

IMMOBILENWIRTSCHAFTLICHE ASPEKTE UND VERKEHRSWERTERMITTLUNG VON WINDENERGIEANLAGEN

UNTERSUCHUNGEN MIT FOKUS AUF ÖSTERREICH

Master Thesis zur Erlangung des akademischen Grades
„Master of Science“

eingereicht bei
Mag. Markus Reithofer, MSc, MRICS

Alexander Cwiertniowitz

0627746

Wien, März, 2010

Eidesstattliche Erklärung

Ich, **ALEXANDER CWIERTNIOWITZ**, versichere hiermit

1. dass ich die vorliegende Master These, "IMMOBILENWIRTSCHAFTLICHE ASPEKTE UND VERKEHRSWERTERMITTLUNG VON WINDENERGIEANLAGEN, UNTERTITEL: UNTERSUCHUNGEN MIT FOKUS AUF ÖSTERREICH", 86 Seiten, gebunden, selbständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt und mich auch sonst keiner unerlaubten Hilfen bedient habe, und
2. dass ich diese Master These bisher weder im Inland noch im Ausland in irgendeiner Form als Prüfungsarbeit vorgelegt habe.

Wien, 28.03.2010

Unterschrift

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Problemstellung	1
1.2	Zielsetzung	1
1.3	Methodische Vorgehensweise	2
2	Geschichte der Windräder	3
2.1	Die ersten Windräder mit vertikaler Drehachse	3
2.2	Windräder mit horizontaler Drehachse	3
3	Der Windenergiemarkt	8
3.1	Der Windenergiemarkt weltweit	8
3.2	Der Windenergiemarkt in Österreich	10
4	Definitionen, Begriffe und rechtliche Einordnung	12
4.1	Rechtliche Einordnung	13
4.2	Grundbeanspruchungsverträge zur Errichtung einer Windenergie-anlage	16
4.2.1	Superädifikat	16
4.2.2	Baurecht	17
4.2.3	Eigentumserwerb (Kauf)	18
4.3	Die Anwendbarkeit des Liegenschaftsbewertungsgesetzes ...	18
5	Genehmigungsverfahren und Raumordnung	23
5.1	Genehmigungsverfahren	24
5.2	Raumordnung	24
5.2.1	Niederösterreich	25
5.2.2	Oberösterreich	26
5.2.3	Übrige Bundesländer	29
6	Bewertung allgemeiner Teil	30
6.1	Bewertungszweck	30
6.2	Wertbegriffe	31
6.3	Bewertungsgegenstand	32
6.4	Wertermittlungsverfahren	32
6.5	Aufbau eines Gutachtens	34
7	Die Wertbestimmungsmerkmale von Windenergieanlagen	36
7.1	Standort	36
7.1.1	Geografisch / Meteorologisch	36
7.1.2	Flächenbedarf	38

7.2	Die Anlage.....	38
7.2.1	Aufbau und Funktionsweise von Windenergieanlagen.....	38
7.2.2	Hersteller.....	41
7.2.3	Herstellungskosten/ Nutzungsdauer.....	41
7.2.4	Betriebskosten.....	42
7.3	Einspeiseerlöse.....	44
8	Die Anwendung der unterschiedlichen Bewertungs-verfahren auf Windenergieanlagen mit Standort oder Windenergieprojekte.....	47
8.1	Vergleichswertverfahren.....	47
8.2	Sachwertverfahren.....	48
8.3	Ertragswertverfahren.....	50
8.3.1	Vereinfachtes Ertragswertverfahren mittels Barwert einer ewigen Rente.....	54
8.3.2	Das klassische Ertragswertverfahren unter Anwendung der "Layer-" oder "hard core – top slice" Methode.....	55
8.4	Discounted Cash Flow Verfahren (Barwertverfahren).....	58
8.4.1	Beispiel.....	64
8.5	Ermittlung des Verkehrswertes.....	69
9	Risiko - Rendite.....	70
9.1	Risikobereiche.....	70
9.2	Diskontierungszinssätze in Österreich und Deutschland.....	71
9.3	Amortisationszeit.....	71
10	Windenergieanlagen als Investmentobjekte.....	72
10.1	Beteiligungen als Personengesellschaften.....	72
10.2	Beteiligungen an Kapitalgesellschaften.....	74
10.3	Schuldrechtliche Beteiligungen.....	75
11	Schlussfolgerungen und Ausblick.....	76
11.1	Aspekte bei der Bewertung von Windenergieanlagen.....	77
11.2	Ausblick.....	78
	Abstract.....	80
	Literaturverzeichnis.....	81
	Abbildungs- und Tabellenverzeichnis.....	86

1 Einleitung

“Mitte des 19. Jahrhunderts waren in Europa ca. 200.000 Windmühlen in landwirtschaftlichem Einsatz. Versuche, die Windkraft zur Stromerzeugung zu nutzen, gibt es seit Beginn des 20. Jahrhunderts. (...) Den ersten kurzen Boom erlebte der Windstrom während der Erdölkrise in den 70er Jahren. Seit den 90er Jahren ermöglichen gesetzliche Rahmenprogramme einen nachhaltigen Aufschwung der jungen Branche. Die vermehrte Nachfrage beflügelte die Windkraft-Technologie, die zunehmend effizientere Anlagen hervorbrachte. (...) Windenergieanlagen/ Windenergieparks wurden zu einem Wirtschaftsfaktor in Europa und anderen Teilen der Welt.“
(igwindkraft, 2004a)

1.1 Problemstellung

Aufgrund der relativ kurzen Geschichte der Windenergienutzung zur Stromerzeugung mit Anlagen in der Megawattklasse, findet sich zu diesem Themenkreis relativ wenig Literatur. Wohl gibt es Arbeiten, die sich mit der Technik der Anlagen, oder auch der Bewertung von Investitionen in Windenergieanlagen (Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen) befassen, auch darüber wie die Grundstücke oder deren Nutzungsrechte bewertet werden. Speziell zur Bewertung im Sinne einer Markt- oder Verkehrswertermittlung von Anlagen mit Standort konnten aber zum Beispiel so gut wie keine wissenschaftlichen Arbeiten gefunden werden. Wie es scheint, gibt es keine eigenen Regelwerke.

Transaktionen von Windenergieanlagen gab es in Österreich bislang recht wenige. Die Nachfrage nach Verkehrswertgutachten war daher entsprechend überschaubar und die Frage, wie diese durchzuführen sind nur für einen kleinen Kreis relevant. Dementsprechend sind auch Gutachter, die in diesem Bereich tätig sind, rar.

1.2 Zielsetzung

In dieser Arbeit soll zunächst der Frage der rechtlichen Einordnung gestellt werden. Sind Windenergieanlagen, gemeint sind Anlagen, die an einem genehmigten Standort errichtet sind, als bewegliche oder unbewegliche Sachen zu sehen.

Weiters soll neben verschiedenen immobilienwirtschaftlichen Aspekten, die im Zusammenhang mit Windenergieanlagen stehen, wie die Grundstückssicherung, Raumordnung und Flächenwidmung usw., vor allem das Thema "Verkehrswertermittlung von Windenergieanlagen" beleuchtet werden. Ziel ist es aufzuzeigen, welche Verfahren hierbei zur Anwendung kommen und welche Wertermittlungsmethodik sich als geeignet erweisen könnte.

1.3 Methodische Vorgehensweise

Zur Bewältigung der beschriebenen Aufgabenstellung wurde zunächst eine Literaturstudie durchgeführt. Es wurden unter anderem Werke des Themenkreises Immobilienbewertung und Bewertung von Spezialimmobilien herangezogen, sowie allgemein Werke, die sich mit Windenergieanlagen, deren Planung, Aufbau und Wirtschaftlichkeit befassen. Klassische Literatur zum Thema Bewertung von Windenergieanlagen konnte keine vorgefunden werden, deshalb wurde auch auf aktuelle Artikel, Studien und sonstige Arbeiten aus dem Internet zurückgegriffen. Die in der Immobilienbewertung anerkannten Methoden zur Verkehrswertermittlung wurden auf Ihre Tauglichkeit zur Anwendung an Windenergieanlagen hin untersucht. Es wurden reale Bewertungsgutachten analysiert und Meinungen von verschiedenen Fachleuten zur Unterstützung und Untermauerung der vorliegenden Arbeit herangezogen.

2 Geschichte der Windräder

Obwohl sich diese Arbeit in weiterer Folge ausschließlich auf Windenergieanlagen, die der Stromerzeugung und –einspeisung dienen, befasst, soll hier der Vollständigkeit halber zunächst auf die historische Entwicklung von den Windmühlen bis hin zu den heute gängigen Windkraftanlagen eingegangen werden.

2.1 Die ersten Windräder mit vertikaler Drehachse

“Die ersten Maschinen zur Nutzung der Windenergie wurden nach Meinung der Historiker im Orient eingesetzt. Hammurabi [mesopotamischer Herrscher und Gesetzgeber; Anm. des Verfassers] soll schon 1700 vor Christus mit Windrädern die Ebenen Mesopotamiens bewässert haben“ (Golding, 1976, zitiert nach Gasch & Schubert, 2007:16).

Im persisch-arabischen Raum wurden die ersten Windmühlen zum Mahlen von Getreide bereits um 500 nach Christus erbaut. *“Diese Windmühlen waren besonders geeignet für die Gegebenheiten in Persien, da dort starke Nordwestwinde mit bis zu 200 km/h vorherrschen“* (igwindkraft, 2004b, 2009).

Urkundlich belegt ist die frühe Nutzung von Windkraft in Afganistan: Schriften des 7. Jahrhundert nach Christus bekunden, dass dort der Beruf des Mühlenbauers hohes Ansehen genoss (Golding, 1976, zitiert nach Gasch & Schubert, 2007). Noch heute kann man Ruinen solcher Windräder im Raum Afganistan und Iran finden.

Die ersten Windräder hatten eine vertikale Drehachse. Solche fanden sich nicht nur im oben beschriebenen arabischen Raum, sondern etwas später (ca. 1.000 nach Christus) auch in China, dort allerdings nicht in der Bauart mit abgeschatteter Seite wie die afghanische bzw. persische Variante, sondern mit – gegen den Wind - wegklappenden Segelmatten.

2.2 Windräder mit horizontaler Drehachse

Viel später als die Ursprünge der Windkraftnutzung in Mesopotamien entwickelte man in Europa ungefähr im 12. Jahrhundert nach Christus Windanlagen. Diese hatten allerdings eine horizontale Drehachse (Rotor), die Flügel drehten sich also in

einer senkrechten Ebene zum Wind, wie ein Flugzeugpropeller. Die älteste Mühle dieser Bauform war die so genannte „Bockwindmühle“ und hatte wahrscheinlich in England oder Frankreich Ihren Ursprung. Sie verbreitete sich in den nächsten Jahrhunderten in Mitteleuropa.

In Südeuropa bzw. im Mittelmeerraum fand mit der Turmwindmühle eine andere Form der „Horizontalachser“ Anwendung. Die ersten dieses Types sind im 13. Jahrhundert nach Christus nachgewiesen (Golding, 1976, zitiert nach Gasch & Schubert, 2007).



Abbildung 1: Turmwindmühle

(Quelle: <http://www.muldenschiffer.de/linksundrechts.html>)

In Holland entstand im 15. Jahrhundert die Wippmühle, die insofern eine Weiterentwicklung der Bockwindmühle darstellte, als diese eine Pumpe antreiben konnte und so zur Entwässerung eingesetzt wurde. In weiterer Folge entwickelte man im 16. Jahrhundert die „Holländermühle“, die sich automatisch in den Wind richtete und die kontinuierlich weiterentwickelt wurde.

1854 entstand in den USA die bekannte Westernmill, die hauptsächlich als Wasserpumpe diente. Ein Meilenstein wurde Ende des 19. Jahrhunderts ebenfalls in den Vereinigten Staaten gesetzt: *“1887/1888 baute Carles F. Brush in Cleveland,*

Ohio, die erste vollautomatische Windkraftanlage zur Stromerzeugung“ (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, 2009)

Ende des 19. Jahrhunderts und Anfang des 20. Jahrhunderts forschte und entwickelte in Dänemark ein Professor der Askov-Hochschule, Poul LaCour an der Nutzung der Windenergie zur Stromerzeugung. Er fand heraus, dass Anlagen mit weniger Rotorblättern aber mehr Geschwindigkeit für die Stromerzeugung wesentlich effizienter eingesetzt werden konnten. Er entwickelte ein 4-flügeliges Windrad zur Gleichstromerzeugung, das während des ersten Weltkrieges in Dänemark weite Verbreitung (250 Anlagen) fand (Gasch & Schubert, 2007).

Nach dem ersten Weltkrieg und zur Zeit der Weltwirtschaftskrise und der Rohstoffverknappung in den 1930er und 1940er Jahren stieg das Interesse an der Nutzung der Windenergie, und gestützt auf den Erfahrungen der Propellerauslegungen der Militär- und Zivilflugzeuge setzte eine Welle der wissenschaftlichen Durchdringung des Windturbinenbaus ein. (Gasch & Schubert, 2007 und Winkelmeier, 2003/04)

Man erkannte, dass man dem Wind maximal 59 % seiner kinematischen Energie entziehen kann. 1941 entwickelte der Ingenieur Palmer C. Putnam in den Vereinigten Staaten zusammen mit dem Wasserturbinehersteller Smith die erste netzeinspeisende Großanlage mit einem Rotordurchmesser von 53 Meter und 1.250 kW Nennleistung (Gasch & Schubert, 2007).

Nach dem zweiten Weltkrieg ging auch die Entwicklung in Europa weiter - z.Bsp. baute Johannes Juul die weltweit erste Windkraftanlage zur Erzeugung von Wechselstrom - bis zu Beginn der 60er Jahre billige Ölimporte die Wettbewerbsfähigkeit des Windstroms schrumpfen ließ.

