

Technoökonomische Analyse der Windkraft in Europa

Masterarbeit

Vorgelegt von

Bernhard Indrist

Betreuer:

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

Begutachter:

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Mag. Dr. techn. Heinrich Stigler

Eingereicht am

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation

der Technischen Universität Graz

Graz, November 2010

*„Wenn der Wind des Wandels weht,
bauen die Einen Schutzmauern,
die Anderen bauen Windmühlen“*

(Chinesische Weisheit)

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides Statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benützt, und die den benützten Quellen wörtlich und in inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am 12.November 2010

.....
(Unterschrift)

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei all jenen bedanken, die durch ihre Mithilfe zu einem erfolgreichen Abschluss der Diplomarbeit beigetragen haben.

Insbesondere möchte ich mich bei meinem Betreuer, Herrn Ass. Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Udo BACHHIESL vom Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz für seine Hilfestellung bei der Erstellung der Masterarbeit, besonders auch in der Zeit seines Auslandsaufenthaltes, recht herzlich bedanken.

Weiteres gilt mein Dank Herrn Dipl.-Ing. Stefan AUSSERHOFER vom Institut für Grundlagen und Theorie der Elektrotechnik der TU Graz für seine besondere Hilfestellung während meines Grundstudiums und der immer ausreichend vorhandenen Zeit zur Besprechung von mathematischen Problemen aller Art.

Insbesondere möchte ich mich auch bei meiner Familie, speziell bei meinen Eltern, meinem Bruder Hans - Jörg, meiner Freundin Alexandra und ihren Eltern bedanken, die mich in vollster Weise während meines Studiums unterstützten.

Kurzfassung

Die Windenergie wird in den kommenden Jahren einen bedeutenden Beitrag zur Zielerreichung, der Europäischen Kommission, für das Jahr 2020 und in weiterer Folge bis zum Jahr 2030 einnehmen. Bei alleiniger Betrachtung der Potentiale der Windenergie, sind diese in einigen Regionen Europas hervorragend. Besonders die Offshore - Technologie besitzt durch die seichten Gewässer der Nord- und Ostsee einen entscheidenden Vorteil gegenüber anderen Regionen der Welt.

Im Rahmen dieser Arbeit wurden nicht nur die Potentiale der Windenergie in Europa betrachtet und analysiert. Speziell die Kosten der Windenergie mit ihren zwei unterschiedlichen Technologieformen (Onshore und Offshore) werden näher betrachtet. Gerade die hohen Investitionskosten für die Windturbine selbst, stellt neben dem Unsicherheitsfaktor der Wartungs - und Instandhaltungskosten einen der größten Nachteile der Windtechnologie gegenüber anderen Stromerzeugungstechnologien dar. Die zu erwartende Kostensenkung bei der Herstellung der Windturbine selbst, bei wohl gleichzeitig auftretendem Anstieg der Brennstoffkosten für konventionelle Stromerzeugungstechnologien bringt die Windenergie bereits heute in eine konkurrenzfähige Position.

In den nächsten Jahren sollte neben dem technologischen Fortschritt bei der Windtechnologie, auch ein Umdenken auf dem Strommarkt stattfinden. Durch die Verringerung des Zeitfensters für den Stromhandel, könnten die Vorhersagefehler für die zu erwartete Windleistung minimiert und dadurch die Kosten für die Bereitstellung von Ausgleichsenergie herabgesetzt werden.

Abstract

Europe has some regions with outstanding potential of wind energy. Especially offshore technology in the shallow waters of the North Sea and the Baltic Sea has distinctive advantages to other regions in the world. In the coming years wind energy will take a significant contribution to targets of the European Commission regarding 2020 and subsequently 2030. In this work the potential of wind energy regarding cost efficiency is analyzed and the two different forms of technology (onshore and offshore) are considered.

The high investment costs for wind turbines and the uncertainty of maintenance costs are two of the main disadvantages of wind power technology compared to other power generation technologies. The expected reduction of production costs for wind turbines combined with the expected increase of fuel costs for conventional power generation technologies brings wind energy in a competitive position.

In addition to the technological progress of wind technology in the next years there will also be a rethinking on the electricity market. By reducing the time window for the trading of electricity, the prediction error for expected wind power will be minimized and the provision costs for balancing energy will be reduced.

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung.....	1
1.1	Motivation	1
1.2	Aufbau der Arbeit.....	2
1.3	Historie	3
1.4	Grundlagenüberblick und Potentialbestimmung.....	4
2.	Technisches Potential der Windenergie in Europa.....	5
2.1	Potentialverteilung in Europa	5
2.2	Topographie von Europa	7
2.2.1	Windparks im Gebirge.....	11
2.2.2	Wirtschaftszonen auf See	11
2.2.3	Windparks auf See.....	13
2.2.4	Berechnung von Volllaststunden bei Windkraftwerken	13
2.3	Onshore Potential in Europa.....	15
2.4	Offshore Potential in Europa.....	16
2.4.1	Offshore Potential nach Entfernungsklassen.....	17
2.4.2	Einschränkungen der Potentiale.....	18
2.5	Volllaststunden in Europa	20
3.	Ökonomische Aspekte der Windkraft in Europa.....	22
3.1	Ausgangslage in Europa.....	22
3.2	Kosten der Windenergie	24
3.3	Zusammensetzung einer Windturbine.....	27
3.4	Wartungs- und Instandhaltungskosten einer Windturbine	30
3.5	Wirtschaftliche Nutzung der Ressource Wind	33
3.5.1	Der Kapazitätsfaktor.....	34
3.6	Stromgestehungskosten	35
3.6.1	Einspeisevergütung.....	35
3.6.2	Stromgestehungskosten der Windenergie.....	36
3.7	Verluste der Windturbinen	41

3.8	Die Kosten der Onshore - Windtechnologie	41
3.8.1	Durchschnittliche Kosten der Onshore - Windnutzung.....	42
3.8.2	Kostenentwicklung der Onshore Anlagen in der Zukunft	43
3.9	Die Kosten der Offshore Windtechnologie	44
3.9.1	Durchschnittliche Kosten der Offshore - Windnutzung.....	48
3.9.2	Kostenentwicklung der Offshore Anlagen in der Zukunft	50
3.10	Kostenentwicklung der Windkraft bis zum Jahr 2030	51
4.	Kostenvergleich der Windenergie mit anderen Stromerzeugungstechnologien	54
4.1	Brennstoffsituation der Kraftwerkstechnologien	54
4.2	Vergleichsstudien der Kostenentwicklung	55
4.2.1	Studie der EWEA	55
4.2.2	Studie der Universität Stuttgart.....	57
4.2.3	Diskussion der Studien.....	59
5.	Eingliederung der Windenergie in das Verbundnetz	60
5.1	Die zwei größten Kostenfaktoren für die Eingliederung der Windenergie in das europäische Verbundnetz.....	60
5.1.1	Netzausbau und Netzverluste durch die Windenergie	61
5.1.2	Zusatzkosten für das Bereitstellen von Ausgleichsenergie	62
5.1.3	Auswirkungen dieser Parameter auf dem Strommarkt.....	62
5.2	Auswirkungen der Windenergie auf den Strompreis	64
6.	Förderungssysteme der Europäischen Union	68
6.1	Förderungssysteme der Mitgliedsstaaten der Europäischen Union.....	68
6.1.1	Förderung in Belgien	68
6.1.2	Förderung in Bulgarien.....	69
6.1.3	Förderung in Dänemark	69
6.1.4	Förderung in Deutschland	69
6.1.5	Förderung in Estland	70
6.1.6	Förderung in Finnland	70
6.1.7	Förderung in Frankreich	71
6.1.8	Förderung in Griechenland.....	71
6.1.10	Förderung in Irland	72
6.1.11	Förderung in Italien	72

6.1.12	Förderung in Lettland	72
6.1.13	Förderung in Litauen	73
6.1.14	Förderung in Luxemburg	73
6.1.15	Förderung auf Malta	73
6.1.17	Förderung in Österreich	74
6.1.18	Förderung in Polen.....	74
6.1.19	Förderung in Portugal.....	74
6.1.20	Förderung in Rumänien.....	75
6.1.21	Förderung in Schweden	75
6.1.22	Förderung in der Slowakei.....	75
6.1.23	Förderung in Slowenien	76
6.1.24	Förderung in Spanien.....	76
6.1.25	Förderung in der Tschechischen Republik	76
6.1.27	Förderung auf Zypern.....	77
6.2	Diskussion der Förderungssysteme.....	78
7.	Zusammenfassung	79
8.	Verzeichnisse	81
8.1	Abbildungsverzeichnis:	81
8.2	Tabellenverzeichnis:	83
8.3	Literaturverzeichnis.....	84
9.	Anhang	87
9.1	Diverse Abbildungen.....	87
9.2	Abkürzungen:	91
9.1	Akronyme:	92

1. Einleitung

Die wirtschaftliche Bedeutung der Windenergie ist in den letzten Jahrzehnten rapide gestiegen. Nicht nur durch politische Entscheidungen, die zwar das enorme Wachstum der Windkraft ermöglichten, sondern auch durch den technologischen Fortschritt, hat es die Windkraft geschafft einen Spitzenplatz in der Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern zu erlangen.

1.1 Motivation

Durch die bindende Festlegung der Europäischen Kommission, die besagt dass im Jahr 2020 20 % der Energieversorgung der EU - Länder aus erneuerbaren Energien stammen sollen, eröffneten sich für viele Wirtschaftszweige neue Betätigungsfelder. Nicht nur in Hinsicht auf das Ziel im Jahr 2020. Sondern auch bereits die Planung für die Offshore Projekte in der Nordsee, deren Haupterrichtung zwar erst zwischen 2018 - 2030 erfolgen wird, die Projektierung und Planung aber in diesem Jahrzehnt stattfindet.

Die Windkraft hat in den letzten Jahren einen enormen Kapazitätswachstum erreicht. In den letzten zehn Jahren konnte ein jährlicher Zuwachs von ca. 28 % erreicht werden, was einer Kapazitätsverdopplung innerhalb von 2,5 - 3 Jahren entspricht. Bei der Betrachtung des Szenarios des GWEC (Global Wind Energy Council) könnte die installierte Windleistung von 160 GW im Jahr 2009 auf 1 TW im Jahr 2020 weltweit steigen und 12 % des weltweiten Stromverbrauchs decken¹. Die enormen wirtschaftlichen Kapazitäten liegen dabei auf der Hand.

Für Europa bedeutet der Beschluß des Fahrplanes für erneuerbare Energien, der für alle EU - 27 Mitgliedsstaaten bindend ist, den Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch der Europäischen Union bis zum Jahr 2020 auf 20 % zu erhöhen eine Herausforderung. Dabei wird ein Mindestanteil von 34 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien angestrebt. Derzeit ist Europa von Energieimporten aus Ländern abhängig die meist nicht als sehr politisch stabil gelten. Um eine kontinuierliche Energieversorgung und damit eine stabile Wirtschaft zu gewährleisten, wird sich Europa in den nächsten Jahrzehnten nach neuen Energiequellen bemühen müssen. Hierbei besteht nicht nur das Problem der Quellenfindung und deren Nutzung, sondern auch deren Anbindung an das europäische Energieversorgungsnetz. Dies ist (wie in allen Ländern der Erde) noch auf die herkömmliche Energieversorgung ausgerichtet. Erneuerbare Energien treten jedoch meist nur an bestimmten Orten in einer nutzbaren Größenordnung auf. Dies wird zwangsläufig zu einer Umstrukturierung der Energieversorgungsnetze, sowohl technisch als auch politisch führen müssen.

¹ Quelle aus [19]

Besonders gilt dies für die Nutzbarmachung der Energie auf See. Wenn man bedenkt, dass laut Branchenangaben bereits im Jahr 2030 13 %² der europäischen Energieversorgung durch Offshore Energie zu Verfügung gestellt werden könnte, diese Energie jedoch aus umwelttechnischen Gründen nur an einigen Einspeisepunkten in das europäische Verbundnetz aufgenommen werden sollte, des weiteren eine hoher Anteil an erneuerbaren Energien im Energiemix gewünscht ist, kommt den europäischen Verbundnetz in den nächsten Jahren eine gewaltige logistische Aufgabe zu.

1.2 Aufbau der Arbeit

Im Rahmen dieser Arbeit sollten die Potentiale der Windenergie für Europa (Mitgliedsstaaten der Europäischen Union) sowohl von der technischen Seite, als auch von der ökonomischen Seite betrachtet werden. Basierend auf diesen Ausführungen werden danach die Unterschiede zwischen diesen beiden Potentialen aufgezeigt.

Es wird bei den Potentialuntersuchungen zwischen Onshore (Windenergienutzung an Land) und Offshore (Windenergienutzung auf See) unterschieden. Zwischen diesen beiden Stromerzeugungstechnologien bestehen vor allem bei der Finanzierung und den Investitionskosten zum Teil sehr große Unterschiede. Dabei sollte in weiterer Folge auch ein Vergleich der Windenergie mit anderen Stromerzeugungstechnologien gezogen werden. Dadurch konnten die unterschiedlichen Kosten die bei der Herstellung der Turbine und deren Betrieb anfallen werden, untersucht und diskutiert werden.

Aber auch die Möglichkeiten die sich der Windenergienutzung in der Zukunft bieten (im Vergleich zu den konventionellen Stromerzeugungstechnologien) und deren Preisentwicklung wurde untersucht. In weiterer Folge kann ein Ausblick über den zu erwartenden Verlauf der Stromgestehungskosten der Windenergie und deren Konkurrenzfähigkeit gegenüber den heutigen konventionellen Stromerzeugungstechnologien gegeben werden.

Auch die Eingliederung der Windenergie in das elektrische Netz führt zu weiteren Unsicherheiten und daher auch Kostenpunkten und hat Auswirkungen auf den Strommarkt. Jedes Land der europäischen Union besitzt ein unterschiedliches Fördersystem für erneuerbare Energien. Im Rahmen dieser Arbeit wird ein kurzer Auszug, für jedes Land, mit eingearbeitet.

² Quelle aus [11]

1.3 Historie

Der Nutzen des Windes ist dem Menschen schon seit Langem bekannt. Und das nicht nur an Land, wo Windmühlen zum Mahlen von Getreide oder zum Pumpen von Wasser verwendet wurde, sondern auch auf See, wo Segelschiffe die Kraft des Windes für ihre Zwecke nutzten.

Darüber, wann die ersten Windmühlen erbaut wurden, gehen die Meinungen auseinander. Sicher ist jedoch, dass im Hochmittelalter (durch die Bildung von Zünften und die Einarbeitung des Wissens über Aerodynamik aus der Seefahrt) die Windmühlen perfektioniert wurden. Der größte Nachteil bestand jedoch darin, dass immer ein Müller bzw. eine andere Person bei der Windmühle verweilen musste, da bei einem Sturm die Windsegel eingerollt werden mussten bzw. nur bei entsprechendem Wind das Mahlen möglich war. Ein weiterer Nachteil bestand in der Größe der europäischen Windmühlen die nicht so schnell gebaut werden konnten. Dieses Problem trat vor allem in Nordamerika auf, wo die Siedler ein leichtes und schnell zu realisierendes Windrad benötigten um Wasser zu pumpen. Daraus entwickelte sich im 19. Jahrhundert die sogenannte „Westernmill“ die auch schon im Besitz eines entscheidenden Vorteils war. Es war der Westernmill möglich sich bei Sturm aus dem Wind zu drehen. Durch die voranschreitende Elektrifizierung und den daraus resultierenden Problemen ein flächendeckendes Verbundnetz aufzubauen, wurden vor allem im ländlichen Bereich Versuche unternommen, die Westernmills durch Aufrüstung eines Dynamos als Stromerzeuger einzusetzen. Am Ende des 19. Jahrhunderts war es der dänische Wissenschaftler Poul La Cour der eine systematische Erforschung der Nutzung des Windes zur Elektrifizierung vorantrieb und mit Hilfe der dänischen Regierung Testanlagen auf Jütland installierte. Poul La Cour sind die Grundlagen zu verdanken auf denen die heutige Nutzung der Windkraftanlagen basiert. Eine weitere Grundlage zur Entwicklung von Windkraftanlagen wurde 1920 durch den Physiker Albert Betz geschaffen. Durch die Formulierung seines „Betzchen Gesetzes“ welches besagt, dass die maximale physikalische Ausnutzung der kinetischen Energie des Windes bei $16/27 \approx 59\%$ liegt, wurde ein weiterer Grundstein zur Windenergienutzung gelegt. In den Folgejahren wurde der Stromerzeugung aus Windkraft nur mehr eine geringere Bedeutung zu Teil. Zwar gab es in einigen Ländern Versuchsanlagen und Planungen (es wurden auch Windkraftanlagen von einigen Unternehmen in geringen Stückzahlen produziert) durchsetzen konnten sich die Windkraftanlagen jedoch nicht. Dies lag einerseits an der Wirtschaftlichkeit des Einsatzes gegenüber anderen Kraftwerksformen und andererseits an der technischen Anfälligkeit der Windkraftanlagen in ihren Anfangszeiten. Durch die Energiekrise in den 1970er Jahren wurde der Windkraft wieder mehr Bedeutung beigemessen. Mehrere Länder begannen mit Versuchsanlagen die Möglichkeiten der Windkraft auszuloten. Größere Anlagen wurden zwar durch den wieder sinkenden Ölpreis verhindert, jedoch konnten aus diesen Versuchsanlagen wichtige Erkenntnisse gewonnen werden. So setzte sich das sogenannte „dänisch Modell“ (eine Windkraftanlage mit drei Rotorblättern) durch. In den 1980er Jahren schafften es die Windkraftanlagen dank neuer Techniken und Materialien sich besonders in den Vereinigten Staaten und in Dänemark langsam zu etablieren.

In den Folgejahren setzten sie sich immer mehr durch. Auch ihre Leistungsabgabe und ihr Anteil an der Stromerzeugung nahm immer mehr zu.³ Heute kann man davon ausgehen, dass die Windkraft (neben der Wasserkraft) in den nächsten Jahren wohl den wichtigsten Beitrag zur regenerativen Energieversorgung leisten wird. Speziell der Offshore Nutzung wird in den nächsten Jahren große Bedeutung zukommen. Besonders die Länder an der Nord- und Ostsee planen in den nächsten 20 Jahren einen Ausbau bis zu 150 GW⁴ installierter Windleistung auf See. Hervorzuheben sind dabei die enormen Möglichkeiten die sich auf See bieten. So ist es möglich große Windturbinen mit einer Leistung von bis zu 5 MW zu errichten, diese in größere Windparks zusammenzufassen und die Energie dann mittels Kabel auf das Festland zu übertragen. Die Wirtschaftlichkeit ist trotz der höheren Kosten, infolge der Errichtung auf See, durch die höheren Windausbeuten gegeben.

1.4 Grundlagenüberblick und Potentialbestimmung

Bei der Windenergie handelt es sich um kinetischer Energie, bewegter Luftmassen in der Atmosphäre. Sie entsteht durch indirekte Sonneneinstrahlung und zählt daher zu den erneuerbaren Energien. Die ungleichmäßige Sonneneinstrahlung auf die Erdoberfläche, bewirkt eine unterschiedliche Erwärmung der Atmosphäre und der Luft- und Landmassen. Durch die Tag- / Nachtunterschiede bzw. der stärkeren solaren Einstrahlung in Äquatornähe, im Vergleich zu der Einstrahlung an den Polen, entstehen Temperatur- und Druckunterschiede. Dadurch kommen die Luftmassen in Bewegung. Auch die Rotation der Erde und die Erdeklptik, führen zu Luftverwirbelungen und tragen dazu bei.

Wie schon bekannt handelt es sich bei der Windenergie in erster Linie um eine von der Sonnenstrahlung abhängige Größe. Um das Potential auf unserem Planeten besser einschätzen zu können, sollte zuerst unsere Sonne genauer betrachtet werden. In der Sonne werden pro Sekunde $4,5 \cdot 10^6$ t Masse mittels Kernfusion, laut Relativitätstheorie, in Energie umgewandelt. Somit ergibt sich eine Gesamtleistung von $3,7 \cdot 10^{26}$ W die zum größten Teil als Licht abgestrahlt wird. Unsere Erde erreicht davon eine mittlere Leistungsdichte von $1,367 \text{ kW/m}^2$ (Solarkonstante). Dass es sich bei der Solarkonstanten um einen gemittelten Wert handelt liegt daran, dass sich die Erde in einer elliptischen Umlaufbahn um die Sonne befindet. Die stärkste Sonneneinstrahlung auf unserer Erde wird am 3. Januar erreicht, mit einem Wert von $1,42 \text{ kW/m}^2$ (die Erde durchläuft das Perihelium). Die geringste Sonneneinstrahlung, mit einem Wert von $1,32 \text{ kW/m}^2$, erfolgt dann am 4. Juli, wenn die Erde das Aphelium durchläuft. Da bei der Definition der Solarkonstanten die Atmosphäre der Erde nicht berücksichtigt wird, kann man an der Erdoberfläche von einer senkrecht auftreffenden Strahlung, mit einem Wert von ca. 1 kW/m^2 ausgehen.

³ Quelle aus [12]

⁴ Quelle aus [13]

Auf unserer Erde werden von der ca. $1,5 \cdot 10^{18} \text{ kWh/a}$ eingestrahelter Sonnenenergie nur etwa zwei Prozent in Strömungsenergie umgewandelt. Das bedeutet einen nutzbaren Energiewert von $3 \cdot 10^{16} \text{ kWh/a}$ bzw. einer daraus resultierenden mittleren Leistung von $3,4 \cdot 10^{12} \text{ kW}$. Wenn weiters davon ausgegangen wird, dass auf der Erde ein halbes Prozent dieses Potentials durch Windkraftanlagen ausgenutzt werden könnte, ergibt sich ein nutzbares Energiepotential von $1,5 \cdot 10^{14} \text{ kWh/a}$. Bei einer weiteren Betrachtung wird dabei klar, dass somit der weltweite Energiebedarf fast alleine durch Windkraft gedeckt werden könnte.⁵

Bei diesen Werten handelt es sich allerdings um technisch und nicht um wirtschaftlich nutzbares Potential. Die Unterschiede die darin liegen sind vielseitig und werden im Rahmen dieser Arbeit aufgezeigt.

2. Technisches Potential der Windenergie in Europa

Um Windenergie einer wirtschaftlichen Nutzung zuführen zu können, müssen zuerst die technischen Potentiale bestimmt und ausgewertet werden. Zu diesen zählen vor allem Windmessungen, Wind - Klimaanalysen und eine Abschätzung der Windressource. Weiters erfolgt eine Analyse der Bodenbeschaffenheit, Bodenstruktur und Bodennutzung. Dies dient dazu um die „Rauheit“ bzw. die Verwendung (verbaute Gebiete) des Bodens zu bestimmen. Die Bodenbeschaffenheit ist maßgeblich für das Windaufkommen. Sollten Berge oder Hügel in der Landschaft vorhanden sein verringern diese meist die Windgeschwindigkeiten. Die Windturbinen sollten über diese Hindernisse hinwegreichen.

2.1 Potentialverteilung in Europa

Bei einer Gesamtbetrachtung der EU - 27 würde das technische Potential mehr als das 15 - fache der gesamten Stromnachfrage der EU - 27 im Jahr 2020 betragen. Bei all diesen Varianten muss vorausgesetzt werden, dass Wind vorhanden ist. Natürlich kann es vorkommen, dass kein bzw. nur wenig Wind vorahnden ist. Das technische Windpotential wird auf etwa 75.000 TWh/a berechnet. Bei dieser Berechnung sind sowohl Onshore - als auch Offshore - Potential eingerechnet. Bei einer weiteren Reduktion auf die „wirtschaftlich nutzbaren Gebiete“, siehe Kapitel 2.4.2 (darunter können jene Gebiete Onshore verstanden werden, in denen eine Volllaststundenanzahl von 2000 h/a zu erreichen ist und die Einschränkung der Offshore - Gebiete auf die wirtschaftlich nutzbaren Wirtschaftszonen des jeweiligen Landes ,das sind jene Gebiete die im Abstand von 10 km bis 50 km von der Küste nutzbar sind) sinkt das Potential auf 19.000 TWh/a bis zum Jahr 2020 und auf 21.000 TWh/a bis zum Jahr 2030 ab.

⁵ Quelle aus [14]

Bei näherer Betrachtung muss zudem darauf hingewiesen werden, dass die Windkraft in einigen Ländern der EU - 27 keine oder nur eine ganz untergeordnete Rolle spielen wird. Zu diesen Ländern zählen vor allem die Binnenländer Österreich, Tschechien und Slowenien. In diesen Ländern wird der Beitrag der Windenergie zum Strombedarf des Landes bis zum Jahr 2030 voraussichtlich unter 5 % liegen. Weiters gibt es Länder die zwar ein höheres Windpotential besitzen jedoch dieses nur sehr kurzfristig (das heißt weniger als 1.600 Volllaststunden pro Jahr) auftritt. Zu diesen Ländern zählen vor allem Rumänien, die Slowakei und Spanien. Wenn man Spanien zum besseren Verständnis aus dieser Liste herausnimmt, besitzt das Land zwar ein sehr hohes Potential, allerdings liegen ca. 75 % der Landesfläche außerhalb der zuvor beschriebenen Kriterien. Jedoch besteht auch in gebirgigen Regionen die Möglichkeit der Nutzung von Windenergie siehe Kapitel 2.2.1. Andere Länder besitzen hingegen, besonders unter Berücksichtigung des Offshore - Potentials, die Möglichkeit ihren inländischen Strombedarf bis zum 10 - fachen zu decken. Zu diesen Ländern zählen Dänemark, Estland, Irland und Lettland. Diese Länder könnten auch nur unter Berücksichtigung ihres Onshore - Potentials ihren Inlandstromverbrauch ohne Probleme decken. Auch weitere Länder haben das Potential ihren Strombedarf vollkommen durch Windenergie zu decken⁶.

Die vollkommene Deckung des Strombedarfs aus Windenergie, wird aber in den nächsten 20 Jahren reine Illusion bleiben. Wenn in einigen Ländern ein Windenergieanteil von 25 % oder mehr erreicht wird, ist dies ein beachtlicher Erfolg für die Windkraft. Das größte Hemmnis wird das Vorhandensein des Windes selbst sein, gefolgt von der Möglichkeit des Ausbaus an Land (Verbrauch von Fläche, Auswirkungen auf die Umwelt, Toleranz in der Bevölkerung).

Das wirtschaftliche Potential liegt weit unter dem technischen. Daneben gibt es aber noch weitere Unsicherheiten. So können sich physikalische Veränderungen auf das theoretische Potential auswirken. Technische Unsicherheiten wirken ebenso negativ auf das technische Potential, wie wirtschaftliche Unsicherheiten sich auf das wirtschaftliche Potential auswirken. Nicht zu unterschätzen ist die Unsicherheit beim „Humanpotential“. Letztendlich sind es menschliche Entscheidungen, die die Nutzung der Windenergie am deutlichsten beeinflussen. Wenn zum Beispiel eine andere Energieform der Windenergie vorgezogen wird, hat dies massive Auswirkungen auf diese. Zu diesen Entscheidungen zählen auch alle politischen und investitionstechnischen Entscheidungen, die letztlich für jede Energieform entscheidende Auswirkungen haben. Dies sollte bei den folgenden Betrachtungen die in den nachfolgenden Kapiteln durchgeführt werden immer berücksichtigt werden.

⁶ Quelle aus [1]

2.2 Topographie von Europa

In Europa gibt es unterschiedlichste topographische Landschaften. Für eine ökonomische Nutzung der Windenergie ist es allerdings notwendig hochwertige Windfelder herauszusuchen. Dies geschieht meist auf drei Arten, die dann miteinander verglichen werden. Diese drei Arten sind:

- ◆ Wind- Klima Analyse
- ◆ Schätzung der Ressource Wind
- ◆ Topographische Analyse des Geländes

Das Vorhandensein von Wind in einer derartigen Größenordnung, dass dieser wirtschaftlich genutzt werden kann ist abhängig von der jeweiligen Region. Hierbei ist der Norden Europas gegenüber dem Süden im Vorteil. Bei einer weiteren Betrachtung der bereits ausgewählten Windfelder spielt nun die Topographie eine große Rolle. Die Ressource Wind wird heute in einer Höhe von ca. 80 m bis 100 m genutzt. In den nächsten Jahren könnten in nicht bewohnten Gebieten diese Höhen überschritten werden.

Die Topographie der Landschaft kann weiters in zwei unterschiedliche Elemente unterteilt werden.

- ◆ Die Einwirkungen des Geländes auf den Wind

Darunter versteht man zum Beispiel eine flache Landschaft die von Windgürteln (Baum- und Gestrüppreihen) durchzogen wird oder das Vorhandensein von vielen kleinen Hügeln die den Wind beeinflussen. Von diesen „störenden“ Elementen sollte die Windkraftanlage weit entfernt sein und sie überragen um keine Auswirkungen auf ihre Leistungsfähigkeit zu haben.

- ◆ Das Gelände selbst

Hierbei versteht man Geländeelemente die den Wind beschleunigen können, wie zum Beispiel in der Nähe von Hügeln, Gipfeln, Kämmen, Graten oder Steilhängen, aber auch Elementen die den Wind verlangsamen können, wie zum Beispiel in Tälern oder in der Nähe von Flüssen⁷.

In den letzten Jahrzehnten wurde eine Vielzahl von Studien über das Windaufkommen in Europa aber auch das weltweite Windaufkommen publiziert. Aus dieser Vielzahl von Studien (bei denen zum einen Teil nur recht begrenzte Gebiete und zum anderen Teil sehr weitläufige Gebiete untersucht wurden) ist es schwierig ein genaues Bild für Europa mit dessen unterschiedlichste topographische Gebiete zu erstellen. Verschiedenste Gebiete die ca. dieselbe Topographie aufweisen können zusammengefasst und daraus ein ungefähres Modell der Windverteilung abgeleitet werden. Jene Regionen in denen ein starkes Windaufkommen zu erwarten ist lassen sich hierbei auf jeden Fall detektieren. Jedoch werden auch „versteckte“ Regionen zu finden sein, besonders in Spanien erkennbar, welche diese Analyse ein nur geringes wirtschaftlich nutzbares Potential bescheinigt.

⁷ Quelle aus [1]

Wobei dies in real sehr wohl möglich ist, dort die Windkraft unter den zuvor beschriebenen Kriterien zu nutzen.

Der Grund hierfür liegt in der relativ groben Skalierung mit deren Hilfe diese Studie⁸ durchgeführt wurde.

In Abbildung 2.1 ist Europa mit seinen Gebirgsformationen über 600 m abgebildet. Diese Regionen besitzen ein etwas schlechteres Ausgangspotential. Der Grund hierfür ist in der Formel für die Nutzung der Windenergie zu erkennen, welche lautet:

$$P_0 = \frac{1}{2} A \rho v^3$$

Im Bezug auf diese Formel ist bei dieser Betrachtung die Luftdichte ρ von Interesse. Die Luftdichte gibt an, wieviel Masse Luft in einem bestimmten Volumen enthalten ist. Bei Berücksichtigung der Temperatur ist die Luft auf Meeresniveau dichter, da mehr Luftvolumen auf diesem Niveau auf sie einwirkt, als in höheren Lagen. Durch diese „dichtere“ Luft in Kombination mit der Geschwindigkeit v kann mehr Energie an den Rotor abgegeben werden als in höheren Lagen.

Natürlich kann durch Variation der Rotorfläche dies zum Teil ausgeglichen werden, jedoch bedeutet eine Vergrößerung der Rotorfläche auch mehr Gewicht. So würde wiederum ein höheres Windaufkommen von Nöten sein, um in höheren Lagen mit mehr Rotorfläche dieselbe Leistung zu erreichen. Es besteht die Möglichkeit hier noch einige weitere Variationen aufzählen. Es sollte aber nur ein Beispiel sein, warum in höheren Lagen von vorne herein mit einem geringeren Potential gerechnet werden muss. Hochebenen sind außerdem in dem Gebiet der EU - 27 sehr selten. Die gebirgigen Regionen sind eher durch Bergketten und Täler gekennzeichnet.

Aus Abbildung 2.1 ist zu erkennen, dass besonders von den EU - 27 Österreich, Spanien und Griechenland einen sehr hohen Gebirgsanteil besitzen. Wenn man alle Länder Europas mit einbezieht so weisen auch die Schweiz, die Türkei und Norwegen einen hohen Gebirgsanteil auf. Besonders für Norwegen gelten aber auch ähnliche Voraussetzungen wie zuvor für Spanien. Die besondere Topographie Norwegens lässt aufgrund der Fjorde einen speed up Effekt zu. Das bedeutet, dass auf den Klippen ein erhöhtes Windpotential vorhanden ist. In dieser Abbildung kann auch besonders die geringe Gebirgskonzentration im Norden erkannt werden. Polen, Finnland, Schweden, Belgien, Niederlande, Dänemark, Irland, Großbritannien und die baltischen Länder besitzen fast keine Gebiete die 600 m über dem Meeresspiegel liegen. Aber auch die meisten anderen Länder hätten nach dieser Analyse eine sehr gute Ausgangslage.

Des Weiteren können auch die potentiell nutzbaren Offshore - Gebiete aus dieser Abbildung erkannt werden. Auch hier zeigt sich wieder, dass im Norden Europas sowie im Bereich der Nord- und Ostsee, aber auch an der Atlantikküste ein viel höheres Windnutzungspotential besteht als im Mittelmeer und an der Schwarzmeerküste.

⁸ Quelle aus [1]

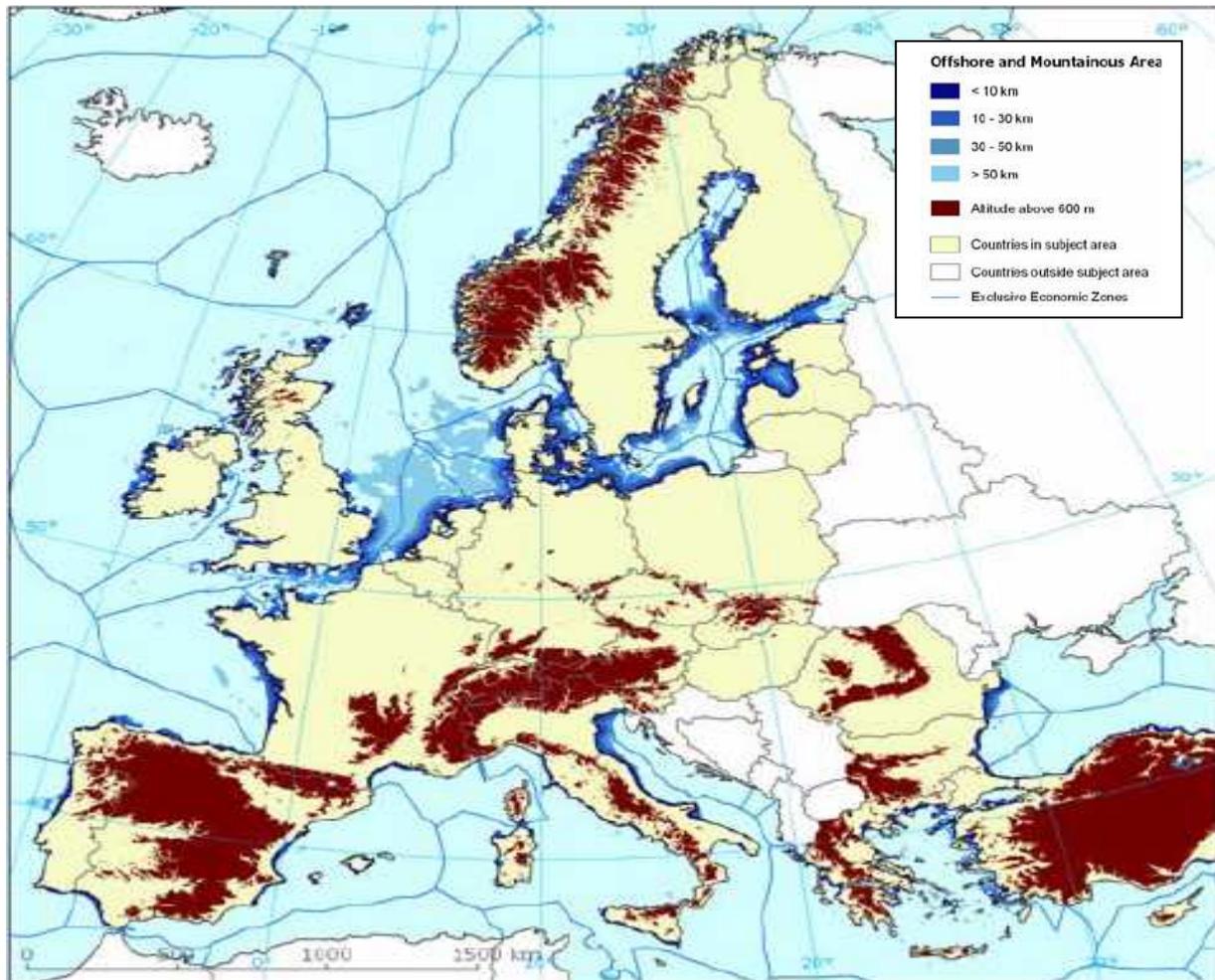


Abbildung 2.1: Gebirgs- und Offshore Regionen in Europa [1]

Anhand der Abbildung 2.1 wurden nun jene Gebiete herausgesucht in denen potentiell eine Nutzung der Ressource Wind möglich ist. Natürlich kommt es zu weiteren Einschränkungen. In den folgenden Gebieten ist eine Nutzung der Windkraft nur begrenzt bzw. gar nicht möglich. Zu diesen Gebieten zählen:

- ◆ Dicht besiedelte Gebiete
- ◆ Wälder
- ◆ Seen
- ◆ Sümpfe
- ◆ Gletscher

Wie in Abbildung 2.2 dargestellt fallen dadurch mehrere Gebiete heraus. Besonders dicht besiedelte Gebiete und Wälder führen zu einer weiteren deutlichen Potentialverringerung. Besonders geeignet für die Windkraft sind offene Gebiete und Agrarlandschaften. Diese werden jedoch auch von der Landwirtschaft intensiv genutzt und können daher nur begrenzt verwendet werden.



