeugern und Verbrauchern, sowie eine Einschätzung über die Stabilität des bestehenden Netzes und die Möglichkeit zur Verstärkung und Erweiterung des Netzes, thematisieren.

Finnland

Windparks: 165

Installierte Leistung: 1.970 MW In Bau: 280 MW



Ausblick: positiv

Die installierte Windkraftleistung in Finnland beträgt Mitte 2018 knapp 2 GW und wurde von 2012 bis heute mehr als verzehnfacht. Auch für die kommenden Jahre zeigt der Trend weiter nach oben. Dafür sorgen mehrere Projekte, wie beispielsweise der „Metsälä“-Windpark, mit einer Leistung von 117 MW, oder der „Paltusmäki“-Windpark, mit einer Leistung von 21 MW, die 2019 und 2020 in Betrieb genommen werden. Ein großes Potenzial wird in der Offshore Windkraft gesehen. Die ersten beiden Windparks auf See, mit jeweils 42 MW, wurden 2017 eröffnet. Weitere Offshore-Projekte, die in der Größenordnung von mehreren Hundert Megawatt liegen, befinden sich noch im Planungsprozess.

Fördermodell: Prämienmodell, Ausschreibungsmodell

In Finnland kommt primär das Prämienmodell als Fördersystem zum Einsatz. Die Höhe der Prämie wird entweder durch den Staat vorgegeben oder über ein Ausschreibungsverfahren bestimmt. Förderfähig sind alle Anlagen, die auf finnischem Hoheitsgebiet gebaut und ans Netz angeschlossen wurden. Bezogen auf Windenergieanlagen muss bei der behördlichen Festlegung der Tarife die Nennleistung 500 kW übersteigen. Weiters muss die Anlage aus völlig neuen Teilen bestehen und der Betreiber darf keine anderen staatlichen Zuschüsse erhalten haben.

Netz:

Das finnische Elektrizitätsnetz bildet, zusammen mit dem schwedischen, norwegischen und dänischen, ein gemeinsames nordisches Energiesystem. Die Spannungsniveaus des finnischen Hochspannungsnetzes sind 110 kV, 220 kV

und 400 kV. Finnland ist auch über HGÜ-Leitungen mit dem russischen, estnischen, sowie dem mitteleuropäischen Netzsystem verbunden. Der finnische Netzentwicklungsplan für die Jahre 2017 bis 2027 beinhaltet ein Investitionsbudget in Höhe von 1,2 Mrd. Euro. Dieses Geld fließt hauptsächlich in den Ausbau der grenzüberschreitenden Verbindungen und in die Erneuerung des nationalen Übertragungsnetzes. Die Weiterentwicklung des Hauptstromnetzes in Finnland verlief in den vergangenen Jahren stets nach Plan, wodurch es zu keinem Stau beim Abarbeiten der Netzausbauprojekte kam.

Der Netzzugang für Strom aus erneuerbaren Energien wird durch nationale Energiegesetze geregelt. Besondere Bestimmungen sind nicht vorhanden.

Frankreich

Windparks: 1.040

Installierte Leistung: 13.759 MW In Bau: 900 MW



Ausblick: positiv

Der Ausbau der Windkraft in Frankreich schreitet in großen Schritten voran. Dieser Trend wird auch in den Folgejahren weiter anhalten. Ende 2017 waren Windkraftanlagen mit einer kumulierten Leistung von über 13,7 GW installiert. Der größte Fokus liegt auf der Onshore-Windkraft, die nach Regierungsplänen auf 21-26 GW bis 2023 ausgebaut werden soll. Um dies zu erreichen, wurde auf ein Ausschreibungssystem umgestellt. Die ersten Auktionen, über ein Volumen von 3GW, fanden 2017 und 2018 statt. Frankreich scheint, gleich wie Deutschland, Probleme mit diesem Fördermodell zu haben, da ein Teil nicht ersteigert wurde. Die Regierungspläne für die Offshore-Windkraftnutzung liegen bei 3 GW bis 2023. Bisher ist erst ein Demonstrations-Windpark auf See in Betrieb. In Planung befinden sich hingegen mehrere Offshore-Projekte, deren kumulierte Leistung mehrere Gigawatt beträgt. Davon wurden vier Windparks bereits bestätigt. Diese sollen bis Ende 2021 in Betrieb gehen.

Fördermodell: Einspeisetarif, Ausschreibungsmodell, Prämienmodell

Eine Änderung des Förderwesens für erneuerbare Energien in Frankreich wurde 2015 in der Verordnung „Energy Transition for Green Growth“ beschlossen. In Frankreich wird der Strom aus erneuerbaren Energien entweder durch einen Einspeisetarif oder durch ein Prämienmodell gefördert. Je nach Technologie und Größe der Anlage wird der Prämientarif entweder klassisch, oder über ein Ausschreibungsverfahren ermittelt. Dem klassischen Prämienmodell werden Onshore-Windparks mit höchstens 6 Generatoren und mit An-

lagenleistungen von maximal 3 MW zugeordnet. Bei dem Großteil der anderen Projekte kommen Ausschreibungsverfahren zur Anwendung. Der Einspeisetarif wird langsam ersetzt und kommt nur noch für schwimmende Windenergieanlagen, die speziellen staatlichen Programmen angehören und für Anlagen, die in genau definierten Gebieten gebaut wurden, in Frage.

Netz:

Frankreich ergreift durch Anpassungen und Ausbauten der Netzinfrastruktur gezielt Maßnahmen zur Umsetzung einer geregelten Energiewende. Der französische Netzentwicklungsplan beinhaltet 1.200 km an neuen unterirdischen Kabeln und Unterwasserleitungen, sowie mehr als 400 km an neuen 225 kV-Freileitungen. Weiters sollen ca. 600 km des bestehenden Netzes erneuert oder durch 400 kV-Leitungen ersetzt werden.

Der Netzzugang für Strom aus erneuerbaren Energien wird durch nationale Energiegesetze geregelt. Weiters sind keine besonderen Bestimmungen vorhanden.

Griechenland

Windparks: 139

Installierte Leistung: 2.122 MW In Bau: 618 MW



Ausblick: positiv

Die Weiterentwicklung der griechischen Windkraftbranche, mit einem jährlichen Zuwachs von 100-200 MW, ist in der vergangenen Dekade konstant hoch. Auch in den kommenden Jahren wird sich daran nichts ändern. Mitte 2018 waren in Griechenland Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von über 2,1 GW installiert. Zurzeit befinden sich mehrere Projekte in Bau, wie beispielsweise die Windparks „Kassidiaris I und II“ mit zusammen 90 MW, die Windparks „East Askio“ und „West Askio“ mit kumuliert 77 MW und der künftig größte griechische Windpark „Kafireas“ mit 154 MW. Im Offshore-Bereich ist das Potenzial in Griechenland sehr groß. Dementsprechend viele Windpark-Projekte, in Summe mehr als 30, befinden sich derzeit in Planung. Wie auch in vielen anderen Ländern wird der Großteil dieser Projekte wahrscheinlich nie realisiert und verschwindet in Schubladen. Mitte 2018 fand in Griechenland die erste EE-Auktion statt, bei der 277 MW an die Windenergie- und Solarenergiebranche versteigert wurden.

Fördermodell: Einspeisetarif, Ausschreibungsmodell, Prämienmodell

Die Stromerzeugung durch erneuerbare Energien wird in Griechenland durch einen Einspeisetarif gefördert. Diese Einspeisevergütung wurde Ende 2015 vom Prämienmodell abgelöst und kommt nur mehr für WEA mit einer Leistung kleiner 3 MW zur Anwendung. Für Windenergieprojekt, mit Anlagenleistungen über 6 MW, wird der Prämientarif über ein 2017 eingeführtes Ausschreibungsverfahren bestimmt. Alle anderen neuen WEA erhalten eine staatlich festgelegte Förderprämie.

Netz:

Neben der steigenden Stromnachfrage ist in Griechenland die große Anzahl an neuen Stromerzeugungsanlagen, die auf Basis erneuerbarer Energien arbeiten, und die nötige Anbindung der griechischen Inseln ans Stromnetz der Grund für den geplanten Netzausbau. Im Jahr 2017 hatte das griechische Hochspannungsnetz eine Gesamtleitungslänge von 11.576 km. Es umfasst 150 kV Leitungen, 400 kV AC-Leitungen und 400 kV DC-Leitungen. Die wichtigsten Projekte zwischen 2017 und 2026 sind Leitungsverbindungen von Kreta und den Kykladen zum Festland, sowie der Bau neuer, und der Ausbau bestehender, 400 kV-Leitungen.

Der Netzbetreiber ist verpflichtet Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu beziehen und die erforderlichen Netzausbauten für den Netzanschluss durchzuführen.

Großbritannien

Windparks: 865

Installierte Leistung: 20.934 MW In Bau: 3.047 MW



Ausblick: positiv

Großbritanniens Windenergiesektor wuchs im Jahr 2017 um einen Rekordwert von 4,2 GW auf über 20 GW. Der Windenergieboom wird auch in den kommenden Jahren weiter anhalten. Das Hauptaugenmerk wird hierbei auf die Offshore-Windkraft gelegt. Obwohl die Windkraft an Land, mit über 2,5 GW, den größeren Beitrag zum Kapazitätszuwachs im Jahr 2017 ausmachte, möchte die britische Regierung den Bau neuer Onshore-WEA einschränken. In den Jahren 2018 und 2019 soll nur mehr 1,3 GW an Land installiert werden. Großbritanniens Pläne, die Kapazität des Offshore-Windenergiesektors bis 2030 zu verdoppeln, sind sehr ambitioniert. Ein Blick auf die über 50 Offshore-Projekte, die derzeit in Planung sind, bescheinigt diesem Vorhaben durch-

aus gute Chancen. In Bau befinden sich u.a. der Windpark „Hornsea One“ mit 1,2 GW und der Windpark „Beatrice extension“ mit 588 MW.

Fördermodell: Einspeisetarif, Ausschreibungsmodell

In Großbritannien wird die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch einen Einspeisetarif oder ein CFD-Modell gefördert. Großbritannien hat 2015 auf das „Contract for Difference“-Modell umgestellt. Dieses kommt, unter anderen, bei Onshore-WEA, mit Anlagenleistungen größer 5MW, und Offshore-WEA zum Einsatz. Die Höhe der Vergütung wird über eine Ausschreibung bestimmt. Das CfD-Modell zeichnet sich durch einen langfristigeren Vertrag aus, der sicherstellen soll, dass Anlagenbetreiber einen privilegierenden Tarif erhalten. Solange die Marktpreise unter der im Vertrag vereinbarten Höhe liegen, erhält der Anlagenbetreiber die Differenz ausbezahlt. Im umgekehrten Fall hat er den Überschuss zu erstatten. Die Förderung durch einen Einspeisetarif kann für WEA mit einer maximalen Anlagenleistung von bis zu 5 MW angewendet werden.