Nach der Energiekrise in den 1970er Jahren erlebte die Windkraft eine Renaissance. *“In dieser Zeit wurden die Großanlagen der ersten Generation, z.Bsp. GROWIAN, Deutschland (D=100m, 3 MW Nennleistung), WTS 3, Schweden (D=78m, 3 MW), ... oder BOEING MOD-2, USA (D=91m, 2,5 MW) entwickelt. All diese Großanlagen hatten mit technischen Problemen zu kämpfen und konnten niemals einen regulären Dauerbetrieb aufnehmen“* (Winkelmeier, 2009).



Abbildung 2: GROWIAN, Deutschland 1981

(Quelle:<http://www.rwe.com/web/cms/de/8696/rwe/rwe-konzern/ueber-rwe/rwe-geschichte/chronik/1968-1980/>.)

Eine positivere Entwicklung geschah in Dänemark, dort ging 1976 die erste netzgekoppelte Windkraftanlage in Betrieb, und mit den Erfahrungen und Technologien kleinerer Anlagen wurden schrittweise immer größere Anlagen gebaut.

1985 wurden in Kalifornien, USA, Steuerabschreibungsregelungen eingeführt, die einen Durchbruch der Windenergieanlagen einleiteten (IG Windkraft, 2005c). Die Dänen konnten nun Massenprodukte fertigen und bauten eine marktbeherrschende Stellung auf. 1991 trat durch das Stromeinspeisungsgesetz auch in Deutschland ein Boom ein. Deutschland ist heute weltweit Spitzenreiter an installierter Windkraftleistung.

Standardanlagen haben heute Durchmesser von 80 bis 100 m und 1,5 bis 3 MW Leistung. Die größte in Betrieb befindliche Anlage ist die Enercon E126 mit einem Rotordurchmesser von 126 m und einer Leistung von 6 MW. (GWEC & Greenpeace Int., 2008)

Nachfolgende Abbildung zeigt die Größenentwicklung der Rotorblätter und Leistungsentwicklung der Anlagen von 1985 bis heute:

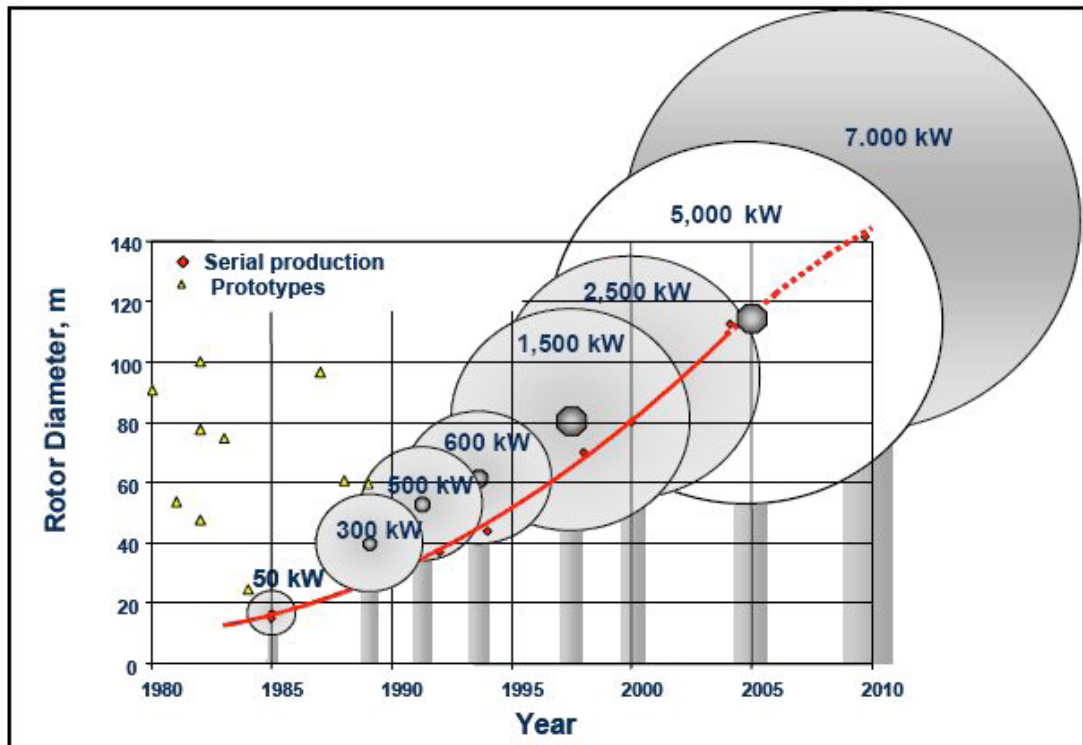


Abbildung 3: Entwicklung Rotordurchmesser/ Leistung

(Quelle: DEWI, aus www.igwindkraft.at, Februar 2009)

3 Der Windenergiemarkt

Die Ursachen für das Wachsen des Windenergiemarktes in den letzten Jahren sind vor allem die geänderte Einstellung zum Klimaschutz, weltweit steigende Energiepreise sowie das Anliegen besserer Versorgungssicherheit.

3.1 Der Windenergiemarkt weltweit

Unterstützt durch das Entstehen entsprechender rechtlicher Rahmenbedingungen stieg die Anzahl der Windenergieanlagen seit Mitte der 90er Jahre rasant an. 2007 erreichte die weltweit installierte Leistung laut GWEC (Global wind energy council) einen Wert von 93.000 MW, was einen Anstieg von rund 31% gegenüber 2006 bedeutet.

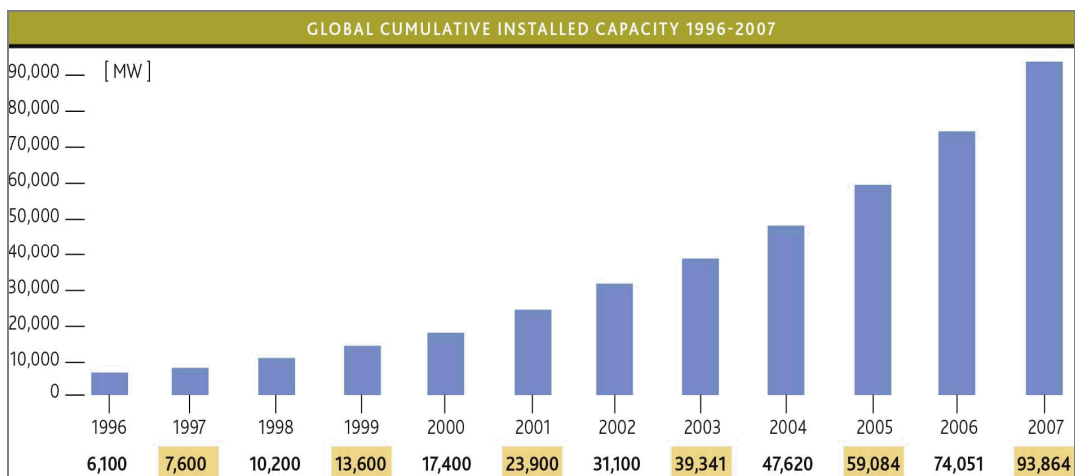


Abbildung 4: Entwicklung weltweit installierter Leistung Windenergie

(Quelle: Global wind energy outlook 2008, GWEC & Greenpeace Int.)

Das an installierter Leistung bis Ende 2007 führende Land ist Deutschland mit rund 22.300 MW, gefolgt von den USA (16.800 MW), Spanien (15.100 MW), Indien (7.800 MW) und China (5.900 MW).

Es ist davon auszugehen, dass Deutschland in Kürze von den in diesem Bereich rasch wachsenden Märkten wie USA oder China abgelöst wird. Auch in den USA ist zu beobachten, dass die Anzahl der Entwicklung und Betriebsnahme neuer Anlagen mit der (gesetzlichen) Sicherheit der Rahmenbedingungen für Einspeisung und

(gestützter) Abnahmetarife bzw. Steuerbegünstigungen einhergeht (GWEC & Greenpeace Int., 2008).

Nachfolgende Abbildung zeigt die Verteilung der installierten Leistung nach Ländern im Jahr 2007:

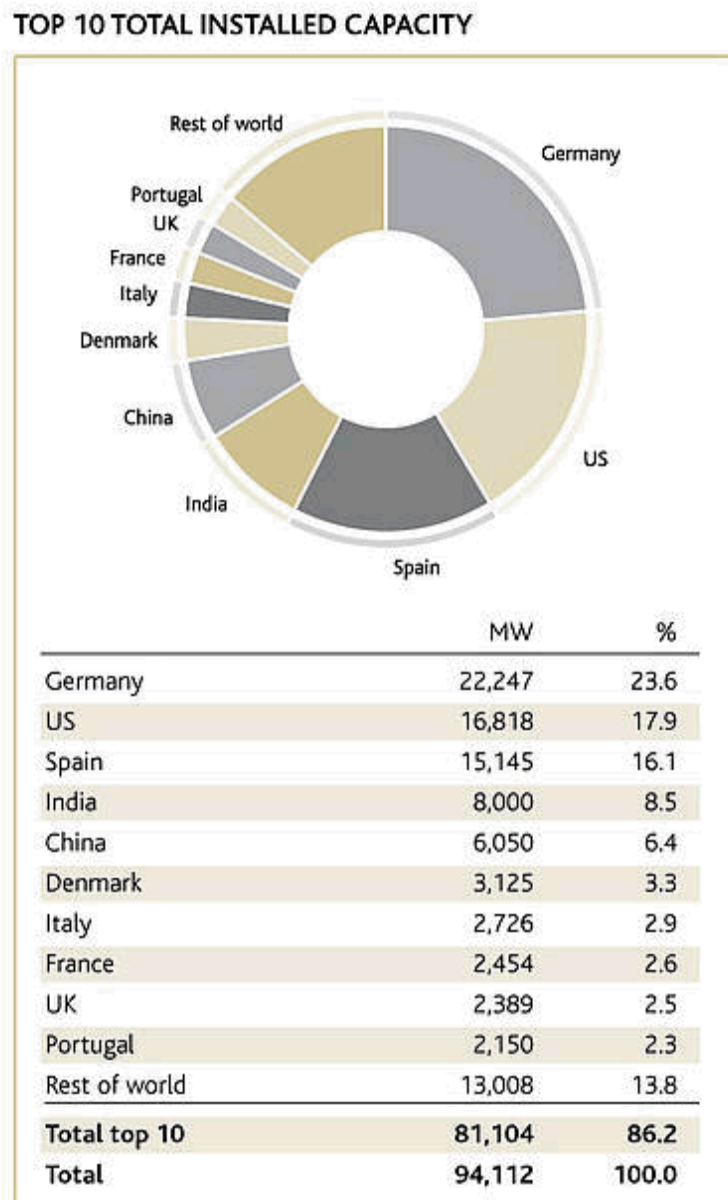


Abbildung 5: Weltweit installierte Leistung nach Ländern (Top 10)

(Quelle: Global wind energy outlook 2008, GWEC & Greenpeace Int.)

3.2 Der Windenergiemarkt in Österreich

In Österreich werden derzeit ca. 3,5 % des Strombedarfs aus Windenergie erzeugt. Die erste größere Windenergieanlage in Österreich wurde im Jahre 1994 in Betrieb genommen. Jedoch startete erst mit dem Ökostromgesetz (BGBl 149/2002) ein rasanter Ausbau der Windkraft. Im Jahr 2003 wurden 276 MW Leistung installiert und allein in den Monaten von Juli 2005 bis Juli 2006 wurden Anlagen mit insgesamt 350 MW installiert. Dann - im Juli 2006 - erfolgte mit Inkrafttreten einer Novelle des Ökostromgesetzes ein veritabler Abbruch der Investitionen, da die neuen Tarifregelungen kaum wirtschaftlich sinnvolle Projektentwicklungen zuließen (IG Windkraft, 2008).

Nachfolgendes Diagramm zeigt die Auswirkung der Ökostromnovelle 2006:

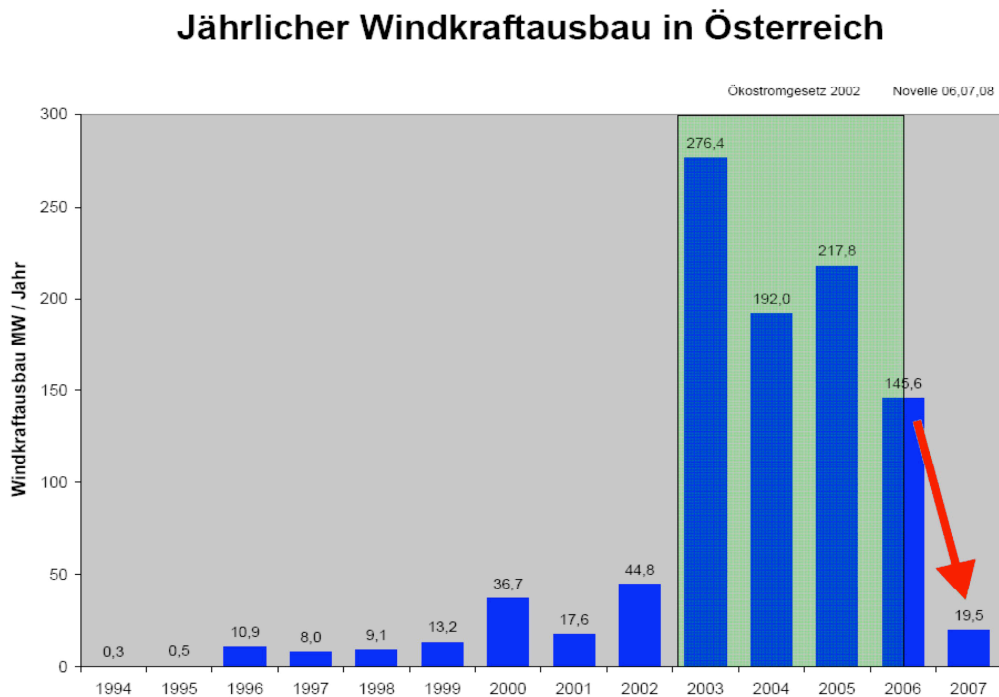


Abbildung 6: Windkraftausbau in Österreich 1994 bis 2007

(Quelle: Mag. Stefan Hantsch, Mag. Stefan Moidl, Studie: Das realisierbare Windkraftpotenzial in Österreich bis 2020, St.Pölten, Juli 2007)

Derzeit sind in Österreich 612 Anlagen mit einer Leistung von ca. 990 MW installiert. Diese Kraftwerke erzeugen rund 2 TWh Strom pro Jahr. Diese Leistung entspricht in etwa dem Verbrauch von 560.000 Haushalten (IG Windkraft, 2009).