Abbildung 2.2: Flächennutzung in Europa [1]

2.2.1 Windparks im Gebirge

In folgender Studie⁹ wurde untersucht welche Auswirkungen die Errichtung von Windkraftanlagen im Hochgebirge mit sich bringt. Wie sich aus dieser Studie zeigt, wurden bzw. werden in Bergregionen nur sehr wenige Windkraftanlagen installiert. Ein Grund dafür wurde bereits im Kapitel 2.2 erläutert. Im Jahr 2004 betrug die installierten Windleistungen in den gebirgigen Ländern wie der Schweiz, Österreich, Slowenien und in Teilen Frankreichs und Italiens gerade einmal 1,5 % (hierbei wurden nur die Regionen mit Gebirgsanteil berücksichtigt) der Gesamtleistung in Europa. Bei einem Vergleich mit den Werten von 2009 ist der Prozentsatz (wenn nur die Onshore Anlagen zum Vergleich herangezogen werden) auf 0,32 % abgesunken. Die Ursache dafür liegt teilweise in den ungünstigen Anbindungen (Bergstraßen, Netzanbindung, etc.). Dieses Argument sollte in seiner Wertigkeit gesondert betrachtet werden. Denn gerade in diesen Regionen sind die größten Speicherkraftwerke Europas beheimatet. Daher ist auch die Problematik der Schwertransporte bekannt die natürlich in Bergregionen zu enormen Schwierigkeiten führen. Zum anderen spielen die extremen Wetterbedingungen auf dieser Höhe eine entscheidende Rolle. Die vermeintliche Schlussfolgerung, dass Windkraftwerke in solchen Höhen unrentabel sind, wird in der Studie widerlegt. Die shutdown Zeiten (aus dem Wind drehen der Turbinen) sind nicht häufiger als bei Anlagen in niedrigeren Höhen. Ein Problem könnte jedoch die Eisbildung auf den Rotorblättern mitsich bringen. Besonders in der Nähe von Ski- und Toureengebieten muss dieses einkalkuliert werden. Bei all diesen getesteten Anlagen handelt es sich jedoch um Kleinanlagen. Dies bringt mehrere weitere Probleme mit sich. Ein großer Windpark in alpinen Lagen wurde bislang noch nicht errichtet.

2.2.2 Wirtschaftszonen auf See

Bis nach dem Zweiten Weltkrieg beanspruchten die Länder Europas nur küstennahe Gebiete der Nordsee für sich. Dies hat sich allerdings in den letzten Jahrzehnten geändert. Durch das Auftreten von Rohstoffen, die durch den technologischen Fortschritt gefunden und gefördert werden können, hat sich dieses Bild gewandt. Die Nordsee wurde komplett von den an sie angrenzenden Küstenstaaten unter sich aufgeteilt und so gegenüber anderen Staaten verschlossen. Wie in Abbildung 2.3 ersichtlich, fällt auf einige Länder ein beachtlicher Teil der Nordsee. Aber auch die Ostsee und das Mittelmeer wurden unter den angrenzenden Staaten aufgeteilt. Besonders interessant für die Windenergienutzung in den kommenden Jahrzehnten wird die Doggerbank sein. Diese liegt zwischen Großbritannien und Dänemark, zum größten Teil in der Wirtschaftszone von Großbritannien. Während die Nordsee eine durchschnittliche Tiefe von 94 m aufweist, misst die Doggerbank nur eine durchschnittliche Tiefe von 30 m, an Ihrer seichtesten Stelle sogar nur 13 m.

⁹ Quelle aus [16]

Für einige Länder mit Nordseezugang wird die Ausschöpfung der Windpotentiale eher schwierig. Als Beispiel ist hier Belgien zu nennen, das nur einen sehr kleinen Teil der Nordsee für sich beanspruchen kann. Geht man davon aus, dass in küstennahen Gebieten (Küstenabstand größer als 10 km, meist aber sogar die 12 Meilenzone) keine großen Windparks errichtet werden, steht für Belgien (unter Berücksichtigung der Schifffahrt und anderer Möglichkeiten) nur noch eine begrenzte Fläche zu Verfügung.

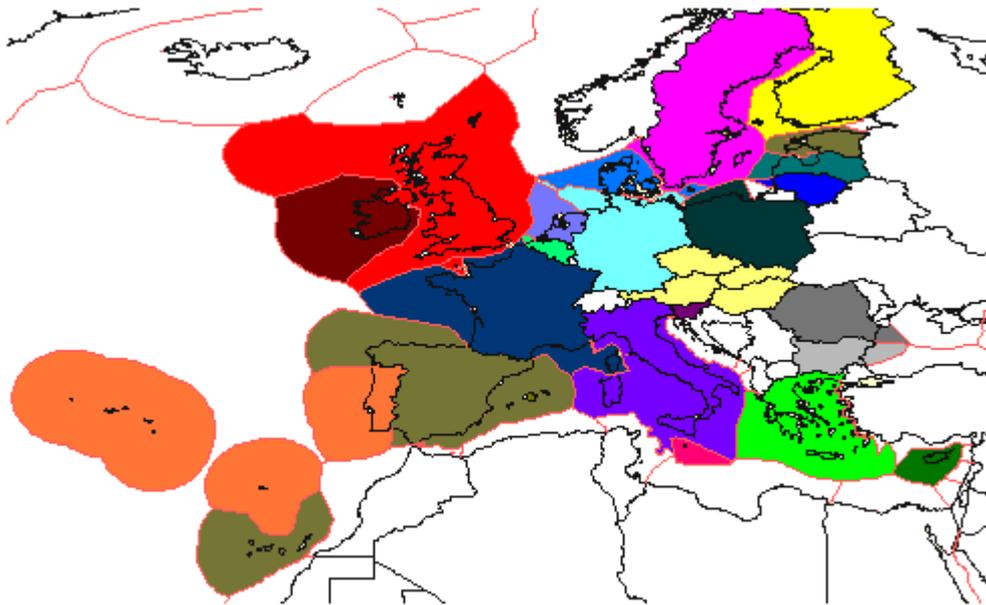


Abbildung 2.3: Ausschließliche Wirtschaftszonen der Länder Europas¹⁰

¹⁰Link unter: <http://www.europeanunionmaps.com/wp-content/uploads/2010/01/exclusive-economic-zones-of-the-european-union-map.PNG>

2.2.3 Windparks auf See

Da die jeweiligen Länder nur innerhalb ihrer ausschließlichen Wirtschaftszonen Windkraftwerke errichten können und auch die Wassertiefe (siehe Kapitel 2.2.2) eine entscheidende Rolle spielt, wurde in der verwendeten Studie¹¹ auch die Wassertiefe auf kleiner 50 m beschränkt. Weiters wurde auch der Abstand zur Küste berücksichtigt und in vier Kategorien unterteilt:

- ◆ Abstand kleiner 10 km zur Küste (<10 km)
- ◆ Abstand zwischen 10 - 30 km zur Küste (10 - 30 km)
- ◆ Abstand zwischen 30 - 50 km zur Küste (30 - 50 km)
- ◆ Abstand größer 50 km zur Küste (>50 km)

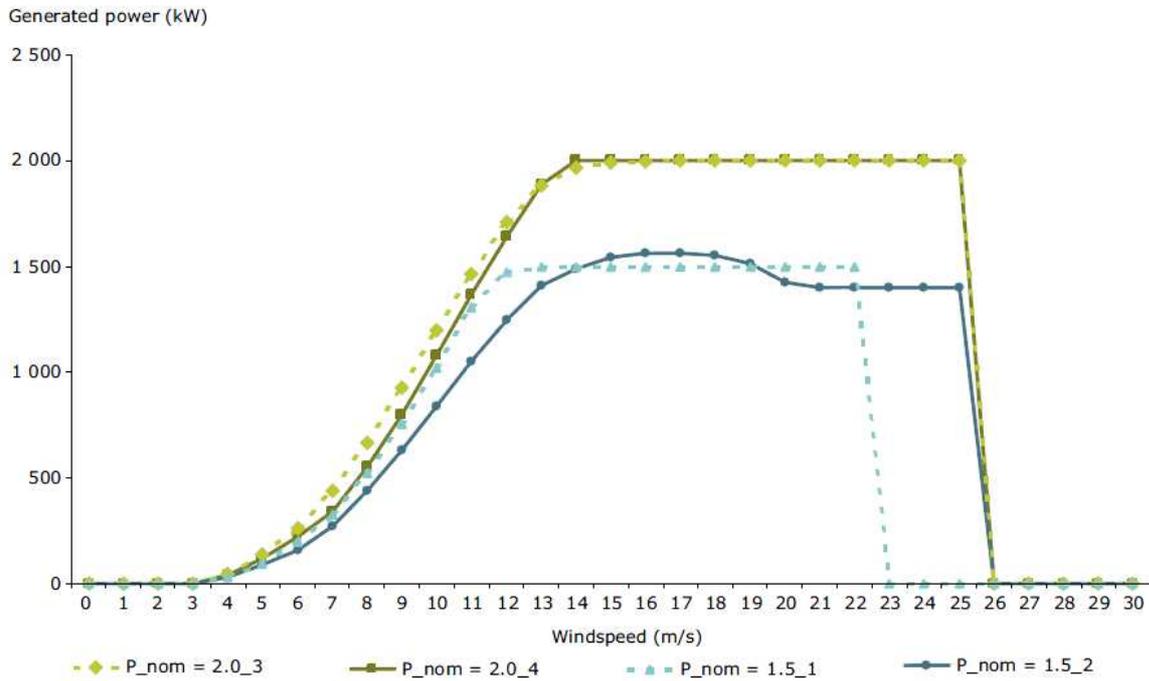
Aus dieser Unterteilung kann man mehrere Möglichkeiten ableiten. Bislang wurden Offshore Anlagen, aus Gründen der Netzintegration der Anlagen, in den ersten beiden Kategorien errichtet. Sollte jedoch im nächsten Jahrzehnt der Aufbau eines Nordseeverbundnetzes verwirklicht werden, so werden auch Offshore - Windkraftanlagen in größeren Entfernungen von der Küste entstehen.

2.2.4 Berechnung von Volllaststunden bei Windkraftwerken

Um einen besseren Vergleich zwischen den einzelnen Windkraftwerken und den Regionen in denen sie installiert wurden zu erzielen, wird der Begriff Volllaststunden (full load hours) verwendet. Darunter wird jene Stundenanzahl verstanden, in der das Windkraftwerk seine Maximalleistung abgibt. Zum besseren Verständnis dient die Abbildung 2.4. Hier wurde die Leistungsabgabe verschiedener Windkraftwerke als Funktion der Windgeschwindigkeit dargestellt. Wie daraus erkennbar ist die Maximalleistung erst ab einer bestimmten Windgeschwindigkeit abrufbar. Liegt die Windgeschwindigkeit unter diesem Wert wird zwar auch noch eine Leistung abgegeben, diese ist jedoch geringer als die Maximalleistung.

Um jedoch einen Vergleich zwischen den einzelnen Regionen zu gewährleisten kann aus diesen Daten ein Jahresleistungsdiagramm gebildet werden. In Abbildung 2.5 ist ein fiktives Jahresleistungsdiagramm abgebildet. Wenn nun über die abgebildete Funktion ein Integral gebildet wird, kann festgestellt werden in wieviel Stunden pro Jahr die maximale Leistung der Windturbine (im Beispiel eine 2 kW Windturbine) abgerufen werden kann. Dadurch kann diese Windturbine, mit einer anderen Windturbine in einer anderen Region und deren Werten grob verglichen werden. Dadurch lassen sich bestimmte Regionen finden die für Windkraftwerke besonders geeignet sind. Natürlich gibt es von Jahr zu Jahr bei diesen Jahresleistungsdiagrammen Abweichungen. In einem „guten“ Windjahr kann die prognostizierte durchschnittliche Volllaststundenanzahl überschritten werden, jedoch kann auch in einem „schlechten“ Windjahr das Gegenteil der Fall sein. Daher sollten über potentielle Windfelder, wenn möglich, langjährige Vergleichsdaten zur Verfügung stehen.

¹¹ Quelle aus [1]



Source: Hoogwijk, 2008.

Abbildung 2.4: Leistungsabgabe unterschiedlicher Windkraftwerk [1]

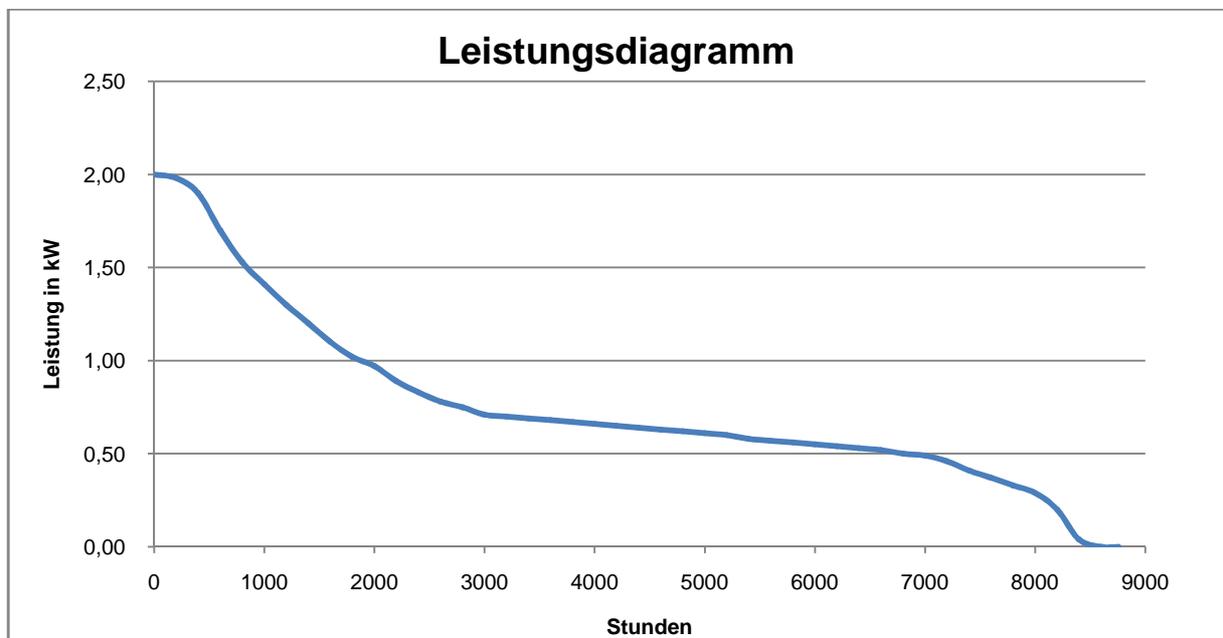


Abbildung 2.5: Jahresleistungsdiagramm einer fiktiven 2 MW Windturbine

2.3 Onshore Potential in Europa

In folgendem Kapitel sollen die Möglichkeiten der Errichtung von Onshore Anlagen bis zum Jahr 2030 in Europa aufgezeigt werden. Bislang entstanden in den meisten Ländern Windkraftanlagen nur dort, wo eine gute Anbindung an das Netz und eine gute Erreichbarkeit der Anlagen gewährleistet wurde. Sollte jedoch in den nächsten Jahren die erneuerbare Energie beim Kraftwerksbau bevorzugt werden, um die Ziele der Europäischen Union für das Jahr 2020 zu erreichen, bzw. den CO₂ Ausstoß drastisch zu verringern, wird auch die Windenergie in manchen Ländern auf neues Terrain vordringen müssen.

Da die Windkraft in einigen Landschaftsformen besser integriert werden kann sind in Abbildung 2.6 die unterschiedlichen Landschaftsformen (in diesem Fall sieben) abgebildet. Die gesamte Fläche des EWR - Raumes (Europäischer Wirtschaftsraum) beträgt mehr als 5,4 Mio. km². Besonders gut lässt sich die Windkraft in landwirtschaftlich genutzten Gebieten integrieren. Da in diesen Gebieten meist mit geringen landschaftlichen Hindernissen zu rechnen ist. Dabei eignen sich besonders Räume die für den Anbau von Kulturpflanzen bzw. für die Viehhaltung genutzt werden.

Wie in Abbildung 2.6 zu erkennen, sind in Europa sehr viel landwirtschaftlich nutzbare Flächen und Wälder vorhanden (besonders in Frankreich, Spanien und der Türkei). Dicht bewaldete Regionen sind vor allem in Norden Europas wie Norwegen, Schweden und Finnland zu finden¹².

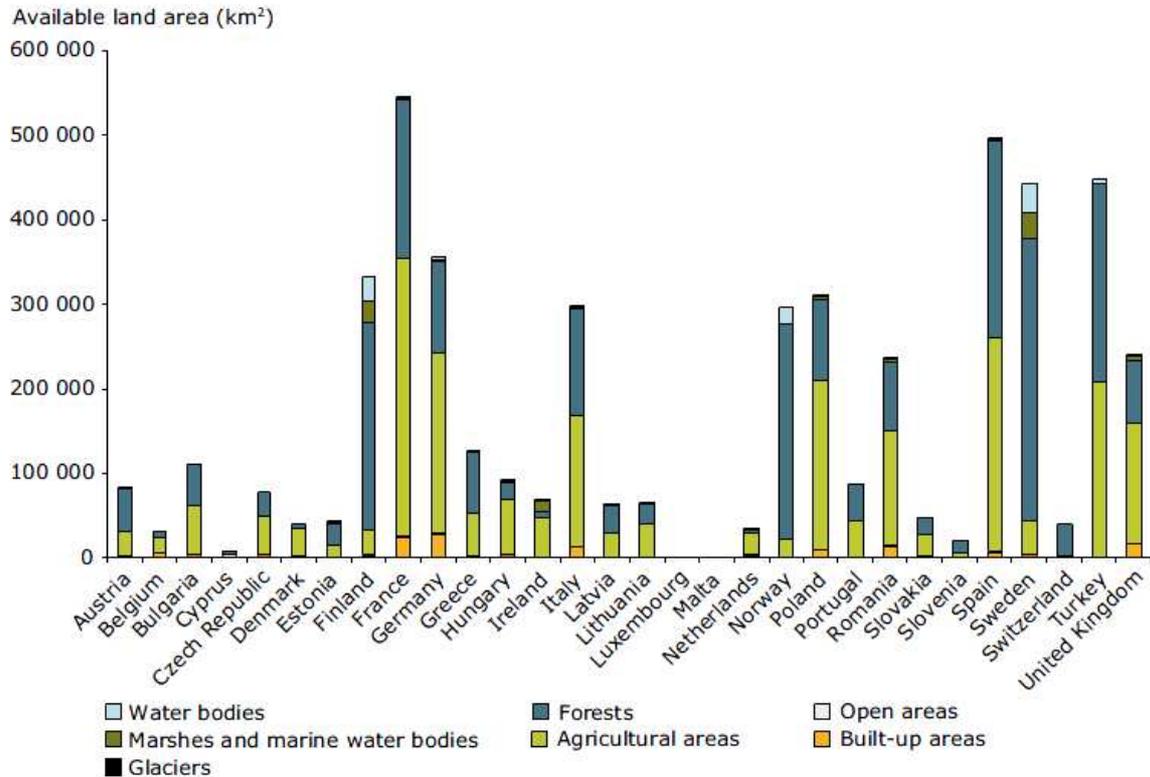
Es wird in Fachkreisen¹³ bereits darüber diskutiert, besonderes in bewaldeten Regionen Windkraftwerke zu errichten. Dadurch würden der Windenergienutzung wieder enorme Flächen in Europa zu Verfügung stehen. Ob dies jedoch in den nächsten Jahren realisiert werden kann, bleibt abzuwarten.

Im Anhang ist mit Abbildung 9.1 das technische Potential der einzelnen Länder abgebildet. Hierzu ist zu sagen, dass in einem Zeitraum von 2000 bis 2005 alle Bereiche berücksichtigt wurden in denen eine Durchschnittswindgeschwindigkeit von ca. 5,5 m/s überstiegen wurde. Dieses technische Potential für das Jahr 2030 wird daher wohl kaum zu erreichen sein. Im weiteren Verlauf wird beim Offshore - Potential dieses Problem diskutiert werden (siehe Kapitel: 2.4.2). In dieser Studie¹⁴ wurde auch ein Szenario für die zu erwartende (theoretische) technische Arbeit in Bergregionen veröffentlicht. Jedoch wurde hier das technische Potential um 50 % reduziert, um den Hemmnissen in diesen Regionen gerecht zu werden. Da aus heutiger Sicht diese Regionen für die Windenergienutzung im großen Stil in den nächsten Jahren verschlossen bleiben werden wird hier nicht mehr näher auf diese Regionen eingegangen.

¹² Quelle aus [1]

¹³ Quelle 9. Windenergiesymposium

¹⁴ Quelle aus [1]



Source: EEA, 2008.

Abbildung 2.6: Verfügbare Fläche der unterschiedlichen Landschaftsformen in Europa [1]

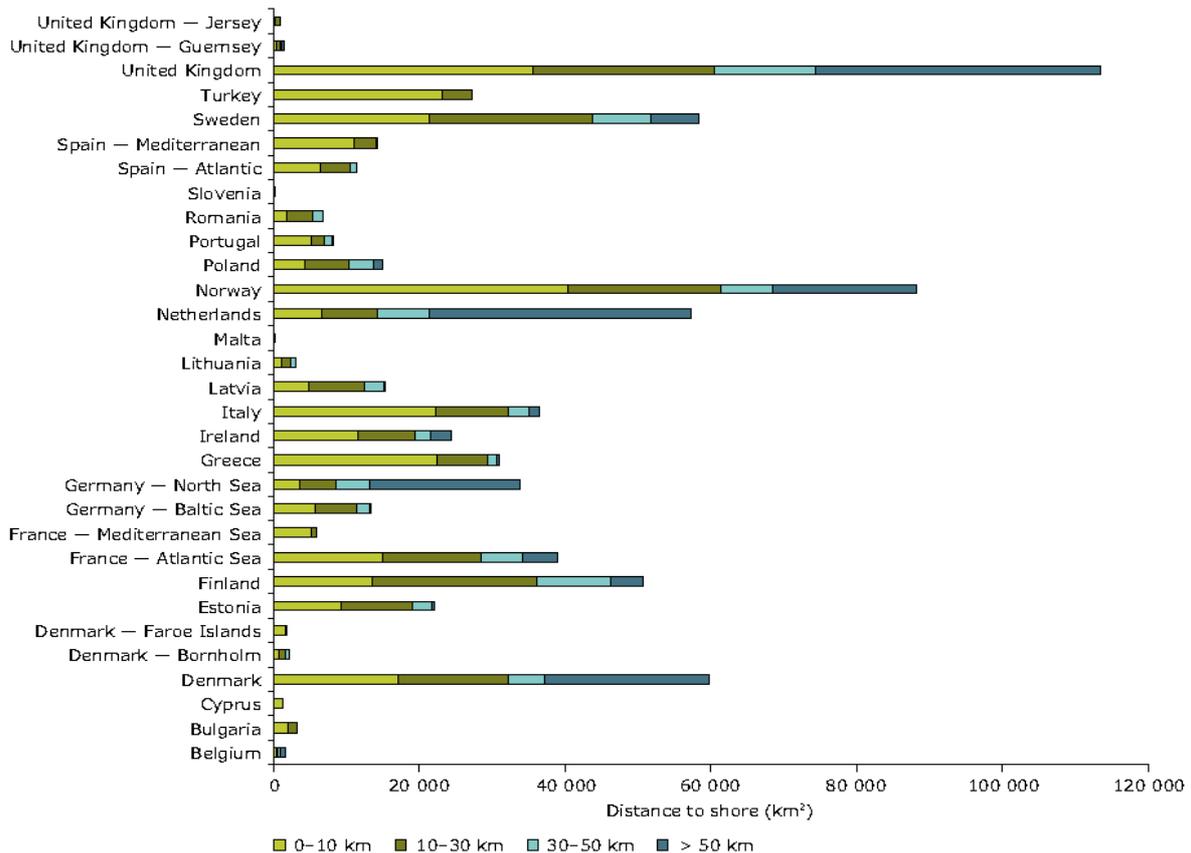
2.4 Offshore Potential in Europa

Beim Offshore - Potential gelten dieselben Voraussetzungen wie beim Onshore Potential. Jedoch müssen hier bereits von Anfang an bestimmte Einschränkungen gemacht werden. Die erste beträgt die Tiefe des Meeres. Bislang wurden alle Offshore Anlagen in relativ seichten Gewässern errichtet. Jedoch werden aus heutiger Sicht die meisten Offshore Anlagen in einer Entfernung von 10 - 30 km von der Küste errichtet werden. In dieser Entfernung ist die Meerestiefe zum Teil noch akzeptabel, während die Anlagen gleichzeitig von Land aus nicht mehr in diesen Dimensionen zu erkennen sind. Man kann davon ausgehen das eine Nabenhöhe von 120 m und mehr auf See zu erwarten sind.¹⁵ Es gibt bereits Versuche der Errichtung von Windkraftanlagen mit Schwebefundamenten. Hierbei muss noch abgewartet werden ob diese in den nächsten 10 Jahren die technische Ausgereiftheit zum Einsatz auf dem Meer erreichen werden.

¹⁵ Quelle aus [1]

2.4.1 Offshore Potential nach Entfernungsklassen

Im Folgenden wird nun das technische Offshore - Potential wieder in vier Stufen unterteilt (0 - 10 km; 10 - 30 km; 30 - 50 km; >50 km).



Source: EEA, 2008.

Abbildung 2.7: Theoretisch nutzbare Fläche zur Errichtung von Offshore Anlagen [1]

Diese Potentialberechnung basiert auf den ausschließlich nutzbaren Wirtschaftsräumen auf See, so wie diese in Kapitel 2.2.2 abgebildet und beschrieben sind. Besonders interessant werden die letzten drei Stufen (die Entfernungen 10 bis >50 km von der Küste) für die Nutzung der Windkraft auf See werden.

Auch hier ist wieder im Anhang mit Abbildung 9.2 das theoretisch uneingeschränkte technische Potential abgebildet. Jedoch kann hier von einer Schätzung ausgegangen werden. Da in einer Entfernung von mehr als 50 km, in einer Höhe von 120 m (zu erwartende Nabenhöhe) nur wenige Messdaten zu Verfügung stehen.

2.4.2 Einschränkungen der Potentiale

Die im folgenden Abschnitt aufgezeigten Einschränkungen auf das uneingeschränkte technische Potential gilt auch (nur in einer anderen Form) für das Onshore - Potential.

Wenn nur das Offshore - Potential der einzelnen Länder betrachtet wird, so kann erkannt werden, dass alleine Großbritannien mit fast 5.000 TWh/a die Hälfte des europäischen Strombedarfes im Jahr 2030 decken könnte. Solche Zahlen sind natürlich unrealistisch. Wie bereits zuvor erwähnt, sollte das Ziel der Windkraft sein, in den meisten Ländern einen Anteil von 20 - 25 % des Strombedarfes zu decken.

Wie in Abbildung 2.7 aufgezeigt kann die gesamte Fläche der AWZ (Ausschließliche Wirtschaftszone) des jeweiligen Landes nicht nur ausschließlich der Windenergienutzung zugeführt werden. Neben Schifffahrtsrouten die benötigt werden, beansprucht auch die Öl- und Gasindustrie Gebiete auf See für sich. Besonders in Küstennähe dürfte es sich schwierig gestalten Windkraftanlagen zu bauen. Die Niederlande schreiben bereits den Bau von Offshore Windkraftanlagen außerhalb der 12 Meilen - Zone (ca. 22 km) vor, andere Länder sollen folgen. Es wird generell schwierig sein in diesem Bereich Anlagen zu errichten, da dieser Bereich auch touristisch genutzt wird. Einen Weiteren Einschnitt bringen die Naturschutzgebiete (z.B. Natura2000 Gebiete) mit sich. Betrachtet man alleine die Natura2000 Gebiete an der deutschen und dänischen Küste, so fallen sehr viele Quadratkilometer an bestnutzbareren Windfeldern mit hoher Volllaststundenerwartung weg (Abbildung 9.3). Auch in weiteren Bereichen fallen nutzbare Windflächen anderen Verwendungen zu. Es wird damit gerechnet, dass in der Zone die eine Entfernung von mehr als 50 km von der Küste aufweist, wieder mit einem höher nutzbaren Potential für die Windkraft zu rechnen ist. Die Abstriche die vom theoretisch nutzbaren technischen Potential zum realistisch nutzbaren technischen Potential vorzunehmen sind, werden in Abbildung 2.8 abgebildet. In dieser Abbildung wird die theoretisch vorhandene technische elektrische Arbeit der realistisch verfügbaren elektrischen Arbeit gegenübergestellt. Es ist zu erkennen, dass in allen Bereichen drastische Abstriche vorzunehmen sind. Besonders in der Zone mit weniger als 10 km Küstenentfernung. Wie schon erwähnt wird es nur in sehr abgelegenen Gebieten möglich sein diese zu nutzen, wobei wieder das Problem der Netzanbindung zu klären sein wird. Dass es sich trotz aller Abstriche immer noch um ein technisches Potential handelt kann bei der Summenbildung des realistischen technischen Potentials erkannt werden.

So würden im Jahr 2030 bei Summenbildung aller Offshore - Zonen immer noch über 5.000 TWh/a aus Windenergie erzeugt werden. Bei einer Hochrechnung auf den zu erwartenden Verbrauch an elektrischer Energie im Jahr 2030 würde die Windenergie einen Anteil von ca. 60 % beitragen.

Wie bereits am Anfang des Kapitel 2.4.2 dargestellt, ist dies höchst unrealistisch. Beim Onshore - Potential sind dieselben Abstriche zu erwarten. Dennoch bewegt sich das realistisch technische Potential in einer Größenordnung, die einen großen Spielraum für die Zukunft offen lässt.¹⁶

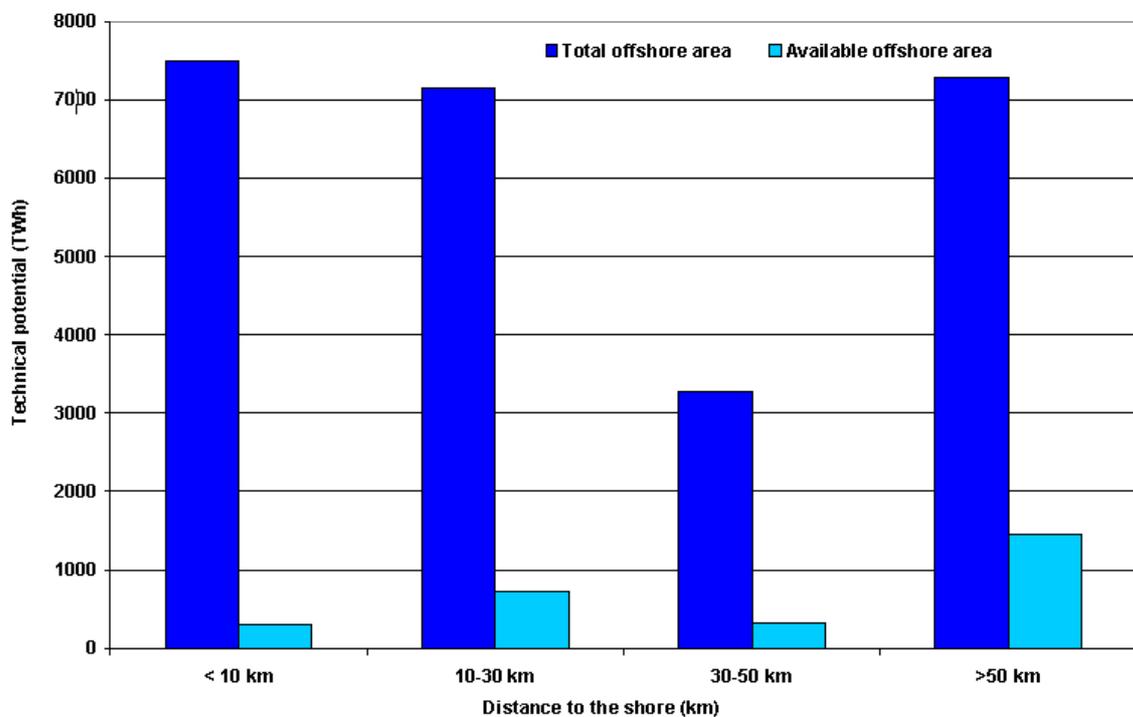


Abbildung 2.8: Theoretisch technisch verfügbare und tatsächlich verfügbare elektrische Arbeit auf See [1]

¹⁶ Quelle aus [1]

2.5 Volllaststunden in Europa

Wie schon im Kapitel 2.2.4 beschrieben bilden die Volllaststunden bei Windkraftwerken einen sehr wichtigen Vergleichswert. Jedoch werden sie viel mehr für die Wirtschaftlichkeit von Windkraftwerken in den unterschiedlichsten Regionen benötigt. Generell kann davon ausgegangen werden, dass die Volllaststunden bei Offshore Anlagen höher ausfallen müssen, um eine Wirtschaftlichkeit der Anlage zu gewährleisten. Eine relativ genaue durchschnittliche Erwartung der Volllaststunden ist nicht nur für die in naher Zukunft errichteten Anlagen von Bedeutung, sondern auch für die fernere Zukunft. Wie im Kapitel 3.10 erläutert werden wird, kann in den nächsten Jahren mit einer Verbilligung bei der Herstellung der Anlagen gerechnet werden. Durch diese Verbilligung werden auch Standorte attraktiver die bisher für eine wirtschaftliche Nutzung durch die geringeren Volllaststunden ungeeignet erschienen. Bei diesem Beispiel spielen natürlich auch weitere Faktoren eine entscheidende Rolle, siehe Kapitel 3.5. ff, jedoch kann davon ausgegangen werden, dass unter bestimmten Bedingungen in den nächsten Jahrzehnten auch an Orten Windkraftwerke errichtet werden, die bisher kaum berücksichtigt wurden. Natürlich sollte so eine Analyse sehr genau und über einen längeren Zeitraum durchgeführt werden. Da der Wind von Jahr zu Jahr in bestimmten Regionen Abweichungen um bis zu 30 % aufweisen kann, ist eine langjährige Windanalyse umso wichtiger. Um jedoch einen groben Überblick über die herrschenden Windverhältnisse in Europa zu bekommen dient die Abbildung 2.9.

Wie schon zuvor diskutiert würde sich Spanien hier überhaupt nicht als Windland präsentieren. Auch andere Länder wie Italien und die Türkei bekommen in dieser Graphik ein schlechteres Potential zugeordnet. Der Grund hierfür liegt in den Vereinfachungen mit welchen diese Graphik gebildet wurde. Geht man davon weg die Graphik als gesamtes zu betrachten und konzentriert sich auf jene Gebiete die sehr gut für die Windenergienutzung geeignet sind, so zeigt sich der Norden Europas klar im Vorteil. Bei den Offshore - Gebieten fällt sofort auf, dass nicht die gesamte Nordsee grün eingefärbt ist. Das liegt an der Tiefenbegrenzung mit welcher diese Graphik erstellt wurde. Es wird in dieser Studie davon ausgegangen, dass in den nächsten 20 Jahren keine Offshore Anlagen in Gewässern die Tiefer als 50 m sind errichtet werden.

Es sollte noch erwähnt werden, dass auf See mit einer weit höheren Volllaststundenanzahl zu rechnen ist als an Land. Dies ist besonders für die Wirtschaftlichkeit der Offshore Anlagen von Bedeutung, die mit weit höheren Kosten errichtet werden müssen als die Onshore - Anlagen.