Netz:

In Großbritannien teilen sich drei Übertragungsnetzbetreiber das landesweite 400 kV-, 275 kV-, 220 kV- und 132 kV-Stromnetz auf. Das starke Wachstum des EE-Sektors in Gebieten mit schwachem Netzausbau ist eine große Herausforderung für Großbritannien, speziell für Schottland. Viele Netzausbauprojekte beschäftigen sich deshalb mit der Verstärkung dieser Netzschwachstellen. Neben dem Ausbau und der Erneuerung des bestehenden Übertragungsnetzes spielt auch die große Anzahl der Offshore-Windparks und die dafür notwendigen Netzanbindungen eine große Rolle im Netzentwicklungsplan Großbritanniens. Einige Projekte auf internationaler Ebene sind neue Leitungsverbindungen nach Belgien, Norwegen, Dänemark, Irland und Frankreich.

Der Netzzugang in Großbritannien basiert auf den allgemeinen Rechtsvorschriften. Strom aus erneuerbarer Energien wird nicht vorrangig behandelt.

Irland

Windparks: 212

Installierte Leistung: 3.426 MW In Bau: 100 MW



Ausblick: positiv

Die Entwicklung der Windkraftnutzung in Irland verläuft seit zwanzig Jahren stetig steil nach oben. Mitte 2018 waren insgesamt über 3,4 GW an Windkraftleistung installiert. Das Hauptaugenmerk für die kommenden Jahre wird weiterhin auf die Onshore-Windenergie gelegt. Neue Projekte, wie beispielsweise der „Grousemount“-Windpark, mit einer Leistung von 100 MW, werden den Windkraftsektor weiter stärken. Der Ausbau der Offshore-Windenergie wird von der irischen Regierung kaum unterstützt. Im Planungsprozess befinden sich momentan über 5 GW an Offshore-Windkraftleistung, jedoch ist eine Umsetzung aller Projekte ungewiss. Bisher ist nur ein Windpark mit 25MW auf See in Betrieb. Alle Windparks, die bis März 2020 in Betrieb gehen, fallen noch ins alte Förderprogramm. Um den Windkraftausbau darüber hinaus sicherzustellen, ist für 2019 die erste EE-Auktion geplant.

Fördermodell: keines

In Irland ist momentan kein Fördersystem für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen vorhanden. Ein Einspeisetarif-Modell war bis Ende 2015 im Einsatz und wird noch für Projekte, deren Genehmigung vor 2016 erfolgte und deren Bauabschlüsse bis März 2020 stattfindet, angewandt. Für die Zukunft ist ein Ausschreibungsverfahren in Kombination mit einem Prämienmodell als Fördersystem angedacht. Die erste Auktion soll 2019 stattfinden.

Netz:

Das irische Hochspannungsnetz besteht aus 400kV-, 275kV-, 220kV- und 110kV-Hochspannungsleitungen und -kabel. Der Netzentwicklungsplan sieht für die Zeit zwischen 2017 und 2027 insgesamt 131 Projekte zur Verbesserung des Netzes vor. Davon beschäftigen sich 40 Projekte mit dem Bau, 59 mit einem Upgrade und 28 mit der Erneuerung von Netzabschnitten. Bis 2020 werden für die erste Phase knapp 1 Mrd. Euro zur Verfügung gestellt. Wichtige Projekte von internationalem Interesse sind neue Verbindungsleitungen nach Frankreich und zu den schottischen Inseln, sowie das „GreenLink“-Projekt, welches Irland mit Großbritannien verbinden soll.

Der Netzanschluss von Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien generieren, erfolgt in Irland durch ein spezielles Verfahren, das eine höhere Zuverlässigkeit bei der Netzanbindung sicherstellt. Der Netzzugang muss diskriminierungsfrei ermöglicht werden.

Island

Windparks: 2

Installierte Leistung: 4,2 MW

In Bau: 0 MW



Ausblick: neutral

In Island sind vier Windkraftanlagen mit einer kumulierten Leistung von 4,2 MW in Betrieb. Zukünftig sollen jedoch größere Windparks, die in den dreistelligen Megawattbereich gehen, in der Region entstehen. Konkrete Projekte existieren noch nicht, jedoch befinden sich drei Windparks am Planungsbeginn.

Fördermodell: Staatliche Subventionen

In Island werden alle erneuerbaren Energien, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden, durch einen nationalen Energiefond gefördert.

Netz:

Das isländische Übertragungsnetz umfasst insgesamt über 3.000 Leitungskilometer und arbeitet auf den Spannungsniveaus von 132 kV und 220 kV. Der Netzentwicklungsplan befasst sich hauptsächlich mit der Verstärkung bestehender Netzstrukturen. Ein Projekt für die Zukunft, welches sich gerade im Stadium einer Machbarkeitsstudie befindet, ist die „IceLink“-Verbindung zwischen Island und Großbritannien. Mit einer Länge von über 1.000 km würde damit die weltweit längste HGÜ-Unterseekabelverbindung entstehen.

Der Netzzugang in Island basiert auf den allgemeinen Rechtsvorschriften. Da der Strom in Island zu 100% aus erneuerbaren Energien generiert wird, muss den Stromerzeugungsanlagen kein vorrangiger Netzanschluss zugestanden werden.

Italien

Windparks: 385

Installierte Leistung: 10.285 MW In Bau: 218 MW



Ausblick: neutral

Die Windenergiebranche in Italien erlebte zwischen 2004 und 2012 einen wahren Boom. Der Trend hielt aber nicht an und die Kurve flachte ab 2013 langsam ab. Mitte 2018 lag die installierte Leistung aller Windkraftanlagen Italiens bei über 10 GW. Die Ziele der italienischen Regierung sind eine Verdoppelung der Stromproduktion aus Windenergie bis 2030. Die erste Auktion über 500 MW wird Anfang 2019 abgehalten. Neue Windkraftanlagen sollen hauptsächlich auf See entstehen. Der erste Offshore-Windpark Italiens umfasst eine Anlagenleistung von 30 MW und ist zurzeit nahe Taranto in Bau. In Planung befinden sich zurzeit Offshore-Windparks mit einer Gesamtleistung von über 340 MW.

Fördermodell: Prämienmodell

Als Fördersystem für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird in Italien hauptsächlich das Prämienmodell angewandt. Ausschlaggebend für die Anwendung des Fördermodells ist die Größe der Anlage und die Art der Energiequelle (>1 MW für Windkraftanlagen). Die Förderung wird nur gewährt, wenn das Projekt keine andere Förderung erhält.

Netz:

Das italienische Übertragungsnetz besteht aus 380 kV- und 220 kV-Hochspannungsleitungen. Internationale Netzverbindungen über 380 kV-Hochspannungsleitungen bestehen mit Österreich, Frankreich und Montenegro. In Planung sind mehrere HGÜ-Leitungsverbindungen nach Tunesien, Sardinien und Frankreich. Zwischen 2014 und 2017 wurden 3,6 Mrd. Euro in die Entwicklung des italienischen Stromnetzes investiert. Der Übertragungsnetzbetreiber konzentriert sich dabei auf strategisch wichtige Verbindungen in ganz Italien. Für den weiteren Netzausbau sind im Netzentwicklungsplan 2018 weitere 12 Mrd. Euro vorgesehen.

Netzbetreiber in Italien müssen Strom aus erneuerbarer Energien vorrangig übertragen. Weiters hat der Netzzugang für EE-Anlagen eine höhere Priorität als für andere Stromerzeugungsanlagen. Erfordert der Netzanschluss eine Erweiterung des Netzes, so muss der Netzbetreiber für den Ausbau sorgen.

Kroatien

Windparks: 19

Installierte Leistung: 477 MW

In Bau: 156 MW



Ausblick: neutral

Der Entwicklungsverlauf der Windkraft in Kroatien geht seit 2009 steil nach oben. Mitte 2018 waren 227 Windkraftanlagen mit einer kumulierten Leistung von 477 MW in Betrieb. Ende 2018 startete die zweijährige Bauphase eines 156 MW-Windparks im Norden des Landes. Weitere Informationen über die künftige Entwicklung der Windkraftnutzung in Kroatien sind nicht vorhanden.

Fördermodell: Einspeisetarif, Prämienmodell

In Kroatien erfolgt die Förderung von erneuerbaren Energien zur Stromgenerierung entweder durch das Prämienmodell oder durch den Einspeisetarif. Seit Anfang 2016 ist das Prämienmodell das primäre Förderungsinstrument. Bei beiden Modellen werden Ausschreibungsverfahren zur Bestimmung der endgültigen Fördersumme eingesetzt.

Netz:

Das kroatische Hochspannungsnetz besteht aus 400 kV-, 220 kV- und 110 kV-Hochspannungsleitungen und hat Netzanbindungen mit Slowenien, Ungarn, Serbien, sowie Bosnien und Herzegowina. Die Gesamtlänge des Leitungsnetzes beträgt über 7.669 km. Der kroatische Übertragungsnetzbetreiber wird in den Jahren 2016 bis 2025 große Geldsummen in die Erneuerung von alten 220 kV- und 110 kV-Leitungen auf einer Gesamtlänge von über 2.000 km stecken. Weitere Projekte im Netzentwicklungsplan sind u.a. das Anheben des Spannungsniveaus auf bestimmten Netzabschnitten, die Erweiterung bestehender und der Bau neuer Hochspannungsleitungen.

Der Netzzugang in Kroatien basiert auf den allgemeinen Rechtsvorschriften und ist für Stromerzeugungsanlagen, die auf Basis erneuerbarer Energien arbeiten, vorrangig auszuführen. Der Strom aus erneuerbaren Energien unterliegt bei Windkraftanlagen besonderen Bestimmungen.

Lettland

Windparks: 10

Installierte Leistung: 53 MW

In Bau: 0 MW



Ausblick: negativ

Der lettische Windkraftsektor stagniert seit Jahren bei einer installierten Gesamtleistung von 53 MW. Konkrete Informationen über die Zukunft der Windkraftnutzung in Lettland sind nicht vorhanden. Ende 2018 wurden Pläne eines schwedischen Unternehmens veröffentlicht, das 250 Mio. Euro in den Bau eines neuen Windparks im Westen Lettlands investieren möchte. Die Bauphase soll schon 2019 starten und bis 2022 dauern.

Fördermodell: Einspeisetarif (auslaufend)

Lettland hat ein sehr komplexes Fördersystem für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Dabei handelt es sich um einen Einspeisetarif, der Elemente des Quotenmodells und des Ausschreibungsmodells beinhaltet. Seit 2011 ist dieses Förderinstrument jedoch aufgrund mangelnder Transparenz ausgesetzt und soll bis 2020 durch ein neues ersetzt werden.

Netz:

Das Hochspannungsnetz von Lettland besteht aus 330 kV-Hochspannungsleitungen mit einer Gesamtlänge von 1.346 km, und aus 110 kV-Hochspannungsleitungen mit einer Gesamtlänge von 3.893 km. Der Netzentwicklungsplan für die Jahre 2019 bis 2028 beschreibt einerseits Projekte, die schon in der Realisierungsphase sind, wie z.B. eine dritte 330 kV-Leitung nach Estland, und andererseits Projekte, die erst in den kommenden Jahren starten, wie der Bau neuer 330 kV-Leitungen zu den Energieerzeugungshotspots oder die Erneuerung und Wiederherstellung von alten Hochspannungsleitungen. Ein sehr interessantes Projekt, das aber noch in den Kinderschuhen steckt ist die Synchronisierung des baltischen Stromnetzes mit dem europäischen Verbundnetz.