In Österreich liegt der Schwerpunkt der Windenergieerzeugung, aufgrund der dort vorherrschenden guten Windverhältnisse, im Nordburgenland und im Weinviertel.

Mit Abstand befinden sich in diesen Gebieten die meisten Windparks bzw. Anlagen. An installierter Leistung ist Niederösterreich mit 527 MW Spitzenreiter, vor dem Burgenland mit 369 MW.

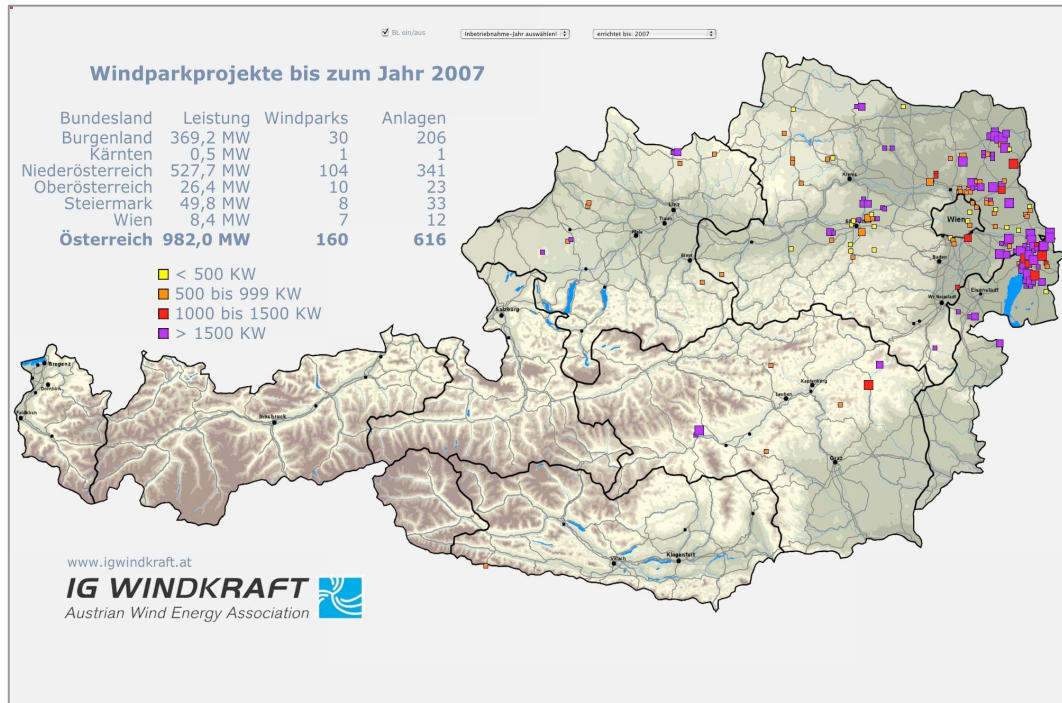


Abbildung 7: Windkraftanlage Standorte in Österreich, geographische Verteilung

(Quelle: www.igwindkraft.at, 2009)

4 Definitionen, Begriffe und rechtliche Einordnung

Nachfolgendes Kapitel versucht Definitionen für Windenergie und Windenergieanlagen zu finden und diese in das Sachenrecht einzuordnen. Weiters wird dargestellt wie Grundbeanspruchungsverträge für die Errichtung von Windenergieanlagen gestaltet sein können und ob das Liegenschaftsbewertungsgesetz für solche angewandt werden könnte bzw. müsste. Letztlich wird auch der Versuch unternommen Windenergieanlagen als Sonderimmobilie zu definieren und die Besonderheiten solcher im Allgemeinen beschrieben.

Was ist Windenergie

Durch Sonneneinstrahlung kommt es zu unterschiedlicher Erwärmung der Erdoberfläche und aufgrund dessen zum Auftreten von Luftdruckunterschieden. Die Luft ist bestrebt die Druckunterschiede auszugleichen und strömt daher von Gebieten höheren Druckes in Gebiete niedrigeren Luftdruckes. Wind ist daher die kinematische Energie (Bewegungsenergie) der bewegten Luftmassen. Sie zählt zu den "erneuerbaren" Energien (Energie-Control GmbH, 2009).

Definition Windenergieanlagen

"Windkraftanlagen [Windenergieanlagen] sind Energiewandler. Unabhängig von der Anwendung, Bauform oder konstruktiver Aufbau ist allen Windkraftanlagen die Wandlung der kinematischen Energie der bewegten Luftmasse in mechanische Rotationsenergie gemeinsam" (Twele, Heilmann, Schubert, 2007:49).

Diese mechanische Rotationsenergie wird dann entweder direkt (mechanisch) zum Antrieb von Mahl-, Säge- oder Hammer- oder Presswerken eingesetzt, in hydraulische (Wasserpumpen) oder thermische Energie (Heizung, Kühlung) gewandelt oder aber in elektrische Energie gewandelt und in ein Netz eingespeist (Twele, Heilmann, Schubert, 2007).

Letztere ist die bedeutendste Anwendung und alleine auf diese konzentriert sich auch die gegenständliche Arbeit. Für diese Anwendung lässt sich daher folgende Definition erstellen:

Windenergieanlagen oder Windkraftwerke sind Anlagen, die an einem geeigneten Standort errichtet werden, um die dort auftretende kinematische Energie des

Windes durch Rotoren aufzunehmen und in einem Generator zu elektrischer Energie zu wandeln und diese in ein Stromnetz einzuspeisen.

Bei Anordnung mehrerer Windenergieanlagen in räumlicher Nähe zueinander spricht man von einem Windpark oder einer Windfarm. Man unterscheidet on-shore -(am Land) und off-shore -(zu Wasser) Anlagen.

Im wesentlichen sind es drei Faktoren, die jenes notwendige wirtschaftliche und rechtliche Zusammenspiel bilden, dem sich diese Arbeit widmet:

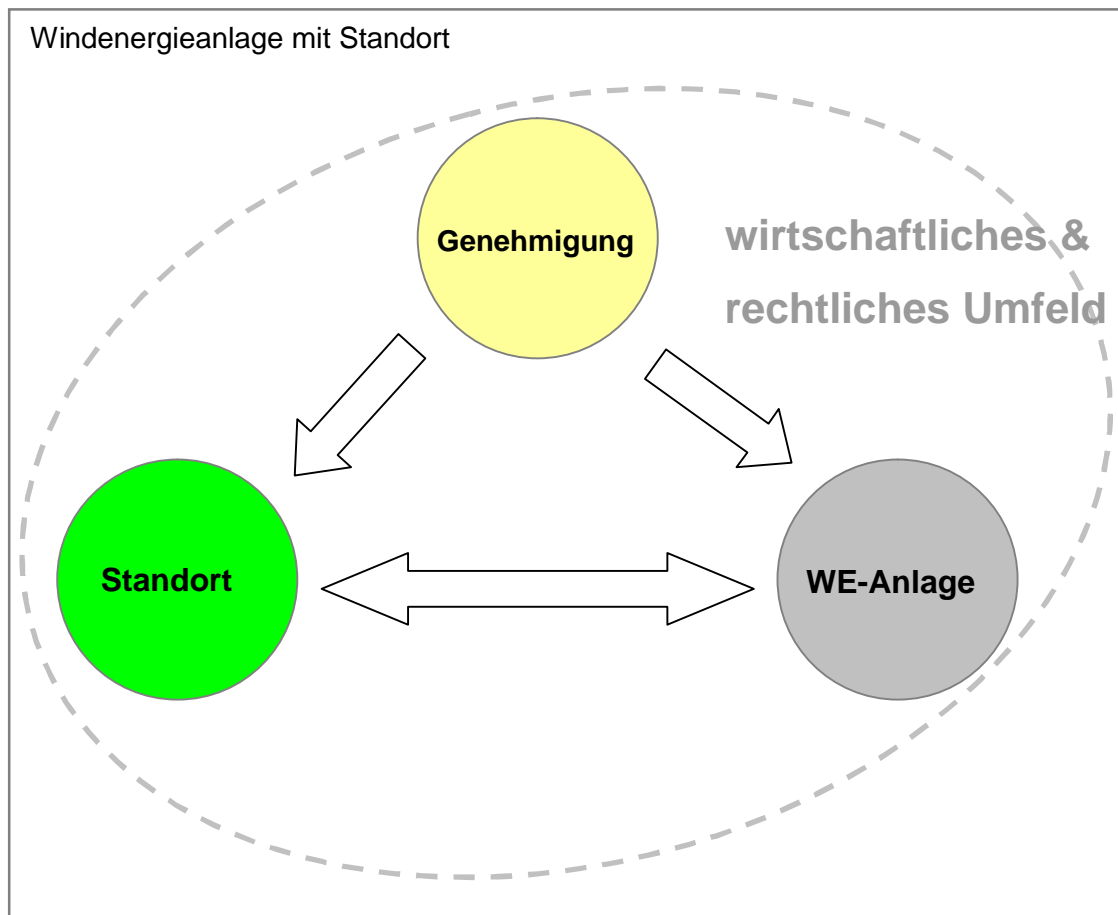


Abbildung 8: schematische Auflösung WEA mit Standort

(Quelle: eigene Abbildung)

4.1 Rechtliche Einordnung

Jene Windmühlen, die bis ins 18. Jahrhundert genutzt wurden, die gegebenenfalls dem Betreiber auch zu Wohnzwecken dienten, wurden mit der Absicht errichtet

“ewig“ am Standort zu bleiben. Sie stellen, wie am Beispiel Turmwindmühle zu erkennen, von der Konstruktion her schon ein Gebäude im langläufigen Sinn dar. Im Gegensatz dazu fehlt den seit Ende des 19. Jahrhunderts zur Stromerzeugung entwickelten Windenergieanlagen, wie der Name schon schließen lässt, diese gebäudetypische Konstruktionsform. Es sind vielmehr technische Anlagen, die auf einem Grundstück errichtet werden, mit der Absicht sie für die Nutzungsdauer der Anlage dort zu belassen.

Betrachtet man nun Grundstück und Anlage separat, wird ersteres gemäß Sachenrecht im ABGB als unbewegliche Sache und zweites als bewegliche Sache qualifiziert werden.

Befindet sich eine Windenergieanlage als technische/ bauliche Anlage auf einem Grundstück, kann die Anwendbarkeit des § 297 ABGB geprüft werden. Gemäß dem aus dem römischen Recht stammenden Grundsatz “superficies solo cedit“ (ABGB § 297) werden bewegliche Sachen Teil der Immobilie, sobald sie auf einem Grundstück errichtet und mit diesem fix verbunden sind. Sie teilen dann – sachenrechtlich - das Schicksal des Grundstücks. Im Allgemein Bürgerlichen Gesetzbuch heißt es dazu:

§ 297 ABGB:

“Eben so gehören zu den unbeweglichen Sachen diejenigen, welche auf Grund und Boden in der Absicht aufgeführt werden, daß sie stets darauf bleiben sollen, als: Häuser und andere Gebäude mit dem in senkrechter Linie darüber befindlichen Luftraume; ferner: nicht nur Alles, was erd- mauer- niet- und nagelfest ist, als: Braupfannen, Brantweinkessel und eingezimmerte Schränke, sondern auch diejenigen Dinge, die zum anhaltenden Gebrauche eines Ganzen bestimmt sind: z. B. Brunneneimer, Seile, Ketten, Löscheräte [sic!] und dergleichen“.

In dem Erkenntnis des OGH vom 16.04.1987, RS0009921, Geschäftszahl 7Ob513/87; 3Ob144/93; 3Ob119/93; 6Ob23/00a; 7Ob222/00y; 3Ob219/01d; 9Ob133/03d; 7Ob31/06v ist zu dem Begriff “Gebäude“ ausgeführt:

„Gebäude ist alles, was auf Grund gebaut und mit ihm fest verbunden ist. Dazu gehören nicht nur Häuser, sondern auch andere Bauten, gleichviel aus welchem Material sie bestehen, zB Umfassungsmauern, Holzzäune, Eisengitter, ständige Flaggenmaste, auch Aussichtswarten, Maschinenschuppen, Scheunen, Transformatorenhäuser. Auch Fertigteilhäuser, Fertigteilschwimmb Becken und Fertigteilgaragen werden dem Begriff des Gebäudes nach § 297 ABGB (beziehungsweise §94 BGB) zugeordnet.“

Nun sind Windenergieanlagen durch ihr Fundament zweifelsohne fix mit dem Boden verbunden. Ob eine Absicht vorliegt, die Anlage stets auf Grund und Boden zu belassen, ist wohl nur individuell zu beantworten. Grundbeanspruchungsverträge für Grundstücke, auf denen eine Anlage errichtet wird, stellen bislang meist auf den Zeitraum der Lebensdauer der Anlage gegebenenfalls mit Option auf Verlängerung ab. Die Nutzungsdauer der heutigen Windenergieanlagen ist mit 20 bis 25 Jahren begrenzt. Die technische Entwicklung der Anlagen ging in den letzten Jahren so rasant, dass ein längerer Erhalt "veralteter" Anlagen auch nicht erstrebenswert ist.