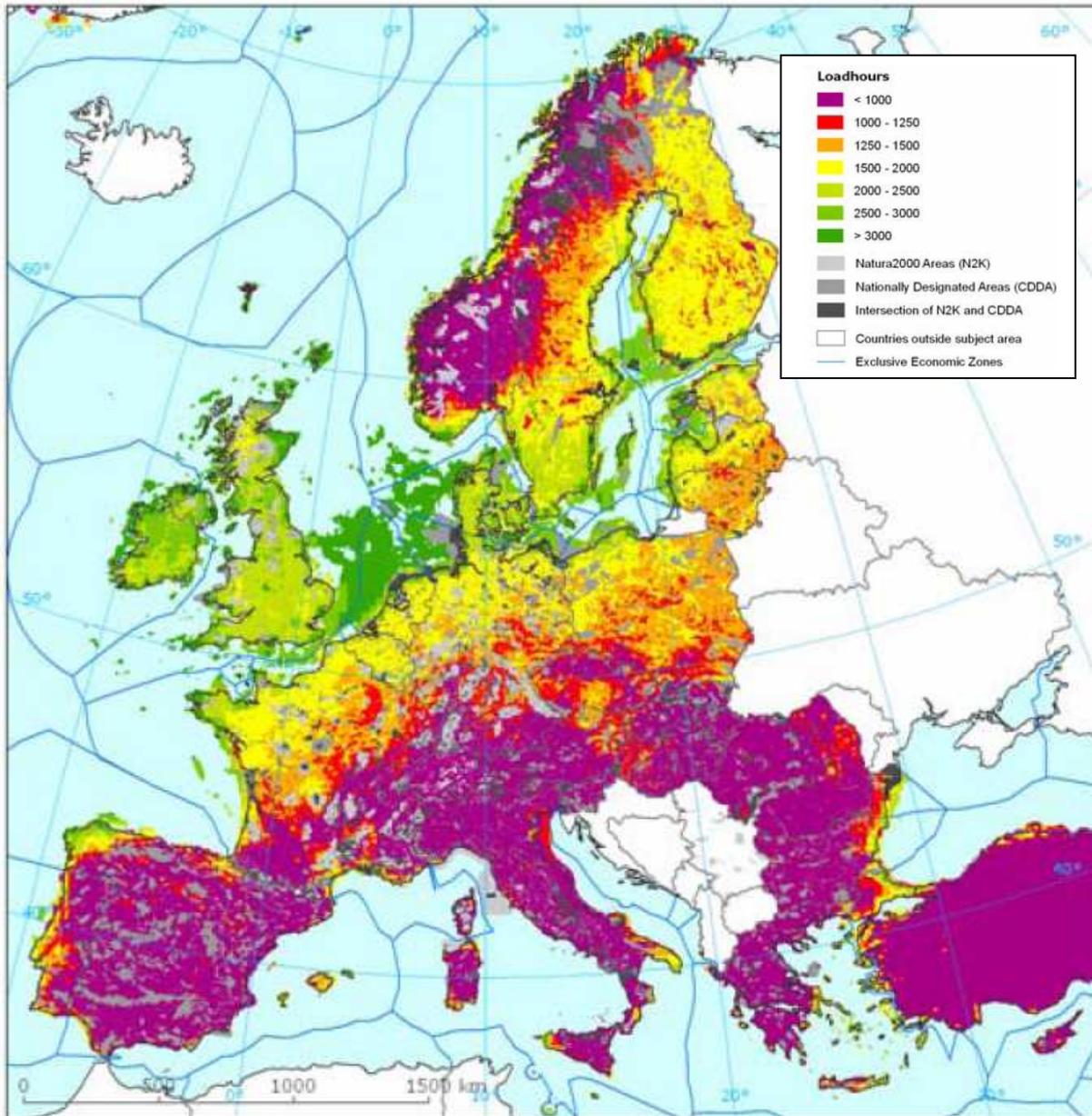


Abbildung 2.9: Übersicht über die Vollaststunden Verteilung in Europa [1]

3. Ökonomische Aspekte der Windkraft in Europa

In Kapitel 2 wurde das technische Potential der Windkraft in Europa erläutert. Aus diesem technischen Potential wurde schon eine Herabstufung auf das realistisch- technische Potential vorgenommen. In diesem Kapitel wird nun, ausgehend von diesem Potential, festgestellt wo und unter welchen Bedingungen in den nächsten Jahrzehnten eine Windenergienutzung in Europa möglich sein wird.

Die Bedingungen können dabei vielseitig ausfallen. Es fließen unter anderem politische, wirtschaftliche, soziale oder finanzielle Faktoren in die wirtschaftliche Nutzung der Windenergie mit ein.

Inwieweit sich regenerative Energieformen durchsetzen werden können, ist in erster Linie von den Förderungen und Subventionen abhängig, die derzeit zum Teil auch auf fossile Energieträger ausbezahlt werden. Weitere Faktoren werden die Einrechnung des CO₂ - Ausstoßes in den Energiepreis und die Liberalisierung des Strommarktes sein.

3.1 Ausgangslage in Europa

Dass Europa enorme Windpotentiale besitzt ist unbestritten. Deren Nutzbarmachung an Land ist in einigen Regionen bereits weit fortgeschritten. In den nächsten Jahren wird es darum gehen die Offshore - Potentiale der Gewässer in Küstennähe zu nutzen. Zwar ist am offenen Meer mit einem noch stärkeren Windaufkommen zu rechnen, jedoch wird diese wirtschaftliche Nutzbarkeit in den nächsten 10 Jahren wohl nicht gegeben sein. Zur Veranschaulichung des Offshore - Potentials ein Beispiel. Bei näherer Betrachtung der zu Verfügung stehenden Offshore - Fläche, muss man diese aus sozialen und technischen Gründen auf eine nutzbare Fläche von ca. 4 % herabsetzen. Wenn es nun möglich ist in den eingeschränkten Offshore - Gebieten (darunter versteht man Meeresflächen in einer Entfernung von mehr als 10 km und kleiner 50 km von der Küste und einer Windturbinen Auslastung von 8 MW pro km²) diese Potentiale zu nutzen, so könnten jährlich 7.000 TWh erzeugt werden. Dies entspricht dem elektrischen Energieverbrauch von Europa¹⁷

Die Problematik wird in den nächsten Jahren darin liegen ein Bewusstsein zu schaffen, dass die Windenergie in den nächsten Jahrzehnten einen wichtigen Beitrag zur Stromversorgung in Europa stellen wird.

Das Windpotential ist auch nicht in allen Ländern mit derselben Stärke vertreten. So besitzen speziell die Länder im Norden Europas ein Windpotential um ihren Stromverbrauch um ein Vielfaches zu decken, während im Süden wesentlich kleinere Windpotentiale vorhanden sind. Zudem gibt es in Europa Regionen, in denen eine wirtschaftliche Nutzung der Windkraft nicht möglich ist.

¹⁷ Quelle aus [1]

So wird es nötig sein Analysen in den einzelnen Ländern aber auch länderübergreifend durchzuführen und diese dann mit jenen Ländern die schon heute eine Vorreiterrolle in der Windenergienutzung einnehmen zu vergleichen, um eine bestmögliche Integration der Windenergie am Strommarkt zu gewährleisten. Dies hängt vor allem von wirtschaftlichen und politischen Entscheidungen ab.

Der Windenergiesektor hat in den letzten Jahren ein enormes Wachstum gezeigt. Dies wird deutlich, wenn man Studien aus der Vergangenheit heranzieht und mit dem heutigen Stand der installierten Windleistung vergleicht (siehe Tabelle 3.1).

Organisation	Jahr der Veröffentlichung	Prognostizierte installierte Leistung in GW für das Jahr 2010
GWEC	2006	77
EC	2008	71
IEA	2006	68
EWEA	2009	82,5

Tabelle 3.1: Europaszenarien für das Jahr 2010¹⁸

Vom Frühjahr 2010 aus betrachtet werden am Ende des Jahres 2010 in den EU - 27 Ländern 80,5 GW Windleistung installiert sein. Wenn weitere Studien aus der Vergangenheit (1998 bis 2004) herangezogen werden, so wird aus diesen ersichtlich, dass das Wachstum der Windenergie bislang stark unterschätzt wurde. Dies lag daran, dass einige Länder Europas stärker auf Windenergie gesetzt haben, als in den Studien prognostiziert. Dies ist besonders an der Studie der IEA zu erkennen. Desweiteren ist bereits eine Abschätzung der Zuwachsraten von mehr als 2 Jahren schwierig obwohl die meisten Anlagen sich bereits in der Planungsphase befunden haben. Dies liegt daran, dass Windenergieanlagen sehr schnell, innerhalb von 2 Jahren, errichtet werden können. Im Gegensatz zu herkömmlichen Kraftwerken, denen eine sehr lange Planungs- und Bauphase, meist aufgrund der Größe und Komplexität der Bauwerke bzw. lange Genehmigungsverfahren, vorangeht. Besonders bei den Offshore Anlagen wird auch dieses Hemmnis zu tragen kommen. Da hier, voraussichtlich, nur auf relativ begrenzten Gebieten sehr große Windparks errichtet werden.

¹⁸ Quellen aus [18], [6], [19]

3.2 Kosten der Windenergie

Die Kosten, die bei der Stromerzeugung in einem Kraftwerk entstehen, werden in €/kWh bzw. in €/MWh angegeben. Dies beinhaltet einen entscheidenden Vorteil. Durch diese Preisangabe kann ein Vergleich mit allen Kraftwerkstypen hergestellt werden. Da alle Kosten, die in einem Kraftwerk entstehen, hinein gerechnet werden können. Die Windenergie besitzt dabei den Vorteil, dass keine Brennstoffkosten im Betrieb anfallen. Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken, in denen der Brennstoffkostenanteil 40 - 60 % betragen kann. Damit ein Kraftwerk wirtschaftlich bleibt, darf dabei ein bestimmter Preis nicht überschritten werden.

Die Kosten für die Windturbine können bei gleicher Nennleistung miteinander verglichen werden. In die Gesamtkosten des Projektes fließen sowohl die Kosten für das Fundament, den Straßenbau bzw. Verstärkung der Straßen oder Brücken, u.v.m. ein. Diese Kosten können je nach Objekt teils sehr stark variieren. Ein weiterer Faktor der sich sehr stark auf die Kosten auswirkt sind die Rotorhöhe, die Rotorfläche (Rotorparameter) und die Windverhältnisse in der jeweiligen Region. Bei den Wartungs- und Instandhaltungskosten kann wieder ein Kostenvergleich durchgeführt werden. Aus all diesen Komponenten setzt sich schließlich der €/kWh Wert zusammen. In Abbildung 3.1 wird die Zusammensetzung der Kosten eines Windkraftwerkes dargestellt.

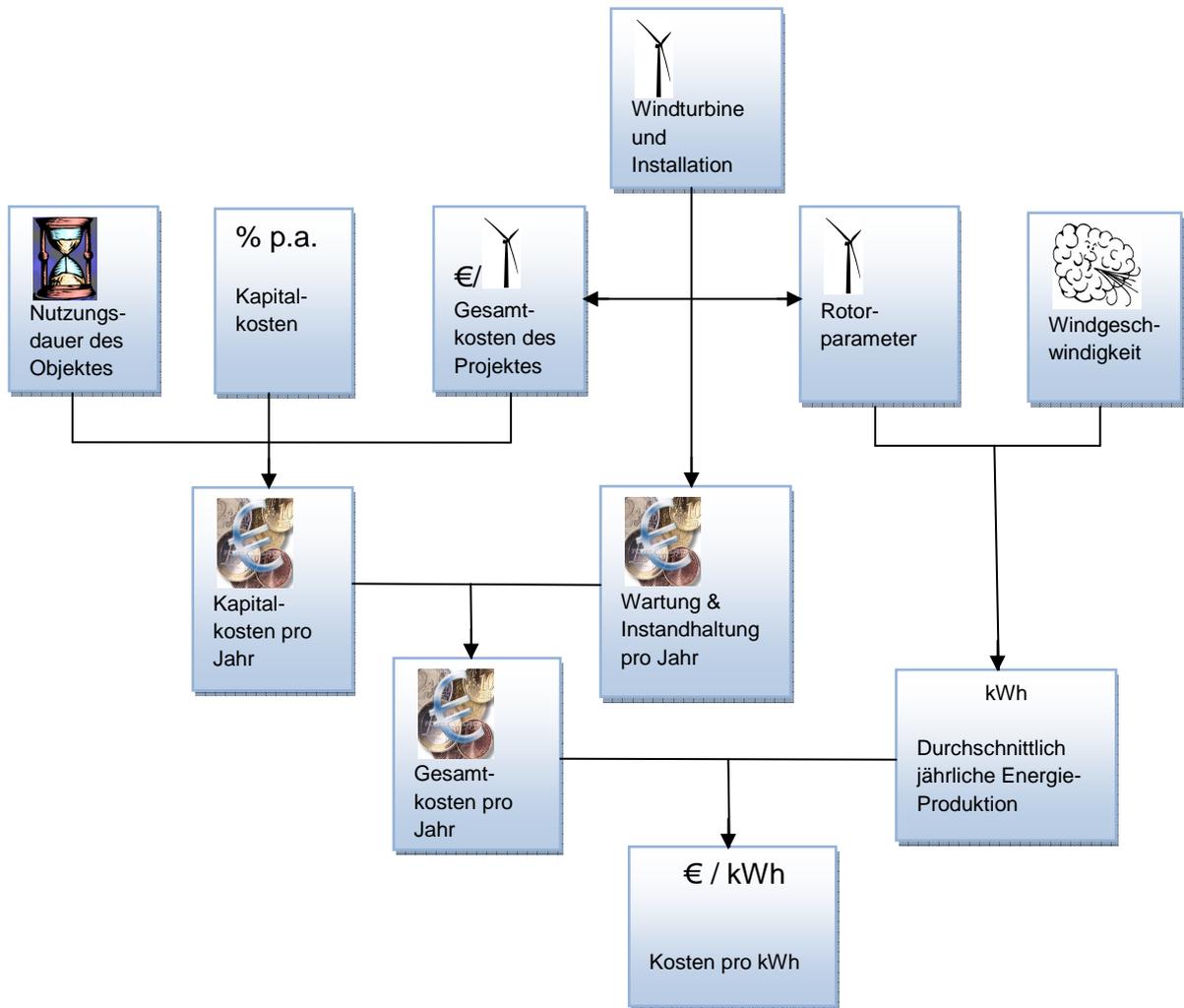


Abbildung 3.1: Kosten der Windenergie in €/kWh

Zurzeit sind sogar von Land zu Land verschiedene Preise für Windturbinen zu bezahlen. In nachfolgender Tabelle ist eine prozentuale Auflistung der Gesamtkosten einer durchschnittlichen 2 MW Windkraftanlage die in Europa produziert wird dargestellt.

	Investitionskosten in €/kW	Prozentanteil in %
Windturbine	907,20	75,6
Fundament	81,60	6,8
Grundstücksmiete	46,80	3,9
Straßenbau bzw. Verstärkung	10,80	0,9
Netzanschluss	106,8	8,9
Elektrische Installationen	18,00	1,5
Planung & Beratung	14,40	1,2
Finanzkosten	14,40	1,2
Sonstige Kosten	3,60	0,3
Gesamtkosten	1.203,60	100

Tabelle 3.2: Durchschnittliche Kostenverteilung einer europäischen Windturbine [2]

Besonders auffällig sind hier die hohen Investitionskosten für die Windturbine selbst. Gefolgt vom Netzanschluss und der Fundamentierung. Diese drei Positionen verschlingen 91,3 % des Gesamtkapitals. Besonders bei der Fundamentierung, aber auch zum Teil beim Netzanschluss und bei der Elektroinstallation, können zum Teil erhebliche Mehrkosten entstehen.

Weiters ist eine unterschiedliche Kostenverteilung in den einzelnen Ländern erkennbar. So liegen die Kosten für eine Windturbine zwischen 1.000 €/kW und 1.350 €/kW. Weitere mögliche Kostenvariationen, die alle Positionen betreffen, sind in Tabelle 3.3 aufgelistet. Hierbei wurden durchschnittliche Windturbinen die in Deutschland, Dänemark, Spanien und Großbritannien errichtet wurden, herangezogen und verglichen.¹⁹ Im Anhang ist ein Vergleich der Kosten für eine Onshore und Offshore Windturbine in Deutschland abgebildet, siehe Abbildung 9.5 und Abbildung 9.6

	Prozentual Anteil an den Gesamtkosten in %	Abweichung der einzelnen Kostenpositionen in %
Windturbine	58 - 84	--
Netzanschluss	2 - 10	35 - 45
Fundament	1 - 9	20 - 25
Grundstücksmiete	1 - 5	5 - 10
Elektrische Installation	1 - 9	10 - 15
Finanzkosten	1 - 5	5 - 10
Straßenbau bzw. Verstärkung	1 - 5	5 - 10
Planung & Beratung	1 - 3	5 - 10

Tabelle 3.3: Kostenvariation bei Windturbinen [2]²⁰

¹⁹ Quelle aus [2]

²⁰ Quelle Riso DTU

Wie bei diesen Betrachtungen erkennbar, würde sich eine Verbilligung der Windturbinen positiv auswirken. Besonders hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit im Bezug auf die Volllaststunden. Unter der Annahme, dass es bei den Offshore Anlagen aufgrund der erhöhten Kosten (Netzanschluss in abgelegenen Gebieten), trotz einer Verbilligung und Wirtschaftlichkeit bei geringeren Volllaststunden, zu keinem großen Zuwachs kommen wird, ist die Situation bei den Offshore Anlagen anders (siehe Kapitel 3.9).

3.3 Zusammensetzung einer Windturbine

Eine Windturbine setzt sich aus mehreren Komponenten zusammen. Diese können in einer Serienfertigung hergestellt werden. Die einzelnen Komponenten und ihre Kostenverteilung in Prozent sind in Abbildung 3.2 abgebildet.

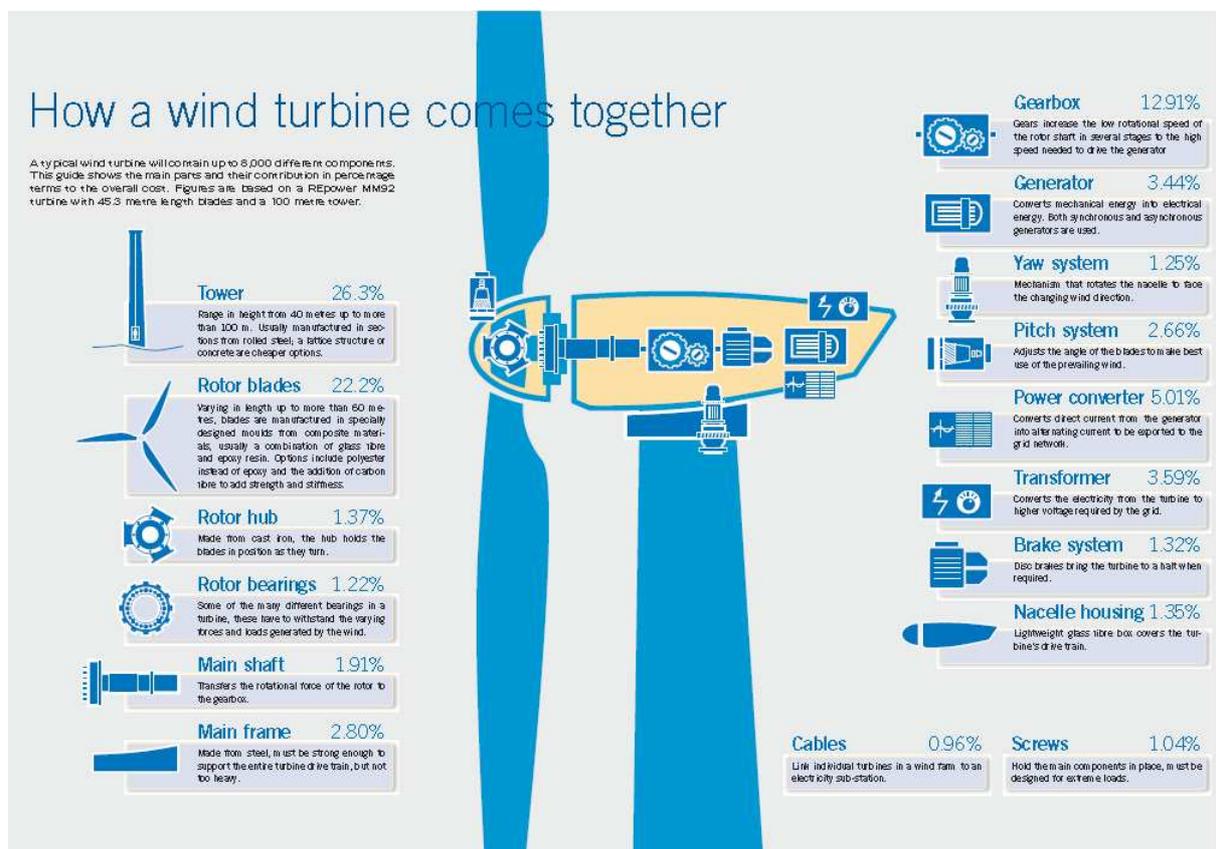


Abbildung 3.2: Komponenten einer Windturbine und deren Kostenverteilung in Prozent [2]

Die Größe des Generators spielt bei der Kostenverteilung eine eher untergeordnete Rolle. Die größten Kostenverursacher sind der Turm und die Rotorblätter. Die Rotorblätter spielen bei einem Windkraftwerk sogar die entscheidendste Rolle. Nicht nur, dass sie die kinetische Energie des Windes in Bewegungsenergie umwandeln und daher den Energieertrag bestimmen, sondern sie bestimmen auch das Aussehen und die Geometrie der Turbine in den unterschiedlichsten Regionen. Der Rotor steht in einem bestimmten Verhältnis zur Geschwindigkeit an den Rotorspitzen. Diese Geschwindigkeit sollte zur Geräuschvermeidung einen Wert von mehr als 75 m/s nicht überschreiten. Beim Turm ist die Nabenhöhe von Bedeutung, es gilt im Bezug auf die Turmhöhe, dass die Produktion mit der Quadratwurzel der Nabenhöhe (abhängig von der Geländestruktur) steigt. Der Generator spielt daher nur eine sehr untergeordnete Rolle, da er nicht immer seine volle Leistung abgeben kann. Natürlich wächst seine Leistung mit steigender Rotorfläche an, da bei steigender Rotorfläche im Nennbetriebspunkt auch mehr Energie abgegeben wird.²¹

Ein weiterer Kosten Verursacher sind die Regionen selbst. In Regionen mit großer Hitze oder Kälte steigt der Preis der Turbinen. Auch Regionen mit viel Sand bzw. Salz (wie bei den Offshore Anlagen) in der Luft, sind gesondert zu betrachten. In den letzten Jahren führten auch strengere technische Auflagen zu einer Kostensteigerung der Turbinen. Die meisten Windturbinen sind Typ - Zertifiziert daher kann bei Onshore Anlagen von einer Mindestlebensdauer von 20 Jahren und mehr ausgegangen werden. Bei Offshore Anlagen sind die Windverhältnisse nicht so rau wie an Land daher kann aus heutiger Sicht mit einer Lebenserwartung der Anlagen von 25 - 30 Jahren ausgegangen werden. Zur Lebensdauer der Windkraftanlagen ist zu sagen, dass die meisten Anlagen die in den 1980er Jahren errichtet wurden immer noch in Betrieb sind, hier spielen vor allem repowering Anreize eine sehr große Rolle. Für den Investor ist von Interesse die Amortisationszeit so kurz wie möglich zu halten. Da die Windenergie eine sehr ersteinvestitionsintensive Energieform ist, ist dies von enormer Bedeutung. Es wird mit einer Amortisationszeit von 7 - 10 Jahren gerechnet. In den Folgejahren sind die Kosten eher gering da kein Brennstoff benötigt wird und die Wartungs- und Instandhaltungskosten zumeist wenig kostenintensiv ausfallen.

Seit dem Beginn der kommerziellen Windenergienutzung haben sich auch die Windkraftanlagen besonders in Bezug auf ihre Nabenhöhe und Rotordurchmesser stark verändert. Bei Betrachtung des Zeitraumes vom Jahr 1980 bis zum Jahr 2000 kann sogar von einem exponentiellen Wachstum ausgegangen werden. In den letzten Jahren ist dieser Trend nicht mehr fortgesetzt worden. Jedoch wird es in den Folgejahren wieder zu einer Steigerung der angesprochenen Parameter kommen. Besonders bei den Offshore Anlagen auf hoher See muss auf die Anpassung der Anlagen auf die Umgebung weniger Rücksicht genommen werden, als dies an Land der Fall ist. Jedoch spielt hier auch die Wirtschaftlichkeit der Anlagen eine Rolle. Durch die höheren Kosten muss zumindest in den nächsten Jahren die Offshore - Windturbine eine bestimmte Nennleistung und damit verbundene Nabenhöhe und Rotordurchmesser aufweisen.

²¹ Quelle aus [2]

Bei den Onshore Anlagen ist dieser Trend sehr ungewiss. Sollte jedoch bei den Onshore Anlagen die Nutzung der Wälder angestrebt werden, so könnte auch hier ein Trend nach oben zu erwarten sein.

In den 1980er Jahren wurden im Vergleich zu den heute errichteten Anlagen, relativ kleine Windturbinen installiert. Diese waren bzw. sind nicht die effizientesten Anlagen, wenn die Stromerzeugung als wohl wichtigster Parameter herangezogen wird. Bei diesen Kleinanlagen war die Erstinvestition pro kWh um ein vielfaches höher als bei den heutigen Anlagen. Daraus folgt, dass sich nicht nur die Amortisationszeit verlängert hat, sondern auch die Instandhaltung und Wartung der Anlagen ist um einiges teurer als bei Anlagen mit höheren Kapazitäten. Der Trend ging in den letzten Jahren zu 1,5 - 2 MW Anlagen, jedoch wurden vor allem in Dänemark auch wieder 0,8 MW Anlagen installiert. Ob es sich hierbei um Repowering Anlagen handelt ist aus dieser Studie nicht zu erkennen. Es ist aber zu erkennen, dass es in den untersuchten Ländern Abweichungen bezüglich der Nennleistungen gibt, siehe Abbildung 3.3. Daraus jedoch einen generellen Trend abzulesen ist relativ schwierig, da auch die Regionen in denen die Windkraftanlagen errichtet wurden, zu berücksichtigen sind.²²

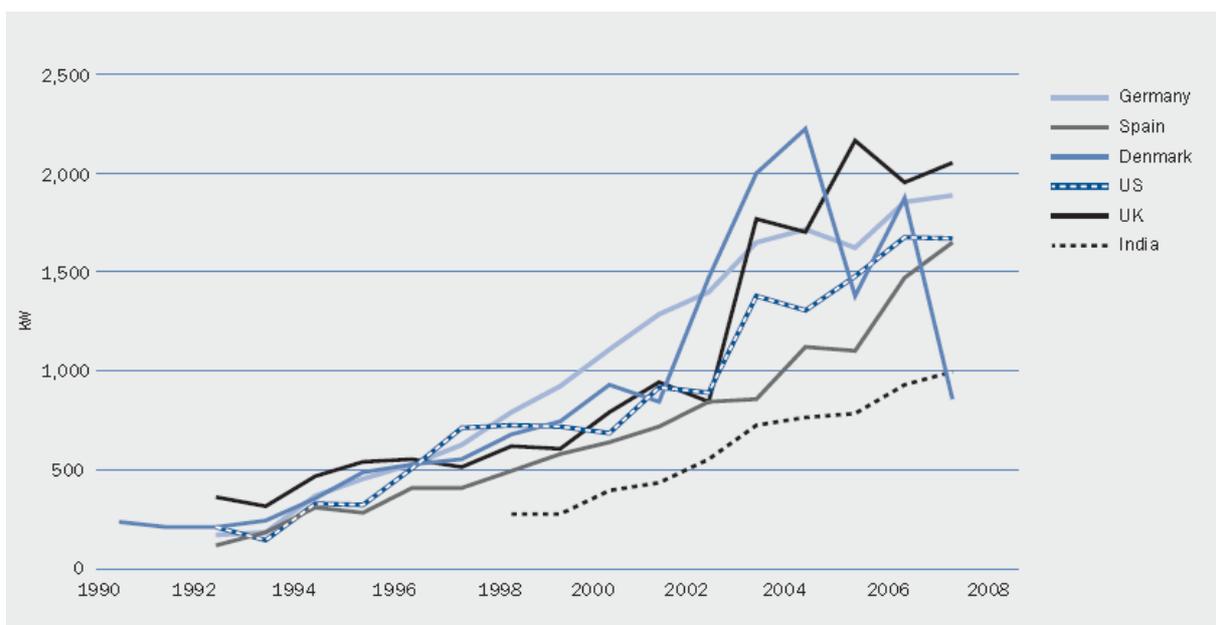


Abbildung 3.3: Wachstumsraten der Windkraftanlagen in verschiedenen Ländern [2]

²² Quelle aus [2]

3.4 Wartungs- und Instandhaltungskosten einer Windturbine

Im Vergleich zu anderen Kraftwerkstypen zählen die Wartungs- und Instandhaltungskosten zu den unsichersten Positionen bei Windkraftwerken. Ein Vergleich dieser variablen Kosten ist jedoch sehr interessant. Besonders über die Lebensdauer und den Nennleistungen der Windturbinen betrachtet. Zu den Wartungs- und Instandhaltungskosten zählen vor allem:

- ◆ Versicherung der Anlage
- ◆ Wartung
- ◆ Reparatur und Ersatzteile
- ◆ Administration

Für Versicherungen und eine regelmäßige Wartung können die Kosten sehr leicht abgeschätzt und miteinander verglichen werden. Weit schwieriger wird dies für Reparatur und Ersatzteile, besonders bei älteren Turbinen. Da bei Ersatzteilen von Windturbinen mit zunehmenden Alter eine Preissteigerung eintritt. Ein weiterer Unsicherheitsfaktor ist die Windtechnologie selbst, da bisher noch nicht sehr viele Windturbinen über 20 Jahre in Betrieb sind, kann eine Langzeitprognose nur sehr schwer erstellt werden. Jene Windkraftwerke die über 20 Jahre in Betrieb sind, wurden mit anderen Standards gefertigt und sind aufgrund ihrer Größe mit den heutigen Anlagen nicht vergleichbar. Jedoch sind diese Kosten besonders am Ende der Einsatzzeit eines Windkraftwerkes von Bedeutung, in diesem Zeitraum ist mit den höchsten Kosten zu rechnen.

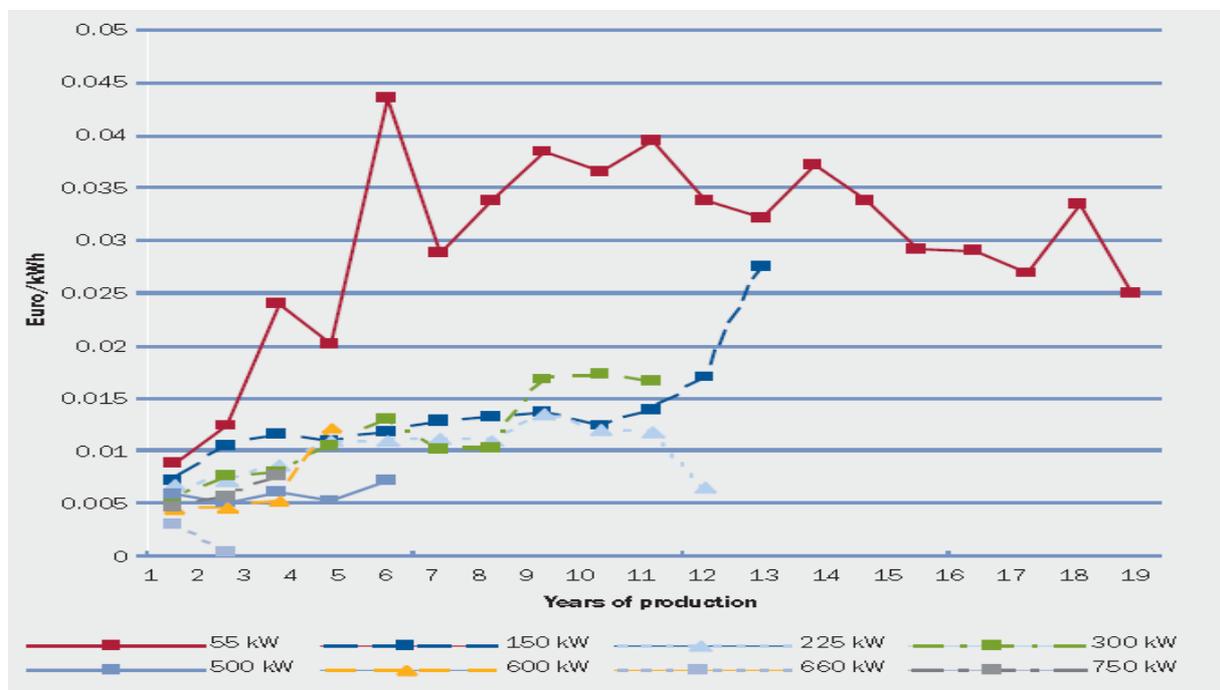


Abbildung 3.4: Wartungs- und Instandhaltungskosten von Windturbinen über ihre Lebensdauer [2]

Wie in Abbildung 3.4 zu erkennen, ist nur ein Vergleichswert (über 20 Jahre einer Windkraftanlage mit einer Nennleistung von 55 kW) vorhanden. Das bei diesen Anlagen die Kosten höher sind war zu erwarten, da eine Kostenreduktion in Abhängigkeit mit der Anlagengröße steht. In den ersten Jahren liegen die Kosten unter 1 €ct/kWh und steigen in den Folgejahren leicht an. Betrachtet man die Durchschnittskosten so liegen diese in etwa bei 1,5 €ct/kWh²³ in Deutschland und Dänemark. In Spanien wird dieser Wert bei den bestehenden Anlagen nicht erreicht. Nur die 150 kW Anlage zeigt in dieser Statistik ein anderes Verhalten auf.

Aus dieser Statistik ein Ergebnis abzuleiten ist äußerst schwierig, da kein vergleichbares Objekt vorhanden ist. Ob die Kosten tendenziell sinken werden oder auf Grund der gestiegenen technischen Ausreizbarkeit der Anlagen steigen werden ist nicht abzusehen. Zurzeit bewegen sich die Kosten für Wartung und Instandhaltung für neue Anlagen auf einem sehr niedrigen Niveau.

In einem weiteren Vergleich, (Abbildung 3.5) werden drei Windturbinen mit unterschiedlicher Nennleistung und Baujahr miteinander verglichen. Es sind auch die Kostenverteilungen, die auf die einzelnen Anlagen entfallen, enthalten. Besonders die drei Jahresverläufe sind dabei von Interesse. Hier kann aufgrund der voranschreitenden technologischen Entwicklung ein Vergleich gezogen werden. Wie in der Abbildung 3.4 zuvor ist wiederum erkennbar, dass mit steigender Nennleistung (welches gleichzeitig auch ein neueres Baujahr zur Folge hat) die Kosten erheblich sinken. Im Vergleich mit der 55 kW Turbine sinken die Wartungs- und Instandhaltungskosten der 600 kW Turbine auf ein Viertel ab. Bei diesem Vergleich würde auch das Abschneiden einer Multimegawattanlage von Interesse sein. Aufgrund der kurzen Einsatzzeit dieser Anlagen sind noch keine, für einen objektiven Vergleich benötigten Daten vorhanden.

Bereits bei den zehn Jahresvergleichen zeigt sich dasselbe Bild wie zuvor. Bei der 55 kW Turbine steigen die Kosten relativ stark an, besonders bei der Reparatur Position. Dieser Anstieg ist auch bei der 150 kW Anlage zu erkennen, jedoch in einem viel geringeren Ausmaß.

Ein Fazit welches aus diesen Vergleichen abgeleitet werden kann ist, dass je neuer die Anlagen sind desto geringer fallen auch die Wartungs- und Instandhaltungskosten aus. Inwieweit diese Kosten noch verringert werden können, wird von der technologischen Weiterentwicklung abhängig sein. Die Wartungs- und Instandhaltungskosten werden jedoch in den nächsten Jahren noch einer der größten Unsicherheitsfaktoren bleiben. Bei einem Vergleich mit anderen Kraftwerkstypen, bei dem die gesamten Betriebskosten zusammengefasst werden, belegt die Windkraft mit ihren bisherigen Daten eher die hinteren Plätze. Es muss bei all diesen Vergleichen jedoch berücksichtigt werden, dass bei steigenden Brennstoffkosten und CO₂ - Zertifikaten die Kosten der fossilen Kraftwerkstypen ansteigen werden. Auch wurden in den letzten Jahren sehr wenige Atomkraftwerke oder vergleichbare konventionelle Kraftwerke errichtet. Wird ein Vergleich mit neu errichteten Anlagen durchgeführt so steigen auch bei diesen Anlagen die Investitionskosten an. Trotz all diesen Vergleichen sollte das Ziel der Windkraft sein, die Unsicherheit in den Wartungs- und Instandhaltungskosten zu senken.