Der Netzzugang in Lettland basiert auf den allgemeinen Rechtsvorschriften und darf keine involvierte Partei diskriminieren. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, Stromerzeugungsanlagen, die auf Basis erneuerbarer Energien arbeiten, an das Netz anzuschließen und gegebenenfalls das Netz auszubauen. Der Strom aus erneuerbaren Energien wird bei den Netzanschlüssen nicht bevorzugt behandelt.

Litauen

Windparks: 59

Installierte Leistung: 455 MW

In Bau: 0 MW



Ausblick: positiv

In Litauen sind zurzeit Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von knapp 500 MW installiert. Die neue Strategie zur nationalen Energieunabhängigkeit sieht eine zusätzliche Windkraftleistung von 300 MW bis 2022 vor. Die genaue Größe des Projektes soll 2019 nach Ablauf der Auktion feststehen. Das Energieministerium vermutet ein großes Potenzial für Offshore-Windparks entlang der litauischen Küsten in der Ostsee und möchte diese langfristig auch erschließen. Studienergebnisse drüber sollen Mitte 2019 vorliegen.

Fördermodell: Prämienmodell, Ausschreibungsmodell

In Litauen wird die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch ein Prämienmodell mit Ausschreibungsverfahren gefördert. Dieses Modell basiert auf fließende Prämien, die sich den Marktpreisen anpassen. Zurzeit werden nur die bestehenden Anlagen durch dieses Förderinstrument unterstützt. Neue Anlagen erhalten keine staatliche Unterstützung. 2019 soll aber wieder ein Prämienmodell mit Ausschreibungsverfahren eingeführt werden, diesmal jedoch mit einer festen Prämie.

Netz:

Das Übertragungsnetz von Litauen besteht aus 400 kV- und 330 kV-Hochspannungsleitungen. Der Netzentwicklungsplan bis 2023 ist in zwei Phasen aufgeteilt. Die Phase 1 beschreibt die Fertigstellung zweier internationaler Leitungsverbindungen. Einmal die „NordBalt“-Verbindung nach Schweden über ein 300 kV-HGÜ-Unterwasserkabel und einmal die „LitPol“-Verbindung nach Polen über eine 400 kV-Freileitung. Die zweite Phase beschreibt schließlich die Weiterentwicklung und Erneuerung des bestehenden Übertragungsnetzes für die kommenden Jahre.

Der Betreiber einer Anlage, die Strom auf Basis von erneuerbaren Energien generiert, hat einen Anspruch auf vorrangigen Netzanschluss. Der Netzbetreiber muss sein Netz dementsprechend ausbauen.

Luxemburg

Windparks: 18

Installierte Leistung: 127 MW In Bau: 0 MW



Ausblick: positiv

Die installierte Windkraftleistung in Luxemburg beträgt derzeit 127 MW. Sie konnte im Jahr 2016 durch zusätzliche 62 MW mehr als verdoppelt werden. In den kommenden zwei Jahren sind acht weitere Windparks geplant. Dadurch sollen weitere 100 MW zum bestehenden Bestand hinzukommen.

Fördermodell: Einspeisetarif, Prämienmodell

In Luxemburg kommen als Förderinstrumente für EE-Anlagen der Einspeisetarif oder das Prämienmodell in Frage. Die Höhe der Vergütung hängt von der jeweiligen Technologie und der Anlagengröße ab. WEA werden weiters durch staatliche Subventionen gefördert.

Netz:

Das Übertragungsnetz in Luxemburg ist an das Deutsche Stromnetz angeschlossen und besteht aus zwei 220 kV Doppelhochspannungsleitungen, mit einer Leitungslänge von 585 km. Eine Stromverbindung nach Belgien ist 2017 in Betrieb gegangen.

Der Netzzugang in Luxemburg basiert auf den allgemeinen Rechtsvorschriften und erfolgt auf nichtdiskriminierende Weise. Strom aus erneuerbaren Energien wird keine Priorität zugeordnet.

Mazedonien

Windparks: 1

Installierte Leistung: 37 MW In Bau: 0 MW



Ausblick: negativ

Der einzige Windpark in Mazedonien befindet sich in der Region Bogdanci und besitzt eine Anlagenleistung von 37 MW. Im Jahr 2020 sollen, während der zweiten Bauphase, sechs weitere Windkraftanlagen mit einer kumulierten Leistung von 13,8 MW zusätzlich hinzukommen. Informationen über einen möglichen weiteren Ausbau der Windkraftnutzung sind nicht vorhanden.

Fördermodell: Einspeisetarif

Das Förderinstrument für Strom aus erneuerbaren Energiequellen in Mazedonien ist ein fester Einspeisetarif. Berechtigt zu einer Förderung sind Windparks unter 50 MW. Sofern es die Nachfrage erlaubt, muss ein bestimmter Prozentsatz des Gesamtstromverbrauchs durch den Strom aus den geförderten Anlagen gedeckt werden.

Netz:

Das Hochspannungsnetz in Mazedonien umfasst über 2.100 km und arbeitet auf den Spannungsniveaus von 400 kV, 220 kV und 110 kV. Länderübergreifende Stromleitungen führen nach Griechenland, Bulgarien, Serbien und den Kosovo. Eine neue 400 kV-Freileitung, die von Mazedonien nach Serbien führen soll, wurde 2015 genehmigt. Weitere Informationen über einen Netzentwicklungsplan oder über Projekte zur Verbesserung des bestehenden Netzes konnten nicht gefunden werden.

Stromerzeugungsanlagen, die auf Basis von erneuerbaren Energien arbeiten, haben in Mazedonien einen priorisierten Zugang zum Übertragungsnetz, sofern die technischen Voraussetzungen erfüllt wurden.

Montenegro

Windparks: 2

Installierte Leistung: 118 MW In Bau: 0 MW



Ausblick: neutral

Die Windenergiebranche in Montenegro ist noch relativ jung. In den Jahren 2017 und 2018 gingen die zwei einzigen Windparks mit einer Gesamtleistung von 118 MW in Betrieb. Informationen über einen möglichen weiteren Ausbau der Windkraftnutzung sind nicht vorhanden.

Fördermodell: Einspeisetarif

In Montenegro ist der Einspeisetarif das einzige Fördermodell für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Für die Förderung von Windenergieanlagen ist keine bestimmte Anlagengröße vorausgesetzt.

Netz:

Das Hochspannungsnetz in Montenegro umfasst über 1.300 km Freileitungen. Die Stromübertragung geschieht über die Spannungsebenen 400 kV, 220 kV und 110 kV. In den vergangenen Jahren wurden einige Projekte zur Verbesse-

rung des Stromnetzes genehmigt. Besonders wichtige Projekte sind die 400 kV-Freileitung, die den Norden Montenegros mit den Süd-Westen elektrisch verbinden soll und der „Trans-Balkan“-Korridor, der über einen 400 KV-Leitungsverbund eine verbesserte Verbindung zwischen Montenegro, Serbien und Bosnien und Herzegowina herstellen soll.

Der Netzzugang in Montenegro basiert auf den allgemeinen Rechtsvorschriften und darf keine involvierte Partei diskriminieren. Strom aus erneuerbaren Energien wird bei den Netzanschlüssen bevorzugt behandelt.

Niederlande

Windparks: 499

Installierte Leistung: 4.514 MW In Bau: 162 MW



Ausblick: positiv

Der Windkraftausbau in den Niederlanden schreitet rasch voran. Der aktuelle Bestand aller Windenergieanlagen umfasst eine installierte Gesamtleistung von über 4,5 GW. Die Regierung setzt sich eine installierte Onshore-Leistung von 6 GW bis 2020 und eine installierte Offshore-Leistung von 4,45 GW bis 2023 als Ziel. Langfristig sollen noch weitere 7 GW hinzukommen, um so die nationalen 2030-Vorgaben erfüllen zu können. Ein Blick auf aktuelle Windpark-Projekte, die zurzeit noch in Planung sind, lässt diese Ziele als ambitioniert, aber durchaus erreichbar, erscheinen.

Fördermodell: Ausschreibungsmodell, Prämienmodell

In den Niederlanden ist das primäre Förderinstrument ein Prämienmodell, das auf 15 Jahre ausgelegt ist. Für Onshore-WEA hängt die Höhe der Prämienauszahlung von den Volllaststunden und der Leistung der jeweiligen Anlage ab und wird nach dem Prinzip „first come, first serve“ vergeben. Um Offshore-Windenergieanlagen zu pushen, kommen hier ausschließlich Ausschreibungsverfahren zur Bestimmung der Förderhöhe zum Einsatz.

Netz:

Das Hochspannungsnetz in den Niederlanden besteht aus 380 kV-, 220 kV-, 150 kV- und 110 kV-Leitungen. Insgesamt sind vier Verbindungen nach Deutschland und zwei Verbindungen nach Belgien vorhanden. Der niederländische Übertragungsnetzbetreiber hat mit dem Bau eines Offshore-Hochspannungsnetzes begonnen, um die Anbindung von Offshore-Windparks ans Elektrizitätsnetz am Festland zu erleichtern. Weitere Projekte befassen

sich mit der kontinuierlichen Erweiterung und Verbesserung des bestehenden Übertragungsnetzes.

Der Netzzugang in den Niederlanden basiert auf den allgemeinen Rechtsvorschriften und darf keine involvierte Partei diskriminieren. Dem Strom, aus erneuerbaren Energien, wird keine Priorität zugeordnet.

Norwegen

Windparks: 32

Installierte Leistung: 1.162 MW In Bau: 1.256 MW



Ausblick: positiv

Mit einer installierten Gesamtleistung von 1.162 MW spielt die Windkraft in Norwegen zurzeit eine eher untergeordnete Rolle. Dennoch unterstützt die Regierung den Ausbau der Windenergienutzung und schafft durch klar definierte Rahmenbedingungen und angepasste Fördermittel Investoren anzuziehen. Im Jahr 2017 wuchs die installierte Windkraftleistung in Norwegen um 38 % im Vergleich zum Vorjahr. Mit einem ähnlich starken Zuwachs ist auch in den kommenden Jahren zu rechnen. Zurzeit befinden sich Windparks mit einer Gesamtleistung von über 1 GW in Bau. Im Offshore-Bereich sind zurzeit nur Versuchsanlagen in Betrieb. Jedoch gibt es schon weit fortgeschrittene Offshore-Projekte, wie den „Havsul I“-Windpark, mit einer geplanten Leistung von 350 MW. Um ein Wachstum in diesem Sektor sicherzustellen, wurden von der norwegischen Regierung Ende 2018 zwei neue Wasserareale für die Windkraftnutzung freigegeben.

Fördermodell: Quotenmodell

In Norwegen ist ein Quotenmodell mit Zertifikatshandel als Förderinstrument im Einsatz. Mittels der Zertifikate muss der Stromversorger nachweisen, dass ein gewisser Teil des gelieferten Stromes aus erneuerbaren Energien generiert wurde.

Netz:

Das norwegische Hochspannungsnetz, mit Spannungsebenen von hauptsächlich 300 kV und 420 kV, vereinzelt auch 132 kV, umfasst mehr als 12.500 Leitungskilometer. Das im Netzentwicklungsplan angegebene Investitionsbudget für die Entwicklung des norwegischen Elektrizitätsnetzes in der Zeit zwischen 2017 und 2023 soll 5 Mrd. Euro betragen. Primäre Projekte sind die Verstärkung der Leitungen, die den Energieüberschuss im Norden des Landes Richtung Zentralnorwegen wegtransportieren sollen, das Erneuern al-

ter Leitungsverbindungen und das Upgraden von 300 kV-Leitungen auf 420 kV, um so zukünftig mehr Energie übertragen zu können.