Der OGH führte weiters unter der Geschäftszahl 5Ob278/07d vom 19.02.2008 wie folgt aus:

“Der Grundsatz, dass das Eigentum an dem auf fremden Grund errichteten Gebäude dem Grundeigentümer zufällt, schlägt dann nicht durch, wenn das Gebäude nicht in der Absicht aufgeführt wurde, auf dem Grund zu bleiben (Superädifikat; § 435 ABGB; RIS-Justiz RS0009939). Entscheidend dafür, ob ein Gebäude durch seine Errichtung kraft Gesetzes zum (unselbstständigen) Bestandteil des Grundes wird, ist die Belassungsabsicht des Erbauers im Zeitpunkt der Errichtung des Gebäudes (vgl RIS-Justiz RS0009865 [T8]).“

Es empfiehlt sich daher, möchte man Eigentum der Anlage auf fremden Grund wahren, entsprechende Vorkehrungen vor Errichtung der Anlage zu treffen. Das österreichische Recht bietet zwei bzw. drei Möglichkeiten den Grundsatz "superficies solo cedit" zu durchbrechen, nämlich das Superädifikat und das Baurecht. Beide haben gemein, dass der Bestand der Sache am Grundstück auf

eine bestimmte Zeit und nicht auf "ewig" ausgerichtet ist. Theoretisch – für Windenergieanlagen aber aufgrund der kurzen Wirkungsdauer ungeeignet – gibt es noch die Möglichkeit der Anmerkung (im Grundbuch) nach §279a ABGB (Maschineneigentum).

„Werden mit einer unbeweglichen Sache Maschinen in Verbindung gebracht, so gelten sie nicht als Zugehör, wenn mit Zustimmung des Eigentümers der Liegenschaft im öffentlichen Buch angemerkt wird, dass die Maschinen Eigentum eines anderen sind...“ (§297a ABGB)

Die Anmerkung verliert aber nach fünf Jahren ihre Wirkung.

Mit weiterer Entwicklung bzw. Ausreifung der Technologie kann es jedoch durchaus vorstellbar werden, dass solche Anlagen auch eine längere Nutzungsdauer aufweisen, und nur Komponenten getauscht werden müssen, wie dies heute für manche der Anlagenteile der Fall ist. Es könnte dann ein längerer Verbleib der Anlage am Grundstück beabsichtigt werden. Eigentumsrechtlich würde dann wahrscheinlich auch vermehrt ein Kauf des Grundstückes in Erwägung gezogen werden.

4.2 Grundbeanspruchungsverträge zur Errichtung einer Windenergieanlage

Für den Eigentümer bzw. den Betreiber einer Windenergieanlage stellt sich die Anforderung, das Grundstück, für das er die Genehmigungen für die Errichtung und den Betrieb einholt, zumindest für die Lebensdauer der Anlage nutzen zu dürfen. Zur Absicherung dieser Notwendigkeit eröffnen sich folgende - teils schon oben angeführte - Rechtsformen, die eine Beanspruchung des Grundstückes sicherstellen können: Superädifikat, Bauecht und Eigentumserwerb.

4.2.1 Superädifikat

Ein Superädifikat ist ein Bauwerk auf fremden Grund oder unter der Bodenfläche ohne Belassungsabsicht. Superädifikate sind gemäß § 297 ABGB als bewegliche

Sache zu qualifizieren und werden deshalb auch nicht Bestandteil der Liegenschaft. (Bienert, 2007).

Möchte man auf fremden Grund Eigentümer einer zu errichtenden Windenergieanlage bleiben, gilt es wie weiter oben bereits ausgeführt durch Darstellung der "mangelnden Belassungsabsicht" dem Erfordernis zum Entstehen eines Superädifikates zu entsprechen. Neben dem äußeren Erscheinungsbild und/oder der Zweckwidmung kann gemäß OGH Entscheidung 2Ob242/05k auch das Grundnutzungsverhältnis zur Bestimmung der fehlenden Belassungsabsicht (mit-)heran gezogen werden. Es empfiehlt sich der Abschluss eines befristeten Mietvertrages für das Grundstück. Ein befristeter Mietvertrag kann durch Verbücherung verdinglicht werden. Zusätzlich, um das Superädifikat Dritten gegenüber ersichtlich zu machen, empfiehlt sich die Anmerkung eines Bauwerkes gemäß § 435 ABGB im A2-Blatt der Grundbuchseinlage. *"Damit wird die dingliche Wirkung gegenüber jeden Käufer der Liegenschaft bewirkt."* (Kranewitter, 2007:227)

„Ein Überbau im Sinne des § 435 ABGB liegt vor, wenn auf fremden Grund ein Bauwerk in der Absicht aufgeführt wird, dass es nicht stets darauf bleiben soll. Das Fehlen der Belassungsabsicht muss äußerlich erkennbar sein. Die maßgebliche Absicht tritt im Allgemeinen durch das äußere Erscheinungsbild des Bauwerkes hervor. Die kann aber auch aus anderen Umständen erschlossen werden, zum Beispiel aus den Rechtsverhältnissen, die zwischen dem Grundeigentümer und dem Erbauer bestehen.“ (RS0011252 Entscheidungsdatum 14.09.1983)

Zur Begründung eines Superädifikates bestehen keine Formgebote. Es entsteht durch Bauführung in Ausübung eines zeitlich befristeten Nutzungsrechtes. *"Dieses Nutzungsrecht an der Liegenschaft stellt rechtlich einen Bestandsvertrag dar und wird in der Praxis oftmals als "Grundbenützungsbereinkommen" bzw. "Superädifikats(gestattungs)vertrag" bezeichnet"* (Bienert, Funk, 2007, S.420).

4.2.2 Baurecht

Als Baurecht bezeichnet man hingegen (neben dem Begriff des "öffentlichen" Baurechts) ein dingliches, veräußerbares, vererbliches Recht auf Zeit zur Errichtung

und Erhaltung eines Bauwerkes auf einem fremden Grundstück für die Dauer von mindestens zehn und maximal 100 Jahre (Bienert, 2007).

Für das Baurecht wird im Grundbuch eine eigene Einlagezahl geschaffen (Baurechtseinlage) und im C-Blatt der Stammeinlage der belasteten Liegenschaft eine entsprechende Eintragung vorgenommen (Bienert, Funk, 2007).

Im Gegensatz zum Superädifikat gilt das Baurecht als unbewegliche Sache. Die Begründung des Baurechts erfolgt durch Abschluß eines schriftlichen Baurechtvertrages und der Eintragung des Baurechtes in das Grundbuch (Titel und Modus).

4.2.3 Eigentumserwerb (Kauf)

Zur Sicherung des notwendigen Grundstücks kann natürlich auch Eigentum erworben werden. Dies geschieht in Österreich durch Kaufvertrag (Titel) und Eintragung im Grundbuch (Modus).

Neben den notwendigen Flächen zur Errichtung der eigentlichen Anlage wird es auch nötig sein, Vorkehrungen für die Leitungsführung und ggf. die Zufahrten zu treffen. Diese Flächen werden in der Regel oft als Dienstbarkeiten in Form eines Servituts zur Nutzung gesichert. Auch diese Dienstbarkeiten, sollen sie dinglich sein, bedürfen Titel und Modus.

4.3 Die Anwendbarkeit des Liegenschaftsbewertungsgesetzes

Die Tatsache, dass eine Windenergieanlage zum Betrieb außer der eigentlichen Anlage, bestehend aus Rotor, Gondel und Turm etc. auch über ein Fundament, eine Transformatorstation, die Zufahrten und über eine standort- und anlagenbezogene Genehmigung verfügen muss, spricht dafür, dass Windenergieanlagen mit ihrem Standort eine wirtschaftlich zusammenhängende Einheit bilden. Ungeachtet dessen kann der Bewertungsgegenstand auch nur ein Teil dieser Einheit sein, z.B. die Windenergieanlage (Turm, Gondel, Rotor) selbst oder aber auch ein Grundstück mit vorhandenen Genehmigungen zur Errichtung und Betrieb einer Windenergieanlage (Projektbewertung).

Jedenfalls, so die Erkenntnis des Verfassers, können an einem Standort errichtete Windenergieanlagen in den Geltungsbereich des Liegenschaftsbewertungsgesetzes, das bei gerichtlichen Verfahren verbindlich anzuwenden ist, fallen, da

entweder die Anlage gemäß §297 ABGB Teil des Grundstücks geworden ist, oder aber weil ein Superädifikat oder ein Baurechtsvertrag vorliegt und auch diese beiden in den Geltungsbereich fallen:

§1 (1) LBG zum Geltungsbereich (Bewertungsgegenstand):

“Dieses Bundesgesetz gilt für die Ermittlung des Wertes (Bewertung) von Liegenschaften, Liegenschaftsteilen und Überbauten in Sinn §435 ABGB (Superädifikate) sowie von damit verbundenen Rechten und darauf ruhenden Lasten in allen gerichtlichen Verfahren.“

Diese Definition des LBG findet sich auch gleich lautend in der ÖNORM B 1802 zum Anwendungsbereich, d.h. die Eingrenzung des LBG wird auch außerhalb des zwingenden Geltungsbereiches für gerichtliche Verfahren in analoger Form angewendet (Bienert, 2007).

Punkt 1 der ÖNORM B 1802, Liegenschaftsbewertung lautet:

„Diese ÖNORM ist anwendbar bei der Ermittlung der Grundlagen des Verkehrswertes von bebauten und unbebauten Liegenschaften und Liegenschaftsteilen, einschließlich der Bestandteile wie Gebäude und Außenanlagen, sowie von Superädifikaten (Überbauten) und von Baurechten.“

Die ÖNORM ergänzt hier gegenüber dem LBG also noch die explizite Aufzählung der “Bestandteile“ und der “Baurechte“.

Nachfolgende Grafik zeigt die möglichen Gegenstände der Immobilienbewertung:

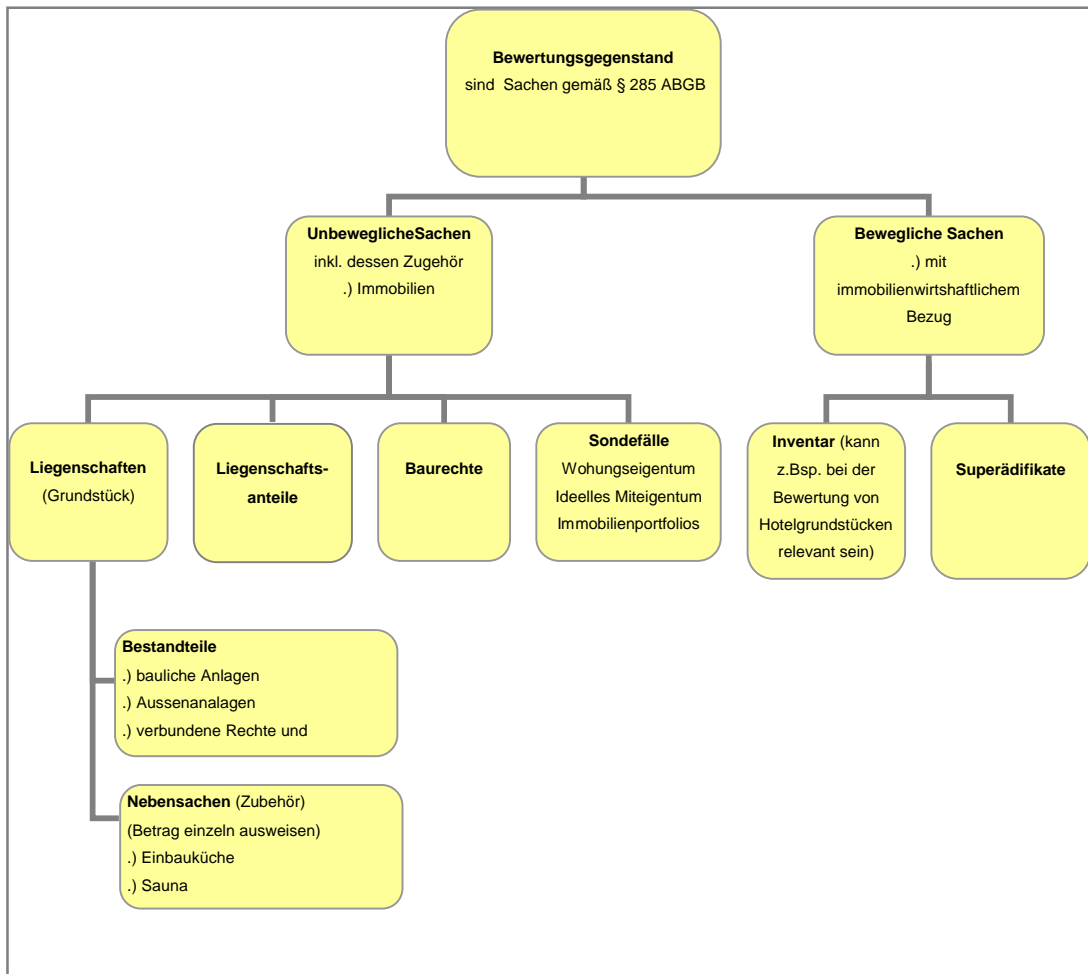


Abbildung 9: Gegenstand der Immobilienbewertung

(Quelle: Bienert, Funk, 2007, S. 52)

Windenergieanlagen als Sonderimmobilie

Windenergieanlagen bzw. Windparks werden in der einschlägigen Literatur nebst anderen Kraftwerken sowie Flughäfen, Bahnhöfen, Parkhäusern etc. unter Infrastrukturimmobilien eingeordnet, die wiederum den Sonderimmobilien zugeordnet werden.