²³ Quelle ISET http://reisi.iset.uni-kassel.de/pls/w3reisiwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=237&lang=de

Dass eine relativ junge Kraftwerksform wie die Windenergie erst einen Zuverlässigkeitsprozess durchlaufen muß, liegt auf der Hand. In den nächsten Jahren sollte es jedoch gelingen durch das Senken der Kosten für die Turbine selbst und in weiterer Folge dem Verringern der Wartungs- und Instandhaltungskosten die Windenergie in eine noch bessere Ausgangsposition für den Strommarkt zu bringen.

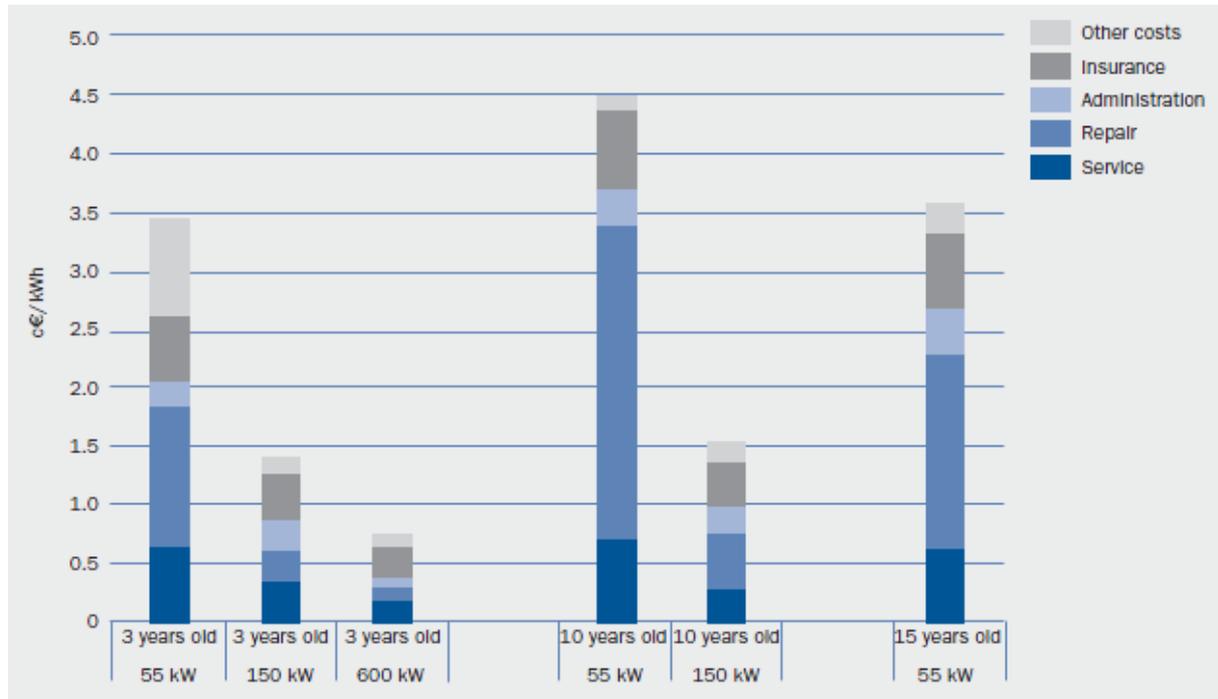


Abbildung 3.5: Vergleich der Wartungs- und Instandhaltungskosten nach Baujahr und Nennleistung [2]

Eine Analyse, wie bei den Wartungs- und Instandhaltungskosten, kann auch für die restlichen Positionen wie Netzanschluss, Fundament oder Planung durchgeführt werden. Bei all diesen Kosten handelt es sich jedoch um Werte die nur einmal bei der Errichtung der Windturbine anfallen. Zwar kommt es auch hier zu Preisvariationen, diese sind aber nur zum Teil von der Anlage selbst abhängig. Zum Beispiel hängen die Kosten des Fundamentes viel mehr mit der Erreichbarkeit der Anlage und den Bodenverhältnissen zusammen als mit der Anlagengröße. Dies gilt auch für die restlichen Kostenpositionen. Bei einer Vergleichsstudie aus dem Jahr 2002 des DEWI (Deutsches Windenergie Institut) sind vor allem die Kosten für den Netzanschluss stark gesunken. Bei allen anderen Kosten sind, laut dieser Studie, nur sehr geringe Abweichungen aufgetreten.

3.5 Wirtschaftliche Nutzung der Ressource Wind

Die Nutzung der Windenergie ist vor allem vom Auftreten der natürlichen Ressource Wind abhängig. Die Umwandlung der kinetischen Windenergie in elektrische Energie unterliegt dabei einer breiten Schwankung. Es wird vielfach davon gesprochen, dass der Wind „abgeerntet“ wird. Jedoch können hierbei von Jahr zu Jahr Unterschiede im Windaufkommen von über 10 % auftreten. Da die Abgabe der elektrischen Energie kubisch von der Windenergie abhängig ist, wird der Auslegung des durchschnittlich zu erwartenden Arbeitspunktes ein wichtiger Bestandteil in der Planung sein. Bei einer Verdopplung der Windgeschwindigkeit kommt es zu einer achtfach höheren elektrischen Energieabgabe. Die Generatoren von heute geben ihre Nennleistung bei einer Windgeschwindigkeit von 15 - 26 m/s ab. Diese Windgeschwindigkeiten treten im Jahresvergleich aber nur sehr selten auf. Daher ist es wichtig vor der Dimensionierung und Errichtung der Windturbine, die durchschnittliche Windverteilung des Standortes der Turbinen, über mehrere Jahre (wenn möglich) zu kennen.

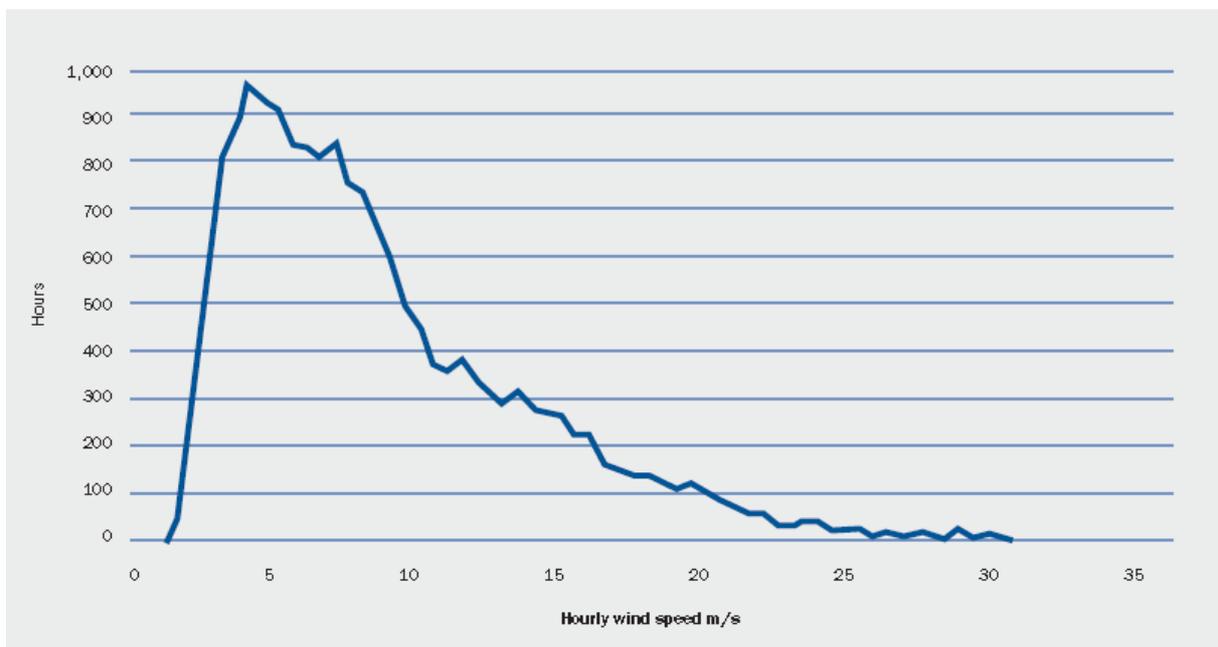


Abbildung 3.6: Durchschnittliches Auftreten der Windgeschwindigkeit in Stunden [2]

3.5.1 Der Kapazitätsfaktor

Bei Betrachtung der Abbildung 3.6 ist ersichtlich, dass zwischen 3 und 8 m/s die höchste Häufigkeit auftritt. Die Windgeschwindigkeiten zwischen 15 und 26 m/s jedoch nur sehr selten. Die Problematik liegt darin, dass bei diesen geringen Windgeschwindigkeiten in denen die größte Häufung auftritt nur zwischen 20 und 35 % der Generatornennleistung abgerufen werden kann. Dieser Faktor wird Kapazitätsfaktor genannt und kann bestimmt werden indem ein Graph der Stundenverteilung über die Windgeschwindigkeit über einen weitem Graphen, in dem die produzierte elektrische Arbeit der Windturbine über die Windgeschwindigkeit aufgetragen ist, gelegt wird. Dieser Kapazitätsfaktor ist entscheidend für den wirtschaftlichen Nutzen der Windturbine. Er sollte aber nicht als Vergleichsfaktor herangezogen werden. Daher ist es von enormer Bedeutung die mittlere Windgeschwindigkeit, die auf der Nabenhöhe auftritt, zu kennen.

Dadurch ist auch die Topologie des Geländes von enormer Bedeutung. Die mittlere Windgeschwindigkeit und der daraus resultierende Kapazitätsfaktor, spielen neben den Volllaststunden den entscheidendsten Faktor für die Wirtschaftlichkeit einer Windturbine. Bei so geringen Kapazitätsfaktoren stellt sich natürlich die Frage der Wirtschaftlichkeit. Das Ziel bei den Windenergieanlagen ist aber nicht das Maximieren des Kapazitätsfaktors, sondern die der Wirtschaftlichkeit der Windkraftanlage selbst. Bei einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 7 - 10 m/s (wo heute Windturbinen errichtet werden), ist es sinnvoller die Windturbine so oft wie nur möglich Energie in das Verbundnetz einspeisen zu lassen. Auch wenn nur die Hälfte der maximal Leistung abgegeben werden kann. Das wichtigste Ziel, nicht nur erneuerbarer Energieträger, ist es die Kosten je kWh so gering wie möglich zu halten. Dies gelingt nur, indem die Windturbine so oft wie möglich ihre elektrische Energie in das Verbundnetz abgibt. Daher ist es vom Rotordesign oft idealer, die Windkraftanlage genau in diesem Bereich zu optimieren.

Da die Generatorleistung an das Rotordesign gekoppelt ist, besteht die Möglichkeit die Nennleistung des Generators zu verringern und dadurch den Kapazitätsfaktor zu erhöhen. Dazu ein Beispiel: Eine fiktive 1,8 MW Windturbine besitzt einen Kapazitätsfaktor von 35,5. Würde die Generatorleistung um ein Zehntel verringert, auf einen Wert von 1,63 MW, so würde der Kapazitätsfaktor auf 37,7 ansteigen. Die Kosten der Windturbine würden um rund 0,5 % (Verringerung der Generatorleistung natürlich müsste auch der Netzanschluss berücksichtigt werden) geringer ausfallen. Die abgegebene Leistung der Windturbine, jedoch um 4,5 % absinken. Dies würde wohl nicht im Interesse des Windturbinenbetreibers liegen. Deshalb sollte der Kapazitätsfaktor auch nicht als Vergleichsfaktor angesehen werden. Zu große Kapazitätsfaktoren können sogar ein Indiz dafür sein, dass die Windturbine kein optimales Verhältnis zwischen Rotor und Generator besitzt. Bei fast allen anderen Technologien, die in der Stromerzeugung genutzt werden, steigt die Energieabgabe mit der Größe des Generators proportional an. Dies ist bei der Windenergie nur sehr bedingt der Fall. Da eine Vielzahl von anderen Faktoren in diesem Prozess zu berücksichtigen sind²⁴.

²⁴ Quelle aus [2]

3.6 Stromgestehungskosten

Per Definition sind alle Kosten die zur Umwandlung einer Energieform in elektrische Energie aufgewendet werden müssen Stromgestehungskosten. Wie bereits am Anfang des Kapitels erläutert werden alle Kosten die zur Stromerzeugung aufgewendet werden müssen in €/kWh bzw. €/MWh angegeben. Für alle erneuerbaren Energien und damit auch für die Windenergie sind diese Stromgestehungskosten von Bedeutung. Hier kann auch ein Vergleich zwischen den unterschiedlichen Energieformen gezogen werden. Da erneuerbare Energien aufgrund ihrer zum Teil neuen Technik und geringer zeitlicher Präsenz auf dem Energiemarkt mit konventionellen etablierten Energieformen nicht mithalten können, gibt es in den meisten Ländern ein Vergütungssystem. Dies sollte dazu dienen den erneuerbaren Energien den entstandenen Nachteil auf dem Markt auszugleichen (siehe Kapitel 6).

3.6.1 Einspeisevergütung

Jedes Land in der europäischen Union besitzt ein unterschiedliches Vergütungs- bzw. Subventionssystem für erneuerbare Energien. Ein kurzer Auszug daraus ist im Kapitel 6 aufgelistet. Im Folgenden wird kurz das Vergütungssystem der Bundesrepublik Deutschland erläutert, da Deutschland zurzeit die meisten Windenergieanlagen in der Europäischen Union installiert hat.

Seit dem Jahr 1991 wird in Deutschland durch das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) Windenergie mit staatlich festgesetzten Mindestpreisen vergütet. Im April des Jahres 2000 wurde dieses Gesetz durch das erneuerbare Energien Gesetz (EEG) abgelöst. Dies wurde wiederum im August 2004 durch das Gesetz zur Neuregelung des Rechtes der erneuerbaren Energien im Strombereich novelliert²⁵.

Nach dem EEG wird Windstrom über 20 Jahre mit einem Festpreis vergütet. Für eine Anlage die im Jahr 2006 an das Netz angeschlossen wurde ist eine Anfangsvergütung von 8,36 €/ct/kWh für einen Mindestzeitraum von fünf Jahren vorgesehen. Je nach Standortqualität erfolgt eine Abstufung der Einspeisevergütung auf 5,28 €/ct/kWh. An sehr ertragsstarken Standorten erfolgt diese Abstufung bereits ab dem fünften Jahr. So ergibt sich, über die 20 Jahre, je nach Standortqualität eine durchschnittliche Einspeisevergütung von 8,36 - 6,05 €/ct/kWh. Für Anlagen die nach dem Jahr 2006 an das Netz angeschlossen werden sinkt die Einspeisevergütung nominal um zwei Prozent pro Jahr. Für das Jahr 2007 würde dies eine Anfangsvergütung von 8,19 €/ct/kWh und eine Basisvergütung von 5,17 €/ct/kWh betragen. Besondere Regelungen sind für Repowering Anlagen und Offshore Anlagen vorgesehen. Eine Auszahlung ist daran gekoppelt, dass mindestens 60 Prozent des Referenzertrages am Standort erreicht werden müssen²⁶.

²⁵ Quelle aus [3]

²⁶ Quelle aus [3]

In Deutschland wird seit dem Jahr 1991 eine Einspeisevergütung für Strom aus Windkraftanlagen gewährt. In Abbildung 3.7 ist diese dargestellt. Eine stetig sinkende Einspeisevergütung hat für die Windenergie Vor- und Nachteile. Am Anfang der Förderungsgewährung konnten sowohl Förderungen vom Bund wie auch von den Ländern bezogen werden. Die maximale Gesamtvergütung für Windstrom betrug 18,31 €ct/kWh . Wenn diese beiden Förderungen berücksichtigt werden so trat in den letzten Jahren eine Senkung der Einspeisevergütung von 59 Prozent auf²⁷.

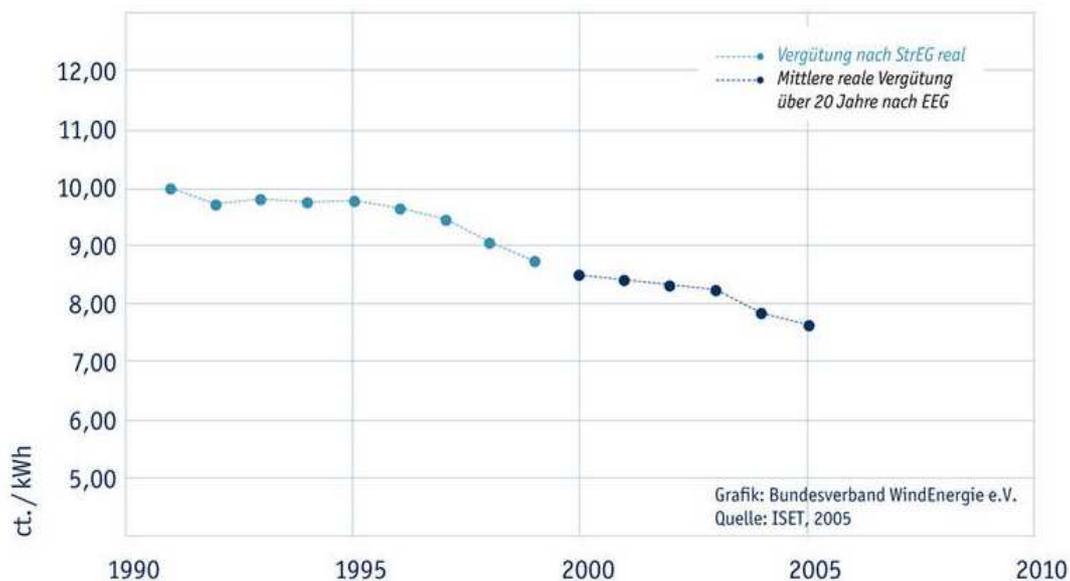


Abbildung 3.7: Zeitliche Entwicklung der Einspeisevergütung aus Windstrom [3]

3.6.2 Stromgestehungskosten der Windenergie

Vom heutigen Stand aus betrachtet, betragen die Stromgestehungskosten für eine durchschnittliche Windkraftanlage mit 2 MW Nennleistung 6,4 €ct/kWh . Bei besonders guten Windverhältnissen an der Küste sogar nur 4,5 €ct/kWh . Damit kann die Windenergie bei den Stromgestehungskosten im Vergleich mit konventionellen Kraftwerken mithalten²⁸. Wie schon im vorigen Kapitel (Kapitel 3.4) erläutert sind vor allen die Betriebskosten (beinhalten die Wartungs- und Instandhaltungskosten) bei den Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen Unsicherheitsfaktoren. Bei dieser Studie wurden die Betriebskosten auf 4,5 % der Gesamtinvestitionskosten gesetzt. Im Zuge dieser Arbeit wurden bei den Stromgestehungskosten mehrere Studien für einen Vergleich herangezogen.

²⁷ Quelle aus [3]

²⁸ Quelle aus [4]

Bei der Studie der Universität Stuttgart²⁹ wurden bei der Windenergie die Betriebskosten sehr hoch angesetzt. Zum Teil ist dies auch berechtigt, da in der Vergangenheit bei einigen Windkraftwerken größere Reparaturen durchgeführt werden mussten, bzw. da Teile bereits vor dem Ablauf ihrer prognostizierten Lebensdauer verschlissen wurden. Bei einem Vergleich über die letzten Jahre sind aber auch die Betriebskosten für Windenergieanlagen eher im Sinken als im Steigen.

In einer weiteren Studie der RWI³⁰ (Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung) liegen die Stromgestehungskosten für Windenergie wieder in einem Bereich von 6,4 - 8,9 €ct/kWh. Diese beiden Studien weisen jedoch eine Gemeinsamkeit auf. In beiden Studien werden die konventionellen Kraftwerke, außer die Kernkraft, bei steigenden Brennstoffpreisen und höheren Preisen für CO₂ - Zertifikate sehr stark belastet. Hierbei steigen die Stromgestehungskosten stark an. Die Kernkraft ist von dieser Problematik nicht betroffen. Die Problematik der Lagerung der Abfälle aus den Kernkraftwerken könnte jedoch auch hier zu einem Preisanstieg führen.

Bei einer weiteren Betrachtung der Stromgestehungskosten im Vergleich mit konventionellen Kraftwerkstypen (Abbildung 3.8) wurden zwei unterschiedliche Annahmen getroffen. Bei der ersten wurden die Investitionskosten auf einem Standardniveau belassen. Bei der zweiten Variante wurden davon ausgegangen, dass es zu einer Kostensenkung bei der Herstellung der Windturbinen kommen wird. Im Vergleich mit den konventionellen Kraftwerkstypen schneidet hier die Windenergie sehr gut ab.

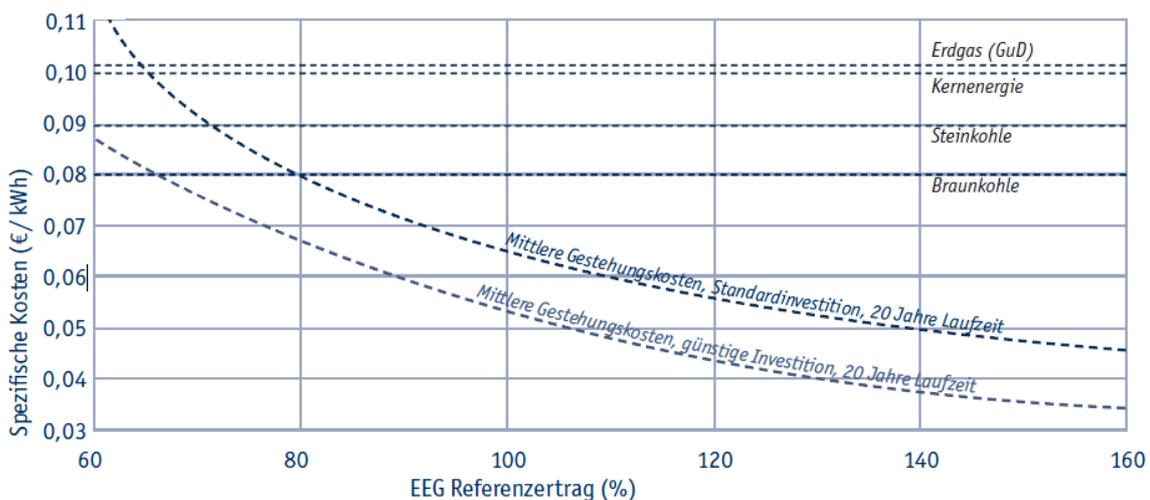


Abbildung 3.8: Stromgestehungskosten aus Windenergie im Vergleich mit konventionellen Kraftwerken [4]

²⁹ Quelle aus [8]

³⁰ Quelle aus [20]

Eine Senkung der Investitionskosten in Kombination mit einem technologischen Fortschritt würde sich auch positiv auf die Stromgestehungskosten auswirken. In der Abbildung 3.9 wurde die Standardinvestition aus Abbildung 3.8 herangezogen. Bei einer Erhöhung des Turmes und einer Preissenkung um 100 €/kW würden sich nur mehr Stromgestehungskosten von 6,4 €ct/kWh ergeben. Bei einer Berücksichtigung der Vergütung aus dem EEG würden bei einem 100 % Referenzertrag beide Werte unten jenen der Vergütung nach dem EEG liegen³¹.

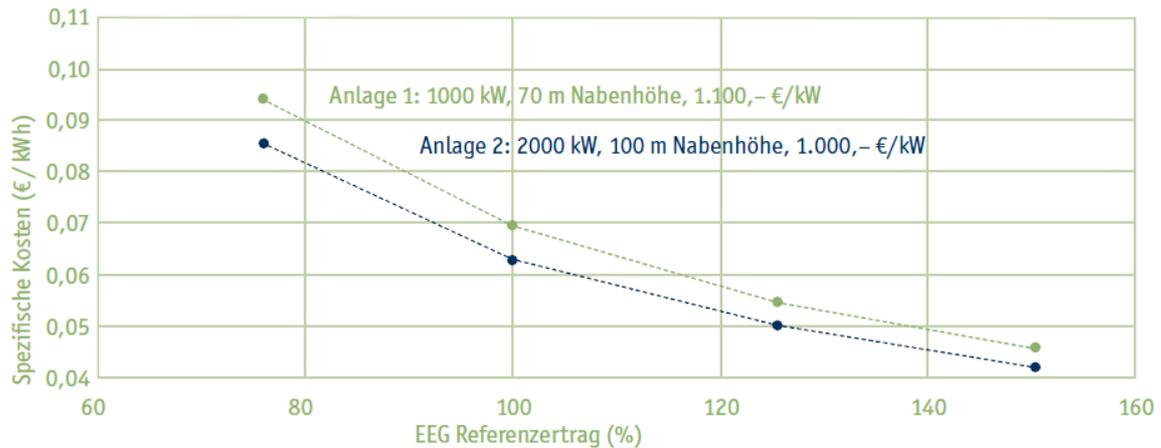


Abbildung 3.9: Stromgestehungskosten durch technologischen Fortschritt [4]

Da die Einspeisevergütung jährlich nominal um zwei Prozent absinkt, wird ein technologischer Fortschritt auch notwendig sein, um die Stromgestehungskosten unter der Einspeisevergütung zu halten. In Teilen der Bundesrepublik Deutschland sind Höhenbeschränkungen für Windkraftanlagen von 100 m in Kraft. Mit Einberechnung des Rotors würde dies eine Beschränkung der Nabenhöhe auf 60 m bedeuten. Dadurch wird ein Nutzen der günstigeren Windgeschwindigkeiten in einer Höhe von 100 m wie in Abbildung 3.8 dargestellt unmöglich. Der Preis könnte nur durch die Verbilligung der Turbine selbst gehalten werden. Dies bedeutet für Regionen in denen eine Höhenbeschränkung gilt möglicherweise ein Unrentabelwerden der Anlage bei niedrigen durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten. In Abbildung 3.10 wird so ein Szenario³² dargestellt. Es wurde eine Anlage in der Leistungsklasse zwischen 2 - 3 MW herangezogen. Die Nabenhöhe wurde in dieser Abbildung auf 100 m gesetzt. Die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten jedoch auf dem Niveau von 60 m belassen. Dadurch kommt es real zu einer Verschiebung der Kurvenverläufe zu etwas niedrigeren durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten.

³¹ Quelle aus [4]

³² Quelle aus [5]

In dieser Abbildung sollte nur aufgezeigt werden, dass ein Unwirtschaftlich werden der Windkraftanlagen bei steigenden Preisen für die Windturbinen und gleichzeitiger Höhenbeschränkung in Teilen Europas möglich ist.

Da Regionen mit einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von über 7,4 m/s eher selten sind. Diese Problematik wurde bereits von mehreren Studien aufgegriffen und diskutiert.

Für die Windkraftanlagen bleibt das Resümee, dass ein Ansteigen der Turbinenkosten und hohe Betriebskosten, Windenergieanlagen in einigen Teilen Europas zur Unrentabilität führen würde.

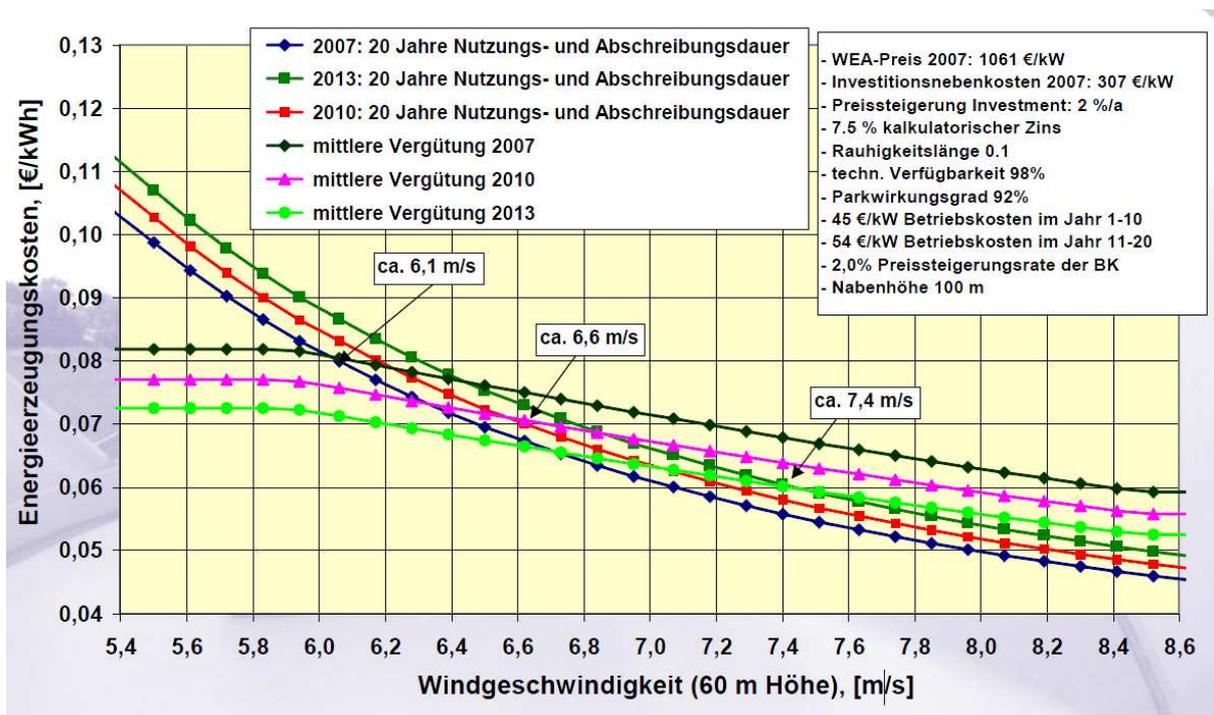


Abbildung 3.10: Stromgestehungskosten im Vergleich mit sinkender Einspeisevergütung [5]

Einen gegenteiligen Trend zeigt hier die Abbildung 3.11 auf. Bei einer Kostenreduktion in dieser Größenordnung würden bei der derzeitigen Einspeisevergütung bereits ca. 1000 Volllaststunden ausreichen um die Wirtschaftlichkeit der Windturbine zu gewährleisten. Besonders für die Offshore - Anlagen ist dieser Trend von Interesse. Aus heutiger Sicht ist ein Anwachsen der Generatormennleistung und damit verbundener Turm- und Rotorblatthöhe realistisch. Es ist aber auch durchaus möglich, dass sich auch bei der Offshore - Technologie eine Turbine mit einer bestimmten Charakteristik durchsetzt, die dann optimiert wird.

In der Abbildung 3.11 würden die Turbinenkosten für Offshore - Anlagen, im Jahr 2030 auf jenes Niveau der Onshore Anlagen aus dem Jahr 2005 fallen. Durch die höhere durchschnittliche Windverteilung auf See würde dies die Windenergie gegenüber konventionellen Energieerzeugungsformen sehr konkurrenzfähig machen.

Natürlich sind hierbei auch mehrere Faktoren zu berücksichtigen. Bei den Onshore Anlagen kann es durch Höhenbeschränkungen und auslaufender Einspeisevergütung sehr wohl zu einer Unwirtschaftlichkeit in bestimmten windschwachen Regionen kommen. Bei der Offshore - Technologie bleibt abzuwarten wie sich die Kosten bei einer steigenden Wassertiefe und Entfernung zu Küste entwickeln werden. Desweiteren muss erst eine Kostenreduktion in dieser Größenordnung eintreten.

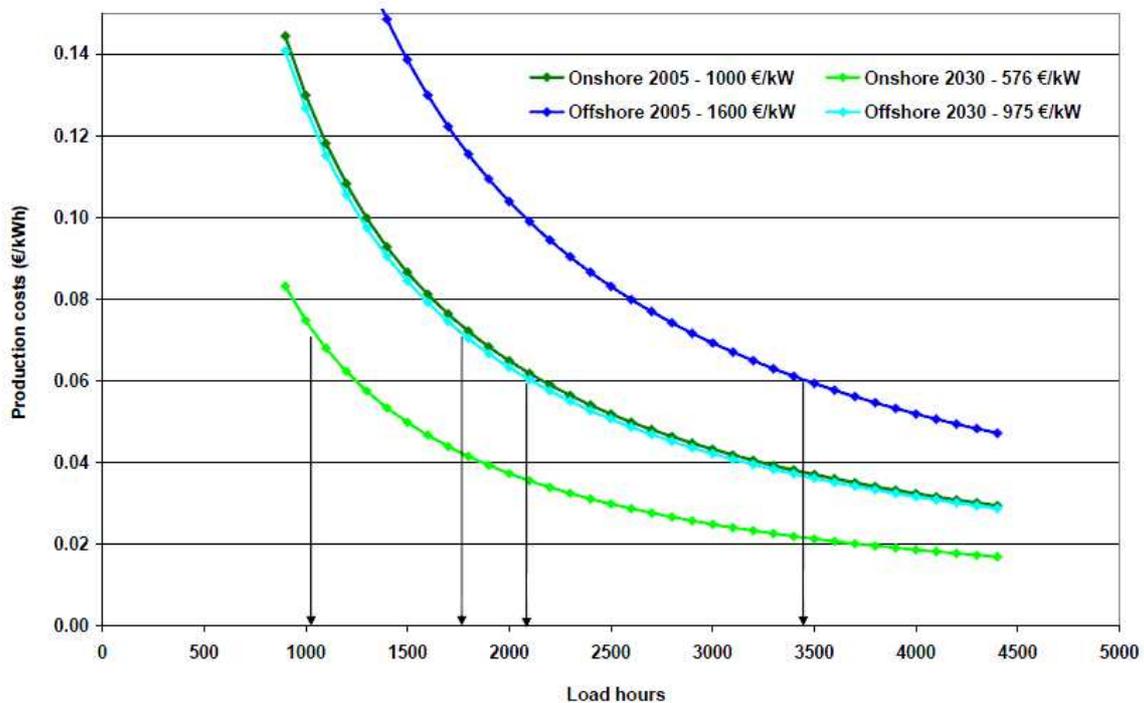


Abbildung 3.11: Auswirkungen der Preisreduktion von Windturbinen auf die Volllaststunden [1]

3.7 Verluste der Windturbinen

Die heutigen Windturbinen sind sehr zuverlässig geworden. In den meisten Studien wird von einer Verfügbarkeit von 98 % gesprochen. Natürlich kann die Produktivität der Windturbinen durch entsprechende Wartung beibehalten werden. Die meisten neu errichteten Windanlagen besitzen ein Servicepaket. Hierbei werden die Windturbinen, meist bei Schwachwind, gewartet. Ein weiter Vorteil liegt darin das Verschleißteile getauscht werden bevor es zu einem Defekt kommen kann. Der meiste Wartungsaufwand bei einer Windturbine fällt im Inneren der Gondel an. Die außen liegenden Teile verursachen nur geringen Wartungsaufwand. So können zum Beispiel verschmutzte Rotorblätter zu Verlusten in einer Höhe von 1 - 2 % führen.

Die Verluste, die in den Anfangsjahren der Windenergienutzung aufgetreten sind, bewegten sich in weit höheren Werten. So konnten in den ersten Windparks durch Windverwirbelungen der Windturbinen die sich auf die nächsten Turbinen übertragen, Einbußen bis zu 5 - 10 % auftreten. Diese Verluste sind heute durch eine durchdachtere Planung und durch Erfahrungswerte aus der Vergangenheit nicht mehr möglich. Es sollte nur darauf hingewiesen werden, dass sich durch diese Fehler die Windkraftanlagen erst viel später amortisieren konnten bzw. durch das Auftreten zusätzlicher Defekte erheblich verteuerten. Diese Probleme führten auch zu den zum Teil sehr hohen Betriebskosten, die bis heute noch an der Windenergie haften.