Auch der „Nordic Grid Development Plan 2017“ beschreibt die notwendigen laufenden und zukünftigen Investitionen in das nordische Netz. In diesem Entwicklungsplan spielen neue länderübergreifende Stromleitungen nach Mitteleuropa und Großbritannien eine große Rolle. Auch grenzüberschreitende Verbindungen innerhalb der nordischen Länder gewinnen, ob der erwarteten Änderungen bei Erzeugung und Verbrauch, zunehmend an Bedeutung. Besonders eine Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Nordfinland und Nordnorwegen wird aktuell überlegt.

Netzbetreiber in Norwegen sind verpflichtet, Stromerzeugungsanlagen, die auf Basis von erneuerbaren Energien arbeiten, ans Stromnetz anzuschließen, auch wenn ein Netzausbau erforderlich ist.

Österreich

Windpark: 247

Installierte Leistung: 2.790MW In Bau: 19,4 MW



Ausblick: positiv

In Österreich sind zurzeit Windkraftanlagen mit einer kumulierten Leistung von 2.790 MW in Betrieb. Die Anzahl der installierten Windkraftanlagen wird auch 2018 und 2019 weiter anwachsen. Jedoch nicht mehr in dem Ausmaß, wie in den vergangenen Jahren. Ab 2020 ist die Situation noch unklar, da klare politische Rahmenbedingungen für garantierte Förderzusagen fehlen. Zurzeit befinden sich über 200 genehmigte Windenergieanlagen in der Warteschlange und warten auf eine Förderzusage von den Behörden.

Fördermodell: Einspeisetarif

Die Förderung der Windenergieerzeugung in Österreich wird durch einen festen Einspeisetarif sichergestellt. Als Grundlage dafür dient das 2012 in Kraft getretene neue Ökostromgesetz. Zusätzlich dazu stellt die kleine Ökostromnovelle 2017 weitere Mittel bereit, um einen Abbau der Warteschlange für den Bau von zusätzlichen WEA zu erreichen. Die Förderhöhe beläuft sich 2018 auf 8,20 €ct und 2019 auf 8,12 €ct pro kWh.

Netz:

In Österreich bildet sich das Übertragungsnetz aus über 7.000 Leitungskilometern. In den kommenden Jahren sind in Österreich umfangreiche Netzver-

stärkungen und Netzausbauten erforderlich, um die Versorgungssicherheit während der Energiewende sicherzustellen. Langfristiges Ziel ist die Schließung des 380 kV-Ringes im Süden des Landes.

Der Netzanschluss von Stromerzeugern aus erneuerbaren Energien geschieht nach allgemeinen Rechtsvorschriften und nach nichtdiskriminierenden Grundsätzen. Bei unzureichender Netzkapazität sind die Netzbetreiber verpflichtet, vorrangig Strom aus erneuerbaren Quellen zu übertragen.

Polen

Windparks: 266

Installierte Leistung: 5.722 MW In Bau: 2 MW



Ausblick: neutral

Die Windenergiebranche in Polen ist in den vergangenen 15 Jahren sehr stark gewachsen und liegt Mitte 2018 bei einer installierten Gesamtleistung von über 5.7 GW. Neue Bau- und Landnutzungsvorschriften aus dem Jahr 2016 sorgen aber dafür, dass der Markt für neue Onshore-WEA zum Erliegen kommt. Bessere Aussichten bestehen für Offshore-Windparks. Polen plant, bis zum Jahr 2035, 8 GW auf See zu installieren. In der Ausschreibungsrunde Ende 2018 wurden 31 Onshore-Projekte mit einer kumulierten Gesamtleistung von 1 GW ersteigert. Für diese Projekte gelten die strengeren Gesetze nur teilweise, da sie schon vor 2016 genehmigt wurden.

Fördermodell: Quotenmodell, Ausschreibungsmodell

Das primäre Förderinstrument in Polen ist seit Juli 2016 das Ausschreibungsverfahren. Vorher wurde hauptsächlich auf ein Quotensystem mit Zertifikatshandel gesetzt. Anlagenbetreiber, die vor Juli 2016 ans Stromnetz angeschlossen wurden, können sich zwischen beiden Fördermöglichkeiten entscheiden.

Netz:

In Polen waren Ende 2015 insgesamt 253 Freileitungen für das Übertragungsnetz in Betrieb. 173 davon mit einer Spannung von 220kV, 79 mit einer Spannung von 400 kV und 1 mit einer Spannung von 750 kV. Zusätzlich dazu gibt es noch eine 450 kV-DC-Leitung. Der Netzentwicklungsplan beschreibt eine Reihe von Projekte, die die Erweiterung und den Ausbau bestehender Leitungen und den Bau von neuen Leitungen forcieren. Das 400 kV-Netz soll fast auf die doppelte Leitungslänge anwachsen. Das 220 kV-Netz soll im gleichen Zeitraum um ungefähr ein Achtel schrumpfen. Weiters wird auch über eine dritte 400 kV-Verbindungsleitung nach Deutschland nachgedacht, wo-

durch die Stromaustauschkapazität deutlich gesteigert werden könnte. Langfristig soll auch ein Offshore-Übertragungsnetz entstehen, sofern die polnische Offshore-Windkraft in den kommenden Jahren deutlich wachsen sollte.

Betreiber von Stromerzeugungsanlagen, die aus erneuerbaren Energien Strom generieren, dürfen in Polen beim Netzanschluss nicht diskriminiert werden und der Strom aus diesen Anlagen muss bei der Übertragung stets vorrangig behandelt werden. Anlagenbetreiber haben keinen Anspruch auf einen Netzausbau.

Portugal

Windparks: 364

Installierte Leistung: 5.374 MW In Bau: 0 MW



Ausblick: neutral

In Portugal sind zurzeit Windenergieanlagen mit einer kumulierten Leistung von über 5,3 GW installiert. Im Jahr 2017 war zum ersten Mal seit Beginn der Windkraftnutzung in Portugal vor zwanzig Jahren kein Leistungszuwachs zu verzeichnen. Der Ausbaugrad von Kraftwerken, die auf Basis von erneuerbaren Energien arbeiten, ist in Portugal ausgezeichnet. Aufgrund des großen Potenzials liegt in den kommenden Jahren der Fokus auf der Offshore-Windkraft. Die Versuchsanlage „Windfloat“ mit einer Leistung von 150 MW ist gerade in Planung.

Fördermodell: Einspeisetarif

In Portugal wurde Strom aus erneuerbaren Energien bis November 2012 durch einen Einspeisetarif gefördert. Seitdem ist zwar ein Vergütungssystem auf Basis eines Ausschreibungsverfahrens angedacht, es wurden aber noch keine Ausschreibungsregeln veröffentlicht oder irgendwelche Initiativen in diese Richtung unternommen. Nur für kleine Anlagen trat 2015 ein Bieterverfahren in Kraft, wodurch kleine Anlagen bis 250kW und Anlagen für den Eigengebrauch mit Leistungen über 1 MW gefördert werden.

Netz:

Das Hochspannungsnetz in Portugal umfasst ca. 9.000 km und teilt sich zu gleichen Teilen in ein 150 kV-, 220 kV- und ein 400 kV-Leitungsnetz auf. In den letzten zehn Jahren ist das 400 kV-Netz deutlich gewachsen. Der portugiesische Netzentwicklungsplan 2017-2026 identifizierte einige wenige Stellen des Übertragungsnetzes im Norden und Süden des Landes, welche durch Leitungsverstärkungen eine signifikante Entlastung des bestehenden Netzes er-

geben. Weiters wird ein Ausbau der 400 kV-Leitungsverbindungen nach Spanien angestrebt.

Betreiber von EE-Anlagen in Portugal dürfen beim Netzanschluss nicht diskriminiert werden und der Strom aus diesen Anlagen hat stets Vorrang. Anlagenbetreiber haben keinen Anspruch auf einen Netzausbau.

Rumänien

Windparks: 77

Installierte Leistung: 3.580 MW In Bau: 72,5 MW



Ausblick: neutral

Die rumänische Windenergiebranche wuchs in den Jahren 2010 bis 2014 von 14 MW auf knapp 3 GW. In den letzten Jahren betrug der Zuwachs nur mehr ca. 1 % pro Jahr. Dieser Trend wird sich auch in naher Zukunft nicht ändern. Das Vertrauen Rumäniens in die erfolgreiche Umsetzung der 2020-Ziele im Bereich der erneuerbaren Energien und die Einstellung der Förderungen für neue EE-Anlagen haben den Windenergiesektor einschlafen lassen. Informationen über größere Windpark-Projekte sind nicht zu finden.

Fördermodell: Quotenmodell

Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wurde bis Ende 2016 durch ein Quotenmodell sichergestellt. Seit 2017 ist kein Förderinstrument in Rumänien mehr im Einsatz. Das Quotensystem gilt aber noch für Anlagen, die vor 2017 in Betrieb genommen wurden. Mittels sogenannten „grünen Zertifikaten“ wird sichergestellt, dass ein gewisser Anteil des Stromes aus erneuerbaren Energien generiert wird. Für WEA endet die Förderung nach 15 Jahren.

Netz:

Das Hochspannungsnetz in Rumänien besteht aus 110 kV-, 220 kV-, 400 kV- und 750 kV-Leitungen. Derzeit sind über 84 % der Freileitungen des Übertragungsnetzes in Rumänien älter als 40 Jahre und bedürfen einer dringenden Modernisierung. Die dafür notwendigen Projekte werden im Netzentwicklungsplan 2018-2027 diskutiert. Neben den Sanierungen bestehender Leitungen wird in diesem Entwicklungsplan auch auf die notwendige Verstärkung der Nord-Süd und Ost-West Verbindungen eingegangen.

Strom aus EE-Anlagen müssen vorrangig übertragen werden. Der Netzbetreiber ist verpflichtet Stromerzeugungsanlagen, die auf Basis erneuerbarer Ener-

gien arbeiten, an sein Netz anzuschließen, ohne bestimmte Anlagenbetreiber zu diskriminieren. Gegebenenfalls muss der Netzbetreiber sein Netz auch dementsprechend ausbauen.

Schweden

Windparks: 873

Installierte Leistung: 6.331 MW In Bau: 2,7 GW



Ausblick: positiv

Der Zubau von neuen WEA im Jahr 2017 ist zwar geringer ausgefallen als in den Jahren zuvor, dennoch ist der Ausblick für die kommenden Jahre positiv zu beurteilen. Vor allem deshalb, da quer durch alle politischen Parteien die Windkraftnutzung eine große Zustimmung widerfährt. Die für den Bau einer neuen Windkraftanlage nötigen Verfahren wurden in den letzten Jahren deutlich vereinfacht. Zu den größten Projekten gehören ein 4 GW Windparkcluster in Markbyden, der in drei Projektphasen errichtet wird, und ein 475 MW Windpark in Västernorrlands län, der Ende 2021 in Betrieb gehen soll. Zurzeit sind knapp 6,4 GW in Schweden installiert.