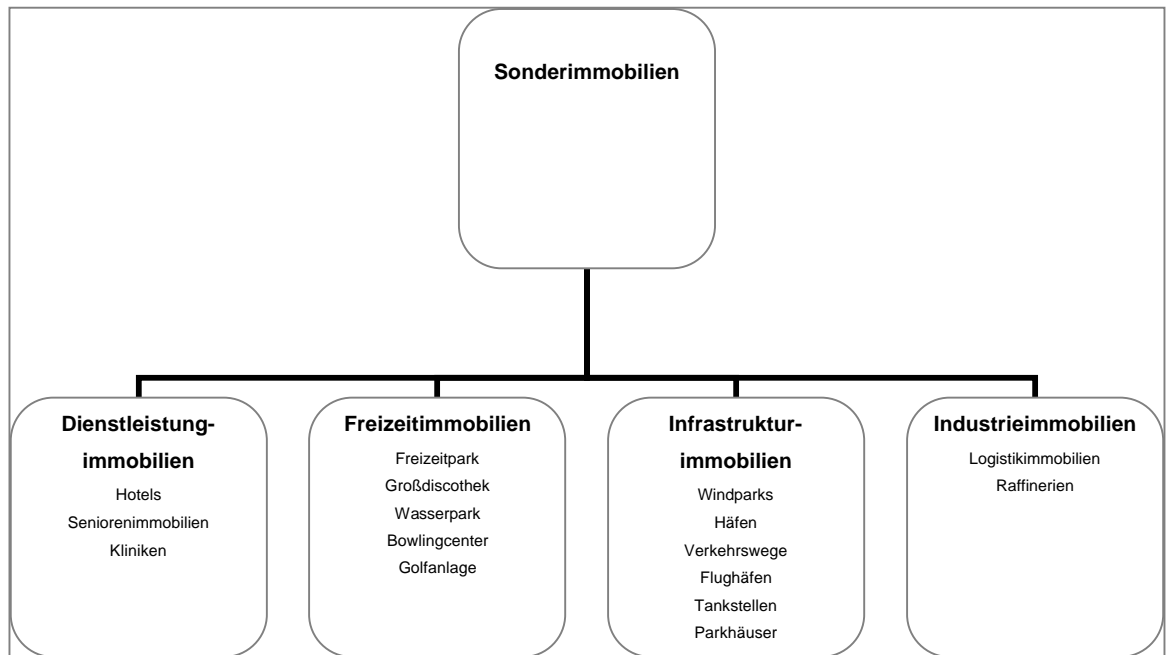


Abbildung 10: Differenzierung der Sonderimmobilien

(Quelle: zusammengeführt: Kleiber-Simon, Marktwertermittlung unter Berücksichtigung der Wertermittlungsrichtlinien 02-6.Auflage 2004, S. 896 und Muhr, Skriptum Bewertung von Sonderimmobilien, 2008, S. 56 verwendet KPMG Quelle)

Diesen Sonder- oder Spezialimmobilien werden spezielle Merkmale zugeordnet, die in Anlehnung an Bienert, 2005, Bewertung von Spezialimmobilien, ohne Anspruch auf vollständige Auflistung sind:

- **Nutzungsorientierung**
Sonderimmobilien sind in besonderer Weise auf die gegenwärtige Nutzung ausgerichtet.
- **Drittverwendungsfähigkeit**
Sonderimmobilien sind für eine Alternativnutzung schwer oder gar nicht zugänglich.
- **Risikokomponente – Rendite**
In der Regel weisen Sonderimmobilien aufgrund des höheren Risikos auch höhere Renditeperspektiven auf.
- **Instandhaltung und Bewirtschaftung**
Sonderimmobilien erfordern – aufgrund des technischen Aufwands – in der Regel höhere Instandhaltung- und Bewirtschaftungskosten.

- **Transaktionsfähigkeit**
Sonderimmobilien haben oft einen nur eingeschränkten "Markt". Die Anzahl von Transaktionen solcher Immobilien sind meist überschaubar, manchmal gar nicht auffindbar, weswegen im Extremfall gar kein "Verkehrswert" vorhanden ist.
- **Unternehmensbezug – Betreiberimmobilien**
Häufig handelt es sich um Immobilien, die im Bereich der Management- und Betreiberimmobilien angesiedelt sind. Weshalb oft Unklarheit über die Trennung von immobilienbezogenen Verkehrswerten und Unternehmenswert besteht.

5 Genehmigungsverfahren und Raumordnung

Für die Genehmigung und den Betrieb von Windkraftanlagen gilt es eine Vielzahl von Gesetzen zu beachten bzw. Bewilligungen einzuholen. Das Genehmigungsverfahren in Österreich erfolgt in der Regel nach dem Kumulationsprinzip. Lediglich bei Erfordernis einer Umweltverträglichkeitsprüfung (bei größerer Anzahl von Anlagen bzw. leistungsabhängig) kommt es zu einer Verfahrenskonzentration. Für Teilbereiche kann diese Verfahrenskonzentration aber auch – wie im Falle Oberösterreich z.B. durch das OÖ EWOOG (§13 Abs 2) – insofern angeordnet werden, als für den Fall, dass für eine Stromerzeugungsanlage eine elektrizitätsrechtliche Bewilligung vonnöten ist, sie darüber hinaus keiner Genehmigungen nach dem bau-, abfall und gasrechtlichen Bestimmungen bedarf (Schlögl, 2006).

Abbildung 11 gibt einen Überblick über relevante Gesetze und Regelwerke, die für die Errichtung einer Windenergieanlage oder eines Windenergieparks relevant sind bzw. sein können:

<p style="text-align: center;">Europäische Regelwerke</p> <ul style="list-style-type: none">• Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, Amtsblatt Nr. L283 von 27.10.2001
<p style="text-align: center;">Bundesgesetze</p> <ul style="list-style-type: none">• Luftfahrtgesetz LFG 1957• Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz 2000 • UVP-G 2000• Ökostromgesetz BGBl. I Nr. 149/2002 und Ökostromverordnungen• Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz – EWOOG• Naturschutzgesetz• Forstgesetz
<p style="text-align: center;">Landesgesetze</p> <ul style="list-style-type: none">• Raumordnungsgesetze• Baugesetze• Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz der Länder• Systemnutzungstarifverordnung
<p style="text-align: center;">Gemeinde</p> <ul style="list-style-type: none">• Örtliche Raumplanung, Flächenwidmung

Abbildung 11: Regelwerke

(Quelle: eigene Abbildung)

5.1 Genehmigungsverfahren

Beispielhaft soll hier nachstehend der Ablauf eines Genehmigungsverfahrens in Niederösterreich angeführt werden:

- **Umwidmung des Grundstückes in Grünland – Windkraftanlage**
(Gemeinde – Amt der Landesregierung)
- **Elektrizitätsrechtliches Verfahren** (Amt der Landesregierung)
Elektrizitätsrechtliche und baurechtliche Vorschriften
Schall- und Schattenwurf
- **Naturschutzrechtliches Verfahren** (BH oder Magistrat)
Landschaftsbild
Erholungswert der Landschaft
Vogelschutz
- **Luffahrtbehördliches Verfahren** (Amt der Landesregierung)

Ab einer gewissen Anzahl von Anlagen oder installierter Nennleistung muss eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchgeführt werden – in diesen Fällen kommt es zu einer Verfahrenskonzentration bei der Landesregierung.

Zudem ist darauf hinzuweisen, dass gemäß §7 Ökostromgesetz ein Antrag auf Anerkennung als Ökostromanlage zu stellen ist.

5.2 Raumordnung

Will man eine Windenergieanlage errichten, genügt es also nicht, einen Standort mit geeigneten Windverhältnissen zu finden, sondern muss es dort auch möglich sein, aufgrund des jeweiligen Raumordnungsgesetzes, als Grundlage des örtlichen Raumentwicklungsplanes und der Flächenwidmung der Gemeinde eine Genehmigung zu erlangen. Es sind Abstandsflächen zu Straßen, zu bebauten Gebieten und zu Nachbargemeinden einzuhalten, die nur teils in den Raumordnungsgesetzen geregelt sind. Generell kann gesagt werden, dass das

Thema in der Raumplanung der Länder, mit Ausnahme Niederösterreich, bislang recht wenig Beachtung findet.

Es wurde untersucht, inwieweit in den jeweiligen Raumordnungsgesetzen der neun Bundesländer die Möglichkeit für Windenergieanlagenstandorte geregelt ist. Soweit ersichtlich, hat nur Niederösterreich eine eigene Regelung in das Raumordnungsgesetz aufgenommen.

5.2.1 Niederösterreich

Im niederösterreichischen Raumordnungsgesetz 1976 ist seit einer Novelle im Jahr 1999 eine eigene Widmung für Windenergieanlagen innerhalb der Grünland-Widmung - und zwar für Anlagen ab einer Engpassleistung von 10 kW - vorgesehen:

NÖ ROG §19, Abs.2, Ziffer 19:

§ 19

Grünland

(1) Alle nicht als Bauland oder Verkehrsflächen gewidmeten Flächen gehören zum Grünland.

(2) Das Grünland ist entsprechend den örtlichen Erfordernissen und naturräumlichen Gegebenheiten in folgende Widmungsarten zu gliedern:

19. Windkraftanlagen:

Flächen für Anlagen zur Gewinnung elektrischer Energie aus Windkraft ab einer Engpassleistung von 10 kW; erforderlichenfalls unter Festlegung der Anzahl der zulässigen Windkraftanlagen am gleichen Standort.

Weiters ist im §19, Abs. 3a die Mindestleistungsdichte des Windes sowie die erforderlichen Mindestabstände zu Bauland und Wohngebäuden etc. geregelt:

(3a) Bei der Widmung einer Fläche für Windkraftanlagen müssen

1. eine Mindestleistungsdichte des Windes von mindestens 220 Watt/m² in 70 m Höhe über dem Grund vorliegen und

2. folgende Mindestabstände eingehalten werden:

_ 1.200 m zu gewidmetem Wohnbauland und Bauland- Sondergebiet mit erhöhtem Schutzanspruch

_ 750 m zu landwirtschaftlichen Wohngebäuden und erhaltenswerten Gebäuden im Grünland (Geb), Grünland Kleingärten und Grünland Campingplätzen

_ 2.000 m zu gewidmetem Wohnbauland, welches nicht in der Standortgemeinde liegt. Wenn sich dieses Wohnbauland in einer Entfernung von weniger als 800 m zur Gemeindegrenze befindet, dann beträgt der Mindestabstand zur Gemeindegrenze 1.200 m. Mit Zustimmung der betroffenen Nachbargemeinde(n) kann der Mindestabstand von 2.000m auf bis zu 1.200m reduziert werden.

(6) Die Errichtung von Bauwerken für die Energie- und Wasserversorgung sowie für die Abwasserbeseitigung, von fernmeldetechnischen Anlagen, Meßstationen und Aussichtswarten, Kapellen, Marterln und anderen Kleindenkmälern sowie Kunstwerken darf in allen Grünlandwidmungsarten bewilligt werden. Windkraftanlagen dürfen jedoch nur auf solchen Flächen errichtet werden, die als Grünland-Windkraftanlagen im Flächenwidmungsplan gewidmet sind.

5.2.2 Oberösterreich

Im Oberösterreichischem Raumordnungsgesetz (OÖ ROG) finden Windenergieanlagen keine Erwähnung. Die Landesregierung hat aber – aufgrund zahlreicher Anfragen – durch die Landesdirektion für Landesplanung, Abteilung Raumordnung, Raumordnungsrecht im Februar 2008 eine Rechtsauskunft zu Rechtsfragen im Zusammenhang mit der Errichtung von Windenergieanlagen veröffentlicht. Diese wird hier beispielhaft aufgezeigt.

Insbesondere wurde in der Rechtsauskunft festgelegt, in welchen Widmungskategorien des OÖ ROG die Genehmigung von Windenergieanlagen grundsätzlich denkbar ist (Widmungskonformität).

Es sind dies:

- Betriebsbaugebiet (§ 22 Abs. 6 Oö. ROG 1994), soweit die Anlage (auf Grund ihrer Art und Größenordnung) i.S. der Z. 1 leg.cit die Umgebung nicht insbesondere durch Lärm, Erschütterungen etc. erheblich stört:

§ 22 Abs.6,

(6) Als Betriebsbaugebiete sind solche Flächen vorzusehen, die dazu bestimmt sind,

1. Betriebe aufzunehmen, die auf Grund ihrer Betriebstypen die Umgebung (insbesondere durch Lärm, Staub, Geruch oder Erschütterungen) weder erheblich stören noch (insbesondere durch Dämpfe, Gase, Explosionsstoffe oder durch Strahlung) gefährden, sowie

2. Lagerplätze aufzunehmen, die ihre Umgebung weder erheblich stören noch gefährden.

In Betriebsbaugebieten dürfen auch die solchen Betrieben oder Lagerplätzen zugeordneten Verwaltungsgebäude sowie die erforderlichen Betriebswohnungen errichtet werden. Andere Bauten und Anlagen dürfen nicht errichtet werden.

LGBl. Nr. 83/1997, 115/2005

- Industriegebiet (§ 22 Abs. 7 leg.cit.)

§ 22, Abs. 7

(7) Als Industriegebiete sind solche Flächen vorzusehen, die dazu bestimmt sind,

1. Betriebe aufzunehmen, die auf Grund ihrer Betriebstypen in keinem der unter Abs. 1 bis 5 angeführten Gebiete zulässig sind, sowie

2. Lagerplätze aufzunehmen, die – ausgenommen in Betriebsbaugebieten (Abs. 6) – in keiner anderen Widmungskategorie zulässig sind. In Industriegebieten dürfen auch die solchen Betrieben oder Lagerplätzen zugeordneten Verwaltungsgebäude sowie die erforderlichen Betriebswohnungen errichtet werden. Andere Bauten und Anlagen dürfen nicht errichtet werden.

LGBl. Nr. 83/1997, 115/2005

Außerdem kommt (im Regelfall, speziell bei einer Neuwidmung eines Standortes) eine

- Sonderwidmung gemäß § 30 Abs. 4 (im Grünland) leg.cit. in Betracht.

(4) Je nach Erfordernis sind überdies sonstige Widmungen im Grünland wie Flächen für land- und forstwirtschaftliche Betriebe mit nicht herkömmlichen Produktionsformen (Betriebe der bodenunabhängigen Massenhaltung landwirtschaftlicher Nutztiere, Tierparks u.dgl.), Aufschüttungsgebiete, Neuaufforstungsgebiete, Abgrabungsgebiete und Ablagerungsplätze gesondert auszuweisen. Eine gesonderte Ausweisung ist ferner für den Neu- oder Zubau von Stallungen zur Haltung oder Aufzucht von landwirtschaftlichen Nutztieren in einer Entfernung von bis zu 300 m von Wohngebieten erforderlich, sofern dieser 40% der Schwellenwerte gemäß Anhang 1 Z. 43 des Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetzes 2000 (UVP-G 2000), BGBl. Nr. 697/1993 in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 14/2005, überschreitet. Im Grünland können auch verschiedene, einander überlagernde Widmungen zur Bestimmung der Folgenutzung ausgewiesen werden (Anm: LGBl. Nr. 83/1997, 115/2005).