3.8 Die Kosten der Onshore - Windtechnologie

In diesem Kapitel werden die Kosten der Onshore - Windenergieanlagen näher diskutiert. Wie in den vorherigen Kapiteln bereits erläutert, werden die entstehenden Kosten in €/kWh angegeben. In der Finanzierung werden diese Kosten über die zu erwartende Einsatzdauer der Windturbine berechnet. In der Praxis verteilen sich die Kosten etwas anders. So werden am Beginn der Einsatzdauer der Windturbine die Finanzierungskosten den Hauptanteil betragen. Die Kosten der Wartung und Instandhaltung werden erst am Ende der Einsatzzeit ansteigen. In den nachfolgenden Überlegungen wurde mit einer mittleren Windturbine (1,5 - 2 MW) gerechnet. Die Investitionskosten der Windturbine wurden in einem Bereich von (1.100 - 1.400 €/kWh) angesetzt, somit ein Durchschnitt von 1.225 €/kWh angenommen. Die weiteren Kosten wurden auf dem Preisniveau des Jahres 2006 berechnet. So ergeben sich Wartungs- und Instandhaltungskosten in der Höhe von 1,45 €/kWh. Die durchschnittliche Einsatzdauer der Windturbine wurde auf 20 Jahre festgelegt. Die Diskontrate wurde in einem Bereich von 5 - 10 % pro Jahr berücksichtigt, mit einem Durchschnittswert von 7,5 % pro Jahr. In folgenden Berechnungen sind keine Steuern, Abschreibungen und Risikoprämien berücksichtigt³³.

³³ Quelle aus [2]

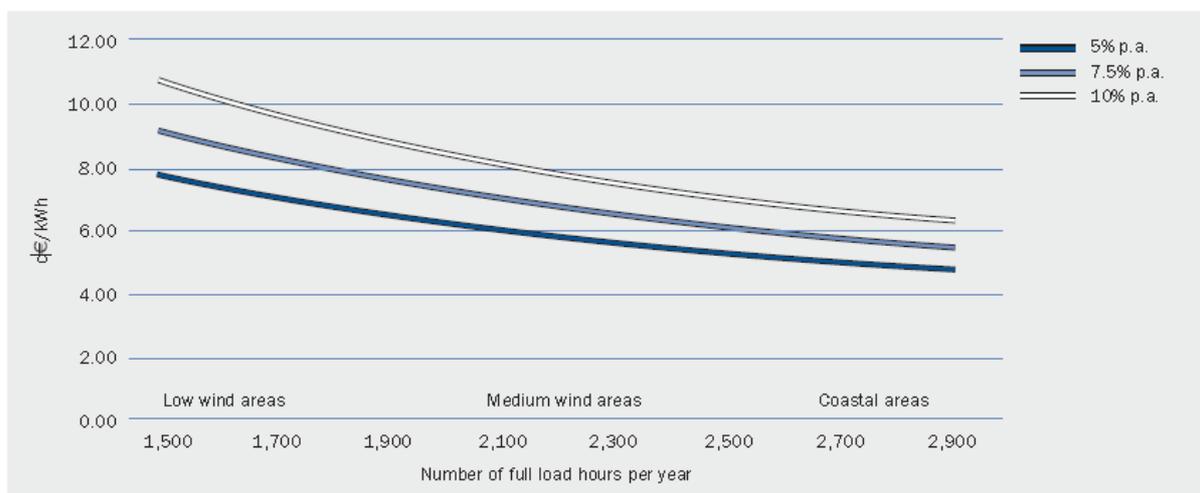
3.8.1 Durchschnittliche Kosten der Onshore - Windnutzung

Bei der Onshore - Windenergienutzung belaufen sich die Kosten in durchschnittlichen Windgebieten zwischen 7 - 10 €ct/kWh . In Küstennähe und in besonders windigen Gebieten liegen die Kosten zwischen 5 - 6,5 €ct/kWh . Die Durchschnittskosten liegen in einem durchschnittlich windigen Gebiet in Europa somit bei ca. 7 €ct/kWh ³⁴.

Die besten Windgebiete sind in Europa an den Küsten der Nordsee und des Atlantiks zu finden. Es sind aber auch Windfelder mit einer überdurchschnittlichen Winderwartung im Landesinneren vorhanden. Da bis zum jetzigen Zeitpunkt nicht alle Länder der Europäischen Union ihre Windpotentiale ausnutzen, wird davon ausgegangen, dass in Nachbarregion mit derselben topographischen Struktur eine ähnliche Windenergienutzung zu erwarten ist.

Da die Kosten der Windenergie vor allem am Beginn der Einsatzzeit auftreten, bedürfen diese auch der größten Aufmerksamkeit. Besonders der Diskontsatz ist bei diesen Investitionen von Bedeutung. In Abbildung 3.12 wird dies für eine durchschnittliche Windturbine mit einer Kostenstruktur von 1.225 €/kW dargestellt. In der Europäischen Union sind zum Teil große Abweichungen bei den Diskontsätzen vorhanden. In dieser Abbildung wurden auf der Abszisse die Volllaststunden aufgetragen und auf der Ordinate die Kosten.

Unter Berücksichtigung der in Kapitel 3.6 beschriebenen Einspeisevergütung nach dem EEG würden bei einem Diskontsatz von 10 % nur noch küstennahe Gebiete und Gebiete mit einer überdurchschnittlichen Winderwartung wirtschaftlich erscheinen. Bei Betrachtung des niedrigsten Diskontsatzes von 5 %, würden unter der Voraussetzung der Erfüllung der Vorlagen nach dem EEG, bereits Anlagen in weniger windigen Gebieten wirtschaftlich erscheinen.



Source: Risø DTU

Abbildung 3.12: Kostenentwicklung bei unterschiedlichen Diskontsätzen [2]

³⁴ Quelle aus [2]

Deshalb sollte bei der Windenergie, die gegenüber anderen Kraftwerkstechnologien diese erhöhten Anfangsinvestitionen besitzt, gerade bei der Finanzierung ein besonderes Augenmerk gerichtet werden. Besonders in Betracht der sinkenden Einspeisevergütung in den kommenden Jahren. In den meisten Studien die heute veröffentlicht werden, wird meist von einer Diskontrate von 7 - 7,5 % ausgegangen.

3.8.2 Kostenentwicklung der Onshore Anlagen in der Zukunft

Da es sich in der Windenergietechnologie um eine sehr „junge“ Technologie zur Stromerzeugung handelt und diese nur in wenigen Ländern über 20 Jahre eingesetzt wurde, ist ein Vergleich mit der Vergangenheit eher schwierig, da nur wenige Vergleichsdaten zu Verfügung stehen. Bei einer Betrachtung der Kostenentwicklung in Dänemark und in Deutschland, kann ein stetiges Absinken der Stromgestehungskosten erkannt werden. Gleichzeitig wurde die Nennleistung der Generatoren um ein vielfaches erhöht. Durch diese rasche Entwicklung konnten die Windturbinenhersteller von einer Kostenreduktion der Turbinen von 3 - 5 % für die nächste Turbinengeneration veranschlagen. In Abbildung 3.13 ist ein Kostenvergleich von Windturbinen aus der Vergangenheit und der Zukunft abgebildet. Bei der Vergangenheitsanalyse wurden Windturbinen mit unterschiedlichen Nennleistungen von 95 kW am Beginn der Windenergienutzung im Jahr 1985, bis zu 2 MW ab dem Jahr 2003 untersucht. Je neuer die Windturbinen sind, desto schwieriger wird auch deren Interpretation, da von diesen Anlagen nur sehr wenige Informationen vorhanden sind bzw. noch keine oder nur im geringen Ausmaße Wartungs- und Instandhaltungskosten aufgewendet werden mussten. Bei diesen Berechnungen wurde wieder ein Diskontsatz von 7,5 % berücksichtigt³⁵.

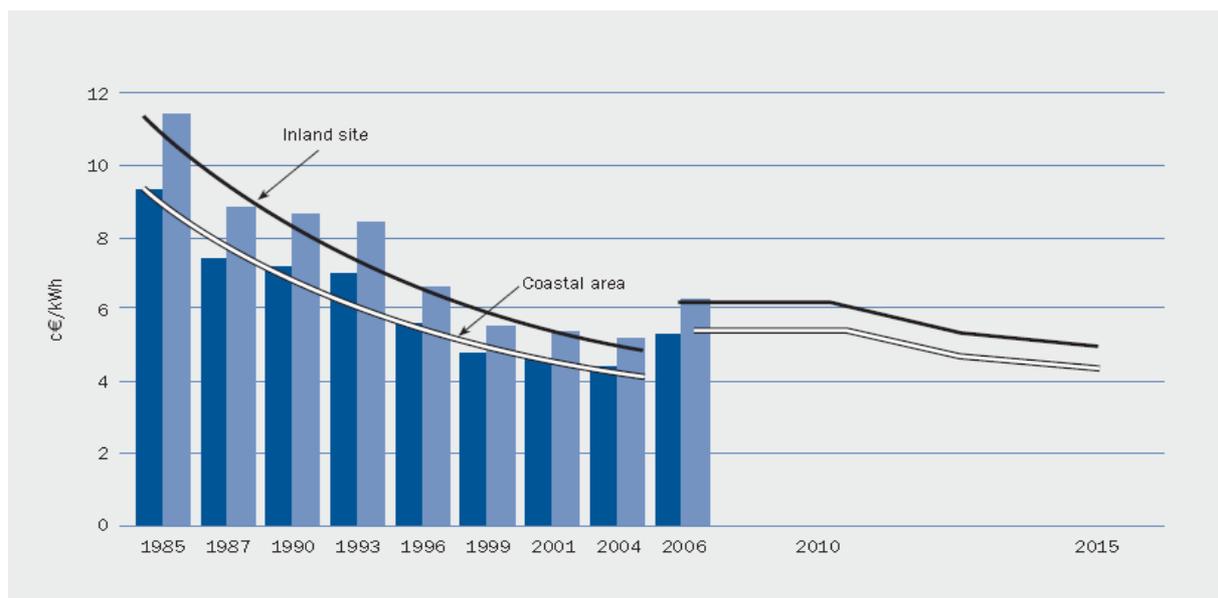


Abbildung 3.13: Kostenentwicklung einer Onshore - Windturbine in der Zukunft [2]

³⁵ Quelle aus [2]

Die Trends die sich aus dieser Abbildung ablesen lassen zeigen, dass die Kosten einer durchschnittlichen Windturbine im Innenland von ca. 9 €/ct/kWh im Jahr 1987 auf ca. 5,3 €/ct/kWh abgesunken sind. Aufgrund der erhöhten Nachfrage und eines Anstieges bei den Rohstoffpreisen ist es ab dem Jahr 2006 zu einer Preissteigerung gekommen. Die Entwicklung für die Folgejahre sieht auf Grund der Nachfrage und der Herstellungskapazitäten bis zum Jahr 2010 nur eine leichte Kostenreduktion vor. Ab dem Jahr 2010 wird wahrscheinlich neuerlich eine Kostenreduktion eintreten. In welchem Größenausmaß hängt von weiteren Faktoren ab. In dieser Abbildung wurde nur der Faktor der Serienfertigung der Turbinen miteinbezogen und sollte daher nur als Trendlinie aufgefasst werden. Um eine genauere Analyse zu erhalten, müssten unter anderem Rohstoffkosten, Transportkosten, technologische Weiterentwicklungen u.v.m. berücksichtigt werden. In dieser Abbildung wurde von Windturbinen die in Dänemark installiert wurden ausgegangen. Auf Europa bezogen ist Dänemark ein entsprechend gutes Windland. Daher sind in anderen Regionen Europas diese Werte aufgrund der geringeren Volllaststunden nicht zu erwarten. Die Küstenregionen können aber sehr wohl als Vergleichswert herangezogen werden³⁶.

3.9 Die Kosten der Offshore Windtechnologie

Wenn bereits bei den Onshore Anlagen von einer „jungen“ Technologie gesprochen wurde, so gilt dies für die Offshore - Technologie um vieles mehr. Bis zum Ende des Jahres 2010 werden nur vier Prozent aller installierten Windturbinen in der Europäischen Union auf See errichtet sein (siehe Abbildung 3.14). Jedoch wird gerade dieser Technologie in den nächsten 20 Jahren ein sehr großes Potential zugesagt. Zum einen kann hier auf die Erfahrungswerte der Onshore Anlagen zurückgegriffen werden, zum anderen sind auf Grund der günstigen Windverhältnisse, höhere - und vor allem - gleichmäßigere durchschnittliche Windgeschwindigkeiten zu erwarten. Trotz der höheren Kosten, die bei der Offshore - Windenergienutzung auftreten werden, ist eine Wirtschaftlichkeit gegeben.

Nur wenige Länder in der Europäischen Union nützen bislang die Möglichkeit auf See Strom zu erzeugen. Eine Vorreiterrolle hat hierbei wiederum Dänemark eingenommen. In den letzten Jahren wurden aber vor allem in Großbritannien Offshore Anlagen errichtet. Am Ende des Jahres 2010 werden 58 % aller errichteten Offshore Anlagen in der Wirtschaftszone von Großbritannien errichtet sein. An zweiter Stelle liegt Dänemark mit 24 % Anteil aller im EU - 27 Raum errichteten Anlagen. Deutschland hingegen hatte zwar ein sehr ambitioniertes Ziel zur Errichtung von Offshore Anlagen, wird aber bis zum Ende des Jahres 2010 weit weniger Windparks installiert haben, als geplant. Es sind aber weitere Windparks in Planung. Die Verteilung der Offshore Anlagen zum Ende des Jahres 2010 sind in Abbildung 3.15 veranschaulicht.

³⁶ Quelle aus [2]

Standortsverteilung der Windturbinen im Jahr 2010

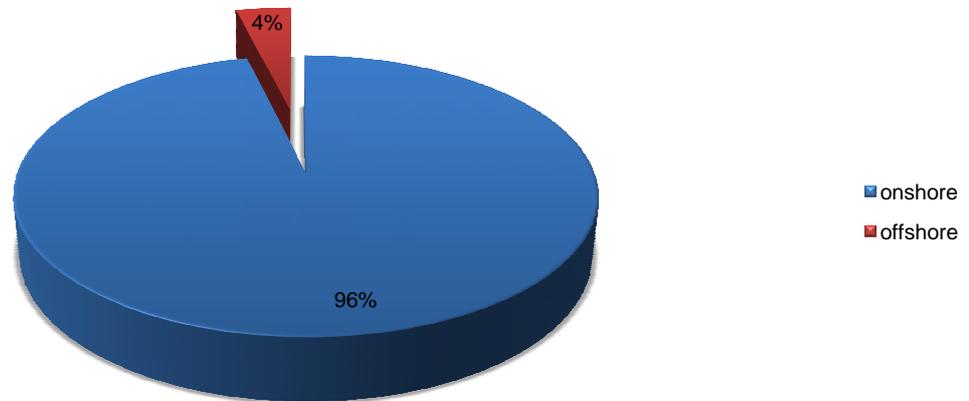


Abbildung 3.14: Standortsverteilung der Windturbinen in Prozent im Jahr 2010

Länder mit offshore - Anlagen in Jahr 2010

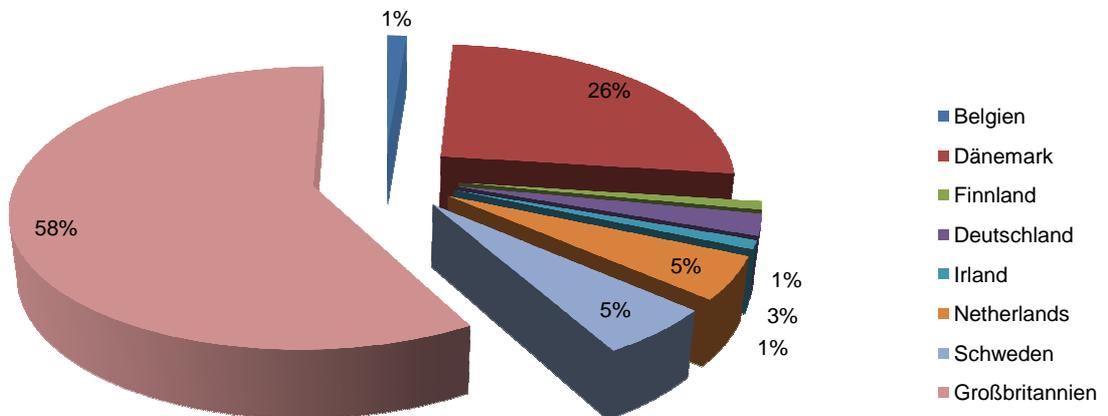


Abbildung 3.15: Verteilung der EU - 27 Länder die am Ende des Jahres 2009 Offshore Anlagen betreiben

Die meisten Länder im EU - 27 Raum (mit Meerzugang) werden in den nächsten Jahren Offshore Anlagen errichten. Besonders jene deren Wirtschaftszone im Nordsee- bzw. Ostseebereich liegt. In den restlichen Seegebieten ist eine Windenergienutzung zwar möglich, aufgrund der steiler abfallenden Küsten und dadurch entstehenden Wassertiefe, aber nicht in solch einem Ausmaß wie in diesen Regionen. Zurzeit werden die Fundamente der Windturbine mit dem Meeresboden verbunden und verankert. Es sind bereits Planungen mit Schwimmkörperfundamenten vorhanden, bislang wurde jedoch keine Anlage dieser Art in Europa errichtet (Testanlage in Norwegen vorhanden).

Bis zum Jahr 2020 werden mehrere Länder Offshore Anlagen errichtet haben. Die EWEA veröffentlichte ein Szenario der Offshore Anlagen im Jahr 2020. Bei einem Vergleich zwischen Abbildung 3.15 und Abbildung 3.17 ist der Zuwachs der Länder zu erkennen. Für einen weiteren Vergleich dienen auch Tabelle 3.4 und Abbildung 3.16. Da Deutschland ein sehr ambitioniertes Offshore - Programm verfolgt, sollte es auch in diesem Bereich zu den führenden Nationen aufsteigen. Ob dies in dem Ausmaß gelingt wie von der EWEA prognostiziert bleibt abzuwarten. Besonders Dänemark würde in dieser Berechnung einen beträchtlichen Anteil verlieren. Jedoch ist dies im Vergleich mit der Einwohnerzahl und dem Stromverbrauch sehr realistisch.

Auch dürfte der Anteil der Offshore Anlagen bis zum Jahr 2020 stark ansteigen (siehe Abbildung 3.16), der Großteil der Anlagen dürfte nach heutigen Vorhersagen ab dem Jahr 2018 in Europa errichtet werden.

Land	Installierte Leistung in MW 2009	% - Anteil 2009	Installierte Leistung in MW 2020	% - Anteil 2020
Belgien	30	1	1.800	3
Dänemark	632	26	2.300	4
Finnland	24	1	400	1
Frankreich	0	0	4.000	8
Deutschland	60	3	20.400	39
Irland	25	1	1.000	2
Italien	0	0	500	1
Niederlande	120	5	4.000	8
Polen	0	0	500	1
Spanien	0	0	1.000	2
Schweden	133	5	3.000	6
Großbritannien	1.420	58	13.000	25
Gesamt	2.444	100	51.900	100

Tabelle 3.4: Verteilung der Offshore Anlagen in Europa im Jahr 2009 und 2020³⁷

³⁷ Quelle des 2020 Szenarios EWEA



Abbildung 3.16: Standortsverteilung der Windturbinen in Prozent im Jahr 2020³⁸

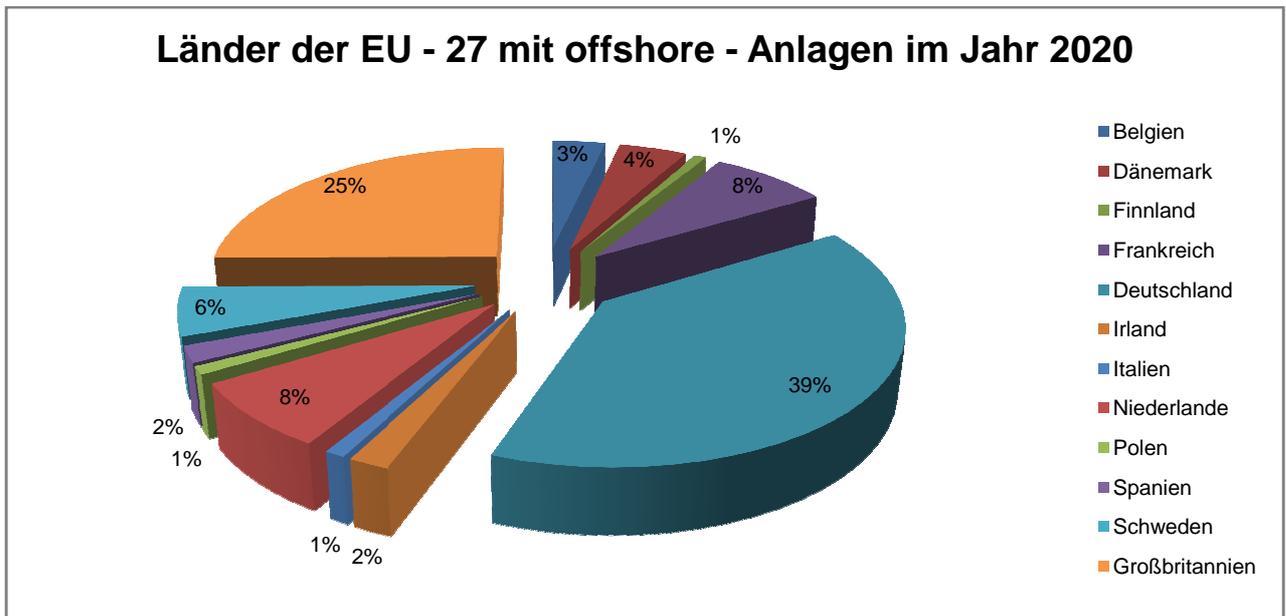


Abbildung 3.17: Verteilung der EU - 27 Länder die im Jahr 2020 Offshore Anlagen betreiben³⁹

³⁸ Quelle EWEA

³⁹ Quelle EWEA

3.9.1 Durchschnittliche Kosten der Offshore - Windnutzung

Die Kosten für Offshore Anlagen sollten jedoch auch in den kommenden Jahren sinken. Bei der Errichtung von Offshore Anlagen spielen nicht nur die Turbinenkosten und die erhöhten Kosten für die Fundamentierung⁴⁰ und Netzanbindung eine Rolle. Besonders die Transport- und Errichtungskosten können zum Teil sehr stark variieren. Diese Variation ist von den Transportkapazitäten, den vorhandenen Kränen und vor allem vom Wetter und dem Wellengang abhängig. Einen weiteren Unsicherheitsfaktor bei der Kostenverteilung bildet die Entfernung des Windparks von der Küste. Je weiter der Windpark entfernt ist, desto höher werden auch meist die Kosten für das Fundament (abhängig von Wassertiefe und Bodenbeschaffenheit) und die Kosten des Netzanchlusses. In Tabelle 3.5 ist ein Vergleich der Kostenentwicklung der bisher errichteten Windparks abgebildet. Besonders auffällig sind hier die Kosten der Windparks in Dänemark. Sie liegen im Bereich der Onshore - Anlagen. Der Grund hierfür ist die zum Teil sehr nahe Errichtung der Anlagen an der Küste, siehe Middelgrunden. Alle weiteren Windparks liegen in etwa im Bereich der zu erwartenden Kosten. Weiters ist auch der Zuwachs der Nennleistungen zu erkennen. Wurden im Jahr 2001 noch Windturbinen mit 2 MW Nennleistung errichtet, so besitzt der erste deutsche Windpark „alpha ventus“ bereits Generatoren mit einer Nennleistung von 5 MW.

Windpark	Baujahr	Turbinen-anzahl	Turbinen-leistung in MW	Gesamt-leistung in MW	Kosten in €/kW	Gesamt-investitionskosten in Mio. €
Middelgrunden (DK)	2001	20	2	40	1.175	47
Horns Rev I (DK)	2002	80	2	160	1.700	272
Samsøe (DK)	2003	10	2,3	23	1.304	30
North Hoyle (UK)	2003	30	2	60	2.017	121
Nysted (DK)	2004	72	2,3	165	1.503	248
Scroby Sands (UK)	2004	30	2	60	2.017	121
Kentish Flats (UK)	2005	30	3	90	1.767	159
Barrows (UK)	2006	30	3	90	-	-
Burbo Bank (UK)	2007	24	3,6	90	2.011	181
Lilligrunden (SW)	2007	48	2,3	110	1.791	197
Robin Rigg (UK)	2008	60	3	180	2.733	492

Tabelle 3.5: Kostenvergleich verschiedener Windparks⁴¹

Bei einer weiteren Analyse wurden die beiden dänischen Windparks Horns Rev I und Nysted hinsichtlich der Kostenverteilung der einzelnen Komponenten untersucht (siehe Tabelle 3.6). So wie in Deutschland muss auch in Dänemark der Auftraggeber des Windparks für die Verkabelung bis zur Küste sorgen. Dies führt Teils zu erheblichen Nachteilen in mehreren Bereichen. Bei diesen Kosten könnte es zu Einsparungen kommen, wenn ein Gridsystem errichtet werden würde. Die Kosten der Verkabelung zwischen den einzelnen Turbinen fallen relativ gering aus.

⁴⁰ Genaue Kostenverteilung der Fundamentierung unter [22]

⁴¹ Quelle aus [2]

Bei den Fundamenten muss besonders auch auf die Wassertiefe berücksichtigt werden, die einen sehr hohen Einfluss auf die Kosten des Fundamentes ausübt. Ein weiterer Unsicherheitsfaktor sind die Umweltverträglichkeitsprüfungen die ein Projekt in seinem Zeitplan verzögern und zu erheblichen Mehrkosten führen können⁴².

	Kosten in €/kW	Prozentanteil
Turbine, inkl. Transport und Errichtung	815	49
Transformatorstation und Verkabelung zur Küste	270	16
Verkabelung zwischen den einzelnen Turbinen	85	5
Fundament	350	21
Planung und Projektmanagement	100	6
Umweltverträglichkeitsprüfungen	50	3
Sonstiges	10	<1
Gesamt	1.680	~100

Tabelle 3.6: Kostenverteilung zweier Windparks in Dänemark [2]

Windpark	Baujahr	Gesamt-Leistung in MW	Kosten in €/kW	Volllaststunden pro Jahr
Middelgrunden (DK)	2001	40	1.175	2.500
Horns Rev I (DK)	2002	160	1.700	4.200
Samsøe (DK)	2003	23	1.304	3.100
North Hoyle (UK)	2003	60	2.017	3.600
Nysted (DK)	2004	165	1.503	3.700
Scroby Sands (UK)	2004	60	2.017	3.500
Kentish Flats (UK)	2005	90	1.767	3.100
Burbo Bank (UK)	2007	90	2.011	3.550
Lilligrunden (SW)	2007	110	1.791	3.000
Robin Rigg (UK)	2008	180	2.733	3.600

Tabelle 3.7: Volllaststunden verschiedener Windparks [2]

Trotz dieser finanziellen Nachteile weisen Offshore Windparks einen weit höheren Volllaststundenanteil als Onshore Anlagen auf. Bei Onshore Anlagen kann in durchschnittlichen Windgebieten mit 2.000 - 2.200 Volllaststunden pro Jahr gerechnet werden. Bei Offshore Anlagen hingegen können sogar über 4.000 Volllaststunden erreicht werden. In Tabelle 3.7 sind die Volllaststunden einiger Windparks aufgelistet. Nur der schon wie zuvor erwähnte Windpark Middelgrunden weicht in dieser Tabelle stark von den anderen Windparks ab. Dieser Windpark liegt nur ca. 3,5 km vor Kopenhagen und fällt hinsichtlich seiner Volllaststunden daher schon eher in die küstennahen Regionen.

In einigen Ländern wird den Windparkbetreibern eine Gebühr veranschlagt, welche die zur Verfügungsstellung von Ausgleichsenergie berücksichtigt. Diese Gebühr kann von Land zu Land stark variieren. In Dänemark beträgt diese Gebühr 0,3 €/ct/kWh bei einem Windenergieanteil von 20 Prozent.

⁴² Quelle aus [2]

Wie auch schon bei den Onshore Anlagen sind auch bei den Offshore Anlagen die Kosten für Wartung und Instandhaltung wieder die größten Unsicherheitsfaktoren. Diese liegen bei den Offshore Anlagen aufgrund der schlechteren Erreichbarkeit der Anlagen schon auf einem etwas höheren Niveau. Zurzeit werden sie in eine Größenordnung von 1,6 €ct/kWh beziffert⁴³.

3.9.2 Kostenentwicklung der Offshore Anlagen in der Zukunft

Die Kosten der Offshore Anlagen sanken bis zum Jahr 2004 gemäß einer Lernkurve ab. Diese Lernkurve folgte einer Rate von 10 %. Das bedeutet, dass sich die Kosten bei einer Kapazitätsverdopplung an Windenergieanlagen um 10 % pro MW senken werden. Ab dem Jahr 2006 erhöhten sich jedoch die Kosten, infolge von höheren Rohstoffpreisen und Engpässen bei der Produktion von Windenergieanlagen, wieder um 20 - 25 %. Aufgrund der wenigen bisher errichteten Anlagen ist es recht schwierig ein Preisniveau für Offshore Anlagen zu bestimmen. Besonders für die Zukunft sind einige Unsicherheitsfaktoren zu berücksichtigen. Zum einen besteht die Möglichkeit, dass sich die Rotorflächen und damit auch die Nennleistung der Windkraftwerke weiter vergrößern werden, um in tieferen Gewässern und weiterer Entfernung zur Küste wirtschaftlich zu bleiben. Zum anderen könnte sich diese Wirtschaftlichkeit durch den koordinierten Aufbau eines Gridsystemes von selbst einstellen.

Eine relativ genaue Prognose über die Kostenentwicklung in den nächsten zehn bis zwanzig Jahren ist in keiner Studie zu finden. Die Unsicherheiten (aber auch die Möglichkeiten) die sich bei der Windenergienutzung auf See ergeben sind zu groß. In einigen Studien wird mit Hilfe der zuvor erwähnten Lernkurven gearbeitet. Hierbei müssten jedoch auch die prognostizierten Zuwachsraten eingehalten werden. Wie schwer dies ist, zeigt das Beispiel Deutschland: Im Jahr 2008 ist man in Deutschland noch von einem weit höheren Anteil an Offshore - Windenergie ausgegangen, als tatsächlich bis zum Ende des Jahres 2010 errichtet werden wird. Bei einem Vergleich der Studien der Europäischen Kommission (EC), der IEA und der EWEA so sind besonders bei den Zuwachsraten zum Teil sehr große Unterschiede zu erkennen. Auch bei der Frage der Energieübertragung bestehen mehrere Möglichkeiten der Umsetzung. Nicht nur ein Gridsystem in der Nordsee, sondern auch die Verwendung von HGÜ - Systemen oder GIL - Systemen stehen zur Debatte. Die Prognosen für die nächsten fünf Jahre gehen davon aus, dass die Kosten auch für die Offshore - Turbinen leicht sinken werden.

⁴³ Quelle aus [2]

3.10 Kostenentwicklung der Windkraft bis zum Jahr 2030

Bei näherer Berücksichtigung einzelner Studien besonders jener des GWEC⁴⁴ lässt sich ein Kostenszenario mit einigen Vereinfachungen ableiten. In der Annahme, dass der Windenergiemarkt in den nächsten Jahren weiter wachsen wird, werden die Kosten der Windturbinen sinken. Die Ausgangslage besagt, dass nur bei gleichbleibenden politischen und wirtschaftlichen Erwägungen, Europa weiterhin die führende Rolle in der Nutzung der Windenergie beibehalten wird. Weit größere Märkte werden aber in Asien und Nordamerika zu finden sein. Da es bis jetzt nur wenige Firmen gibt die Windkraftanlagen im großen Stil produzieren und es sich hierbei um eine Schwerindustrie handelt (es werden zum Beispiel die Türme aus Stahl gefertigt) tritt eine Kostensenkung nur langsam ein, bzw. kam es in den letzten Jahren sogar zur Verteuerung einzelner Komponenten aufgrund der hohen Nachfrage. Die Industrie hat aber durch Errichtung neuer Werke diese Lücke wieder schließen können. So kann davon ausgegangen werden, dass eine Kostensenkung in den nächsten Jahren, aufgrund der immer ausgereifteren Produktionstechniken und Technik, eintreten wird.

Die Vereinfachungen betreffen vor allem die Nennleistungen und die Nabenhöhe (Höhenunterschied zwischen Boden und Mittelpunkt des Rotors). Da zu vermuten ist, dass auch die Nennleistungen der Turbinen in den nächsten Jahren ansteigen werden, musste aber, um einen objektiven Vergleich zu gewährleisten, diese bei den Onshore Anlagen aus mehreren Gründen beibehalten werden. Es ist nicht zu erwarten, dass in den nächsten 20 Jahren Anlagen in der Größe der Offshore Anlagen an Land errichtet werden. Bei der Turmhöhe fließen mehrere Faktoren in die Bewertung mit ein. Zum einen ist in größerer Höhe mit einem höheren Windaufkommen zu rechnen, welches sich positiv auswirkt. Zum anderen können in teils bewohnten Gebieten nicht beliebig hohe Anlagen errichtet werden. Bei einer Erhöhung ist außerdem mit höheren Materialkosten zu rechnen, was sich negativ auswirkt. Um wieder einen objektiven Vergleich zu gewährleisten wird auch die Nabenhöhe konstant gehalten.

	Einheit in	Onshore		Offshore	
		2020	2030	2020	2030
Nennleistung	MW	2	2	8	10
Nabenhöhe	m	80	80	120	120
Turbinen Kosten	€/kW	600	480	n.v	n.v
Gesamtkosten der Anlage	€/kW	720	576	1080	975
Betriebs- Wartungskosten	%	4	4	4	4
Systemintegrationskosten	€/kW	0,02	0,02	0,02	0,02

Tabelle 3.8: Kostenvergleich der Windkraftanlagen im Zeitraum 2020 - 2030 [1]

⁴⁴ Quelle aus [18]

Aus den Daten der Tabelle 3.8 lässt sich ableiten, dass die Kosten für die Windturbinen an Land sinken werden. Zum Vergleich kann im Jahr 2010 eine 2 MW Windturbine um ca. 2 Mill € hergestellt werden (das entspricht einem Wert von 1000 €/kW). Bei den Offshore Anlagen ist auf Grund der Errichtung auf See und der Annahme, dass im Zeitraum zwischen 2020 bis 2030 der Abstand der zu errichtenden Anlagen von der Küste und damit der Einspeisepunkte in das Europäische Verbundnetz sich vergrößern werden, nicht mit einer massiven Kostensenkung zu rechnen. Durch die zu erwartende höhere Leistung und das höhere Windaufkommen, sollte sich der wirtschaftliche Nutzen jedoch in den Folgejahren auswirken.

In allen Studien wird mit einem Absinken der Investitionskosten für die Windturbinen bis zum Jahr 2030 gerechnet. Obwohl es in den letzten Jahren zu einem Preisanstieg aufgrund der hohen Nachfrage nach Windturbinen und einem Anstieg der Rohstoffpreise gekommen ist.

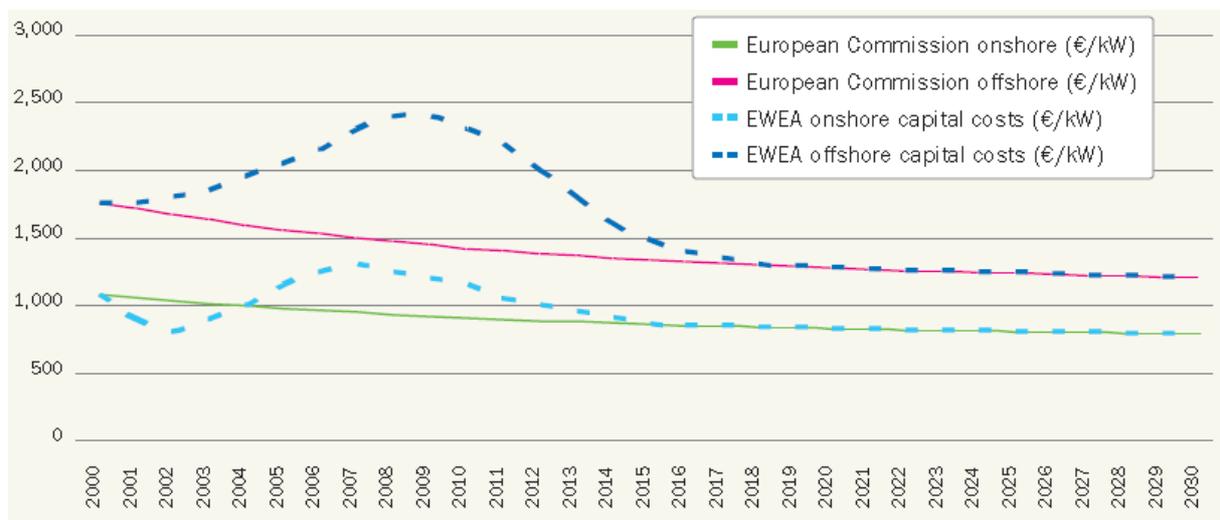


Abbildung 3.18: Preisentwicklung der Windturbinen bis zum Jahr 2030 [6]

In Abbildung 3.18 wird die Preisentwicklung der beiden Windtechnologien bis zum Jahr 2030 dargestellt. Die Europäische Kommission veröffentlichte ihre Studie bereits im Jahr 2005, sodass hier nur ein Absinken des Turbinenpreises berücksichtigt wurde. Bei den Szenarien der EWEA ist der Kostenanstieg, der nach den Überkapazitäten bis zum Jahr 2004 vorhanden war, mitberücksichtigt. Demnach werden sich die Preise der Windturbinen in den nächsten Jahren wieder auf das Niveau von 2005 zubewegen und anschließend leicht absinken.