Fördermodell: Quotenmodell

In Schweden wird der Strom aus erneuerbaren Energien durch ein Quotensystem mit Zertifikatshandel gefördert. Der Energieversorger ist verpflichtet, anhand von Zertifikaten nachzuweisen, dass ein bestimmter Anteil seines gelieferten Stromes aus erneuerbaren Energiequellen generiert wurde.

Netz:

Der schwedische Übertragungsnetzbetreiber hat langfristige Investitionspläne. Allein zwischen 2017 und 2020 sollen 1,5 Mrd. Euro in die Modernisierung des Übertragungsnetzes investiert werden. Im Jahr 2018 wurden Teile der 400kV-Leitung 70 Jahre alt, Teile des 220 kV-Netzes sind noch älter. Aufgrund des Alters müssen diese Netzabschnitte vollständig erneuert werden. Es handelt sich hier um insgesamt über 800 Leitungskilometer. Auch der „Nordic Grid Development Plan 2017“ beschreibt die notwendigen laufenden und zukünftigen Investitionen in das nordische Netz. In diesem Entwicklungsplan spielen neue länderübergreifende Stromleitungen nach Mitteleuropa und Großbritannien eine große Rolle. Auch grenzüberschreitende Verbindungen innerhalb der nordischen Länder gewinnen, ob der erwarteten Änderungen bei Erzeugung und Verbrauch, zunehmend an Bedeutung.

Der Netzbetreiber ist verpflichtet Stromerzeugungsanlagen, die auf Basis erneuerbarer Energien arbeiten, an das Netz anzuschließen und gegebenenfalls das Netz auszubauen. Erneuerbare Energiequellen bieten keinen Vorrang beim Netzanschluss.

Schweiz

Windparks: 32

Installierte Leistung: 75 MW

In Bau: 0 MW



Ausblick: negativ

Der Ausbau der Windkraftnutzung in der Schweiz geht sehr schleppend voran. Die Gesamtleistung der Windkraftanlagen beträgt zurzeit 75 MW. Auch in den nächsten Jahren wird sich an dieser Situation nicht viel ändern. Aufwändige Genehmigungsverfahren ziehen laufende Projekte in die Länge, verursachen zusätzliche Kosten durch strenge Auflagen und sorgen so für ein sinkendes Interesse von Investoren an der schweizer Windenergiebranche. Sollten sich die Rahmenbedingungen jedoch künftig in einer positiven Weise verändern, warten schon Projekte mit einer summierten Anlagenleistung von über 1 GW auf eine Realisierung. Als Standorte kommen dafür hauptsächlich das Juragebiet und das westliche Mittelland in Frage.

Fördermodell: Einspeisetarif

Als Fördersystem kommt in der Schweiz der Einspeisetarif zum Einsatz. Die staatliche Unterstützung ist nicht von der Größe der WEA abhängig.

Netz:

Das Übertragungsnetz in der Schweiz umfasst insgesamt 6.700 km. Das in die Jahre gekommene Leitungsnetz bedarf, aufgrund des Wandels des Energiesektors, jedoch dringend einer Modernisierung. Der Bericht zum strategischen Netz für das Jahr 2025 beschreibt eine Reihe von Maßnahmen und Projekten, die das Schweizer Übertragungsnetz zukunftssicher machen sollen. Es werden insgesamt 280 Leitungskilometer umgebaut, 245 Leitungskilometer neu zugebaut und 270 Leitungskilometer abgebaut.

In der Schweiz erhalten EE-Anlagen keinen vorrangigen Netzanschluss.

Serbien

Windparks: 4

Installierte Leistung: 25 MW

In Bau: 275 MW



Ausblick: positiv

Die Nutzung der Windkraft zur Stromerzeugung wurde in Serbien erst im Jahr 2015 richtig gestartet. Bis Mitte 2018 waren in Summe neun Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 25 MW ans Stromnetz angeschlossen. Derzeit befinden sich drei Windparks in Bau, die mit einer Gesamtleistung von 275 MW den derzeitigen Ausbaugrad deutlich anheben. Weitere Projekte sind schon in Planung.

Fördermodell: Einspeisetarif

In Serbien ist der Einspeisetarif das einzige Fördermodell für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Für die Förderung von WEA ist keine bestimmte Anlagengröße vorgeschrieben.

Netz:

Das serbische Hochspannungsnetz besteht aus 400 kV-, 220 kV- und 110 kV-Leitungen. Der Plan zum Ausbau des Übertragungsnetzes ist Teil der serbischen Entwicklungsstrategie für den Energiesektor. Die zwei Hauptpunkte im Netzentwicklungsplan sind der „Trans-Balkan-Korridor“ und die Weiterentwicklung des bestehenden 110 kV-Leitungsnetzes. Im Projekt „Trans-Balkan-Korridor“ geht es primär um den Bau von neuen 400 kV-Leitungen.

Anlagen, die auf Basis von erneuerbaren Energien Strom erzeugen, müssen vorrangig ans Stromnetz angeschlossen werden. Der Netzzugang hat diskriminierungsfrei zu erfolgen.

Slowakei

Windparks: 2

Installierte Leistung: 3,1 MW

In Bau: 0 MW



Ausblick: negativ

In der Slowakei spielt die Windkraftnutzung keine Rolle. Die einzigen beiden Windparks wurden Anfang der 2000er errichtet und kommen summiert auf knapp über 3 MW. Weitere Informationen über den Stand und die Entwicklung des Windenergiesektors in der Slowakei sind nicht vorhanden.

Fördermodell: Einspeisetarif

Das primäre Förderinstrument in der Slowakei ist der Einspeisetarif. Diese Förderung beinhaltet einerseits die Kosten, die aufgrund von Stromverlusten entstehen und dadurch abgegolten werden, und andererseits einen Kostenzuschlag. Der Zuschlag bleibt ab einer gewissen Anlagengröße konstant. Bei Windkraftanlagen liegt diese maximale Anlagenleistung bei 15 MW. Zusätzlich sind noch Subventionen und Steuererleichterungen als Unterstützung für die Stromerzeuger möglich.

Netz:

Das Hochspannungsnetz in der Slowakei besteht aus den Spannungsniveaus 400 kV, 220 kV und 110 kV. Eine synchronisierte Netzverbindung besteht mit den Stromnetzen der Nachbarländer Tschechien, Polen, Ukraine und Ungarn. Der Netzentwicklungsplan für die Zeit zwischen 2016 und 2025 enthält Maßnahmen für einen sicheren Betrieb des Elektrizitätsnetzes in der Zukunft. Die meisten Projekte befassen sich mit der Aufrüstung des 400 kV-Leitungsnetzes. Viele 220 kV-Leitungen werden zurückgebaut, da sie aufgrund der Energiewende an Bedeutung verloren haben. Eine große Rolle im Entwicklungsplan spielt auch der Ausbau der Netzverbindungen zu den Nachbarländern.

EE-Anlagen müssen vorrangig ans Stromnetz angeschlossen werden. Der Netzbetreiber ist verpflichtet sein Netz zu erweitern, ohne bestimmte Nutzer zu diskriminieren.

Slowenien

Windparks: 2

Installierte Leistung: 3,2 MW

In Bau: 0 MW



Ausblick: neutral

Slowenien hat zurzeit nur zwei Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 3,2 MW in Betrieb. Das Fehlen eines geeigneten politischen Rahmens und die häufige Änderung der Landnutzungsvorschriften haben den Ausbau der Windenergienutzung nie richtig beginnen lassen. Ein Startschuss kann jedoch durch zwei Auktionsverfahren in den Jahren 2016 und 2017 erfolgt sein, bei denen Anlagenleistungen von 106,3 MW an neuen Windkraftkapazitäten versteigert wurden.

Fördermodell: Ausschreibungsmodell

Die Förderung von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Slowenien erfolgt seit dem 22. September 2014 durch ein Ausschreibungsverfahren. Dabei dürfen die in der Ausschreibung definierten Referenzkosten nicht überschritten werden. Alle Anlagen, die vor diesem Datum ans Netz angeschlossen wurden, können durch einen Einspeisetarif oder alternativ durch ein Prämiensmodell gefördert werden. Windparks mit einer Anlagenleistung von bis zu 50 MW können an den Ausschreibungsverfahren teilnehmen.

Netz:

Das Hochspannungsnetz in Slowenien hat drei Spannungsniveaus. Das 400 kV-Netz mit einer Leitungslänge von über 700 km, das 220 kV-Netz mit einer Leitungslänge von über 330 km und das 110 kV-Netz mit einer Leitungslänge von über 2.600 km. Durch den 2014 veröffentlichten Netzentwicklungsplan soll das slowenische Netz durch verschiedene Projekte gezielt verbessert werden. Das Hauptziel des Entwicklungsplans ist der Ausbau und die Verstärkung des Elektrizitätsnetzes, damit ausreichend Übertragungskapazitäten für die Zukunft vorhanden sind.

In Slowenien werden EE-Stromerzeugungsanlagen gegenüber konventionellen Kraftwerken vorrangig behandelt.

Spanien

Windparks: 984

Installierte Leistung: 23.358 MW In Bau: 46 MW



Ausblick: positiv

Die spanische Windenergiebranche hat eine harte Zeit hinter sich, obwohl ein Blick auf die Gesamtleistung zeigt, dass Spanien mit über 23 GW noch immer im Spitzenfeld in Europa zu finden ist. Seit 2013 stockte der Windenergieausbau nahezu komplett. Mit drei Ausschreibungen seit 2016 und einer versteigerten Gesamtleistung von 4,6 GW meldet sich Spanien jedoch zurück und blickt nun zuversichtlich in die Zukunft. Der Großteil der Windkraft-Projekte muss bis Ende 2020 fertiggestellt werden. Der spanische Verband des Windenergiesektors sieht die Möglichkeit bis 2030 die Gesamtleistung der Windkraftanlagen auf 40 GW anzuheben und damit 30 % des Stromverbrauchs in Spanien zu decken.

Fördermodell: Ausschreibungsmodell

In Spanien waren bis Anfang 2012 der Einspeisetarif und das klassische Prämienmodell als Förderinstrumente für Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Einsatz. Aufgrund des starken Zuwachses an EE-Stromerzeugern und den daher getroffenen politischen Entscheidungen wurden diese Fördermodelle eingestellt. Im Jahr 2014 wurde schließlich ein Ausschreibungsverfahren eingeführt. Dieses neue Förderinstrument ist ausschließlich für Wind- und Solarenergie gedacht.

Netz:

Der Übertragungsnetzbetreiber in Spanien betreibt 400 kV- und 220 kV-Stromleitungen mit einer Länge von je 20.000 km. Weitere Spannungsniveaus des spanischen Elektrizitätsnetzes sind 150 kV, 132 kV und 110 kV. Um ein sicheres, effizientes und nachhaltiges Übertragungsnetz zu gewährleisten, wurden im Jahr 2015 mehrere Netzinfrastrukturprojekte in einem Netzentwicklungsplan definiert. Die Hauptpunkte darin sind die Netzanbindung der spanischen Inseln, die Entwicklung und der Bau von internationalen Netzverbindungen sowie die Stärkung des bestehenden Übertragungsnetzes.