Sollte der Standort für ein geplantes Windkraftprojekt (noch) keine geeignete Flächenwidmung aufweisen, wäre der Gemeinderat im Sinne des § 36 Abs. 3 OÖ. ROG 1994 mit einem bei der Gemeinde eingebrachten Flächenwidmungsplanänderungsansuchen zu befassen. Das Flächenwidmungsplanänderungsverfahren kann (wie im Falle jeder anderen Widmungsänderung) bei Vorliegen der Voraussetzung des § 36 Abs. 2 eingeleitet werden.

OÖ ROG 1994, § 36

Änderung des Flächenwidmungsplanes und des Bebauungsplanes

(2) Flächenwidmungspläne und Bebauungspläne können geändert werden, wenn

1. öffentliche Interessen, die nach diesem Landesgesetz bei der Erlassung von solchen Plänen zu berücksichtigen sind, insbesondere Interessen einer ökologischen Energienutzung, dafür sprechen oder

2. *diese Änderung den Planungszielen der Gemeinde nicht widerspricht und*

3. *Interessen Dritter nicht verletzt werden*

(Anm: LGBl.Nr. 115/2005).

5.2.3 Übrige Bundesländer

Auch in den Raumordnungsgesetzen der übrigen Bundesländer finden sich – soweit ersichtlich - keine Bestimmungen oder Widmungsvorsehungen für Windenergieanlagen. Vereinzelt konnten aber auch hier von den jeweiligen Landesregierungen herausgegebene Leit- oder Richtlinien, gefunden werden, deren einzelne Erläuterung hier nicht weiter sinnvoll erscheint.

Raumordnung ist in der österreichischen Verfassung nicht als spezieller Kompetenztatbestand genannt, sondern gilt als Querschnittsmaterie. D.h. die Raumordnung ist eine Kompetenz der Länder, aber nur insofern, als nicht Bereiche der Raumordnung in die Kompetenzen des Bundes oder Gemeinden eingreifen (Hiltgartner, 2008).

Derzeit beschäftigt sich die Österreichische Raumordnungskonferenz (ÖROK) [Institut, das sich mit der Kooperation und Koordination dieser übergreifenden Materie zwischen Bund und Länder beschäftigt, *Anmerkung des Verfassers*] mit der Frage, wie der Flächenbedarf der erneuerbaren Energieträger - darunter Windenergie - durch Festlegung von Vorrangflächen etc. geordnet werden kann. In einem Top Down Ansatz soll von einem theoretischen Potential über ein technisches Potenzial zu einem realisierbaren Potenzial an Windenergie-Vorrangflächen gefunden werden und Vorschläge zur Implementierung geeigneter Maßnahmen zur Ausweisung solcher unterbreitet werden.

6 Bewertung allgemeiner Teil

Im nachfolgenden Kapitel werden, im Sinne einer kurzen Einführung in die Materie, verschiedene Grundbegriffe und Themen der Bewertung angerissen und beschrieben.

6.1 Bewertungszweck

Steht man vor der Aufgabe eine Sache zu "bewerten", gilt es zunächst den Bewertungszweck festzulegen.

"Die Angabe des Bewertungszwecks ist gem. §9(1)Z1 Liegenschaftsbewertungsgesetz zwingend erforderlich. Auch außerhalb des Geltungsbereiches des LBG gehört diese Anforderung zweifelsohne zu den Erfordernissen eines vollständigen Gutachtens" (Bienert, 2007:36).

Anlässe (Zweck) für eine Bewertung können sein:

- Verkauf / Kauf
- Finanzierungen
- Gerichtliche Auseinandersetzungen
- Controlling und Rechnungswesen
- Steuerliche Bemessungsgrundlagen
- Versicherungen
- Berechnung von Belastungen

(Bienert, 2007)

Je nach Zweck der Bewertung ist der entsprechende Wert, z.B. Verkehrswert bei Kauf- oder Verkauf einer Sache, der Versicherungswert bei Gutachten zwecks Abschluss einer Versicherung oder der Beleihungswert bei manchen hypothekarischen Sicherstellungen für Finanzierungszwecke zu ermitteln. Die dann zur Bewertung ausgewählte Verfahrensweise folgt dem Zweck der Bewertung.

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich ausschließlich mit dem "Verkehrswert" der international auch dem Begriff des "market value" entspricht.

6.2 Wertbegriffe

In Österreich ist der Verkehrswert gemäß §2 Liegenschaftsbewertungsgesetz als jener Preis definiert, der bei einer Veräußerung der Sache üblicherweise im redlichen Geschäftsverkehr für sie erzielt werden kann. Die besondere Vorliebe und andere ideelle Wertzumessungen einzelner Personen haben bei der Ermittlung des Verkehrswertes außer Betracht zu bleiben.

Im österreichischen Bankwesengesetz gibt es den Begriff des "Marktwert". Dieser wird in §103 Z10 lit.f BWG beschrieben:

"Als Marktwert gilt der Preis, zu dem die Immobilie im Rahmen eines privaten Vertrags zwischen einem verkaufsbereiten Verkäufer und einem unabhängigen Käufer zum Zeitpunkt der Schätzung verkauft werden könnte, wobei die Annahme zugrunde gelegt wird, dass die Immobilie öffentlich auf dem Markt angeboten wird, dass die Marktbedingungen eine ordnungsgemäße Veräußerung ermöglichen und dass für die Aushandlung des Verkaufs ein im Hinblick auf die Art der Immobilie normaler Zeitraum zur Verfügung steht."

Beide, Verkehrswert und Marktwert, entsprechen inhaltlich somit dem international verwendeten Begriff des "market value", wie dieser auch nach IVS 2005 beschrieben wird.

"Market value is the estimated amount for which a property should exchange on the date of valuation between a willing buyer and a willing seller in an arm's length transaction after a proper marketing wherein parties had each acted knowledgeably, prudently, and without compulsion."

Hierbei gelten demnach folgende Voraussetzungen:

- Willige Käufer und Verkäufer
- Angemessener Vermarktungszeitraum
- Konstante Marktverhältnisse
- Angebot erfolgt am "offenen" Markt, also ohne persönliche Einflüsse
- Keine Liebhaberpreise
- Entsprechende Publizität, um die potentiellen Marktteilnehmer anzusprechen

“Der Marktwert entspricht somit dem geschätzten Betrag, für den eine Immobilie zum Bewertungsstichtag zwischen einem kaufwilligen Käufer und einem verkaufswilligen Verkäufer nach erfolgter ordnungsgemäßer Vermarktung übertragen wird, wobei die potentiellen Vertragspartner unabhängig, wissentlich und ohne Zwang handeln und eine Umnutzung der Liegenschaft theoretisch möglich ist“ (Bienert und Reinberg, 2007, S. 460 f.).

Den Schwerpunkt dieser Arbeit bildet die Betrachtung der Verkehrs- oder Marktwertermittlung. Andere Bewertungszwecke als diese werden hier nicht behandelt, die untersuchten Verfahren werden in der Praxis aber auch bei Bewertungen für andere Zwecke zur Anwendung kommen.

6.3 Bewertungsgegenstand

Der Bewertungsgegenstand, das Wertermittlungsobjekt, ist bei jeder Bewertung bzw. bei jedem Wertgutachten eindeutig zu bezeichnen, insbesondere da auch Teile, Teilbereiche oder ein Recht, das Bestandteil eines Grundstückes ist, einzeln Gegenstand einer Bewertung sein kann (Bienert, 2007).

Im Falle einer Windenergieanlage könnte das beispielsweise die (fiktiv) demontierte Anlage, das Grundstück, auf dem sich die Anlage befindet, das Grundstück mitsamt der darauf betriebenen Anlage oder ein Windenergieprojekt usw. sein. Diese Arbeit beschäftigt sich mit der Betrachtung von Windenergieanlagen mit bzw. an einem Standort und mit der Bewertung von Grundstücken, die bereits über die Genehmigung zur Errichtung und Betrieb einer Windenergieanlage verfügen (Projektbewertung). Die Bewertung einer Anlage ohne Standort (und Genehmigung) würde der Bewertung von Maschinen und Anlagen, als bewegliche Sache zuzuordnen sein und demnach den Regeln der Bewertung solcher Gegenstände unterliegen.

6.4 Wertermittlungsverfahren

Zur Ermittlung des Verkehrswertes gibt es eine Reihe von Verfahren, die in weiterer Folge auf Ihre Anwendbarkeit für Windenergieprojekte und für Windenergieanlagen mit Standort untersucht werden.

Möchte man einen Verkehrswert einer Sache ermitteln, gilt es zunächst die geeignete oder die geeigneten Methoden dazu auszuwählen:

“Aus der Sicht des Marktes“ und “highest and best use“ Analyse

Aus der US-amerikanischen Immobilienbewertung kommt der Begriff der “highest and best use“ - Analyse, die dort nach USPAP (Uniform Standards of Professional Appraisal Practice) am Beginn jeder Bewertung steht und maßgeblichen Einfluss auf die Auswahl der Bewertungsmethode hat. Es ist dies die Untersuchung, welche Nutzung einer Immobilie zu deren höchsten Wert führt, wobei folgende Voraussetzungen dabei eingehalten werden müssen:

- physisch (technisch) möglich
- rechtlich zulässig
- wirtschaftlich sinnvoll
- ökonomisch zum höchsten Wert der Immobilie führend

Es entspricht diese Analyse somit der gedanklichen Auseinandersetzung mit möglichen Marktteilnehmern (Kaufinteressenten) für die zu bewertende Sache (“die Sicht des Marktes“). Unterschiedliche Käufergruppen können unterschiedliche Verwendungen für ein und dieselbe Immobilie haben (unabhängig von der derzeitigen Nutzung) und könnten so unterschiedlich hohe Erträge erwirtschaften. Dieses würde - legt ein Investor ein Kaufanbot auf Basis seiner zu erwarteten Erträge/ Rendite, was üblicherweise stattfindet - zu verschiedenen möglichen Kaufpreisen führen. Es ist daher der Ansatz jenes Marktsegmentes zu wählen, deren Nutzung der Immobilie zu dem höchsten wirtschaftlichen Erfolg führt, da sich diese Käufergruppe bei einer Transaktion als Käufer durchsetzen wird. Diese Untersuchung ist zur Ermittlung des Verkehrswertes einer Sache unerlässlich.

Im Bezug auf Windenergieanlagen kann man davon ausgehen, dass bei einem vom Windangebot her gutem Standort auf dem sich eine technisch adäquate Anlage befindet, dies in der Regel schon der höchste und beste Nutzen ist, da

a.) für Windenergieanlagen genehmigte Flächen meist im Grünland oder Agrarland zu finden sind, das ansonsten (ohne WEA Widmung/ Genehmigung) “nur“ für landwirtschaftliche oder Erholungszwecke (Grünraum) zu nutzen wäre, was vom

wirtschaftlichen Standpunkt eine Schlechterstellung gegenüber den WEA – Erträgen ist und

b.) das WEA-Genehmigungsverfahren für einen Standort mit erheblichen Aufwendungen und Wagnissen verbunden ist und eine Genehmigung für einen ausgewählten Standort somit selbst eine erhebliche Wertschöpfung darstellt, die bei anderer Nutzung nicht konsumiert werden könnte.

Hat man die der Bewertung zu Grunde gelegte Nutzung im Sinne des “highest and best use“ festgelegt, kann man das der Wertfindung der jeweiligen Kaufinteressenten/ Marktsegmente am besten nachkommende Verfahren auswählen.

Im österreichischen Liegenschaftsbewertungsgesetz (das nur bei gerichtlichen Verfahren zwingend anzuwenden ist) werden das Vergleichswertverfahren, das Sachwertverfahren und das Ertragswertverfahren demonstrativ beschrieben. Daneben können aber selbst im Anwendungsbereich des Liegenschaftsbewertungsgesetzes andere so genannte “nicht normierte“ Verfahren verwendet werden, wenn sie dem Stand der Wissenschaft entsprechen. Es ist dies z.B. das Discounted Cash Flow Verfahren, das mittlerweile (Ende 2008) in die ÖNORM (B 1802-2) aufgenommen wurde. Grundsätzlich obliegt die Wahl des Bewertungsverfahrens dem Gutachter, er hat seine Wahl jedenfalls zu begründen.

6.5 Aufbau eines Gutachtens

Grundsätzlich gliedert sich ein Bewertungsgutachten im Aufbau in den Befund, als Dokumentation der festgestellten objektiven Tatsachen und in den Teil der Bewertung, der die Berechnungen enthält und in dem fachkundig die im Befund wertfrei festgestellten Tatsachen bewertet werden (Bienert, 2007).

Im Liegenschaftsbewertungsgesetz ist zu den “allgemeinen Erfordernissen eines Gutachtens“ im §9 wie folgt angeführt:

(1) Das Bewertungsgutachten hat zu enthalten:

1. den Zweck des Gutachtens, den Bewertungsstichtag, den Tag der Besichtigung der Sache und die dabei anwesenden Personen sowie die verwendeten Unterlagen;

2. den Befund mit einer Beschreibung der Sache nach ihren Wertbestimmungsmerkmalen und ihren sonstigen, für die Bewertung bedeutsamen Eigenschaften tatsächlicher oder rechtlicher Art;

3. die Bewertung unter Darlegung des angewendeten Wertermittlungsverfahrens und der Gründe für die Auswahl des angewendeten Verfahrens oder der allenfalls angewendeten Verfahrensverhinderung.

(2) Wenn mit der zu bewertenden Sache Rechte oder Lasten verbunden sind, muss angegeben und begründet werden, inwieweit sie den Wert der Sache beeinflussen.

Im Befund werden, bezogen auf Windenergieanlagen, Aussagen in oben beschriebener Weise, zu zumindest folgenden Punkten notwendig sein:

- Standort
- Anlage
- Energieertrag
- Einspeiseerlöse

7 Die Wertbestimmungsmerkmale von Windenergieanlagen

Der Untersuchung der Bewertungsverfahren vorangestellt sollen hier zunächst noch im Überblick die Themen des Standorts, der Anlage und der Einspeiseerlöse als maßgebliche, den Wert beeinflussende Faktoren, behandelt werden.