In Abbildung 3.19 sind die zu erwartenden Investitionen in die Windkraft in Mio. € abgebildet, bei den entsprechenden Zuwachsraten die bis zum Jahr 2030 zu erwarten sind.

Auffällig ist hierbei das Absinken der Investitionen von einem Höchststand im Jahr 2007 (infolge erhöhter Nachfrage an Windturbinen und höheren Rohstoffpreise) zu den Folgejahren. Die Investitionen, die im Jahr 2007 getätigt wurden, werden voraussichtlich wieder im Jahr 2010 erreicht werden. Bei einer weiteren Studie⁴⁵ der EWEA aus dem Jahr 2008 wurde der Investitionswert erst wieder in Jahr 2017 erreicht. Allein daraus lässt sich ableiten welche Möglichkeiten der Windenergie offenstehen. In dieser Abbildung wird auch die langsame Verschiebung der Investitionen von der Onshore - Technologie hin zu der Offshore - Technologie veranschaulicht. Um das Jahr 2020 wird es aufgrund des Repowering der Anlagen bei den Onshore Investitionen noch einmal einen Anstieg geben. Ab dem Jahr 2025 werden aus heutiger Sicht die Investition in Offshore Anlagen jene der Onshore Anlagen übersteigen. Eine Tabelle mit den zu erwartenden Investitionskosten ist im Anhang beigefügt (Tabelle 9.1).

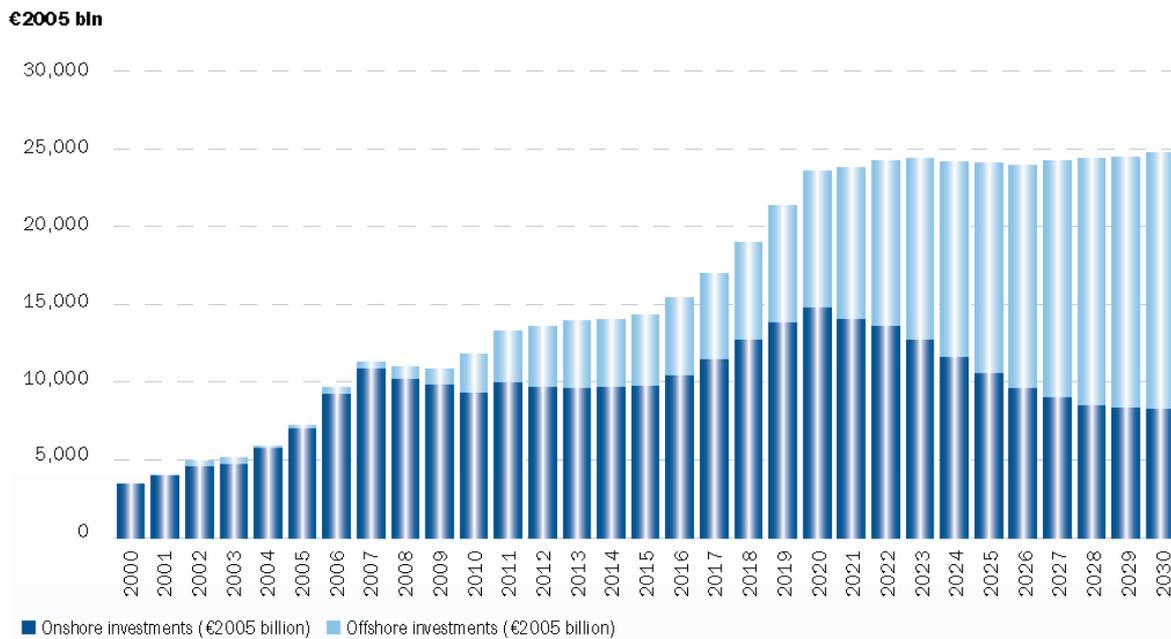


Abbildung 3.19: Investitionen in die Windenergie bis zum Jahr 2030 in Mio. € [6]

Alle Betrachtungen, die in diesem Kapitel durchgeführt wurden, sind von der volkswirtschaftlichen Seite betrachtet worden. Für einen Investor spielen weitere Faktoren eine wichtige Rolle. Alle Windkraftanlagen sollen demnach auch einen Profit abwerfen und sich so schnell wie möglich amortisieren. Besonders bei der Amortisationszeit sind Anlagen, die in Gebieten mit guten durchschnittlichen Windverhältnissen errichtet werden, klar im Vorteil.

⁴⁵ Quelle aus [13]

4. Kostenvergleich der Windenergie mit anderen Stromerzeugungstechnologien

In diesem Kapitel sollen die Kosten der Windenergie mit jenen der konventionellen Stromerzeugungstechnologien verglichen werden. Der Begriff Stromgestehungskosten wurde in diesem Zusammenhang bereits erklärt (siehe Kapitel 3.6.2.) Alle erneuerbaren Energien sind bei den Stromgestehungskosten gegenüber den traditionellen Stromerzeugungstechnologien im Nachteil. Unter Berücksichtigung der Nachhaltigkeit und der Umweltauswirkungen könnten die erneuerbaren Energien jedoch einen wesentlichen Beitrag leisten. Natürlich wird auch bei den herkömmlichen Stromerzeugungstechnologien in diese Richtung geforscht. Jedoch muss auch bei diesen Forschungen ein realisierbares kostendeckendes Verfahren erst entwickelt werden. Den Vorteil, den einige erneuerbaren Energien gegenüber den herkömmlichen Stromerzeugungstechnologien besitzen, ist die Unerschöpflichkeit ihres „Brennstoffes“.

4.1 Brennstoffsituation der Kraftwerkstechnologien

Bei all den nachfolgenden Überlegungen wurde von Studien ausgegangen, die vor oder im Jahr 2008 veröffentlicht wurden. Bei all diesen Überlegungen muss berücksichtigt werden, dass die Brennstoffpreise aus diesen Jahren für die Zukunft berechnet wurden. All diese Studien haben die Preise für Öl bis zum Jahr 2010 eher absinkend als stark ansteigend angenommen (siehe Abbildung 4.1). Der Ölpreis erreichte jedoch im Jahr 2008 einen Höchststand von 147 \$/Barrel. Im Mai des Jahres 2010 lag der Ölpreis um die 80 \$/Barrel (siehe Abbildung 9.7). Die Entwicklung für Gas wird auf Grund der Öl - Gasbindung einen ähnlichen Verlauf annehmen.

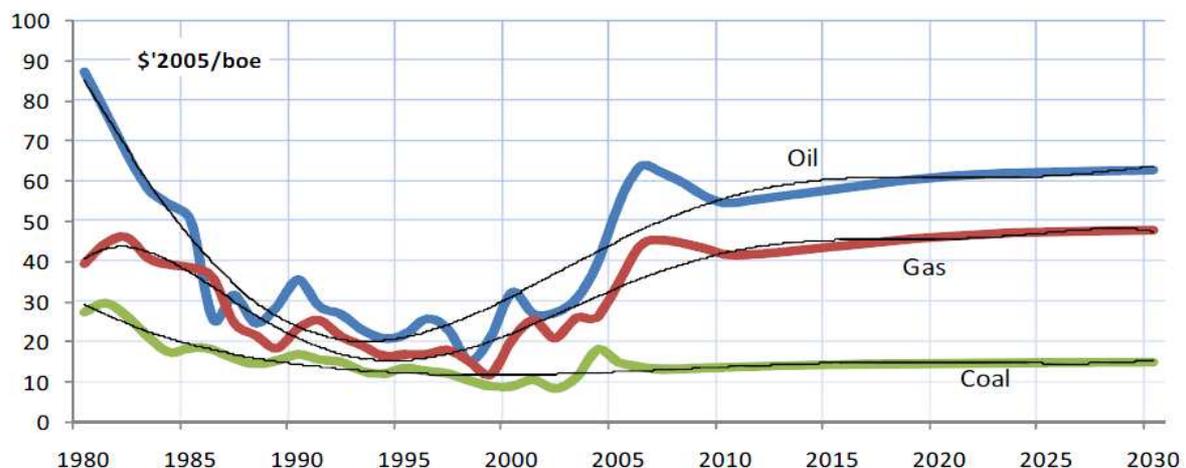


Abbildung 4.1: Preisentwicklung fossiler Energieträger in Europa [7]

Ein weiterer sehr wichtiger Rohstoff für die Stromerzeugung am internationalen Markt ist die Kohle. Jedoch ist auch sie nicht unerschöpflich auf unserer Erde vorhanden. Nach einer Studie der IEA⁴⁶ werden in den nächsten 20 Jahren vor allem China und Indien einen hohen Anteil an Kohle benötigen. Dies und die Nachfrage weiterer aufstrebender Nationen, werden den Preis für Kohle weiter erhöhen.

Im Rahmen dieser Arbeit werden nur die Länder der Europäischen Union betrachtet. Jedoch sollte bei den nachfolgenden Betrachtungen der Brennstofffaktor berücksichtigt werden. Die meisten Kraftwerkstypen können gerade wegen des günstigen Brennstoffes und der geringeren Baukosten die Stromgestehungskosten auf diesem niedrigen Niveau halten.

4.2 Vergleichsstudien der Kostenentwicklung

In diesem Abschnitt wurden aus zwei unterschiedlichen Studien Vergleiche der Windenergie mit herkömmlichen Stromerzeugungstechnologien gezogen. Zu berücksichtigen ist, wie im vorigen Abschnitt erwähnt, die Entwicklung der Brennstoffkosten.

4.2.1 Studie der EWEA

In dieser Studie⁴⁷ wurden die zu bewertenden Kosten in vier unterschiedliche Kategorien aufgespalten. Es wurde das Recabs - Modell für erneuerbare Energien der IEA verwendet. Die vier Kategorien beinhalten:

- ◆ Brennstoffkosten
- ◆ Kosten durch das Handeln mit CO₂ Zertifikaten ETS (Emission Trading System)
- ◆ Wartungs- und Instandhaltungskosten
- ◆ Kapitalkosten inklusive der Planung und der Errichtung vor Ort

Die Brennstoffpreise wurden bei dieser Studie aus dem IEA World Energy Outlook 2007⁴⁸ entnommen. Für das Jahr 2010 würde sich dabei ein Ölpreis von 59 \$/Barrel ergeben. Der Preis für CO₂ wird durch das EU - ETS bestimmt und liegt bei 25 €/t.

Die beiden Kraftwerkstypen die in dieser Studie mit der Windenergie verglichen werden, sind ein Kohlekraftwerk und ein GuD - Kraftwerk (Gas und Dampfkraftwerk). Bei allen Kraftwerkstypen handelt es sich um Ausführungen, die auf dem Markt erhältlich sind und bis zum Jahr 2010 errichtet werden. Die Betriebszeit wurde auf 40 Jahre gesetzt, auch wenn mitunter eine geringere Betriebsdauer zu erwarten ist. Die Diskontrate wurde mit 7,5 % angesetzt. Die Auslastung der Kraftwerke wurde mit 75 % gegeben. Die Berechnungen wurden auf Preisniveau des Jahres 2006 durchgeführt.

⁴⁶ Quelle aus [23]

⁴⁷ Quelle aus [2]

⁴⁸ Quelle aus [24]

Auch wurden die Kosten berücksichtigt, die für das Vorhalten von Ausgleichsenergie anfallen. Basierend auf den Daten aus Dänemark wurden diese mit 0,3 - 0,4 €/ct/kWh angenommen, bei einem Windanteil von 20 %. Diese Kosten könnten in anderen Regionen Europas durchaus ansteigen bzw. könnten auch in Dänemark bei einem höheren Windanteil ansteigen.

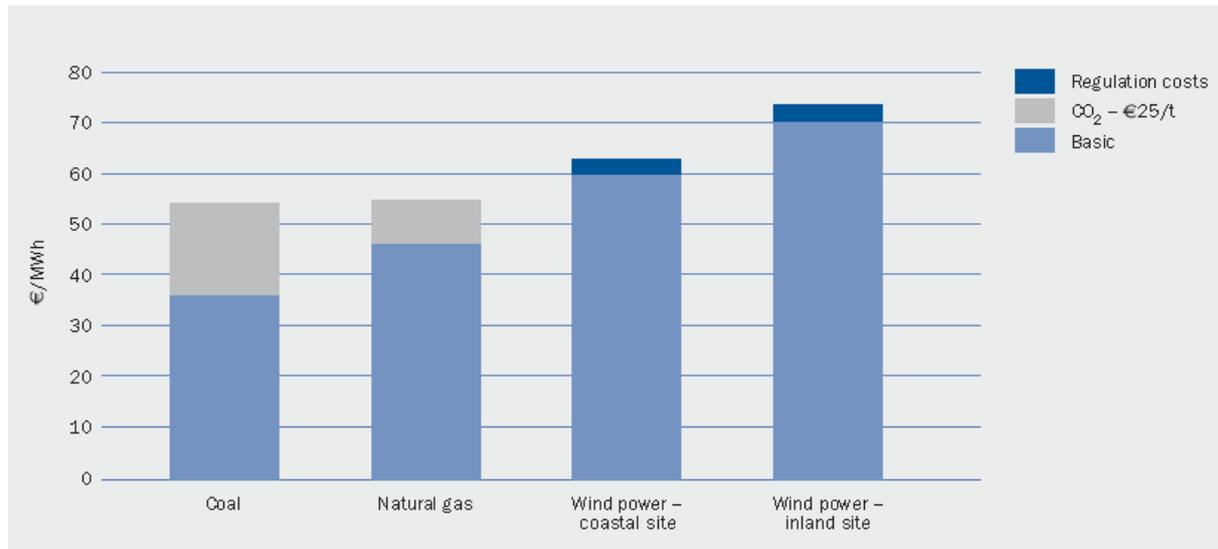


Abbildung 4.2: Gegenüberstellung der Kosten der Windenergie mit anderen Stromerzeugungstechnologien mit Preisniveau 2006 [2]

In Abbildung 4.2 werden die Ergebnisse dieser Studie veranschaulicht. Wie zu erwarten, können hierbei die Kohle und die GuD - Kraftwerke wesentlich günstiger Strom erzeugen als die Windkraft. Dieses Ergebnis wird auch von anderen Studien wiedergespiegelt, in denen bei der Windstromerzeugung mit rund einem Drittel höheren Kosten zu rechnen ist. Da die Brennstoffkosten bei diesem Modell unter den derzeitigen Niveau liegen, wurde in dieser Studie auch ein weiteres Modell veröffentlicht in dem die Brennstoffpreise und der Preis für die CO₂ - Zertifikate erhöht wurden. Die Brennstoffkosten wurden auf ein Niveau von 120 \$/Barrel angehoben. Dieser Preis liegt zwar über dem zurzeit gehandelten Preis für Öl, entsprach jedoch dem Preis in dem Zeitraum in dem diese Studie veröffentlicht wurde.

Das Ergebnis wird in Abbildung 4.3 dargestellt. Dabei ist auffällig, dass beim Kohlekraftwerk die Erhöhung des Ölpreises nur zu einem geringen Anstieg der Brennstoffkosten führt. Vielmehr wirkt sich hier der Anstieg des Preises für die CO₂ Zertifikate aus. Beim GuD - Kraftwerk wirkt sich die Erhöhung des Ölpreises durch die Kopplung des Gaspreises an den Ölpreis massiv aus. In diesem Szenario würden sogar die Windkraftwerke im Innenland wirtschaftlicher erscheinen als das GuD - Kraftwerk. Der Ölpreis liegt heute auf einem um rund 40 \$/Barrel niedrigeren Niveau. Daher würde auch das GuD - Kraftwerk weit geringere Stromgestehungskosten aufweisen als in dieser Abbildung aufgezeigt wird. Jedoch sind die Auswirkungen eines Preisanstieges und der Erhöhung der CO₂ Zertifikate auf diese Kraftwerkstechnologien sehr relevant und werden auch bei einer Risikoanalyse beim Kraftwerksbau berücksichtigt werden.

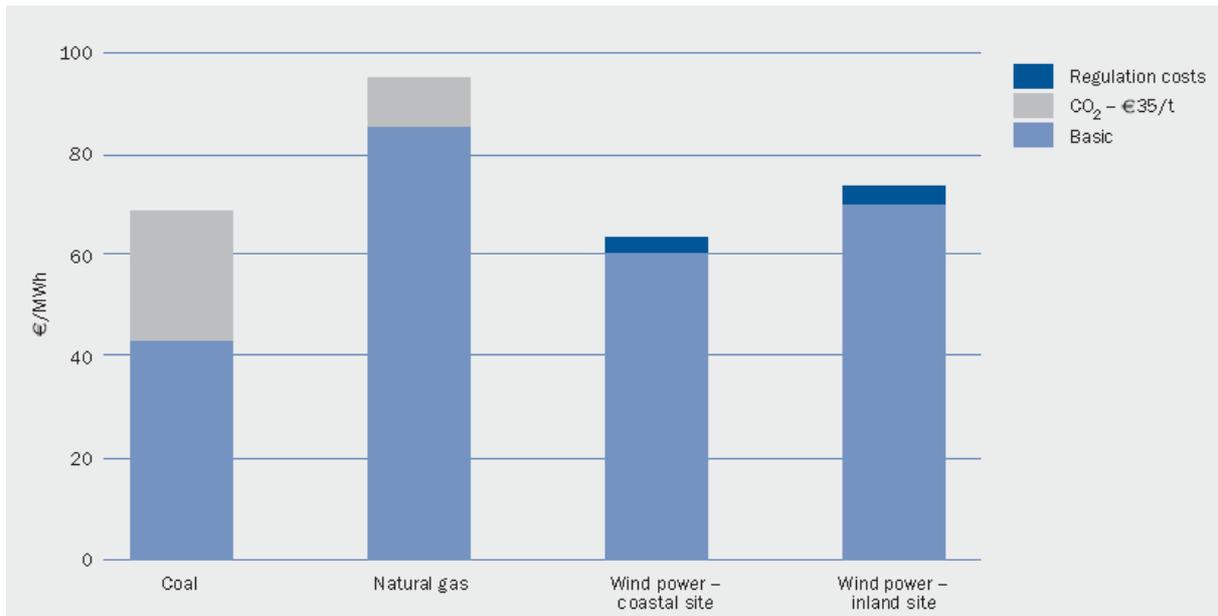


Abbildung 4.3: Gegenüberstellung der Kosten der Windenergie mit anderen Stromerzeugungstechnologien mit angepasstem Preisniveau [2]

4.2.2 Studie der Universität Stuttgart

In dieser Studie⁴⁹ wurden alle in Deutschland zur Verfügung stehenden Kraftwerkstypen untersucht. Auch hier wurde wieder von einem Preisniveau von 2007 ausgegangen. In der Studie wurden besonders die Kosten für Kernenergie betrachtet. Es wurde davon ausgegangen, dass der Preis für Uran konstant bleiben wird. Dies ist aber nicht der Fall. Der Preis für Uran hat sich im Zeitraum von 2005 bis heute verdoppelt, mit kurzzeitigem Hoch im Jahr 2007. In dieser Studie wird darauf verwiesen, dass Deutschland nur einen geringen Anteil am Uranmarkt einnimmt und die Brennstoffe einer Wiederaufbereitung zugeführt werden können. In dieser Arbeit wird jedoch ganz Europa berücksichtigt, daher fließen auch die Uranpreise in die Überlegungen mit ein.

Auch in dieser Studie wurden wieder Kraftwerkstypen zum Vergleich herangezogen die auf dem Markt erhältlich sind und bis zum Jahr 2010 in Betrieb gehen können. Nur die Photovoltaik - Anlagen werden nicht berücksichtigt, da die Stromgestehungskosten in einem nicht konkurrenzfähigen Niveau liegen.

Die Kosten für die Bereitstellung von Ausgleichsenergie werden in dieser Studie als Back - Up Kosten bezeichnet.

⁴⁹ Quelle aus [8]

Bei den fossilen Kraftwerken und beim Kernkraftwerk wurde ein Auslastungsfaktor von 85 % angenommen. Bei den Windkraftwerken wurde zwischen einer Auslastung von 15 - 25 % und 25 - 40 % unterschieden. Das Laufwasserkraftwerk sollte für eine europäische Betrachtung nicht berücksichtigt werden, da Deutschland aufgrund der Topographie nicht zu den führenden Ländern in der Wasserkraftnutzung zählt und in den nächsten Jahren wohl keine Großwasserkraftwerke mehr errichten können wird. Die Diskontrate wurde mit 7,5 % angenommen.

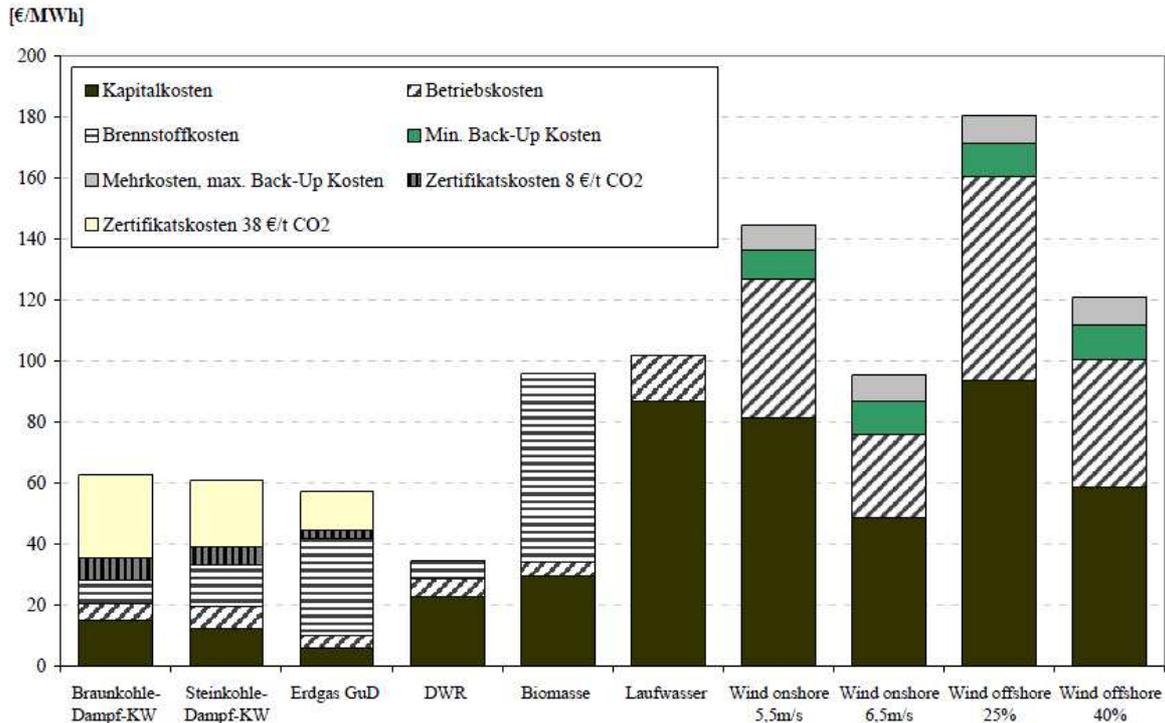


Abbildung 4.4: Vergleich der Stromgestehungskosten der zurzeit in Deutschland verfügbaren Kraftwerkstechnologien [8]

In dieser Studie wurde auch die Verteilung der einzelnen Kostenkategorien visualisiert. So ist besonders bei dem GuD - Kraftwerk der verhältnismäßig große Anteil der Brennstoffkosten zu erkennen. Wie in der Studie zuvor liegen das Kohle und das Gaskraftwerk im Bereich der zu erwartenden Kosten. Das Windkraftwerk weist einen sehr hohen Anteil an Betriebskosten auf. Wie schon in Kapitel 3.4 diskutiert, liegt dies zum Teil an der Anfälligkeit, die die Windkraftwerke in ihren Anfangsjahren aufweisen. Bei der Offshore - Technologie wird aufgrund ihrer bisher kurzen Einsatzzeit generell mit höheren Betriebskosten gerechnet. In dieser Studie sind auch die Auswirkungen einer höheren mittleren Windgeschwindigkeit besonders gut zu erkennen. Onshore - Windkraftwerke sind bei einer Reduktion der Betriebskosten und einer mittleren Windgeschwindigkeit von 6,5 m/s wieder im Bereich der Konkurrenzfähigkeit zu den fossilen Kraftwerkstechnologien. Auch die Offshore - Kraftwerke mit einer Auslastung von 40 % (das entspricht einer Vollaststundenanzahl von 3.500) kommen bei Reduktion der Betriebskosten in den Bereich der Konkurrenzfähigkeit.

4.2.3 Diskussion der Studien

Beide Studien kommen bei den fossilen Kraftwerkstechnologien zum selben Ergebnis. Erhöhte Brennstoffkosten und der Kauf von CO₂ Zertifikaten führen zu einer deutlichen Erhöhung der Stromgestehungskosten. Besonders der Kohlepreis der zurzeit auf einem niedrigen Niveau liegt, wird in den nächsten Jahren zu beobachten sein. Nicht nur für die Energieversorgung Europas, sondern auch für die Wirtschaften in den Entwicklungs- und Schwellenländern deren Stromversorgung zum Teil sehr an Kohle gebunden ist. Auch die Kernkraft, die immer mehr an Bedeutung gewinnt, ist von Interesse. Besonders die Investitionskosten bei diesen Projekten die weitaus höher geschätzt werden als zurzeit angenommen sind von Interesse.

In Bezug auf die Windenergie zeigen diese Studien, dass ein gut konstruiertes Windkraftwerk in einem Bereich mit einer höheren durchschnittlichen Windgeschwindigkeit durchaus konkurrenzfähig sein kann. Dasselbe gilt für die Offshore Anlagen. Ein besonderes Thema werden die Kosten für das Vorhalten von Ausgleichsenergie einnehmen. Entscheidend wird sein, in welcher Höhe diese in den verschiedenen Regionen und Ländern Europas ausfallen wird und durch welche Technologie diese zur Verfügung gestellt werden wird.

In der Studie der IEA⁵⁰ wird eine weitere Analyse der Brennstoffkosten durchgeführt. Aufgrund der unsicheren Entwicklungen der letzten Jahre ist es jedoch schwierig eine relativ genaue Prognose abzugeben. Die Brennstoffkosten werden ansteigen, in welcher Höhe sich die Preise für die einzelnen Energieträger verändern werden, bleibt jedoch unsicher. Als Beispiel sollte hier Uran genannt werden, das laut Branchenangaben ausreichend vorhanden ist, sich jedoch in den letzten Jahren deutlich verteuert hat.

⁵⁰ Quelle aus [23] und [24]

5. Eingliederung der Windenergie in das Verbundnetz

Bei der Eingliederung der Windenergie in das Europäische Verbundnetz, kommen für den Investor eine Vielzahl von Möglichkeiten in Betracht. Bislang wurden die meisten Windkraftanlagen in das Mittelspannungsnetz integriert. Nur einige Länder (vor allem Belgien und die Niederlande) besitzen erhebliche Mengen an Windstrom in ihren Höchstspannungsnetzen. Doch neben der Spannungsebene müssen auch weitere Faktoren bei der Integration des Windstromes in das Europäische Verbundnetz betrachtet werden.

5.1 Die zwei größten Kostenfaktoren für die Eingliederung der Windenergie in das europäischer Verbundnetz

Im folgenden Abschnitt⁵¹ sollten die zwei größten zu erwartenden Kostenfaktoren für die Eingliederung der Windenergie in das europäische Verbundnetz kurz erläutert werden. Diese zwei Faktoren werden in den nächsten 20 Jahren wohl zu den größten Herausforderungen für das europäische Übertragungsnetz werden.

◆ Netzausbau für die Windenergie

Fast alle erneuerbaren Energien treten nicht nur an Stellen auf, an denen sie auch wirtschaftlich genutzt werden können. Dies gilt auch für die Windenergie. Besonders bei der Offshore - Technologie wird es zu einem Netzausbau kommen müssen. Diese Kosten werden auch zu Lasten der Windenergie durchgeführt werden müssen. Die Vorgangsweise bei diesen Netzausbauten wird aber entscheidend sein. Die Kosten für den Netzausbau, und der Netzausbau selbst, sollten so gering wie möglich ausfallen. Andererseits sollten alle Kapazitäten der erneuerbaren Energien ausgenützt und in das Netz integriert werden. Die Problematik kann bei der Zielsetzung der Europäischen Kommission erkannt werden, bis zum Jahr 2020 34 % der Stromversorgung aus erneuerbaren Energien bereitzustellen. Einige Länder, die bereits jetzt einen hohen Wasserkraftanteil besitzen, übertreffen bereits diese Voraussetzungen (siehe Abbildung 5.1). Für viele andere Länder bedeutet dies eine enorme Anstrengung für diese Zielerreichung.

◆ Zusatzkosten für das Bereitstellen von Ausgleichsenergie

Da die Windenergie nicht dauernd und zum Teil von den prognostizierten Werten abweicht, wird die Windenergie mit Kosten für das Bereitstellen von Ausgleichsenergie belegt. Diese Unsicherheit hat Auswirkungen auf Kraftwerkstypen die diese Energie liefern sollen und den Strommarkt. Nachfolgend sollen diese Auswirkungen untersucht werden.

⁵¹ Quelle aus [2]

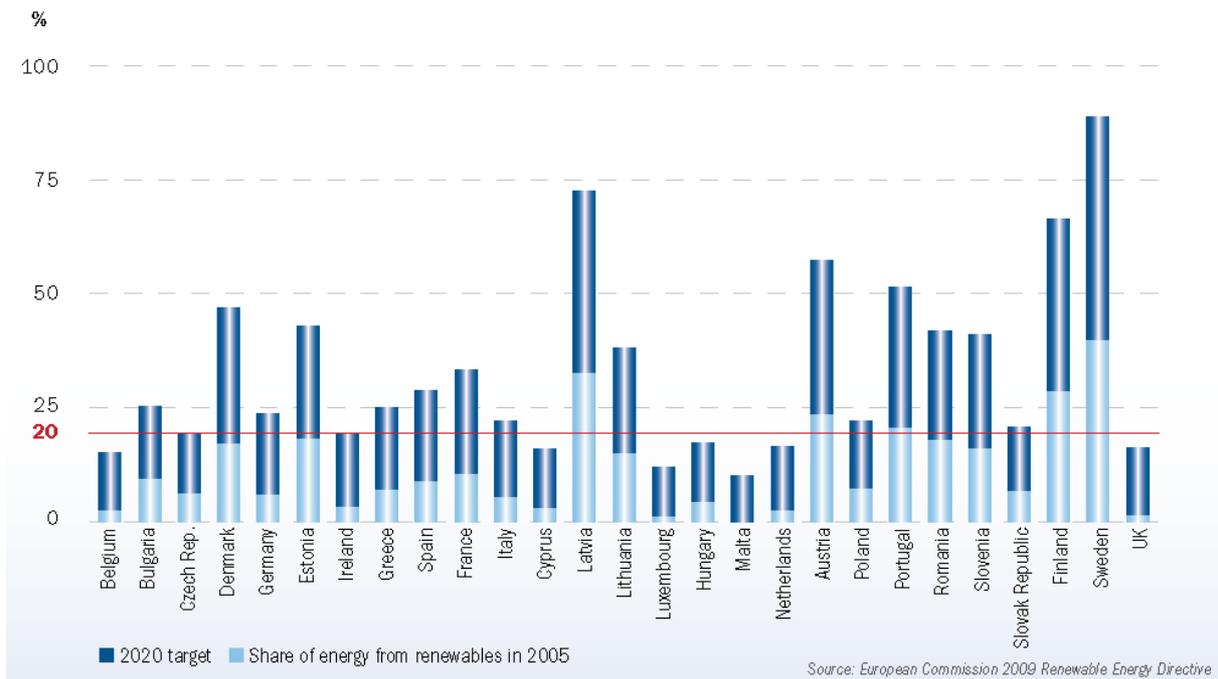


Abbildung 5.1: Stand und Ziel für 2020 des Anteils an erneuerbaren Energien [6]

5.1.1 Netzausbau und Netzverluste durch die Windenergie

Windenergie tritt oft in teils sehr entlegenen Gebieten in einer wirtschaftlich nutzbaren Form auf und kann in diesen Gebieten zur Verringerung der Netzverluste beitragen. Andererseits liegen die nutzbaren Windgebiete weit von Ballungsräumen entfernt und verursachen dadurch zusätzliche Netzverluste. Den Nachteil den die Windenergie gegenüber Öl und Gas (die auch nur in bestimmten Regionen der Erde auftreten) besitzt, ist dass sie nicht in ihrer Rohform transportiert werden kann.

Beim Netzausbau wird auch immer ein Engpassmanagement berücksichtigt. Würde nun eine Übertragungsleitung für einen Windpark gebaut auf welche Kapazität würde diese Leitung ausgelegt werden? Wie bereits im Kapitel 3.5 diskutiert, treten die Windgeschwindigkeiten in ihrer größten Häufigkeit im unteren Leistungsbereich der Windturbinen auf. Die Nennleistung kann nur an wenigen Stunden im Jahr abgerufen werden. Würde das Netz nur für die durchschnittlich zu erwartende Windleistung ausgelegt werden, müssten bei hohem Windaufkommen einige Windturbinen aus dem Wind gedreht werden, um die Leitung nicht zu überlasten. Bei Auslegung auf die Höchstlast würde die Leitung nur an wenigen Stunden im Jahr voll ausgelastet werden, was wiederum nicht sehr wirtschaftlich erscheint. Daher ist es wichtig einen Kompromiss zwischen diesen beiden Varianten zu finden (Netzintegration nicht Kabeldimensionierung). Wenn der Windpark in ein Netzsystem integriert ist, fällt das Problem der Überlastung nur bedingt weg. Ein AC - Lastfluss lässt sich nur bedingt steuern, er folgt physikalischen Gesetzen. Dadurch kann es an einigen Netzstellen zu einer Überlastung kommen, während an einer anderen Stelle das Netz nicht ausgelastet ist.

5.1.2 Zusatzkosten für das Bereitstellen von Ausgleichsenergie

Diese Kosten sind nicht erst durch die Windenergie entstanden. Die Netzstruktur benötigte auch für die konventionellen Stromerzeugungstechnologien bereits Ausgleichsenergie. Durch die massive Nutzung der Windenergie müssen jedoch die Kapazitäten für die Bereitstellung von Ausgleichsenergie erhöht werden. Wie bereits im vorigen Kapitel beschrieben, wird dies zu Mehrkosten führen. In der Vergangenheit wurden Windturbinen als passive Elemente in einem Verbundnetz genützt. Wenn sich die Netzspannung oder die Frequenz außerhalb der Toleranzparameter befunden hat, wurde das Windkraftwerk vom Netz getrennt. Bei einer Zielverwirklichung von 20 % Windenergie in einigen Ländern Europas, ist diese Maßnahme nicht mehr möglich. Vielmehr kommen auf die Windenergie Netzregulierungsaufgaben hinzu. Die modernen Windturbinen werden bereits dahingehend konstruiert. Kurzfristige Schwankungen der Windturbinen können von den weiteren im Netz betriebenen Kraftwerken ausgeglichen werden. Abweichungen die aber mehrere Stunden andauern sind weitaus problematischer. Die Kosten für die Ausgleichsenergie wird sich daher auch nach der Vorhersehbarkeit des Leistungsausfalles und den Möglichkeiten zu Erbringung der Ausgleichsenergie im Netz richten. Je genauer die Vorhersage des Nettostrombedarfes und der zu erwartenden Windleistung sein wird, desto weniger werden die teureren Spitzenkraftwerke benötigt werden. In den nächsten Jahren sollte die Vorhersage des Strombedarfes etwas kurzfristiger erfolgen. Bei einer Prognose des Stromverbrauches in einem 4 Stunden Rhythmus, kann die Windenergie bereits mit einer weitaus geringeren Fehlerrate miteinbezogen werden als bei einer Tagesprognose⁵².

5.1.3 Auswirkungen dieser Parameter auf dem Strommarkt

Auf einer Strombörse werden zwei unterschiedliche Stromarten gehandelt. Am sogenannten Spot - Markt wird nach Angebot und Nachfrage gehandelt. Typischerweise 12 - 48 Stunden im Voraus. Werden die vorhergesagten Prognosen nicht erfüllt, tritt der Ausgleichsmarkt in Erscheinung. Auch für die Ausgleichsenergie werden Angebote (üblicherweise 12 - 36 Stunden im Voraus) abgegeben. Diese Ausgleichsenergie ist auch für die Windkraft von besonderer Bedeutung. Ist zu viel Energie am Markt, so kann diese in einigen Regionen Europas verpumpt werden. Da dies aber nicht überall möglich ist, müssen zum Teil einige Kraftwerke ihre Produktion drosseln. Ist zu wenig Energie am Markt, zum Beispiel nicht zutreffende Prognose für die Windenergie, muss diese von anderen Kraftwerken erbracht werden. Je genauer die Prognosen für die Windenergie zutreffen, desto geringer fallen auch die Kosten für die Ausgleichsenergie aus⁵³.