EE-Anlagen werden in Spanien beim Netzanschluss vorrangig behandelt. Ist eine Erweiterung des bestehenden Netzes erforderlich, muss der Anlagenbetreiber die entstehenden Kosten tragen.

Tschechien

Windparks: 70

Installierte Leistung: 311 MW In Bau: 0 MW



Ausblick: negativ

Der Windenergiesektor in Tschechien ist nicht sehr interessant für Investoren. Seit Jahren kommen kaum neue Windenergieanlagen zum bestehenden Bestand hinzu. Derzeit sind 311 MW in Tschechien installiert. Das politische Klima bezogen auf erneuerbare Energien und die komplizierten Auflagen zur Errichtung einer neuen Windkraftanlage wirken dem Wachstum des Windenergiesektors entgegen.

Fördermodell: Einspeisetarif, Prämienmodell

In Tschechien werden EE-Anlagen mittels eines Einspeisetarifs oder eines Prämienmodells gefördert. Seit Ende 2013 werden keine neuen Anlagen, außer kleinen Wasserkraftwerken, staatlich unterstützt. Windenergieanlagen,

die vor Oktober 2013 genehmigt wurden und spätestens Ende Dezember 2015 in Betrieb gingen, erhalten noch eine finanzielle Unterstützung. Die Grenze für den Erhalt eines fixen Einspeisetarifs lag bei einer Anlagenleistung von 10 MW. Für einen Prämientarif durfte die WEA nicht mehr als 100 kW Anlagenleistung besitzen.

Netz:

Das Hochspannungsnetz in Tschechien besteht aus 400 kV-Leitungen mit einer Gesamtlänge von 3.735 km, 220 kV-Leitungen mit einer Gesamtlänge von 1.909 km und 110 kV-Leitungen mit einer Gesamtlänge von 84 km. Der nationale Netzentwicklungsplan beschreibt für die kommenden Jahre einer Reihe von neuen Projekten. Investiert wird in den Ausbau, den Umbau und die Weiterentwicklung von Teilen des bestehenden Netzes sowie in den Neubau einzelner Netzabschnitte.

In Tschechien erfolgen der Netzausbau und die Netznutzung auf Grundlage nationaler Gesetze. EE-Anlagen haben einen Anspruch auf vorrangigen Netzanschluss.

Ukraine

Windparks: 32

Installierte Leistung: 873 MW

In Bau: 350 MW



Ausblick: positiv

Seit 2010 nimmt die Windkraftnutzung in der Ukraine deutlich zu. Innerhalb von acht Jahren wurde die installierte Leistung von 87 MW auf über 850 MW gesteigert. Zurzeit befinden sich neun Windparks mit einer Gesamtleistung von 350 MW in Bau und weitere 2,9 GW, aufgeteilt auf 25 Standorte, sind in Entwicklung. Ein Blick auf die anstehenden Projekte verspricht ein deutliches Wachstum der Windenergiebranche in der Zukunft.

Fördermodell: Einspeisetarif

In der Ukraine wird die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mittels Einspeisetarif gefördert. Zur Bestimmung der Förderhöhe wird der Basistarif mit einem sogenannten „grünen Koeffizienten“ multipliziert, der je nach Anlagentyp unterschiedlich hoch ausfällt.

Netz:

Das ukrainische Stromübertragungsnetz ist sehr in die Jahre gekommen. Um die Zuverlässigkeit und die Versorgungssicherheit des Übertragungsnetzes für die Zukunft sicherzustellen, wurde 2017 ein 10-Jahres-Netzentwicklungsplan veröffentlicht. Für die Modernisierung des ukrainischen Leitungsnetzes sind jedoch große Investitionen notwendig. Weitere Informationen über Projekte, die den Netzentwicklungsplan umsetzen, wurden nicht gefunden. Für 2025 wird jedoch ein Zusammenschluss des ukrainischen Stromnetzes mit dem europäischen Verbundnetz angestrebt.

In der Ukraine unterliegt der Netzzugang dem nationalen Energiegesetz. EE-Anlagen besitzen keine vorrangige Netzanschlussberechtigung.

Ungarn

Windparks: 36

Installierte Leistung: 385 MW In Bau: 0 MW



Ausblick: negativ

Die Anzahl an Windkraftanlagen in Ungarn ist seit 2011 unverändert. An dieser Situation wird sich in Zukunft auch nichts ändern, denn eine Reihe von neuen Gesetzen macht den Neubau von Windkraftanlagen nahezu unmöglich.

Fördermodell: Ausschreibungsmodell

Ein neues Fördersystem für Strom aus erneuerbaren Energiequellen ist seit Anfang 2017 in Ungarn in Anwendung. Als Fördermodelle für EE-Anlagen kommen ein Einspeisetarif, ein Prämienmodell oder ein Ausschreibungsverfahren in Frage. Windenergieanlagen können nur durch einen mittels Ausschreibungsverfahren ermittelten Prämientarif gefördert werden. Sie müssen dafür eine Anlagenleistung von 1 MW oder höher aufweisen. Derzeit wird aufgrund einer staatlichen Verordnung keine WEA gefördert.

Netz:

Der ungarische Netzentwicklungsplan aus dem Jahr 2015 soll eine zuverlässige und qualitativ hochwertige Stromversorgung sicherstellen. Das nationale Übertragungsnetz (400 kV und 220 kV) muss das (n-1) -Kriterium erfüllen. Dieses Kriterium besagt, dass die Netzsicherheit auch bei einem Ausfall einer Netzkomponente gewährleistet sein muss. Der Netzentwicklungsplan beschreibt eine Fülle von Projekten, die den Neubau, die Weiterentwicklung und den Ausbau des Stromnetzes behandeln.

Der Netzzugang für EE-Anlagen muss vorrangig erfolgen. Die Kosten für den Netzanschluss, und den dadurch notwendigen Netzausbau, müssen, je nach Situation, vom Anlagenbetreiber oder dem Netzbetreiber gezahlt werden. Darüber hinaus werden Stromimporte zugunsten erneuerbarer Energie eingeschränkt.

Weißrussland

Windparks: 3

Installierte Leistung: 14,1 MW In Bau: 0 MW



Ausblick: negativ

Mit einer Gesamtleistung von 14 MW ist die Windkraftnutzung in Weißrussland fast nicht vorhanden. Ein Blick auf die nächsten Jahre zeigt einige Windpark-Projekte in der Größenordnung von über 200 MW, die sich in verschiedenen Planungsphasen befinden und möglicherweise in Zukunft realisiert werden. Genauere Informationen sind nicht vorhanden.

Fördermodell: Einspeisetarif

In Weißrussland wird seit 2015 die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien durch einen Einspeisetarif gefördert. Weitere Informationen über das Fördersystem in Weißrussland wurden nicht gefunden.

Netz:

Das Spannungsnetz in Weißrussland hat eine Gesamtlänge von 269.245 km. Die 220 kV- und 750 kV-Leitungen bilden das Rückgrat des elektrischen Energiesystems und dienen u.a. als Verbindung zu den Stromnetzen anderer Länder, wie Litauen, Polen, Russland und Ukraine. Weitere Spannungsebenen im Verteilnetz sind 0,4-35 kV und 110 kV.

Weitere Informationen zum Stromnetz in Weißrussland wurden nicht gefunden.

Zypern

Windparks: 6

Installierte Leistung: 188 MW

In Bau: 0 MW



Ausblick: negativ

In Zypern sind zurzeit Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 188 MW installiert. Im Jahr 2017 wurde ein Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien beschlossen. Mit einem relativ kleinen Anteil von 17,5 MW, fällt das geplante Ausbautvolumen des Windkraftsektors deutlich geringer aus, als jenes von Photovoltaik-Anlagen, mit 120 MW.

Fördermodell: Einspeisetarif (eingestellt)

In Zypern wurden Windkraftanlagen durch eine vorübergehende Einspeisevergütung gefördert. Diese Förderung diente nur zur erleichterten Einführung von neuen Energieträgern in einen neuen wettbewerbsorientierten Energiesektor. Seit April 2018 ist dieses Fördermodell nicht mehr anwendbar.

Netz:

Das zypriotische Hochspannungsnetz ist vom Festland weitestgehend isoliert. Die Spannungsniveaus des nationalen Leitungsnetzes sind 66 kV, 132 kV und 220 kV. Um diese Isolation zu beenden, haben Zypern und Griechenland einen gemeinsamen Beschluss über eine Verbindung der beiden Länder durch eine 1.520 m lange HGÜ-Leitung getroffen. Die Fertigstellung ist für das Jahr 2022 geplant.

Anlagenbetreiber in Zypern, die Strom aus erneuerbaren Energien generieren, haben das Recht vorrangig ans Netz angeschlossen zu werden. Gegenfalls muss das Stromnetz vom Netzbetreiber erweitert werden.

8 Abkürzungsverzeichnis

CFD	Contract of difference
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EU	Europäische Union
EU-EHS	EU-Emissionshandels-System
FIP	Feed in premium (Prämientarif)
FIT	Feed in tariff (Einspeisetarif)
GW	Gigawatt
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IEA Wind	Internationale Energie Agentur Wind
IRENA	Internationale Organisation für erneuerbare Energien
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
m	Meter
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan
USD	United States Dollar
V	Volt
WEA	Windenergieanlage

9 Literaturverzeichnis

- [1] E. Golding, the generation of electricity by wind power, 1976.
- [2] R. Gasch und J. Twele, Windkraftanlagen - Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb, Springer, 2012.
- [3] A. Schaffarczyk, Einführung in die Windenergie-technik, Carl Hanser Verlag, 2012.
- [4] F. von König, Windenergie in praktischer Nutzung.
- [5] „Historie der Windkraft,“ [Online]. Available: https://www.igwindkraft.at/?mdoc_id=1013680.
- [6] S. Heier, Nutzung der Windenergie 5.Auflage, FIZ Karlsruhe, 2007.
- [7] „Windpower Wiki,“ [Online]. Available: <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/de/tour/wres/index.htm>.
- [8] E. Hau, Windkraftanlagen - Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit (5.Auflage), Springer, 2014.
- [9] „Energieerzeugung und -einführen,“ 2015. [Online]. Available: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_production_and_imports/de.
- [10] „Europäische Strategie für Energieversorgungssicherheit: Abhängigkeit von Russland verringern,“ 29 Juli 2014. [Online]. Available: <http://www.europarl.europa.eu/news/de/news-room/20140718STO53032/EU-Strategie-f%C3%BCr-Energieversorgungssicherheit-Russland-Abh%C3%A4ngigkeit-verringern>.
- [11] „Verpflichtung der Mitgliedstaaten, Mindestvorräte an Erdöl und/oder Erdölerzeugnissen zu halten,“ in s *RICHTLINIE 2009/119/EG DES RATES*, 2009.
- [12] IPCC, „CLIMATE CHANGE 2014,“ 2014.
- [13] „Paris Klimaabkommen 2015,“ in s *FCCC/CP/2015/L.9/Rev.1*, 2015.
- [14] J. Marotzke, Die Zukunft des Klimas, 2015.