7.1 Standort

Bei Immobilien, so sagt man, gibt es drei wichtige Kriterien: die Lage, die Lage und die Lage. Bei Windenergieanlagen ist das nicht anders. Die meteorologischen und topografischen Faktoren, die sich aus der Lage (dem Standort) ergeben, haben den wesentlichsten Einfluss auf die Höhe der erzielbaren Erträge.

7.1.1 Geografisch / Meteorologisch

Der Standort der Windenergieanlage spielt daher für den Wert dieser eine gewichtige Rolle. Die Erträge aus der Windenergieanlage - im Wesentlichen das Produkt aus Stromeinspeisetarif und erzeugter Leistung – sind, da der Energiegehalt des Windes mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit steigt, stark standortabhängig. Die Jahreshäufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten ist somit wahrscheinlich auch der wesentlichste Parameter für die Standortqualität.

Die durchschnittliche Geschwindigkeit auf Nabenhöhe sollte 5,7 bis 6 Meter pro Sekunde betragen. Moderne Windenergieanlagen lassen sich in Ausnahmefällen zur effizienten Stromerzeugung aber auch schon mit niedrigeren Windgeschwindigkeiten betreiben (Bundesverband Windenergie, 2004).

Neben der Windgeschwindigkeit hat auch die Luftdichte und die Rauigkeit der Landschaft, beeinflusst durch das Vorhandensein von Gebäuden, Wäldern etc., Einfluss auf die Qualität des Standortes. Die Luftdichte ist vom Luftdruck und der Umgebungstemperatur abhängig. Mit sinkender Luftdichte wird auch die kinematische Energie im Wind geringer (Nordex, 2005).

Windpotentialerhebung – Ertragsprognose (Windgutachten)

Die Feststellung der Eignung des bestimmten Standortes bzw. der Windverhältnisse an einem Standort erfolgt durch ein Windgutachten. Dieses wird anhand von Windmessungen über einen bestimmten Zeitraum oder aber auch durch Vergleichsdaten nahe gelegener, schon bestehender Windenergieanlagen, die auf den gewünschten Standort hin angepasst werden, erstellt.

Die Ertragsprognose wird aus den gemessenen Daten des Windes (Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe/ Jahreshäufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten) und den Anlagedaten (Leistungskurve) der geplanten Anlage(n) mittels Modellrechnungen ermittelt.

Es wird weiters der Energieertrag bei freier Anströmung und ggf. auch unter Berücksichtigung von Abschattungseffekten (Parkwirkungsgrad) angegeben.

Darüber hinaus sollte das Windgutachten über Leistungseinschränkungen (Unsicherheiten) durch Anlagenverfügbarkeit, Eisansatz, Netz-, Leitungs- und Trafoverluste etc. Auskunft geben.

Risikobewertung mittels Überschreitungswahrscheinlichkeit des Energieertrags

Für den Energieertrag kann mittels einer detaillierten Unsicherheitsbetrachtung eine Wahrscheinlichkeitsverteilung ermittelt werden. Für diese Risikobewertung hat die Deutsche WindGuard Consulting GmbH den Begriff der Überschreitungswahrscheinlichkeit eingeführt (Albers, 2002).

“Die Überschreitungswahrscheinlichkeit für den Energieertrag wird durch die Kumulation der Wahrscheinlichkeitsverteilung errechnet. Anhand der tabellarischen Darstellung der Überschreitungswahrscheinlichkeit kann der Energieertrag, der mit einem bestimmten Risiko behaftet ist, bestimmt werden“. (Albers, 2002)

In Österreich wird für die Ertragsprognose von Banken üblicherweise der p75 Wert (75 % Überschreitungswahrscheinlichkeit) verlangt.

Ein Windgutachten ist bei der Verkehrswertermittlung von Windenergieprojekten als Basis unerlässlich, da es Information über den zu erwartenden Energieertrag gibt, ohne den kein (monetärer) Ertrag errechnet werden könnte. Bei bestehenden

Anlagen kann der tatsächliche Ertrag der vergangenen Jahre herangezogen werden.

7.1.2 Flächenbedarf

Bei Windparks wird der Flächenverbrauch von Planern und Betreibern zwischen 10 und 20 Hektar pro WEA angegeben (Troff, 2007). Er ergibt sich aus dem Produkt der einzuhaltenden Abstandsflächen der einzelnen Windenergieanlagen in Hauptwindrichtung (Rotordurchmesser $\times 8$) und in Nebenwindrichtung (Rotordurchmesser $\times 5$) zueinander.

Bei Einzelstandorten wird sich der Flächenbedarf mitunter schon auf 1.500 m² bis 2.000 m² Quadratmeter beschränken können.

Wie früher erwähnt stellen sich zur rechtlichen Sicherung des Grundstückes im Wesentlichen drei Möglichkeiten dar:

- Eigentumserwerb (Kauf)
- Superädifikat
- Baurecht

7.2 Die Anlage

Hinsichtlich der Anlage selbst gibt es verschiedene Parameter, die in der Bewertung von Interesse sind. Abgesehen von den technischen Daten der Anlage sind dies vor allem die Betriebskosten inklusive den Wartungs- und Reparaturkosten, da diese in die Ertragsrechnungen eingehen müssen.

7.2.1 Aufbau und Funktionsweise von Windenergieanlagen

Neben der unter Punkt 5.2 beschriebenen Unterscheidung nach Art der Anwendung, können Windenergieanlagen noch hinsichtlich folgender Kategorien eingeteilt werden:

- Bauform: vertikale oder horizontale Drehachse
- Art der Windenergieumwandlung: Widerstands- oder Auftriebsläufer
- Art der Leistungsregelung: Pitch- oder Stall- Regelung

Serienmäßig haben sich heute auftriebsnutzende Anlagen mit horizontaler Drehachse und hierbei so genannte Luvläufer, bei denen der Rotor in Windrichtung vor dem Turm läuft (up wind rotor) durchgesetzt (Twele, Heilmann und Schubert, 2007). Diese Anlagenklasse ist aufgrund überragender Leistungsbeiwerte im Vergleich zu anderen Bauformen von herausragender praktischer Bedeutung bei der netzgekoppelten Stromerzeugung (Tobias, 2007).

Der Typ einer Windenergieanlage ist gekennzeichnet durch die Typenbezeichnung, die Rotorkreisfläche, die Nennleistung und die Nabenhöhe (Troff, 2007).

Die Komponenten einer Anlage sind im Wesentlichen:

- Rotor mit Rotorblättern und Nabe
- Triebstrang mit Rotorwelle, -lagern, Bremse, Getriebe und Generator
- Windrichtungsnachführung
- Turm mit Fundament
- Elektrische Komponenten für Steuerung und Netzaufschaltung

Nachfolgende Abbildung zeigt das Schema einer Horizontalachsen-Windenergieanlage mit Getriebe.

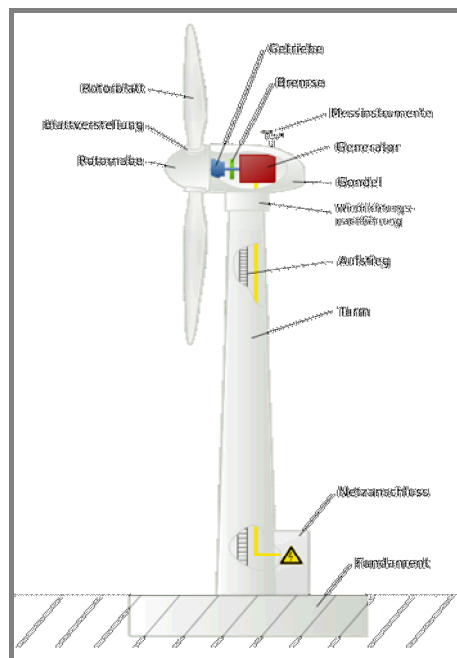


Abbildung 12: Schematische Darstellung einer Horizontalachsen-Windenergieanlage mit Getriebe

(Quelle: <http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/c/c3/Windkraftanlage.svg/420px-Windkraftanlage.svg.png>)

Der Rotor wandelt die Windenergie in mechanische Rotationsenergie, die im Generator in elektrische Energie gewandelt wird. Das Getriebe dient der Anpassung der Drehzahl des Rotors an höhere Drehzahlen des Generators. Die Windrichtungsnachführung sorgt für die Ausrichtung der Anlage je nach Windrichtung.

Die Anlagen verfügen über Messeinrichtungen und schalten sich bei einer gewissen Windgeschwindigkeit (ca. 3-4 m/s) ein (Anschaltgeschwindigkeit) und bei zu hohen Geschwindigkeiten (Abschaltgeschwindigkeit) wieder aus (ca. 14 m/s).

Der Energieertrag einer Windenergieanlage ist – abgesehen von den standortabhängigen Faktoren – von konzeptionellen und von anlagenspezifischen Einflüssen abhängig.

Unter die konzeptionellen Einflüsse fallen das Leistungsregelungskonzept (Pitch- oder Stall- Regelung), das Drehzahlkonzept (konstante Rotordrehzahl, variable Rotordrehzahl, Drehzahlstufung) sowie das Designkonzept (mit oder ohne Getriebe).

Zu den anlagenspezifischen Einflüssen zählen der Rotordurchmesser (die Energieproduktion der Anlage steigt proportional mit der Rotorkreisfläche an) und die aerodynamischen Eigenschaften der Rotorblätter, die installierte Generatorleistung und der Betriebsgeschwindigkeitsbereich (Nordex, 2005).

Jeder Anlagentyp verfügt über eine vom Hersteller an einem Probestandort (Referenzstandort) ermittelte Leistungskurve, die u.a. der Berechnung des Leistungsertrages im Zusammenhang mit den meteorologischen und topografischen Gegebenheiten an einem bestimmten Standort dient.

Für Bewertungszwecke sind Angaben über Übertragungsverluste (Trafoverluste und Leitungsverluste), Abschattungseffekte (Parkwirkungsgrad) sowie die (technische) Verfügbarkeit der Anlage zu beachten. Letztere wird vom Hersteller üblicherweise mit einer Prozentzahl angegeben bzw. garantiert. Sie liegt bei modernen Anlagen in der Regel zwischen 95 % und 98 %.

7.2.2 Hersteller

Die größten Hersteller von Windenergieanlagen, gemäß Ihren Weltmarktanteilen im Jahr 2006 sind Vestas, (Dänemark) (28,2%), Gamesa, (Spanien) (15,6%), GE Wind Energy, (USA) (15,5%), Enercon, (Deutschland) (15,4%), Suzlon, (Indien) (7,7 %) und Siemens, (Dänemark) (7,3%) (BTM Consult ApS, 2007).

7.2.3 Herstellungskosten/ Nutzungsdauer

Die Nutzungsdauer ist bei der Verkehrswertermittlung ertragsgenerierender Immobilien/ Anlagen von enormer Bedeutung. Sie liegt bei modernen Windenergieanlagen zwischen 20 und 25 Jahren.

Nachfolgendes Schaubild stellt Herstellkosten nach Anlagentyp und Nutzungsdauer gegenüber:

WEA Anlagentyp	Herstellkosten inkl. Nebenkosten (Planungskosten, Fundamente, Anschlüsse, Straßen-/Wegebau)	Nutzungsdauer
WEA mit Getriebe z.Bsp. 1.500 kW Nennleistung	ca. 950 bis 1.100 €/ kW Nennleistung =1.425.000,- bis 1.500.000,- €	20 bis 25 Jahre (max. 30 Jahre), Getriebeüberholung nach 10 bis 15 Jahren
WEA getriebeelos („elektromagnetisches Feldlager“) z.Bsp. 1.500 kW Nennleistung	>1.100 € bis 1.300 €/ kW NeL =1.650.000,- bis 1.900.000,- €	20 bis 25 Jahre (max. 30 Jahre), geringere Instandhaltungskosten

Abbildung 13: Herstellkosten/ Nutzungsdauer

(Quelle: Troff, 2007, S. 417)

Üblicherweise erfolgt die spezifische Preisangabe der Anlage in Euro je installiertem Kilowatt Nennleistung, um eine bessere Vergleichbarkeit zu gewährleisten. Es sind aber auch Angaben der Preise bezogen auf die Rotorkreisfläche oder den prognostizierten Jahresenergieertrag möglich (Tobias, 2007).

Der bei weitem überwiegende Anteil an den Gesamtinvestitionskosten bildet die Windenergieanlage selbst. Samt Transport und Montage macht sie ca. 77% der Kosten aus.