⁵² Quelle aus [2]

⁵³ Quelle aus [2]

Die Höhe der Kosten für die Ausgleichsenergie für Wind hängt von mehreren Faktoren ab:

- ◆ Dem Anteil der Windenergie im Netzverbund, den charakteristischen Netzschwankungen, der Nachfrage nach Windenergie sowie der geographischen Verteilung der Windkraftwerke
- ◆ Der Art der Grenzkosten der vorgehaltenen Kraftwerkstypen (Wasserkraft oder fossile Kraftwerke)
- ◆ Kosten und Merkmale anderer Optionen im Netzverbund (Speichermöglichkeiten)
- ◆ Möglichkeit des Energieaustausches mit Nachbarländern über Verbindungsleitungen
- ◆ Dem Betriebsverhalten des Stromnetzes selbst
zB. Wie oft werden die Prognosen der Windenergielast aktualisiert, nach Genauigkeit, Leistung und Qualität des verwendeten Vorhersagesystems.
Bei einem Einbruch der Windenergie von bis zu 20 % des vorhergesagten Wertes erhöhen sich die Kosten um etwa 1 - 4 €ct/kWh . Meist betragen die Abweichungen jedoch nur einen Wert von 5 - 10 % des Vorhersagewertes.

In größeren Regelzonen kann die Windkraft daher besser integriert werden, da diese eine geringere Variabilität aufweisen. Auch kann in größeren Regelzonen der Rückgang aus einigen Windparks besser ausgeglichen werden als in kleineren.

Je kürzer die Vorhersagezeiten für den Strommarkt gehalten werden, umso mehr würde davon die Windenergie profitieren und umso geringer könnten auch die Kosten zur Bereitstellung von Ausgleichsenergie gehalten werden. Bei den Vorhersagesystemen wird vor allem im Bereich der Meteorologie an Verbesserungen gearbeitet⁵⁴.

⁵⁴ Quelle aus [2]

5.2 Auswirkungen der Windenergie auf den Strompreis

In einigen Ländern besitzt die Windkraft bereits einen beachtlichen Anteil an der Stromversorgung. Zu diesen Ländern zählen Dänemark (mit einem Anteil von 21 %), Spanien (mit 12 %) und Deutschland (mit 7 %). Bei weiter steigenden Zuwachsraten nimmt die Windenergie auch Einfluss auf die Strompreise. In diesem Abschnitt sollen die wichtigsten Strommärkte in der liberalisierten Europäischen Elektrizitätswirtschaft kurz erläutert werden.

Im Zuge der schrittweisen Liberalisierung der europäischen Strommärkte, wurden alle Strommärkte grundsätzlich in derselben Struktur gegliedert. In diesen Strommärkten existieren die folgenden fünf Marktarten:

- ◆ **Bilateraler Stromhandel oder OTC (over the counter)**
Dieser Handel findet bilateral außerhalb der Strombörse statt. Die Preise und die Mengen werden nicht veröffentlicht.
- ◆ **Spotmarkt (day ahead market)**
Ein physikalischer Markt an dem auf Grundlage von Angebot und Nachfrage gehandelt wird. Die resultierenden Preise und gehandelten Mengen werden veröffentlicht. Die Preise werden 24 Stunden zuvor gehandelt.
- ◆ **Der Regelenergiemarkt (RPM)**
Ein Echtzeitmarkt an dem Strom innerhalb einer Stunde gehandelt wird. Die wichtigste Funktion ist den Ungleichgewichten im Stromnetz entgegenzuwirken, die am Spotmarkt aufgetreten sind. Auf der Angebotsseite können sowohl Stromerzeuger als auch -verbraucher stehen. Die Transmission System Operators (TSO) bilden die Nachfrageseite.
- ◆ **Der Ausgleichsmarkt**
Ist mit dem Regelenergiemarkt verbunden und erfasst die Ungleichgewichte der letzten 24 Stunden.

Besonders der Spotmarkt und der Regelenergiemarkt sind für die Integration der Windenergie besonders wichtig.

Im Prinzip kann jeder Stromerzeuger und Stromverbraucher an der Strombörse handeln. In Realität wird dies jedoch nur von großen Handelsunternehmen oder Industriebetrieben verwirklicht. Kleinere Unternehmen schließen sich zu Handelsgenossenschaften zusammen (trifft auch für die Windenergie zu) oder lassen Großhändler in ihrem Namen handeln. In den Nordischen Ländern werden 45 % der gesamten Stromproduktion auf dem Spotmarkt gehandelt. Der Rest wird mittels langfristigen Verträgen verkauft. In Dänemark liegt der Anteil der Energie die am Spot Markt gehandelt wird bei 80 %. Dadurch werden die Einwirkungen der Windenergie auf den Strompreis ersichtlich⁵⁵.

⁵⁵ Quelle aus [2]

In folgender Abbildung ist die Aufteilung des Strommarktes kurz erklärt

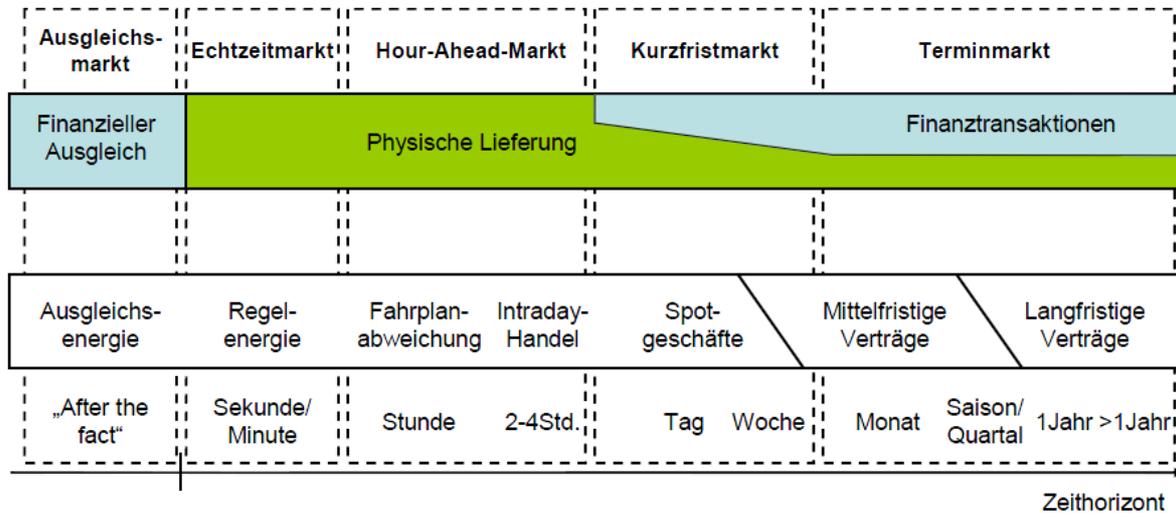


Abbildung 5.2: Aufbau der Strombörse in Deutschland [9]

Grundsätzlich ist der Strommarkt eine komplexere Angelegenheit. Es sollte hier auch nur ein kurzer Einblick in den Stromhandel gegeben werden, vor allem in Bezug auf die Windenergie. In nachfolgender Betrachtung werden die Auswirkungen der Windenergie auf den Strompreis in Dänemark betrachtet, da Dänemark bereits heute einen Windanteil von über 20 % am Gesamtstrommarkt besitzt. Die Möglichkeit der Bildung von Teilmärkten in Regionen mit Überkapazitäten und deren Auswirkungen wird hierbei nicht betrachtet. Da die Windenergie abhängig vom Windaufkommen ist, und es daher zu Abweichungen kommen kann, werden die Windlieferanten bei Nichteinhaltung der zuvor zugesagten Lieferung bestraft. Windenergie besitzt, wie schon in den Kapiteln zuvor beschrieben, niedrige Stromgestehungskosten. Daher kann sich ein hoher Anteil von Windenergie am Spot Markt positiv auf den Preis auswirken. Windenergie besitzt jedoch noch weitere Besonderheiten. In den Wintermonaten steht bedeutend mehr Windenergie zur Verfügung als in den Sommermonaten (bei Onshore Anlagen). Dies wird in Abbildung 5.3 für eine Region in Spanien dargestellt. Bei den Offshore Anlagen ist eher in den Sommermonaten mit einer erhöhten Windleistung zu rechnen. Die Abweichungen fallen jedoch bei den Offshore Anlagen nicht in solch einem Ausmaß wie bei den Onshore Anlagen aus. Zu dieser Sommer - Winterverteilung kommen noch die Abweichungen während des einzelnen Monats hinzu, die sich auf den Strompreis auswirken können. Als Beispiel der Auswirkungen der Windenergie auf den Strompreis dient die Abbildung 5.4. In dieser Abbildung ist zu erkennen, dass die Kernenergie und die Windkraft die geringsten Stromgestehungskosten besitzen. Auch erkennbar ist, dass in dieser Graphik kein Wasserkraftanteil enthalten ist. Dies liegt dran, dass in Dänemark keine großen Wasserkraftwerke vorhanden sind. Zu erkennen ist bei dieser Abbildung eine Verschiebung der Angebotskurve nach rechts. Es steht am Markt mehr günstige Energie zur Verfügung. Daher wird der Strompreis bei einem höher prognostizierten Windaufkommen sinken.

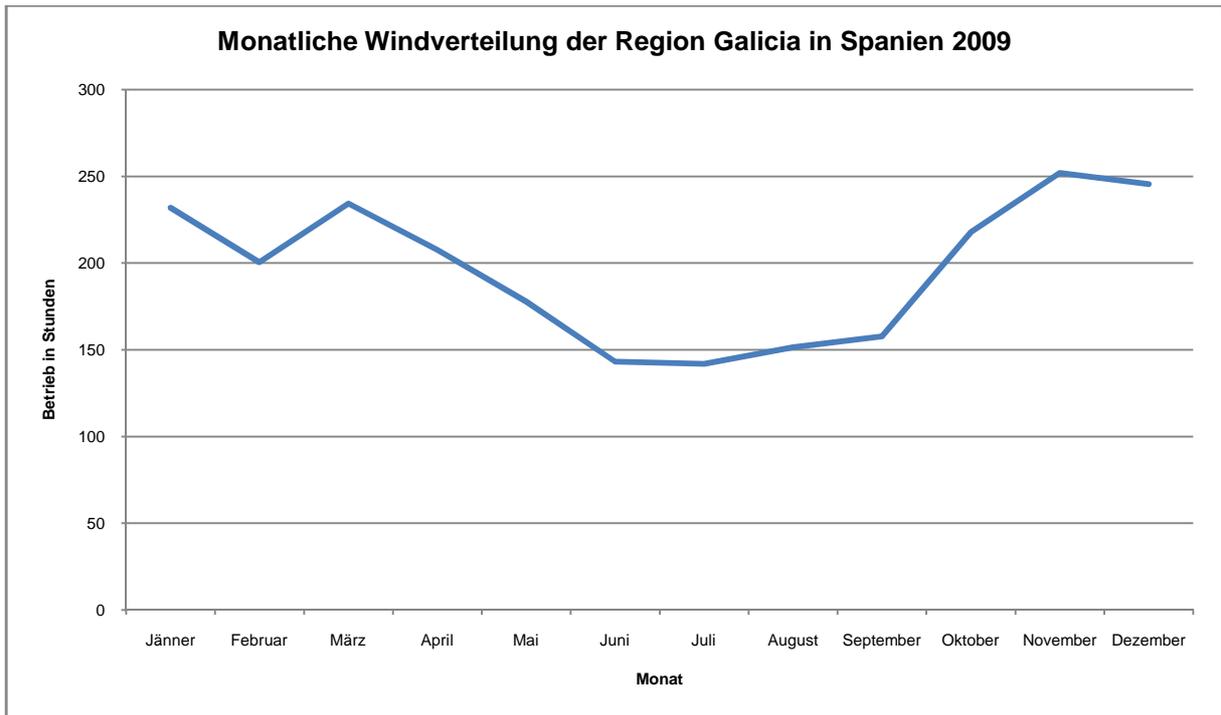


Abbildung 5.3: Monatliche Windverteilung der Region Galicia in Spanien 2009

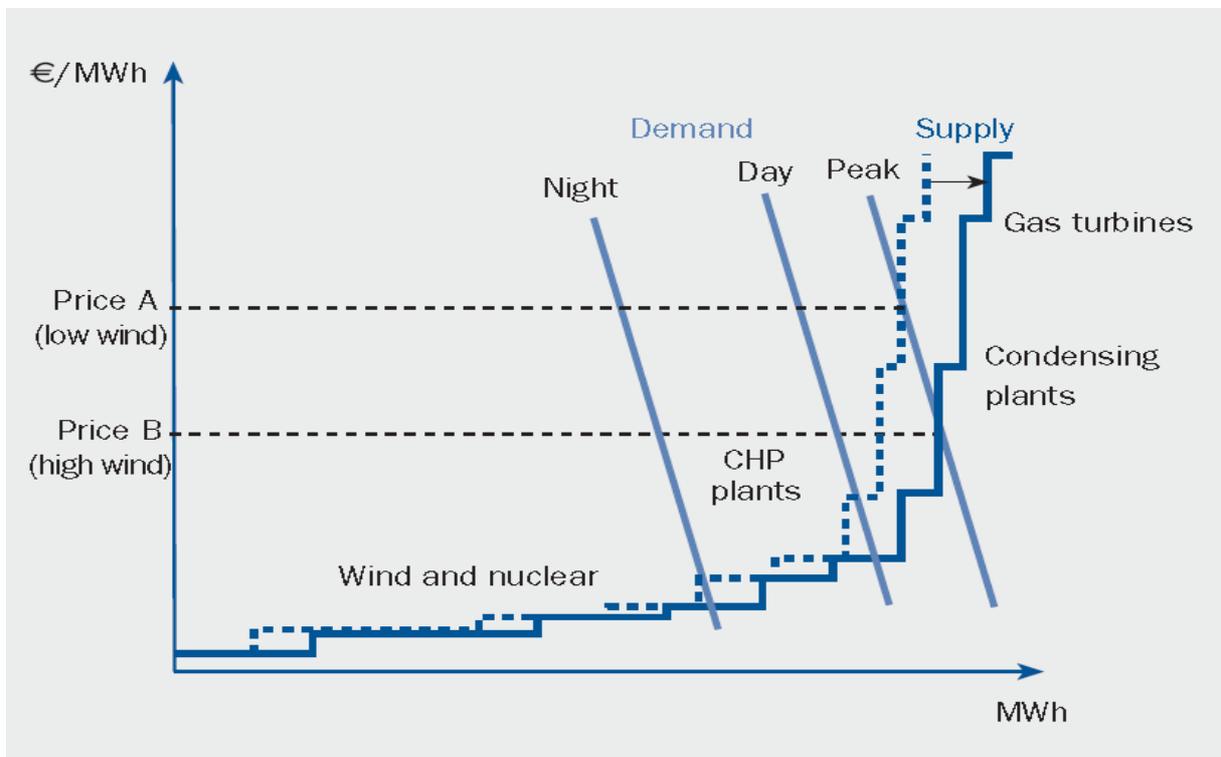


Abbildung 5.4: Beeinflussung des Strompreises durch die Windenergie zu unterschiedlichen Tageszeiten [2]

Da die Windenergie über 24 Stunden aber nicht genau genug vorhergesagt werden kann, kann es dadurch auch zu Ausfällen bei der Windenergielieferung kommen. Wie bereits bekannt, zählen die Wintermonate zu den Monaten mit erhöhter Windleistung. Aber auch in diesen Monaten kann es zu Schwankungen kommen. An Nebeltagen sogar zu einem völligen Ausfall der Energielieferung. Dadurch würde der Strompreis am Spotmarkt steigen. Als Beispiel soll hier der Monat Jänner im Jahr 2007 in Dänemark dienen.

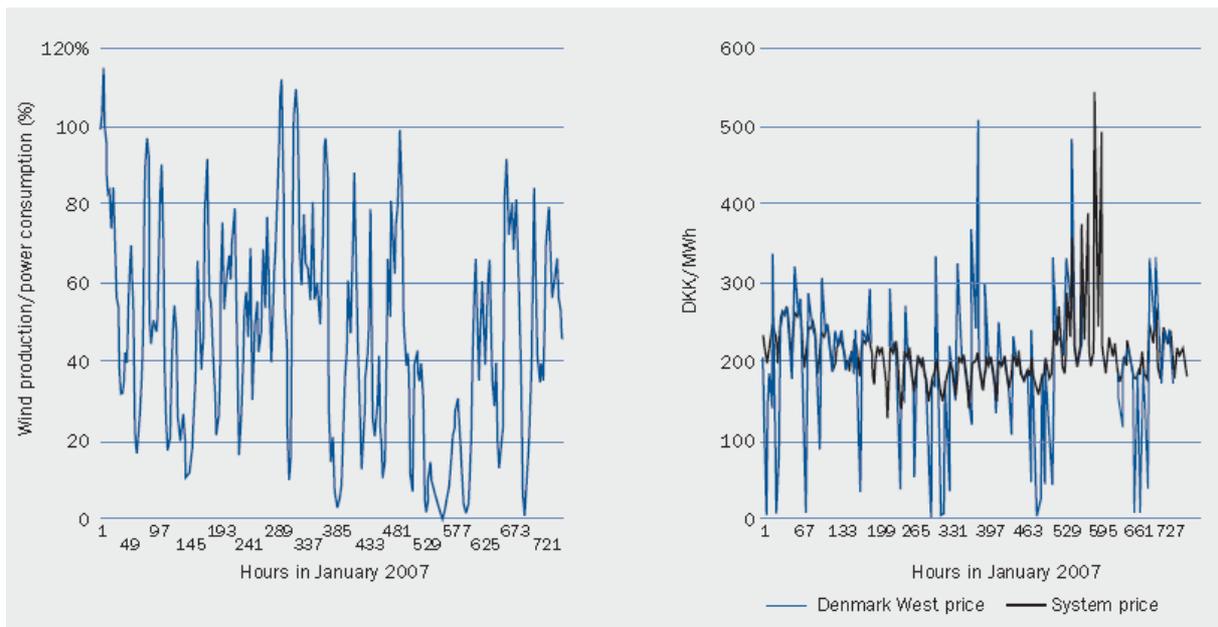


Abbildung 5.5: Auswirkungen der Windenergie auf den Spot Markt in Dänemark [2]

Als Besonderheit kann in dieser Abbildung erkannt werden, dass zum Teil mehr Windenergie erzeugt wird als zu dem Zeitpunkt verbraucht wird. Besteht die Möglichkeit des Stromexportes so würde dieser in solchen Situationen bei freien Leitungskapazitäten und Abnehmern genutzt werden. Besteht diese Möglichkeit nicht müssen andere Varianten zur Herstellung des Verbrauchsgleichgewichtes gesucht werden. Es besteht die Möglichkeit das konventionelle Kleinkraftwerke ihre Leistung zurückzunehmen.

Die Auswirkungen auf den Spot - Preis bei geringem Wind sind auch ersichtlich. Der Preis auf dem Spotmarkt steigt an. Diese Auswirkungen können auch in anderen Ländern mit viel Windenergie beobachtet werden. Grundsätzlich ist es in Dänemark in den letzten Jahren durch den hohen Anteil an Windenergie zu einer Verbilligung des Strompreises gekommen. Für das Jahr 2020 zeigen Studien, dass bei einem Windenergieanteil von 13 % in Europa die Preisunterschiede zwischen den einzelnen Mitgliedstaaten sinken werden. Die Windenergie verdrängt in diesen Ländern teurere Kraftwerke. Länder mit einem hohen Wasserkraftanteil (wie die Nordischen- und Alpen Länder) werden einen niedrigeren Strompreis aufweisen als jene Länder mit einem hohen thermischen Grundlastanteil⁵⁶.

⁵⁶ Quelle aus [2]

6. Förderungssysteme der Europäischen Union

In der Europäischen Union verfügt jedes Land über ein eigenes Förderungssystem bzw. einen eigenen Einspeisetarif für erneuerbare Energien in das Verbundnetz. Daher liegt es nahe, dass Länder in denen die Windkraft gefördert wird (und auch die Genehmigungen für den Bau von Windkraftanlagen genau geregelt sind) den höchsten Anteil an Windkraft innerhalb der Europäischen Union besitzen. Die Europäische Kommission hat ihren Mitgliedsländern bei der Regelung der Förderungssysteme freie Hand gelassen. Das Ziel der Förderungssysteme der einzelnen Mitgliedsstaaten sollte jedoch die Zielerreichung für das Jahr 2020 sein. Alle Mitgliedsstaaten haben bis zum Jahr 2020 verpflichtende Ziele für erneuerbare Energien abgegeben. Deren Einhaltung sollte auch durch die Förderungssysteme gewährleistet werden.

6.1 Förderungssysteme der Mitgliedsstaaten der Europäischen Union

Im nachfolgenden Abschnitt⁵⁷ werden die unterschiedlichen Förderungssysteme in einem Kurz - Überblick dargestellt. Die Förderungssysteme der einzelnen Länder beinhalten alle erneuerbaren Energien in den jeweiligen Ländern. Da in dieser Arbeit ein Hauptaugenmerk auf die Windenergie gerichtet wurde, wurde bei den Förderungssystemen der einzelnen Länder wenn möglich nur die Windenergie herausgegriffen.

6.1.1 Förderung in Belgien

Die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien wird in Belgien durch eine Mengenregelung in Gestalt von Quotenverpflichtungen gefördert. Das bedeutet, dass die Stromlieferanten verpflichtet sind nachzuweisen (per Zertifikat), dass ein gesetzlich bestimmter Anteil aus erneuerbaren Energien stammt. Es besteht ein staatlich garantierter Mindestpreis pro Zertifikat. Zu den geförderten Technologien zählen alle erneuerbaren Energieformen. Steuerliche Begünstigungen für Windkraftanlagen sind in Belgien nicht vorgesehen.

Der Netzzugang richtet sich in Belgien im Wesentlichen nach den allgemeinen energierechtlichen Vorschriften. Es besteht eine Vorrangregelung für erneuerbare Energien, sowohl beim Netzanschluss wie auch bei der Netznutzung. Es besteht kein Anspruch auf Netzausbau.

⁵⁷ Quelle aus [15]

6.1.2 Förderung in Bulgarien

In Bulgarien besteht, basierend auf dem Gesetz der erneuerbaren Energien und Biobrennstoffe, ein Förderungsansatz durch Preisregelung in Gestalt einer Einspeisevergütung. Darin sind die Abnahmeverpflichtungen und die Vergütung des eingespeisten Stroms geregelt. Grundsätzlich werden in Bulgarien alle erneuerbaren Energien gefördert. Je nach Leistungsfähigkeit der einzelnen Anlagen sind einzelne Anlagen von der Förderung ausgenommen (Wasserkraftanlagen mit einer Leistung über 10 MW).

Erneuerbare Energien sind in Bulgarien vorrangig an das Netz anzuschließen. Es besteht sogar ein vertraglicher Anspruch auf Abnahme der Energie. Netzbetreiber sind zum Netzausbau verpflichtet um einen Netzanschluss zu ermöglichen.

6.1.3 Förderung in Dänemark

In Dänemark sind für erneuerbare Energien Preisregelungen in Form eines variablen Bonus zusätzlich zum Marktpreis vorgesehen. Es sind auch Zuschüsse für kleine erneuerbare Energieanlagen vorgesehen. Zudem steht eine Kreditgarantie für lokale Windkraftanlagenbauinitiativen zur Verfügung.

Der Netzzugang richtet sich in Dänemark im Wesentlichen nach den allgemeinen energierechtlichen Vorschriften und hat nach diskriminierungsfreien Grundsätzen zu erfolgen. Eine Sonderregelung für erneuerbare Energien besteht lediglich durch eine vorrangige Netznutzung. Spezielle Ansprüche auf einen Netzausbau bestehen nicht.

6.1.4 Förderung in Deutschland

In Deutschland besteht die Förderung der erneuerbaren Energien im Wesentlichen durch die Gesetzesregelung für den Vorrang erneuerbarer Energien. Es besteht ein gesetzlicher Anspruch gegenüber dem Netzbetreiber auf Vergütung des abgenommenen Stromes nach festen Vergütungssätzen. Für Windenergie gelten folgende Einschränkungen.

- ◆ Nicht förderungsfähig ist Onshore Windenergie, wenn sie aus Anlagen mit einer Leistung von über 50 kW stammt, für die nicht vor Inbetriebnahme nachgewiesen ist, dass sie an dem geplanten Standort mindestens 60 % des Referenzertrages erzielen. (Referenzertrag ist eine nach bestimmten Verfahren errechnete Ertragskraft der Anlage)
- ◆ Nicht förderungsfähig ist Offshore Windenergie, wenn die Anlagen in Gebieten mit besonderer Bedeutung für den Naturschutz bzw. in Naturschutzgebieten von gemeinschaftlicher Bedeutung errichtet worden sind.

Strom aus Anlagen erneuerbarer Energien ist in Deutschland vorrangig an das Netz anzuschließen. Zudem sind die Netzbetreiber dazu verpflichtet, Strom aus erneuerbaren Energien vorrangig abzunehmen und zu übertragen. Zusätzlich kann der Einspeisewillige vom Netzbetreiber den Ausbau des Netzes verlangen. Sonst gelten die allgemeinen energiewirtschaftsrechtlichen Vorschriften nach dem Energiewirtschaftsgesetz.

6.1.5 Förderung in Estland

In Estland besteht die Möglichkeit der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch eine Preisregelung in Gestalt einer festen Einspeisevergütung bzw. eines Bonussystems.

Der Netzzugang ist in Estland auch für erneuerbaren Energien durch die allgemeinen energierechtlichen Vorschriften geregelt. Ein Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien besteht nicht. Dadurch besteht ein Anspruch des Anlagenbetreibers gegenüber dem Netzbetreiber auf Anschluss und Durchleitung des erzeugten Stromes nach diskriminierungsfreien Kriterien. Deswegen ist der Netzbetreiber verpflichtet das Netz auszubauen, wobei die Kosten auf alle Netznutzer umgelegt werden.

6.1.6 Förderung in Finnland

In Finnland sind grundsätzlich alle erneuerbaren Energien förderungswürdig. Besonders gefördert wird jedoch die Stromerzeugung aus Torf. Weiters stehen Subventionen für Investitions- und Forschungsprojekte sowie Ausgleichszahlungen für die anfallende Stromsteuer zur Verfügung.

Die Netznutzung, auch für erneuerbare Energien, richtet sich in Finnland nach den allgemeinen energierechtlichen Vorschriften. Sonderregelungen für Strom aus erneuerbaren Energien bestehen nicht.

6.1.7 Förderung in Frankreich

In Frankreich erfolgt eine Förderung erneuerbarer Energien über eine Preisregelung in Gestalt einer Einspeisevergütung und über steuerliche Regelungsmechanismen. Die Förderung durch Subventionen erfolgt auf regionaler Ebene.

Für die Windenergie bedeutet dies:

- ◆ Förderungsfähig sind sowohl Onshore als auch Offshore Windkraftanlagen, die sich innerhalb definierter Windentwicklungszonen befinden. Für die jeweiligen Zonen ist eine definierte minimale bzw. maximale Kapazität einzuhalten.

Der Netzzugang richtet sich in Frankreich im Wesentlichen nach den allgemeinen energierechtlichen Vorschriften und hat nach diskriminierungsfreien Grundsätzen zu erfolgen. Sonderregelungen für Strom aus erneuerbaren Energien bestehen nicht.

6.1.8 Förderung in Griechenland

Erneuerbare Energien werden in Griechenland durch eine Preisregelung in Form einer festen Einspeisevergütung in unterschiedlicher Höhe für die einzelnen verschiedenen Energieträger gefördert. Ein besonderes Förderungsprogramm besteht in Griechenland für Photovoltaik - Anlagen. Die Errichtung von Anlagen erneuerbarer Energien wird durch einen Investitionszuschuss gefördert.

In Griechenland besteht ein vertraglicher Anspruch auf einen vorrangigen Anschluss von Strom aus erneuerbaren Energien an das Netz. Der Netzbetreiber ist zum Abschluss des Vertrages verpflichtet, wobei der Anlagenbetreiber Anspruch auf Abnahme des Stromes aus erneuerbaren Energien hat. Eine Pflicht des Netzausbaus kann sich nur aus dem Vertrag über den Netzanschluss ergeben, wenn dies zur Realisierung der Netzanschlussverpflichtung erforderlich ist.

6.1.9 Förderung in Großbritannien

Erneuerbare Energien werden in Großbritannien durch eine Mengenregelung in Form einer Quotenverpflichtung mit Zertifikatshandel gefördert. Zudem sind die Stromlieferanten verpflichtet, ihren Kunden einen bestimmten Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien zu liefern, dieser ist durch Vorlage von Zertifikaten nachzuweisen. Auch Subventionen sind in Großbritannien für erneuerbare Energien vorgesehen. Besonders die Stromerzeugung aus Offshore Wind wird dabei subventioniert.

Der Netzzugang richtet sich in Großbritannien im Wesentlichen nach den allgemeinen energiewirtschaftsrechtlichen Vorschriften, wobei keine Vorrangregelung für erneuerbare Energien besteht.

6.1.10 Förderung in Irland

In Irland werden erneuerbare Energien durch eine Preisregelung in Gestalt einer Einspeisevergütung gefördert. Begünstigter ist hierbei der Stromlieferant der den Strom aus erneuerbaren Energien, zu einem mit dem Anlagenbetreiber frei verhandelten Preis, ankauft. Dadurch wird der Strom aus erneuerbaren Energien indirekt gefördert. Nach dem neuen Gesetz REFIT 2009 werden am Windsektor nur noch Offshore Windkraft Anlagen gefördert. Der Netzzugang richtet sich in Irland im Wesentlichen nach den allgemeinen energierechtlichen Vorschriften, wobei keine Vorrangregelung für erneuerbare Energien besteht. Erneuerbare Energien werden aber durch ein besonderes Verfahren angeschlossen, welches die Verlässlichkeit des Anschlussverfahrens für die Anlagenbetreiber erhöhen soll.

6.1.11 Förderung in Italien

Erneuerbare Energien werden in Italien hauptsächlich durch eine Mengenregelung gefördert. Demnach sind alle Stromproduzenten bzw. Stromimporteure verpflichtet, einen bestimmten Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien zu erzeugen oder eine bestimmte Menge an grünen Zertifikaten zuzukaufen. Alternativ werden auch verschiedene Typen von Preisregelungen für Kleinanlagen und teurere Technologien angeboten, welche für diese interessanter sind als das Zertifikatssystem (Dazu zählen auch Windkraftanlagen mit einer Leistung unter 0,2 MW).

Strom der aus Anlagen erneuerbarer Energien stammt, ist in Italien an das Netz anzuschließen. Darüber hinaus sind die Netzbetreiber dazu verpflichtet Strom aus erneuerbaren Energiequellen vorrangig zu übertragen. Der Einspeisewillige kann vom Netzbetreiber einen Netzausbau verlangen, sofern dieser für den Netzanschluss notwendig ist.

6.1.12 Förderung in Lettland

Erneuerbare Energien werden in Lettland durch ein Mischsystem, das auf einer Preisregelung basiert, gefördert.

Der Netzzugang für erneuerbare Energien wird in Lettland nach den allgemeinen energierechtlichen Vorschriften geregelt. Ein Vorrang für erneuerbare Energien besteht nicht. Dadurch besteht ein Anspruch des Anlagenbetreibers gegenüber dem Netzbetreibers auf Anschluss und Durchleitung des erzeugten Stromes nach diskriminierungsfreien Kriterien. Der Netzbetreiber ist dazu verpflichtet das Netz nach den allgemeinen Vorschriften auszubauen.

6.1.13 Förderung in Litauen

In Litauen erfolgt die Förderung aus erneuerbaren Energien in erster Linie durch eine Preisregelung in Gestalt einer Einspeisevergütung, darüber hinaus besteht die Möglichkeit der Beantragung eines Zuschusses beim Litauischen Umweltministerium.

Die Anlagenbetreiber zur Erzeugung von erneuerbaren Energien werden nach diskriminierungsfreien Kriterien an das Netz angeschlossen. Die Netzbetreiber haben auch eine vorrangige Übertragung von Strom aus erneuerbaren Energien sicher zu stellen, eine spezielle Verpflichtung zu Netzausbau besteht nicht.

6.1.14 Förderung in Luxemburg

Erneuerbare Energien werden in Luxemburg vor allem durch eine Preisregelung in Form einer Einspeisevergütung gefördert. Weiters werden Anlagen zur Stromerzeugung mittels erneuerbaren Energien durch Subventionen gefördert.

Der Netzzugang ist in Luxemburg für erneuerbare Energien durch die allgemeinen energierechtlichen Vorschriften geregelt. Eine Vorrangregelung zugunsten erneuerbarer Energien besteht nicht, vielmehr ist der Zugang nach diskriminierungsfreien Kriterien geregelt. Jedoch sind bestimmte Privilegien für erneuerbare Energien vorhanden. So werden Kostenvergünstigungen und vorrangige Verwendung zum Ausgleich von Netzverlusten gestattet.

6.1.15 Förderung auf Malta

Auf Malta werden privat errichtete Anlagen erneuerbarer Energien gefördert. Besonders Photovoltaik Anlagen werden gefördert.

Strom aus erneuerbare Energien genießt einen vorrangigen Netzzugang bzw. vorrangige Energieübertragung. Ein Netzausbau kann sich durch vertragliche Vereinbarungen ergeben, wenn dies für den Netzanschluss erforderlich ist.

6.1.16 Förderung in den Niederlanden

Die Niederlande fördern erneuerbare Energien durch eine Preisregelung in Form einer Bonusvergütung. Es werden darüber hinaus noch Subventionen sowie steuerliche Regulierungsmechanismen gewährt.

Der Netzzugang richtet sich in den Niederlanden im Wesentlichen nach den allgemeinen energierechtlichen Vorschriften und hat nach diskriminierungsfreien Grundsätzen zu erfolgen. Sonderregelungen für Strom aus erneuerbaren Energien bestehen nicht.

6.1.17 Förderung in Österreich

Erneuerbare Energien werden in Österreich im Wesentlichen durch eine Preisregelung in Gestalt einer Festvergütung gefördert. Subventionen werden für die Errichtung von Klein- bzw. Mittelfgroßen Wasserkraftwerken und Photovoltaik - Anlagen gewährt.

Der Netzzugang richtet sich im Wesentlichen nach den allgemeinen energierechtlichen Vorschriften und hat nach diskriminierungsfreien Grundsätzen zu erfolgen. Eine Sonderregelung für Strom aus erneuerbaren Energien besteht lediglich beim Netzzugang. Zudem sind die Netzbetreiber dazu verpflichtet Strom aus erneuerbaren Energien im Falle nicht ausreichender Kapazitäten vorrangig zu übertragen.

6.1.18 Förderung in Polen

Polen fördert Strom aus erneuerbaren Energien vor allem durch eine Mengenregelung. Dadurch sind Stromlieferanten verpflichtet eine vorgegebene Quote von grünen Zertifikaten vorzulegen, die für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien ausgegeben werden. Weitere Fördermaßnahmen sind steuerliche Regulierungsmechanismen und Kreditvergaben.

In Polen ist der Netzbetreiber verpflichtet, Strom aus Anlagen erneuerbarer Energien nach diskriminierungsfreien Kriterien an das Netz anzuschließen. Weiters ist Strom aus erneuerbaren Energien vorrangig zu übertragen. Der Netzausbau richtet sich nach den allgemeinen energiewirtschaftsrechtlichen Vorschriften.

6.1.19 Förderung in Portugal

Erneuerbare Energien werden in Portugal durch eine Preisregelung in Gestalt einer Einspeisevergütung gefördert. Eine weitere Förderung besteht darin, dass der Erwerb einer Anlage zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mittels reduzierter Umsatzsteuer subventioniert wird.

Der Netzzugang richtet sich in Polen im Wesentlichen nach den allgemeinen energiewirtschaftsrechtlichen Vorschriften und hat nach diskriminierungsfreien Grundsätzen zu erfolgen. Sonderregelungen für Strom aus erneuerbaren Energien bestehen nicht.