- [15] „Europas Ölversorgung,“ [Online]. Available: <http://www.peak-oil.com/tag/europa/>.
- [16] I. W. Paper, „How Large Are Global Energy Subsidies?,“ 2015.
- [17] „EINE ENERGIEPOLITIK FÜR EUROPA,“ in s *KOM(2007) 1 endgültig*, 2007.
- [18] „Aktionsplan für Energieeffizienz: Das Potenzial ausschöpfen,“ in s *KOM(2006)545 endgültig*, 2006.
- [19] „Fahrplan für erneuerbare Energien,“ in s *KOM(2006) 848 endgültig*, 2007.
- [20] eurostat, „Europe 2020 indicators - climate change and energy,“ [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Europe_2020_indicators_-_climate_change_and_energy#Renewable_energy_on_the_rise.
- [21] EEA, „Trends and projections in Europe 2018,“ in s *EEA Report No 16/2018*.
- [22] „Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik im Zeitraum 2020-2030,“ in s *COM(2014) 15 final*.
- [23] „Tagung des Europäischen Rates(23./24. Oktober 2014),“ in s *SN 79/14*, 2014.
- [24] „Grünbuch - Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030,“ in s *COM(2013) 169 final*, 2013.
- [25] „Energiefahrplan 2050,“ in s *KOM(2011) 885 endgültig*, 2011.
- [26] „Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO2-armen Wirtschaft bis 2050,“ in s *KOM(2011) 112 endgültig*, 2011.
- [27] „Trends and projections in Europe 2015,“ in s *EEA Report No 4/2015*.
- [28] R. Berger, „Windkraft Onshore,“ 2016.
- [29] eurostat, „Statistik der erneuerbaren Energien,“ 2018. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics/de&oldid=346138.
- [30] I. Troen und E. Lundtang Petersen, „European Wind Atlas,“ 1989.
- [31] E. E. Agency, „Europe's onshore and offshore wind energy potential,“ 2009.

- [32] EWEA, „Wind in Power - 2015 European statistics,“ 2016.
- [33] WindEurope, „Wind in power 2017,“ 2018.
- [34] WindEurope, „Offshore Wind in Europe,“ 2018.
- [35] EWEA, „Wind energy scenarios for 2020,“ 2014.
- [36] „The Wind Power,“ [Online]. Available: <https://www.thewindpower.net/>.
- [37] WindEurope, „Wind energy in Europe: Scenarios for 2030,“ 2017.
- [38] IEA, „World Energy Outlook 2016,“ 2016.
- [39] E. Kommission, „EU Reference Scenario 2016,“ 2016.
- [40] VDMA, „Strommix in der EU27,“ 2010.
- [41] „IG Windkraft - Chinas Windenergie stellt Europa in den Schatten,“ [Online]. Available: https://www.igwindkraft.at/?mdoc_id=1031597.
- [42] EEA, „CORINE Land Cover - EEA,“ [Online]. Available: <http://www.eea.europa.eu/publications/COR0-landcover>.
- [43] EEA, „Changes in European land cover from 2000 to 2006,“ [Online]. Available: <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/corine-land-cover-types-2006#tab-based-on-data>.
- [44] Umweltbundesamt(DE), „Potenzial der Windenergie an Land“.
- [45] SRF, „<http://www.srf.ch/>,“ [Online]. Available: <http://www.srf.ch/news/regional/bern-freiburg-wallis/hoehstgelegener-windpark-entsteht-auf-dem-griespass>.
- [46] H. Winkelmeier und B. Geistlinger, „ALPINE WINDHARVEST,“ Friedburg,, 09.12.2004.
- [47] V. Nationen, „Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen,“ New York, 1982.
- [48] igwindkraft, „igwindkraft - Eisfall,“ [Online]. Available: https://www.igwindkraft.at/fakten/?xmlval_ID_KEY%5B0%5D=1263.
- [49] A. Keuper, „Dewi - Windenergie ist aktiver Umwelt- und Naturschutz,“ [Online]. Available:

- http://www.dewi.de/dewi_res/fileadmin/pdf/publications/Magazin_02/10.pdf.
- [50] E. Commission, „Entwicklung der Windenergie und Natura2000 - Leitfaden,“ 2010.
- [51] E. Commission, „Natura2000,“ [Online]. Available: http://ec.europa.eu/environment/nature/natura2000/index_en.htm.
- [52] E. Union, „Vogelschutzrichtlinie“.
- [53] E. Kommission, „Richtlinie 92/43/EWG - Fauna-Flora-Habitat“.
- [54] EU, „Fahrplan für die die maritime Raumordnung - KOM(2008) 791 endgültig,“ [Online]. Available: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52008DC0791&from=DE>.
- [55] entso-e, „TYNDP 2016 - Scenario Development Report,“ 2015.
- [56] S. Heier, Windkraftanlagen - Systemauslegung, Netzintegration und Regelung (5.Auflage), Teubner, 2009.
- [57] M. Kaltschmitt, Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte (5. Auflage), 2012.
- [58] BWE, „BWE - Bundesverband Windenergie,“ [Online]. Available: <https://www.wind-energie.de>.
- [59] Windenergie-RGD, „Physik der Windenergie,“ [Online]. Available: <https://windenergie-rgd.jimdo.com/physik-der-windenergie/die-schnelllaufzahl/>.
- [60] V. Wesselak und T. Schabbach, Regenerative Energietechnik, Springer, 2009.
- [61] F. J. GmbH, „EnArgus: Zentrales Informationssystem Energieforschungsförderung,“ [Online]. Available: https://enargus.fit.fraunhofer.de/pub/bscw.cgi/4827302?op=Wiki.getwiki&action=Wiki.tocwiki&toctemplate=enargus.Wiki_toc2&search=.
- [62] M. Energie, „Mo Energie,“ [Online]. Available: http://www.mo-energy.at/index.php?option=com_content&view=article&id=62&Itemid=60.
- [63] Windlexikon, „Das Lexikon der Windtechnologie,“ [Online]. Available: <http://www.wind-lexikon.de/>.

- [64] P. D. Ramona Schmelme, „Vertikale Kleinwindanlagen in Bayern: Eine Wirtschaftlichkeitsanalyse“.
- [65] G. v. Schoenebeck, „Ingenieur.de - Invelox Turbine,“ [Online]. Available: <http://www.ingenieur.de/Fachbereiche/Windenergie/Windturbine-USA-angeblich-sechsfach-effizienter-Windrad>.
- [66] P. McKenna, „heise.de,“ [Online]. Available: <https://www.heise.de/tr/artikel/Rotorlose-Windkraftanlagen-Schick-aber-nutzlos-2679621.html>.
- [67] G. v. Schoenebeck, „Ingenieur.de - Schwebende Windturbine,“ [Online]. Available: <http://www.ingenieur.de/Fachbereiche/Windenergie/Schwebende-Turbine-erzeugt-in-300-Metern-Hoehe-dreimal-Strom>.
- [68] altenergymag.com, „altenergymag.com - Nheolis 3D Wind Turbines,“ [Online]. Available: http://www.altenergymag.com/content.php?post_type=1613.
- [69] D.-I. G. H. Dr.-Ing. Ulf Köhler, „vgs-ing.de,“ [Online]. Available: <http://www.vgs-ing.de/fileadmin/vgs-Dokumente/22.pdf>.
- [70] H. Svensson, „Desing of Foundations for Wind Turbines“.
- [71] R. K. K. Jürgen Hanisch, Kombinierte Pfahl-Plattengründungen.
- [72] J. Böttcher, Handbuch Offshore-Windenergie, 2012.
- [73] B. f. W. u. Energie, „erneuerbare-energien.de,“ [Online]. Available: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Technologien/Windenergie-auf-See/Technik/Fundamente/fundamente.html>.
- [74] D.-I. P. Quast, „Gründungen für Offshore-Windenergieanlagen“.
- [75] E. d. Vries, „windpowermonthly.com,“ [Online]. Available: <http://www.windpowermonthly.com/article/1416811/windtech-tower-technology-reaches-new-heights>.
- [76] T. Wien, „Neue Betonturm-Bauweise für Windräder,“ [Online]. Available: https://www.tuwien.ac.at/aktuelles/news_detail/article/9568/.
- [77] Windkraft-Journal, „Windkraft-Journal,“ [Online]. Available: <http://www.windkraft-journal.de/2013/03/11/neuartige-gittermasttuerme>

mit-wartungsfreiem-befestigungssystem-fuer-windenergieanlagen/37443.

- [78] S. Online, „spiegel.de - Holztürme für Windkraftanlagen,“ [Online]. Available: <http://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/timber-tower-holztuerme-fuer-grosse-windkraftanlagen-a-872484.html>.
- [79] B. W. GmbH, „bayernwind.net,“ [Online]. Available: <https://www.bayernwind.net/technik/windnachf%C3%BChrung/>.
- [80] V. T. GmbH, „voith.com,“ [Online]. Available: <http://www.voith.com/de/produkte-leistungen/antriebstechnik/regelbare-getriebe/windrive-technologie-26688.html>.
- [81] H. Bacher, „Elektrische Maschinen für die Energietechnik,“ 2015.
- [82] erneuerbareenergien.de, „Adwen und LM Windpower präsentieren das längste Rotorblatt der Welt,“ [Online]. Available: <http://www.erneuerbareenergien.de/adwen-und-lm-windpower-praesentieren-das-laengste-rotorblatt-der-welt/150/434/96129/>.
- [83] 4coffshore.com, „4coffshore.com - 2B Energy plans second ForthWind Project,“ [Online]. Available: <http://www.4coffshore.com/windfarms/2-b-energy-plans-second-forthwind-project-nid5152.html>.
- [84] T. Thomas, „ingenieur.de - Windkraft mit zwei Flügeln soll Energiekosten senken,“ [Online]. Available: <http://www.ingenieur.de/Themen/Erneuerbare-Energien/Windkraft-zwei-Fluegeln-Energiekosten-senken>.
- [85] ZAMG, „ZAMG - Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik,“ [Online]. Available: <https://www.zamg.ac.at/cms/de/umwelt/produkte-und-services/messungen/ultraschallanemometer-usa>.
- [86] Spektrum, „Spektrum,“ [Online]. Available: <http://www.spektrum.de/lexikon/physik/prandtlsches-staurohr/11600>.
- [87] DEWI, „Dewi.de,“ [Online]. Available: http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Magazin_07/09.pdf.
- [88] Lidar-UK, „Lidar-UK,“ [Online]. Available: <http://www.lidar-uk.com/how-lidar-works/>.
- [89] wind-turbine.com, „wind-turbine.com,“ [Online]. Available: <https://wind-turbine.com/magazin/ratgeber/betriebsfuehrung/40196/condition->

monitoring-systeme.html.

- [90] C. V. Hernández, T. Telsnig und A. V. Pradas, „2016 JRC wind status report,“ 2017.
- [91] R. L.-A. Javier Serrano-González, „Technological evolution of onshore wind turbines—a market-based analysis,“ 2016.
- [92] J. S. G. Roberto LACAL ARÁNTGUI, „2014 JRC wind status report,“ 2015.
- [93] „eHighway 2050,“ 2015.
- [94] I. E. Kommission, „IEC 61400-1:2005“.
- [95] W. monthly, „Enercon launches 4MW turbine platform,“ [Online]. Available: <https://www.windpowermonthly.com/article/1325370/enercon-launches-4mw-turbine-platform>.
- [96] J. Holzmüller, „Analysing the Lifetime of a Wind Turbine - Operation past Design Life“.
- [97] E. G. T. R. U. S. J. J. M. Lisa Ziegler, „Lifetime extension of onshore wind turbines: A review covering Germany, Spain, Denmark and the UK“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- [98] WindEurope, „Repowering and Lifetime Extension: making the most of Europe's wind energy resource,“ 2017.
- [99] R. Davidson, „WindPowerMonthly,“ [Online]. Available: <https://www.windpowermonthly.com/article/1425160/europes-repowering-drive-stuck-bottom-gear>.
- [100] IRENA, „Renewable Power Generation Costs in 2017,“ 2018.
- [101] I. Wind, „IEA Wind,“ [Online]. Available: <https://community.ieawind.org/task26/dataviewer>.
- [102] D. Windguard, „Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland - Update,“ 2015.
- [103] D. Windguard, „Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland,“ 2013.
- [104] IRENA, „The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to

2025,“ 2016.

- [105] F. Institut, „Stromgestehungskosten erneuerbare Energien,“ 2018.
- [106] M. Ragwitz, „Monitoring und Bewertung der Förderinstrumente für Erneuerbare Energien in EU Mitgliedsstaaten“.
- [107] J. Serrano González und R. Lacal-Aránategui, „Renewable and Sustainable Energy Reviews,“ 2015.
- [108] P. Dees, „Preisbildung in Quotenmodellen zur Förderung Erneuerbarer Energien,“ 2013.
- [109] D. Meißner, „Der handel elektrischer Energie an Strombörsen“.
- [110] I. Windkraft, „Vergleich der Fördersysteme für erneuerbare Energien,“ 2015.
- [111] IRENA, „Renewable Energy Auctions - Analysing 2016“.
- [112] ECOFYS, „Ausschreibungen für erneuerbare Energien,“ 2015.
- [113] C. A. S. a. U. B. G. Alexandra Cosseron, „Characterization of the Wind Power Resource in Europe and its Intermittency,“ 2014.
- [114] S. Kopp, „Windenergie im Binnenland,“ 2016. [Online]. Available: <http://www.windenergie-im-binnenland.de/powercurve-info.php#parentHorizontalTab1>.
- [115] Geekswipe, „Geekswipe,“ [Online]. Available: <https://geekswipe.net/technology/energy/sheerwind-invelox-futuristic-wind-turbine-that-produces-600-more-power/>.
- [116] rotortechnik.at, „Azimut - Windnachführung,“ [Online]. Available: http://www.rotortechnik.at/Azimut/frame_azimut.htm.
- [117] S. Reinsprecht, „Netzkonstrukteur.de,“ [Online]. Available: <http://netzkonstrukteur.de/wie-funktioniert-eine-windkraftanlage/>.
- [118] ifm, „ifm.com,“ [Online]. Available: http://www.ifm.com/ifmus/web/apps-by-industry/cat_060.html.

10 **Abbildverzeichnis**

Abbildung 1: Entwicklung der Windkraftanlagen im Laufe der Jahre [58].....	4
Abbildung 2: Global gemittelte Änderung der Oberflächentemperatur ab 1950 bis zum Ende des 21.Jahrhunderts [14].....	5
Abbildung 3: Reduktion der Treibhausgas-Emission zwischen 1990 und 2016[20]..	7
Abbildung 4: Anteil der erneuerbaren Energien am Brutto-Endenergieverbrauch 2004-2016[20]	8
Abbildung 5: Primärenergie- und Endenergieverbrauch der EU zwischen 1990 und 2016 [20].....	8
Abbildung 6: Stand der Klimazielumsetzung der EU-Mitgliedsstaaten [21].....	9
Abbildung 7: Einfluss der Wirtschaftsfaktoren auf die Treibhausgasentwicklung [26]	11
Abbildung 8: Anteil der Energieträger am Energiemarkt 2030 und 2050 [25]	12
Abbildung 9: Stromanteil an der Endenergienachfrage bis 2050 [25]	13
Abbildung 10: Verlauf der Treibhausgasemission bis 2050 [27].....	14
Abbildung 11: Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien bis 2050 [27] ..	14
Abbildung 12: Regenerative Stromerzeugung in der EU 1990-2015 [29]	15
Abbildung 13: Durchschnittliche Windgeschwindigkeit in einer Höhe von 80m Onshore und 120 m Offshore [m/s] [113].....	16
Abbildung 14: europäischer Windatlas [30]	17
Abbildung 15: Verhältnis zwischen den gemessenen und prognostizierten mittleren Windgeschwindigkeiten für einzelne europäische Wetterstationen [31].....	18
Abbildung 16: Leistungsmix in Europa 2017 [33].....	19
Abbildung 17: Neu installierte/außer Betrieb genommene Kraftwerkskapazitäten EU 2017 [33].....	19
Abbildung 18: Investitionen in Erneuerbare Energien EU 2017 in € Milliarden [33]	20
Abbildung 19: Verlauf der Investitionen der letzten 5 Jahre [33].....	20

Abbildung 20: kumulierte Investitionen im Jahr 2017 in den einzelnen EU-Staaten [Mrd.€] [33]	21
Abbildung 21: Windenergiemarktaufteilung in Europa 2017 [33]	21
Abbildung 22: Installierte Windleistung europäischer Länder [33]	22
Abbildung 23: Offshoremarkt-Aufteilung in Europa 2017 [34]	22
Abbildung 24: Jährliche und gesamt Installierte Offshore Leistung in Europa in MW [34]	23
Abbildung 25: Status der laufenden Offshore-Projekte in Europa [34]	23
Abbildung 26: Windkraftleistung Europa 2030 [37]	28
Abbildung 27: Auswirkung der Szenarios auf die Wirtschaft [37]	28
Abbildung 28: Szenarienvergleich WindEurope, IEA, EC – Eigene Darstellung	31
Abbildung 29: Offshore-Standorte mit einer Wassertiefe von weniger als 50 m und Berggebiete (über 600 m) in Europa [31]	34
Abbildung 30: Landabdeckung Europa [43]	34
Abbildung 31: Potenzialbegriff [44]	35
Abbildung 32: Potenzial für Windenergie in Bergregionen über 600m im Jahr 2030 (TWh) [31]	36
Abbildung 33: Technisches Offshore-Potenzial in den Meeren zwischen 10-30 km von der Küste	37
Abbildung 34: Natura2000 Standorte in Europa [50]	39
Abbildung 35: Offshore Potenzial unter Berücksichtigung von ökon. Beschränkungen [31]	41
Abbildung 36: Stromgestehungskosten für die Windenergie in Europa 2030 [Eur/kWh] [31]	43
Abbildung 37: Wirkungskette [56]	45
Abbildung 38: Energieflussdiagramm einer Windkraftanlage [58]	46
Abbildung 39: Rotorleistungsbeiwert in Abhängigkeit von Rotortyp und Schnelllaufzahl [60]	48
Abbildung 40: Leistungskurve einer pitch-geregelten Windkraftanlage [114]	49

Abbildung 41: Luv-,Leeläufer [58]	52
Abbildung 42: Vertikale Windkraftanlagen [3].....	53
Abbildung 43: Invelox-Turbine [115].....	54
Abbildung 44: Vortex Windturbine [66].....	54
Abbildung 45: Buoyant Airborne Turbine [67].....	55
Abbildung 46: NHEOLIS 3D Windturbine [68].....	55
Abbildung 47: Komponenten einer Windkraftanlage [117].....	56
Abbildung 48: Feste und schwimmende Gründungstypen [72]	58
Abbildung 49: Belastung eines Turmes einer Windkraftanlage [3]	60
Abbildung 50: System zu Windrichtungsnachführung [116]	62
Abbildung 51: Triebstrang in aufgelöster Bauform	63
Abbildung 52: Getriebe einer WEA - zwei Planetengetriebe und ein Stirnradgetriebe [3].....	64
Abbildung 53: WinDrive - regelbares Getriebe [80].....	65
Abbildung 54: Umrichtervarianten: Direktumformer (Links), Umformer mit Gleichstromzwischenkreis (Mitte), Umformer mit Gleichspannungszwischenkreis (Rechts) [8]	68
Abbildung 55: Nabenbauarten.....	70
Abbildung 56: : Elektrisches Pitch-System [118].....	73
Abbildung 57: Mechanisches Pitch-System [129].....	73
Abbildung 58: F&E Beiträge für Windanlagenkomponenten von einzelnen Nationen [90]	78
Abbildung 59: Entwicklung der Onshore Leistungsverteilung in Europa nach Windklassen [90].....	78
Abbildung 60: Entwicklung der spezifischen Leistung von WEA in Europa [90].....	79
Abbildung 61: Entwicklung der weltweiten Turmhöhen onshore (links) und offshore (rechts) [90].....	80
Abbildung 62: Gründungstypen für Offshore-Anlagen (geplante und existierende) - Anfang 2015 [92].....	80

Abbildung 63: Entwicklung Blattgewicht und Blattlänge [92].....	81
Abbildung 64: Entwicklung Rotordurchmesser [90]	81
Abbildung 65: Entwicklung der Leistungsregelung von WEA von 2005 bis 2014 [91]	81
Abbildung 66: Entwicklung der Triebstrangkonfiguration in Europa von 2005 bis 2014 [90].....	82
Abbildung 67: Energiemix Szenario 2050 [93].....	84
Abbildung 68: Erzeugungskapazitäten (links) und Übertragungsnetz in Europa 2050 für das „large scale RES“-Szenario [93].....	85
Abbildung 69: Netzausbau 2050 nach Kombination der Szenarien.....	86
Abbildung 70: Anzahl von Windkraftanlagen in Deutschland, Dänemark, UK und Spanien mit einer erreichten Lebensdauer von 20 Jahren [97].....	88
Abbildung 71: Mögliche Entwicklung durch Repowering [98]	89
Abbildung 72: Generationenvergleich Vestas V47 vs Vestas V136 [99]	90
Abbildung 73: Durchschnittliche Gesamtkosten von Onshore Windkraftanlagen einzelner europäischer Staaten [100].....	91
Abbildung 74: Kostensenkungspotenzial für Investitionskosten Onshore bis 2025 [104].....	96
Abbildung 75: Kostensenkungspotenzial für Investitionskosten Offshore bis 2025 [104].....	97
Abbildung 76: Mittlere Stromgestehungskosten weltweit zwischen 1983 und 2017 [100].....	99

11 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vergleich der installierten Windkraftleistung im Jahr 2020 nach Szenarien der EWEA mit dem aktuellen Stand Ende 2018[35] [36].....	25
Tabelle 2: Installierte Windleistung und Windenergieproduktion in 2030 nach Szenarien von WindEurope [37].....	27
Tabelle 3: Lebensdauer einzelnen WEA-Komponenten [96].....	87
Tabelle 4: spez. Hauptinvestitionskosten je Leistungsklasse und Nabenhöhe in Deutschland [102].....	93
Tabelle 5: Durchschnittliche Investitionsnebenkosten in Deutschland 2015 [102]..	94
Tabelle 6: Betriebskosten in Deutschland 2012[103].....	95
Tabelle 7: Prozentuale Reduktionen der mittleren Stromgestehungskosten einiger europäischer Länder [100].....	99
Tabelle 8: Förderinstrumente für erneuerbarer Energien[106].....	100
Tabelle 9: Hauptförderungssysteme in europäischen Ländern.....	106