6.1.20 Förderung in Rumänien

In Rumänien werden erneuerbaren Energien durch eine Mengenregelung gefördert. Dadurch sind Stromlieferanten verpflichtet, eine Quote von grünen Zertifikaten vorzulegen, die für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien ausgegeben werden. Für Windkraftwerke endet diese Förderung nach 15 Jahren. Wenn der Strom aus der Windkraftanlage jedoch schon in einem anderen Land gefördert wurde, endet die Förderung bereits nach 5 Jahren. Der Netzbetreiber ist in Rumänien verpflichtet, Strom aus erneuerbaren Energien nach diskriminierungsfreien Kriterien an das Netz anzuschließen. Es besteht die Pflicht der vorrangigen Übertragung von Strom aus erneuerbaren Energien. Ein Netzausbau kann grundsätzlich vom Anlagenbetreiber verlangt werden, wenn dies zum Anschluss seiner Anlage an das Netz erforderlich ist.

6.1.21 Förderung in Schweden

Die Förderungen in Schweden sind auf unterschiedliche Förderungsinstrumente aufgeteilt. Das wohl bedeutendste ist ein Quotensystem mit Zertifikatshandel. Zusätzlich finden in Schweden auch steuerliche Regulierungsmechanismen und verschiedenste Subventionen Anwendung. So wird die Forschung der Windenergie gefördert und Gemeinden subventioniert die Planungen zu Gunsten des Windausbaus durchführen. Der Netzzugang richtet sich in Schweden im Wesentlichen nach den allgemeinen energiewirtschaftsrechtlichen Vorschriften des Elektrizitätsgesetzes. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, Stromerzeugende Anlagen anzuschließen, den Strom weiterzuleiten und für den Netzausbau zu sorgen. Ein Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien besteht nicht.

6.1.22 Förderung in der Slowakei

Erneuerbare Energien werden in der Slowakei durch eine Preisregelung in Form einer Verpflichtung der Abnahme und Vergütung des Stroms gefördert. Es sind außerdem Subventionen und Verbrauchssteuerbefreiungen vorgesehen. Für Windenergie gibt es in der Slowakei eine Leistungsbeschränkung bezüglich der Subventionen. Der Netzzugang für erneuerbare Energien richtet sich vorrangig nach dem Gesetz über die Förderung von erneuerbaren Energien. Erneuerbare Energien sind in der Slowakei vorrangig anzuschließen, auch die Strom Übertragung hat vorrangig zu erfolgen. Der Netzausbau richtet sich nach diskriminierungsfreien Kriterien.

6.1.23 Förderung in Slowenien

In Slowenien werden erneuerbare Energien durch eine Preisregelung gefördert, wobei bestimmte Erzeuger (qualifizierte Erzeuger) von Strom aus erneuerbaren Energien die Wahl, zwischen einem festen Einspeisetarif oder einem Bonus des auf dem freien Strommarkt erzielten Strompreises haben. Weiters werden Subventionen und Kredite zur Förderung erneuerbarer Energien ausgeschrieben.

Der Netzzugang richtet sich in Slowenien im Wesentlichen nach den allgemeinen energierechtlichen Vorschriften, wobei kein Anschlussvorrang besteht. Die Netznutzung und der Netzausbau haben diskriminierungsfrei und nach den allgemeinen energiewirtschaftsrechtlichen Vorschriften zu erfolgen.

6.1.24 Förderung in Spanien

Erneuerbare Energien werden in Spanien durch eine Preisregelung gefördert, wobei die Anlagenbetreiber zwischen zwei Systemen wählen können. Einem festen Einspeisetarif oder einem festen Bonus zuzüglich zu dem am freien Energiemarkt erzielten Strompreis. Es besteht außerdem die Möglichkeit der steuerlichen Absetzung für Investitionen in Anlagen erneuerbarer Energien.

Der Netzzugang hat in Spanien für erneuerbare Energien vorrangig zu erfolgen. Des Weiteren kann ein vertraglicher Anspruch auf Netzausbau auf Kosten des Anlagenbetreibers bestehen, wenn dies für den Netzanschluss der Anlage erforderlich ist. Der allgemeine Netzausbau richtet sich nach den allgemeinen energiewirtschaftsrechtlichen Vorschriften.

6.1.25 Förderung in der Tschechischen Republik

In der Tschechischen Republik werden erneuerbare Energien durch eine Preisregelung gefördert, wobei der Anlagenbetreiber zwischen einer festen Einspeisevergütung und einem grünen Bonus, zusätzlich zum frei erzielten Marktpreis wählen kann. Es werden auch Subventionen und eine Steuerbefreiung auf die Einnahmen aus dem Stromverkauf aus erneuerbaren Energien gewährt.

Der Netzzugang hat in der Tschechischen Republik für erneuerbare Energien vorrangig zu erfolgen. Die Netznutzung und der Netzausbau richten sich nach den allgemeinen energiewirtschaftsrechtlichen Vorschriften.

6.1.26 Förderung in Ungarn

Im Wesentlichen werden in Ungarn erneuerbare Energien durch eine Preisregelung in Form einer Einspeisevergütung gefördert.

Der Netzzugang und die Netznutzung für erneuerbare Energien haben in Ungarn durch das allgemeine Elektrizitätsgesetz vorrangig zu erfolgen. Auch werden Stromimporte zugunsten von Strom aus erneuerbaren Energien limitiert. Die Kosten für den Netzausbau der für erneuerbare Energien benötigt wird, trägt der Netzbetreiber.

6.1.27 Förderung auf Zypern

Erneuerbare Energien werden auf Zypern durch drei Förderprogramme unterstützt. So wird die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien durch eine Preisregelung in Form einer Einspeisevergütung pro kWh gefördert. Strom aus Windkraftanlagen bis zu einer Leistung von 30 kW werden subventioniert.

Der Netzzugang richtet sich im Wesentlichen nach den allgemeinen energiewirtschaftsrechtlichen Vorschriften und hat nach diskriminierungsfreien Kriterien zu erfolgen. Ein Anspruch auf Netzausbau besteht, wenn dies für den Anschluss der Anlage erforderlich ist. Privilegierungen bestehen darin, dass der Netzbetreiber 50 % der Anschlusskosten zu tragen hat und der Anlagenbetreiber von der Zahlung der Netznutzungsgebühr befreit ist. Des weitern besteht ein Anspruch auf vorrangige Übertragung und Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien.

6.2 Diskussion der Förderungssysteme

Bei all diesen Förderungssystemen muss noch berücksichtigt werden, dass diese laufend geändert und modifiziert werden. Einen grafischen Überblick aus den derzeitigen Förderungssystemen bietet die Abbildung 6.1. So haben bzw. werden einige Länder in den kommenden Jahren ihre Förderungs- und Subventionssysteme ändern oder anpassen. Wie im Kapitel 3.6.2 erläutert ist es für die Windenergie zum Teil von Vorteil wenn in „guten“ Windregionen eine geringe Subventionierung erfolgen würde. Dies hätte besonders für das Ansehen der Windenergie als Stromerzeugungstechnologie Vorteile, schmälert aber gleichzeitig zum Teil den Profit des Investors. Dies kann dazu führen das wiederum weniger Kapital zur Errichtung neuer Windanlagen zu Verfügung steht. In Regionen mit einer „geringeren“ durchschnittlichen Windgeschwindigkeit könnte eine Zurücknahme der Subventionierung sogar zu einem Unwirtschaftlich werden einiger Windkraftanlagen führen. Ein weiterer Faktor ist die in einigen Regionen Europas übliche vorrangige Übertragung erneuerbarer Energien. Für die Netzstabilität muss hierbei bei einer Zielerreichung von 34 % Anteil an erneuerbaren Energien an der gesamt Stromerzeugung in Europa auch das Vorhersagesystem der erneuerbaren Energien (hierbei auch dieses der Windenergie) optimiert werden.

In wieweit eine Förderung besonders in der Offshore - Technologie nötig sein wird, wird zum einen davon abhängen wie gut der Windstrom über das Europäische Verbundnetz abgeleitet werden kann. Zum andern in welcher Größenordnung die Offshore - Windparks in den kommenden Jahren errichtet werden.



Abbildung 6.1: Überblick über die unterschiedlichen Förderungssysteme der Europäischen Union

7. Zusammenfassung

Das Potential der Windenergie ist in Europa zweifellos vorhanden. Die wirtschaftliche Nutzung dieses Potentials wird in den nächsten zehn bis zwanzig Jahren voranschreiten. Besonders in der Offshore - Windenergienutzung ist ein hoher Spielraum vorhanden. In den nächsten Jahren wird nicht nur die Nutzung dieser Ressource betrachtet werden, sondern auch die Verteilung der Energie auf dem europäischen Markt.

Eine prognostizierte Kostensenkung der Windturbine selbst, würde einen weiteren Beitrag dazu leisten, der Windenergie zu einer noch besseren Ausgangslage zu verhelfen. Sollte es der Windenergiebranche gelingen, die Wartungs- und Instandhaltungskosten (den aus finanzieller Sicht größten Unsicherheitsfaktor), auf ein Niveau zu reduzieren, das eine Abschätzung ermöglicht, würde ein weiteres Risiko der Windenergie eliminiert werden können.

Zurzeit liegen die Kosten der Offshore - Turbinen auf einem weit höheren Niveau als jene der Onshore - Turbinen. Besonders die Fundamentierung und die Netzanbindung tragen, neben der Turbine selbst, zu den höheren Kosten bei. Sollte es jedoch in den nächsten Jahren tatsächlich zum Aufbau eines Gridsystemes in der Nordsee kommen (bei einer gleichzeitig, ohnedies zu erwartenden Kostenreduktion der Windturbinen selbst), würde dies der Offshore - Windtechnologie einen weiteren Aufschwung bringen. In Europa betreiben zwar zurzeit mehrere Länder Offshore Anlagen, davon aber nur zwei Länder in einem größerem Ausmaß. Bis zum Jahr 2020 sollte sich auch dieses Bild gewandt haben. Einige Länder Europas planen den massiven Ausbau der Windenergie auf See. Besonders zu erwähnen ist dabei Großbritannien, das als einziges Land im Jahr 2020 mehr Offshore - Windenergie zu Verfügung haben will als Onshore - Windenergie.

Obwohl die Kosten für Windenergieanlagen in den letzten Jahren leicht gestiegen sind, wird als weiterer Trend eher ein Absinken der Kosten für die Windturbinen zu erwarten sein. Weiteres wird es in den kommenden Jahren zu einer Verschiebung des Investitionskapitals von der Onshore - Technologie zur Offshore - Technologie kommen. Der Zeitraum und die Größenordnung dieser Kapitalverschiebung sind jedoch sehr schwer zu prognostizieren.

Ein weiterer, für die Windenergie durchaus positiver, Faktor wird neben den steigenden Kosten für CO₂ - Zertifikate, die steigenden Kosten für die Beschaffung von Brennstoffen für konventionelle Kraftwerke bedeuten. Bei näherer Betrachtung der Stromgestehungskosten würden gerade diese Faktoren die erneuerbaren Energieformen und daher auch die Windenergie begünstigen.

Die Eingliederung der erneuerbaren Energien in den Strommarkt und die dadurch entstehenden Kosten für die Bereitstellung von Ausgleichsenergie wird in den nächsten Jahren genauso zu betrachten sein. Ein weiterer entscheidender Faktor wird die Veränderung des Strommarktes sein. Wird der Zeitraum in dem der Stromhandel abgewickelt wird verkürzt, so könnte auch die Windenergie besser in das System eingebunden werden. Da eine Prognose der zu erwartenden Windleistung mit einem geringeren Zeitfenster für die Vorhersage, eine immer geringere Fehlerquote aufweisen wird.

Jedes Land der Europäischen Union besitzt ein eigenes Fördersystem für erneuerbare Energien. Diese Fördersysteme weisen dazu meist noch einen unterschiedlichen Aufbau auf. In den meisten Ländern der Europäischen Union werden die Einspeisungen von erneuerbaren Energien (und damit auch der Windenergie) entweder durch eine Fixvergütung, ein Zertifikatssystem oder einer Mischform aus diesen beiden Systemen gefördert. Deutschland wurde in diesem Fall als Marktführer genauer betrachtet. Dabei war zu erkennen, dass die Einspeisevergütung seit ihrer Einführung ständig im Absinken ist. Dadurch entstehen aber auch für die Windenergie neue Probleme. Sollte in den kommenden Jahren die Einspeisevergütung vollkommen wegfallen, so könnten in einigen Gebieten die Windkraftanlagen (unter Berücksichtigung der momentanen Ausgangslage) unwirtschaftlich werden.

Wie hierbei aufgezeigt wurde, stehen der Windenergie in den kommenden Jahrzehnten eine Vielzahl von Möglichkeiten und Potentialen zur Verfügung. Demgegenüber stehen die hohen Investitionskosten der Windturbine selbst. Nur unter Berücksichtigung dieser beider Faktoren kann die Windenergie für Europa gewinnbringend genutzt werden.

8. Verzeichnisse

8.1 Abbildungsverzeichnis:

Abbildung 2.1: Gebirgs- und Offshore Regionen in Europa [1].....	9
Abbildung 2.2: Flächennutzung in Europa [1]	10
Abbildung 2.3: Ausschließliche Wirtschaftszonen der Länder Europas.....	12
Abbildung 2.4: Leistungsabgabe unterschiedlicher Windkraftwerk [1].....	14
Abbildung 2.5: Jahresleistungsdiagramm einer fiktiven 2 MW Windturbine	14
Abbildung 2.6: Verfügbare Fläche der unterschiedlichen Landschaftsformen in Europa [1]	16
Abbildung 2.7: Theoretisch nutzbare Fläche zur Errichtung von Offshore Anlagen [1].....	17
Abbildung 2.8: Theoretisch technisch verfügbare und tatsächlich verfügbare elektrische Arbeit auf See [1]	19
Abbildung 2.9: Übersicht über die Vollaststunden Verteilung in Europa [1].....	21
Abbildung 3.1: Kosten der Windenergie in €/kWh.....	25
Abbildung 3.2: Komponenten einer Windturbine und deren Kostenverteilung in Prozent [2]	27
Abbildung 3.3: Wachstumsraten der Windkraftanlagen in verschiedenen Ländern [2]	29
Abbildung 3.4: Wartungs- und Instandhaltungskosten von Windturbinen über ihre Lebensdauer [2]..	30
Abbildung 3.5: Vergleich der Wartungs- und Instandhaltungskosten nach Baujahr und Nennleistung [2].....	32
Abbildung 3.6: Durchschnittliches Auftreten der Windgeschwindigkeit in Stunden [2]	33
Abbildung 3.7: Zeitliche Entwicklung der Einspeisevergütung aus Windstrom [3].....	36
Abbildung 3.8: Stromgestehungskosten aus Windenergie im Vergleich mit konventionellen Kraftwerken [4]	37
Abbildung 3.9: Stromgestehungskosten durch technologischen Fortschritt [4]	38
Abbildung 3.10: Stromgestehungskosten im Vergleich mit sinkender Einspeisevergütung [5]	39
Abbildung 3.11: Auswirkungen der Preisreduktion von Windturbinen auf die Vollaststunden [1].....	40
Abbildung 3.12: Kostenentwicklung bei unterschiedlichen Diskontsätzen [2].....	42
Abbildung 3.13: Kostenentwicklung einer Onshore - Windturbine in der Zukunft [2].....	43
Abbildung 3.14: Standortsverteilung der Windturbinen in Prozent im Jahr 2010.....	45
Abbildung 3.15: Verteilung der EU - 27 Länder die am Ende des Jahres 2009 Offshore Anlagen betreiben.....	45
Abbildung 3.16: Standortsverteilung der Windturbinen in Prozent im Jahr 2020.....	47
Abbildung 3.17: Verteilung der EU - 27 Länder die im Jahr 2020 Offshore Anlagen betreiben	47
Abbildung 3.18: Preisentwicklung der Windturbinen bis zum Jahr 2030 [6]	52
Abbildung 3.19: Investitionen in die Windenergie bis zum Jahr 2030 in Mio. € [6].....	53
Abbildung 4.1: Preisentwicklung fossiler Energieträger in Europa [7].....	54
Abbildung 4.2: Gegenüberstellung der Kosten der Windenergie mit anderen Stromerzeugungstechnologien mit Preisniveau 2006 [2]	56
Abbildung 4.3: Gegenüberstellung der Kosten der Windenergie mit anderen Stromerzeugungstechnologien mit angepasstem Preisniveau [2]	57
Abbildung 4.4: Vergleich der Stromgestehungskosten der Zurzeit in Deutschland verfügbaren Kraftwerkstechnologien [8].....	58

Abbildung 5.1: Stand und Ziel für 2020 des Anteils an erneuerbaren Energien [6]	61
Abbildung 5.2: Aufbau der Strombörse in Deutschland [9]	65
Abbildung 5.3: Monatliche Windverteilung der Region Galicia in Spanien 2009	66
Abbildung 5.4: Beeinflussung des Strompreises durch die Windenergie zu unterschiedlichen Tageszeiten [2]	66
Abbildung 5.5: Auswirkungen der Windenergie auf den Spot Markt in Dänemark [2]	67
Abbildung 6.1: Überblick über die unterschiedlichen Förderungssysteme der Europäischen Union ...	78
Abbildung 9.1: Uneingeschränktes technisches Potential der Windkraft im Jahr 2030 in einer Höhe von 80 m auf Winddaten des Jahres 2000 - 2005 [1]	87
Abbildung 9.2: Uneingeschränktes technisches Potential der Windkraft im Jahr 2030 auf See [1]	87
Abbildung 9.3: Naturschutzgebiete im Nordseeraum [1]	88
Abbildung 9.4: Naturschutzgebiete im Ostseeraum [1]	88
Abbildung 9.5: Investitionskosten Onshore Deutschland 2009 [10]	89
Abbildung 9.6: Investitionskosten Offshore Deutschland 2009 [10]	89
Abbildung 9.7: Ölpreisentwicklung in Euro und Dollar	90

8.2 Tabellenverzeichnis:

Tabelle 3.1: Europaszenarien für das Jahr 2010	23
Tabelle 3.2: Kostenvergleich der Windkraftanlagen im Zeitraum 2020 - 2030 [1]	51
Tabelle 3.3: Durchschnittliche Kostenverteilung einer europäischen Windturbine [2]	26
Tabelle 3.4: Kostenvariation bei Windturbinen [2].....	26
Tabelle 3.5: Verteilung der Offshore Anlagen in Europa im Jahr 2009 und 2020.....	46
Tabelle 3.6: Kostenvergleich verschiedener Windparks	48
Tabelle 3.7: Kostenverteilung zweier Windparks in Dänemark [2].....	49
Tabelle 3.8: Volllaststunden verschiedener Windparks [2]	49
Tabelle 9.1: Zu erwartende Investitionskosten in die Windenergie bis zum Jahr 2030 [6]	90

8.3 Literaturverzeichnis

- [1] *Europe`s onshore and offshore wind energy potential.*
European Environment Agency. www.eea.europa.eu. [Online] Juni 2009.
[Zitat vom: 10. Juni 2010.] ISBN.: 979-92-9213-000-8.
- [2] *The Economics of Wind Energy.* European Wind Energy Association.
www.ewea.org. [Online] März 2009. [Zitat vom: 15. Juni 2010.]
- [3] Bundesverband WindEnergie e. V. www.wind-energie.de. [Online]
[Zitat vom: 10. August 2010.] <http://www.wind-energie.de/de/themen/kosten/>.
- [4] *Effizienz der Windenergie.* Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), im
Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
www.wind-energie.de. [Online] [Zitat vom: 10. August 2010.]
- [5] Dr. Knud Rehfeld. *Kostensituatin der Windenergienutzung an Land.*
www.wind-energie.de. [Online] 29. September 2007. [Zitat vom: 10. August 2010.]
- [6] Prof. Arthouros Zervos und and Christian Kjaer.
Wind energy targets for 2020 and 2030. European Wind Energy Association.
www.ewea.org. 2009. [Online]. [Zitat vom: 04. Mai 2010.]
- [7] *European Energy and Transport Trends to 2030.* Europäische Kommission.
www.ec.europa.eu. [Online] [Zitat vom: 02. April 2010.]
- [8] *Stromerzeugungskosten im Vergleich.* Institut für Energiewirtschaft und Rationelle
Energieanwendung. www.ier.uni-stuttgart.de. [Online] Februar 2008.
[Zitat vom: 10. August 2010.]
- [9] Dipl. - Ing. Woldemar Schulz. *Strategien zur effizienten Integration der Windenergie in
den deutschen Elektrizitätsmarkt.*
Dissertation an der Technischen Universität Dortmund. [Online] 2007.
[Zitat vom: 25. August 2010.]
- [10] *Windenergie Report Deutschland 2009 - Offshore.* Fraunhofer - Institut für
Windenergie und Energiesystemtechnik IWES. [Online] 2010.
[Zitat vom: 15. Juni 2010.]

- [11] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. www.erneuerbare-energien.de. [Online], 07. Mai 2007. [Zitat vom: 09. März 2010.] <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/39286/20047/>.
- [12] Hau Erich. *Windkraftanlagen, Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. s.l.* : Springer Verlag, 2008.
- [13] Arthouros Zervos und Christian Kjaer. *Pure Power - Wind Energy Scenarios up to 2030*. European Wind Energy Association. www.ewea.org. [Online] [Zitat vom: 25. März 2010.]
- [14] Prof. Dr. - Ing Helmut Alt. *Energiewirtschaftliche Bedeutung der Windenergie*. [Online] 2002. [Zitat vom: 01. Juni 2010.]
- [15] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. www.erneuerbare-energien.de. [Online] [Zitat vom: 07. Juni 2010.] <http://www.res-legal.de/suche-nach-laendern.html>.
- [16] Hans Winkelmeier; Bernhard Geistlinger. *Alpine Windharvest*. [Online] 09. 12 2004. [Zitat vom: 23. Juni 2010.]
- [17] *Renewable Energy Technology Roadmap 20 % by 2020*. European Renewable Energy Council. EREC. [Online] [Zitat vom: 25. Juli 2010.]
- [18] *Global Wind Energy Outlook 2006 Report*. Global Wind Energy Council. www.gwec.net. [Online] 2006. [Zitat vom: 08. März 2010.]
- [19] *Global Wind Energy Outlook*. Global Wind Energy Council. www.gwec.net. [Online] [Zitat vom: 08. 03 2010.] <http://www.gwec.net/index.php?id=13>.
- [20] *Energiemix der Zukunft*. Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung. www.rewi-essen.de. [Online] 2004. [Zitat vom: 09. August 2010.]
- [21] *Wind Energy and Electricity Prices*. Pöyry for the European Wind Energy Association. www.ewea.org. [Online] April 2010. [Zitat vom: 10. August 2010.]
- [22] *Offshore Foundations: Gravitation + Steel*. Danish Wind Industry Association. www.windpower.org. [Online] [Zitat vom: 16. August 2010.] <http://guidedtour.windpower.org/en/tour/rd/gravitat.htm>.

- [23] *World Energy Outlook 2008*. International Energy Agency. www.iea.org. [Online]
[Zitat vom: 02. April 2010.]
- [24] *World Energy Outlook 2007*. International Energy Agency. www.iea.org. [Online]
2007. [Zitat vom: 2. April 2010.] ISBN: 978-92-64-02730-5.

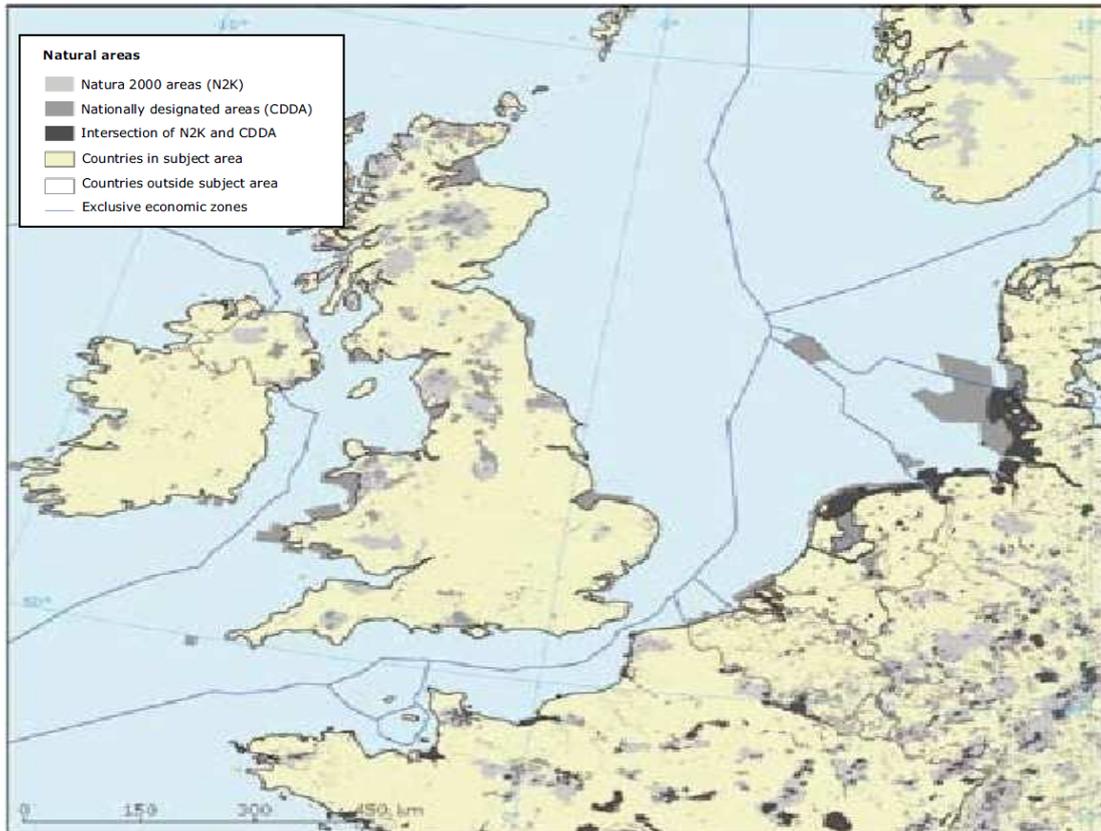


Abbildung 9.3: Naturschutzgebiete im Nordseeraum [1]

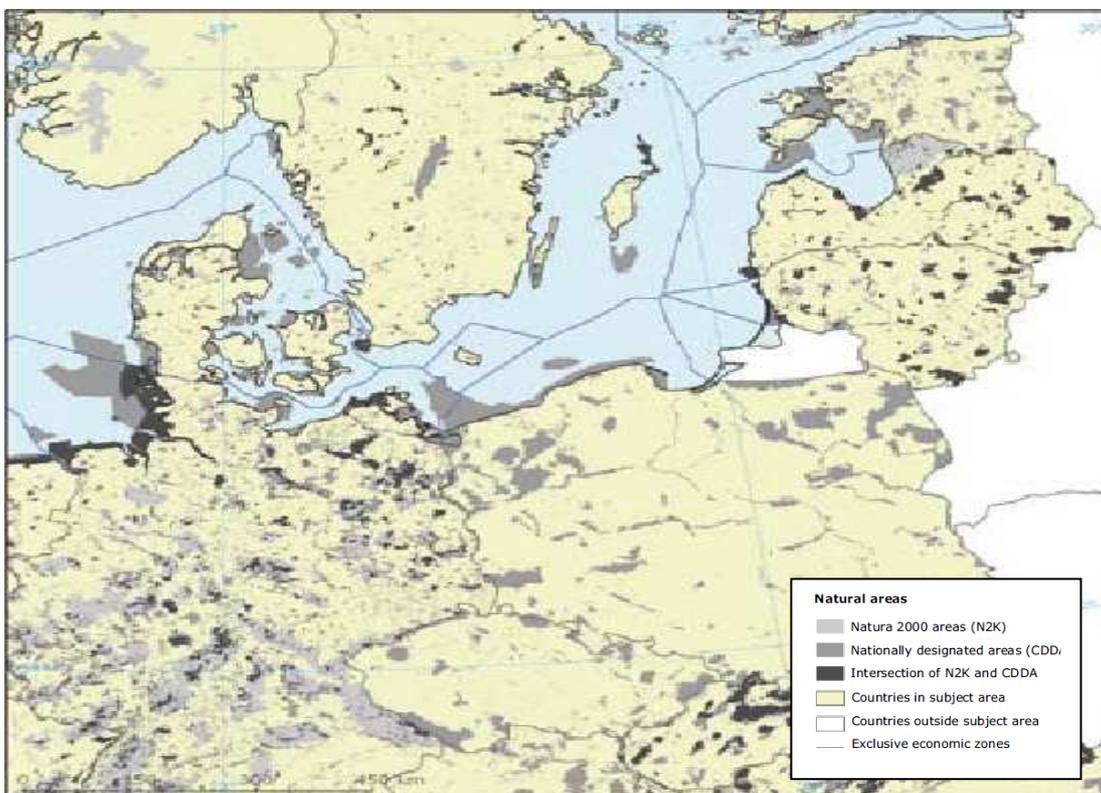


Abbildung 9.4: Naturschutzgebiete im Ostseeraum [1]

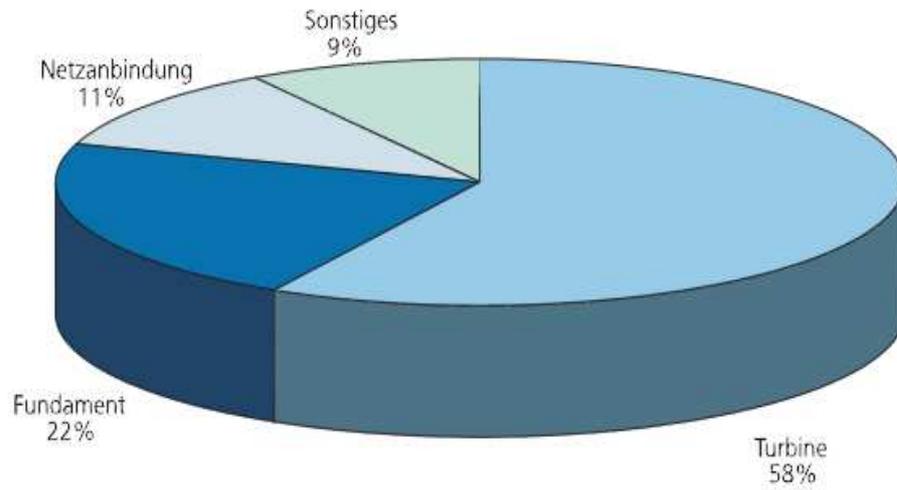


Abbildung 9.5: Investitionskosten Onshore Deutschland 2009 [10]

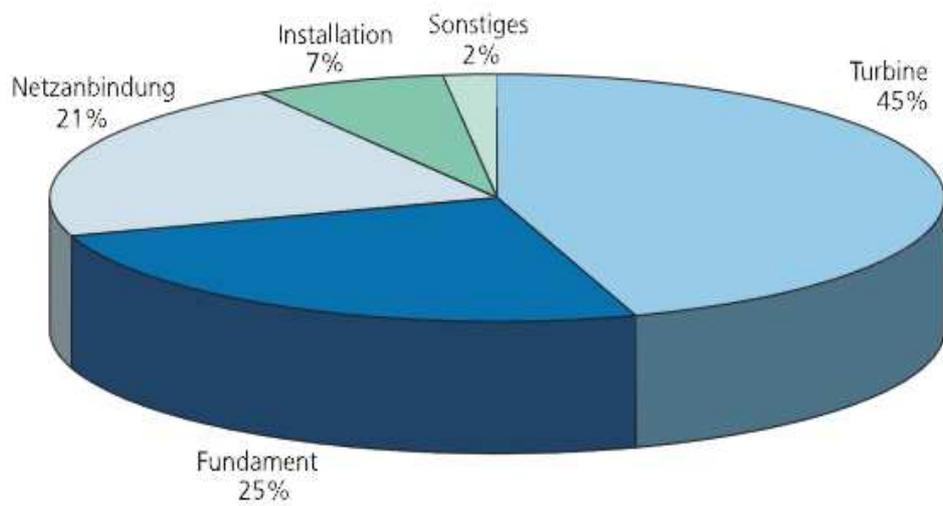


Abbildung 9.6: Investitionskosten Offshore Deutschland 2009 [10]



Abbildung 9.7: Ölpreisentwicklung in Euro und Dollar⁵⁸

	Onshore investments (€2005 billion)	Offshore investments (€2005 billion)	Total investments (€2005 billion)
2000	3.455	0.007	3.462
2001	3.940	0.089	4.028
2002	4.595	0.306	4.901
2003	4.683	0.480	5.162
2004	5.749	0.175	5.924
2005	7.031	0.185	7.215
2006	9.239	0.431	9.670
2007	10.822	0.483	11.305
2008	10.148	0.879	11.026
2009	9.840	1.032	10.872
2010	9.315	2.529	11.844
2011	9.976	3.300	13.276
2012	9.693	3.916	13.609
2013	9.611	4.320	13.931
2014	9.697	4.320	14.017
2015	9.775	4.573	14.348
2016	10.404	5.047	15.451
2017	11.428	5.557	16.984
2018	12.679	6.315	18.994
2019	13.826	7.526	21.352
2020	14.744	8.810	23.554
2021	14.028	9.779	23.807
2022	13.549	10.713	24.262
2023	12.725	11.662	24.387
2024	11.584	12.593	24.177
2025	10.583	13.521	24.103
2026	9.558	14.367	23.925
2027	8.970	15.293	24.264
2028	8.467	15.927	24.394
2029	8.306	16.118	24.424
2030	8.261	16.510	24.771

Tabelle 9.1: Zu erwartende Investitionskosten in die Windenergie bis zum Jahr 2030 [6]

⁵⁸ Quelle [http://www.tecson.de/poelhist.htm#chart_\\$_€](http://www.tecson.de/poelhist.htm#chart_$_€)

9.2 Abkürzungen:

W	Watt → SI - Einheit der Leistung
MW	Mega Watt entspricht $1 \cdot 10^6$ Watt
GW	Giga Watt entspricht $1 \cdot 10^9$ Watt
TW	Tera Watt entspricht $1 \cdot 10^{12}$ Watt
Wh	Wattstunde → SI - Einheit der Arbeit
kWh	Kilo Wattstunde entspricht 1000 Wh
TWh	Tera Wattstunde entspricht $1 \cdot 10^{12}$ Wh
m	Meter → SI - Basiseinheit der Länge
km	Kilo Meter entspricht $1 \cdot 10^3$ m
h	Stunde → entspricht dem 3.600 fachen der SI - Einheit Sekunde
a	Jahr
P_0	Ankommende Windleistung in W
A	Fläche des Rotors in m^2
ρ	Luftdichte → gibt an wie viel Masse Luft in einem bestimmten Volumen enthalten ist
v	Geschwindigkeit → SI - Einheit in m/s
CO ₂	Chemisches Zeichen für Kohlenstoffdioxid
m/s	Einheit der Geschwindigkeit
AC	Alternating current - Wechselstrom
DC	Direct current - Gleichstrom

9.1 Akronyme:

GWEC	Global Wind Energy Council
Offshore	Windenergie Nutzung auf See
Onshore	Windenergie Nutzung an Land
Perihelium	Geringster Abstand der Erde zur Sonne auf ihrer elliptischen Umlaufbahn
Aphelium	Größter Abstand der Erde zur Sonne auf ihrer elliptischen Umlaufbahn
IEA	International Energy Agency
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
WBGU	Wissenschaftlicher Beirat der (deutschen) Bundesregierung Globale Umweltveränderungen
EWEA	European Wind Energy Association
EC	Europäische Kommission
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
EWR	Europäischer Wirtschaftsraum
DEWI	Deutsches Windenergie Institut
StrEG	Stromeinspeisungsgesetz der Bundesrepublik Deutschland
EEG	erneuerbare Energien Gesetz der Bundesrepublik Deutschland
RWI	Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung
Tower	Turm einer Windkraftanlage
Rotor blades	Rotorblätter einer Windkraftanlage
Rotor hup	Rotornabe einer Windkraftanlage
Rotor bearings	Rotorlagerung einer Windkraftanlage
Main shaft	Antriebswelle einer Windkraftanlage
Main frame	Gondellagerung einer Windkraftanlage
Gearbox	Getriebe einer Windkraftanlage
Yaw system	Windnachführung einer Windkraftanlage
Pitch system	Rotorblattdrehsystem einer Windkraftanlage
Power converter	Stromrichter einer Windkraftanlage
Brake system	Bremsanlage einer Windkraftanlage
Nacelle housing	Gondel einer Windkraftanlage
HGÜ	Hochspannungs- Gleichstrom - Übertragung
GIL	Gasisolierte Leitung
EU - ETS	European Union Emission Trading System → Emissionshandelssystem der Europäischen Union
GuD - Kraftwerk	Gas und Dampfkraftwerk
OTC	Over The Counter → Bilateraler Stromhandel
Spotmarkt	Day ahead Market → Kurzfristiger Strommarkt meist 24 Stunden im Voraus
RPM	Regelenergiemarkt
TSO	Transmission System Operators → Übertragungsnetzbetreiber