Eine typische Aufteilung der gesamten Investitionskosten veranschaulicht nachfolgende Zusammenstellung, wobei hier von einem gemieteten oder gepachteten Grundstück ausgegangen wird:

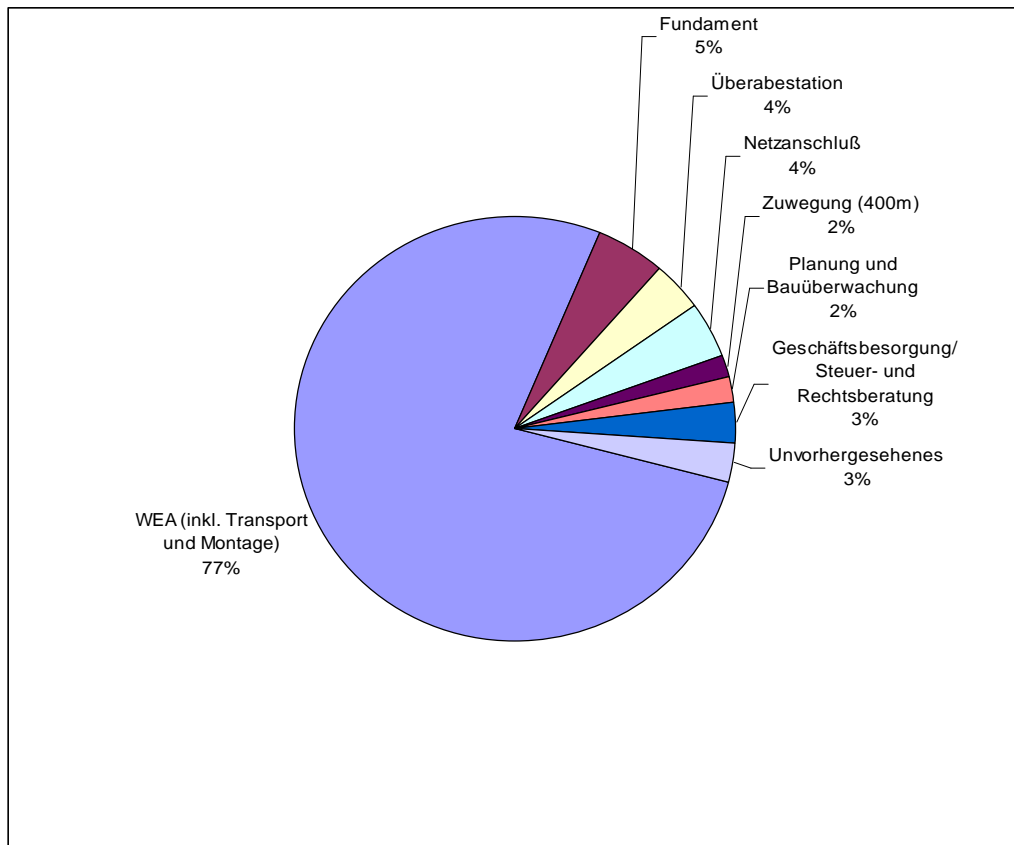


Abbildung 14: Aufteilung der Investitionskosten für ein Projekt einer Einzelanlage in Deutschland

(Quelle: Gasch/ Twele, 2007, S. 505)

7.2.4 Betriebskosten

Neben den Herstellkosten sind ausgabenseitig für die Bewertung natürlich auch die laufenden Kosten von Relevanz. In Summe werden die Betriebskosten von Experten mit 20 Prozent und mehr des Umsatzes beziffert. Dieses entspricht der nachstehend tabellarisch angeführten Zusammenstellung des Bundesverbandes Windenergie in Deutschland.

<u>Kosten</u>	<u>vom Jahresumsatz</u>
Technische Betriebsführung	2-3 %
Kaufmännische Betriebsführung	2-3 %
Pachten	3-8 %
Wartung/ Instandhaltung/ Reparatur/ Versicherung	13-16 %
Rücklagen für Rückbau	27.000,- bis 33.000,- €/ MW

(Bundesverband Windenergie, 2004)

Innerhalb der gesamten Betriebskosten kann eine Aufteilung vorgenommen werden, bei welcher die Instandhaltung und Wartung ca. 26%, Versicherungen ca. 13%, Grundstückskosten ca. 18%, Betriebsführung ca. 21%, Netzbezug ca. 5% und Sonstige Kosten ca. 17% von 100 erreichen (Twele & Liersch, 2007)

Wartungs- und Instandhaltungskosten, Reparaturrücklagen:

Für Wartungs- und Instandhaltungskosten kann man auch - möchte man sich nicht einer Prozentzahl des Umsatzes bedienen - mit jährlich periodischen Zahlungen von 0,5% bis 0,8% der Anlagepreise rechnen.

In der Praxis besteht zur Reduktion bzw. Ausschaltung des Wartungs- und Instandhaltungsrisikos die Möglichkeit des Abschlusses von Wartungsvollverträgen, wie sie beispielsweise von der Firma Enercon unter dem Namen "Partnerkonzept" aber auch von anderen Herstellern in ähnlicher Weise angeboten werden.

Der (Enercon-Partnerkonzept-) Vertrag wird über zwölf Jahre abgeschlossen und beinhaltet

- die Gewährleistung einer technischen Verfügbarkeit von mindestens 97%
- Übernahme aller Wartungskosten in diesem Zeitraum
- Übernahme aller Instandhaltungskosten über diesen Zeitraum und
- die Übernahme aller Reparaturkosten über diesen Zeitraum.

Der Vertrag wird mit 1,1 Cent je erzeugter Kilowattstunde (kWh) vergütet, wobei für die ersten fünf Jahre ein Rabatt von 50% eingeräumt wird (Tobias, 2007).

Können Reparaturen anfallen, die nicht in eine Hersteller- oder Wartungsgarantie fallen, werden diese üblicherweise mit Rücklagen in der Höhe von 1-1,5% der Gesamtinvestitionskosten oder rund 2% der Anlagenpreise mit einer Mindest-Steigerungsrate in Höhe von 5% abgedeckt (Tobias, 2007 und Expertenbefragung).

Versicherungen:

Zur Minimierung der Betriebsrisiken können Haftpflicht- (obligatorisch), Maschinenbruch- und Betriebsunterbrechungsversicherungen abgeschlossen werden. Die Kosten belaufen sich auf 5 bis 6 Euro pro installiertem kW Nennleistung pro Jahr (Tobias, 2007).

Grundstückskosten:

Wird die Windenergieanlage auf einem gemieteten (gepachteten) Grundstück errichtet, ist mit Zahlungen an den Grundeigentümer von 1,5% - 8% des jährlichen Umsatzes zu rechnen. Es werden stattdessen manchmal auch Pauschalen vereinbart. Diese können selbstverständlich auch wertgesichert sein (Bundesverband Windenergie, 2004 und Expertenbefragung).

7.3 Einspeiseerlöse

Die Einspeiseerlöse stellen die Einnahmenseite der Windenergieanlagen dar. Sie berechnen sich aus dem Produkt der eingespeisten elektrischen Energie als Mengenkomponekte und dem Abnahmetarif als Wertkomponente.

In Österreich ist die Abnahme von elektrischer Energie aus Ökostromanlagen im Ökostromgesetz geregelt. In Ökostromverordnungen, zuletzt Ökostromverordnung 2010, ausgegeben am 02.02.2010, wird die Höhe und die Dauer eines, gegenüber dem Marktpreis, erhöhten, Präferenztarifes festgelegt. Der Präferenztarif beträgt in Österreich demnach nun 9,7 Cent/ kWh und gilt für die Dauer von 13 Jahren.

Vom Präferenztarif, der für die Einspeisung aus Windenergieanlagen die als Ökostromanlagen anerkannt sind gilt, ist gegebenenfalls noch ein Netzverlustentgelt und das Systemdienstleistungsentgelt in Abzug zu bringen. Das Netzverlustentgelt ist gemäß einer Novelle aus 2009 der Systemnutzungstarifverordnung auch vom Einspeiser einzuheben. Das Systemdienstleistungsentgelt wurde in dieser Novelle markant erhöht. Die Novelle wird von den Interessensgemeinschaften bekämpft, zumal sie auch für bereits in Betrieb befindliche Anlagen gelten soll, was - wie diese reklamieren - der Investitionssicherheit widerspricht, da die Projektentwickler und Betreiber bei Ihren Kalkulationen diese nachträgliche Verringerung ihrer Erlöse nicht vorhersehen konnten.

Bei Vergütung des Marktpreises - der nach Ablauf des Präferenztarifzeitraumes anzunehmen ist - sind noch Kosten für Ausgleichsenergie zu berücksichtigen. Diese werden vom Netzbetreiber für die Aufwendungen verrechnet, die durch unregelmäßige Einspeisung und der dadurch notwendigen Ausgleichsmaßnahmen verursacht werden.

Der Marktpreis für Strom wird an der European Energy Exchange (EEX) abgebildet. Die Trägergesellschaft der EEX ist die European Energy Exchange AG (EEX AG) mit Sitz in Leipzig. Die Aufsicht über die EEX führt das Sächsische Staatsministerium für Wirtschaft und Arbeit (European Energy Exchange, 2009).

Ab dem 1. Quartal 2004 liegen der Marktpreisberechnung in Österreich die entsprechenden Settlement Preise der Grundlast Quartalsfutures (Phelix) dieser Börse zugrunde (Energie-Control GmbH, 2009b).

Nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung des Marktpreises elektrischer Grundlastenergie in Euro/ MWh. Bemerkenswerterweise befand sich der Marktpreis im Jahr 2008 zeitweise schon bei knapp neun Cent/ kWh (84,95 Euro/MWh), was einen höheren Wert als der derzeitige Präferenztarif darstellte. Allerdings fand diese Entwicklung mit der aktuellen Wirtschaftskrise ein vorläufiges Ende.

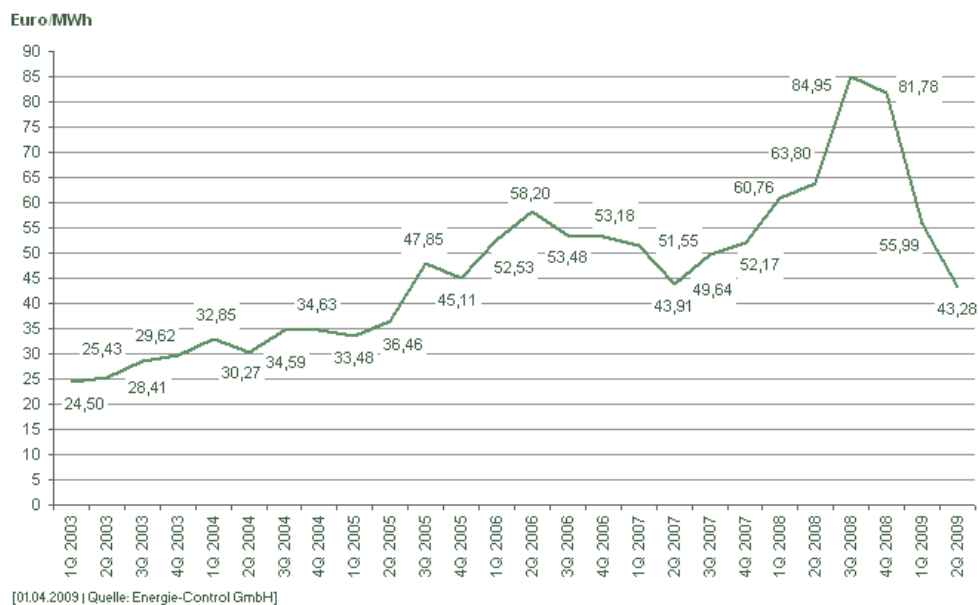


Abbildung 15: Entwicklung des Marktpreises für Strom (Grundlast Futures) seit 2003

(Quelle: www.e-control.at, 16.06.2009)

Innerhalb der Europäischen Union gibt es verschiedene Unterstützungssysteme für regenerative Energieerzeugung. Im Wesentlichen können aber zwei Kategorien unterschieden werden:

- Systeme mit fixiertem Preis und Abnahmegarantie über einen bestimmten Zeitraum
- Systeme, die den Handel mit regenerativ erzeugtem Strom zum Zweck der Einspeisung in öffentliche Versorgungsnetze durch Zertifikate ermöglichen

Im Gegensatz zum Fixpreis-System ist beim Zertifikate-System das Absatzpreis- und das Absatzmengenrisiko nicht ausgeschalten (Tobias, 2007). Die österreichische Regelung entspricht der ersten Kategorie, dem Fixpreis-System. Dies aber nur für die Dauer die in den jährlichen Tarifverordnungen festgesetzt werden.

8 Die Anwendung der unterschiedlichen Bewertungsverfahren auf Windenergieanlagen mit Standort oder Windenergieprojekte

Im folgenden Kapitel werden Vergleichswertverfahren, Sachwertverfahren, Ertragswertverfahren und das Discounted Cash Flow Verfahren im Detail beschrieben und deren Anwendbarkeit für Windenergieanlagen analysiert.

8.1 Vergleichswertverfahren

“Im Vergleichswertverfahren ist der Wert der Sache durch Vergleich mit tatsächlich erzielten Verkaufspreisen vergleichbarer Sachen zu ermitteln (Vergleichswert)“.
(§4.(1) Liegenschaftsbewertungsgesetz 1992, BGBl. Nr.150/1992)

Das Vergleichswertverfahren ist ein marktorientiertes Verfahren und ist für die Verkehrswertermittlung, sofern es für die zu bewertende Sache anwendbar ist, üblicherweise das beste Verfahren, da der Markt am direktesten abgebildet wird.

Der Wert einer Sache wird hier durch den Vergleich mit tatsächlich erzielten Kaufpreisen - in zeitlicher Nähe zum Bewertungsstichtag - vergleichbarer Sachen ermittelt. Dieses setzt voraus, dass geeignete Vergleichsobjekte, die in ihren wertbeeinflussenden Faktoren (Wertbestimmungsmerkmale) mit der zu bewertenden Sache übereinstimmen, erhoben werden können. Abweichende Eigenschaften (z.B. unterschiedliche Grundstücksgrößen) und geänderte Marktverhältnisse sind durch Zu- oder Abschläge zu berücksichtigen (LBG §4, und ÖNORM B 1802).

Die Wertbestimmungsmerkmale von Windenergieanlagen mit Standort oder Windenergieprojekten sind im Wesentlichen der zu erwartende Ertrag, als Produkt aus Leistungsertrag und Einspeisetarif, sowie die Restnutzungsdauer.

Zur Anwendung des Vergleichswertverfahrens auf eine Windenergieanlage mit Standort müsste man also einige Transaktionen in zeitlicher Nähe zum Bewertungsstichtag mit vergleichbarer Präferenztarifregelung (hängt vom Datum der Genehmigung ab) und Restnutzungsdauer verfügen und über die erzeugte Energieleistungen bzw. eingespeiste Leistung der Vergleichsobjekte entsprechende

Informationen haben. Man könnte dann die erzielten Kaufpreise bezogen auf die eingespeiste Leistung ermitteln und einen Vergleichswert für die zu bewertende Anlage ableiten.

Genügend solcher geeigneter Vergleichstransaktionen zu finden wird sich daher als eher schwierig erweisen. Für Neuanlagen gibt es allerdings Richtwerte für diesen so genannten ertragspezifischen Kaufpreis.

Abgesehen von diesem vorhandenen Mangel an genügend geeigneten Vergleichsobjekten, spricht die Tatsache, dass Windenergieanlagen als wertbestimmende Merkmale die Höhe und Dauer eines zu erwartenden Ertrages haben, dafür, dass als Hauptbewertungsmethode auch ein Ertragswertverfahren zur Anwendung kommen wird.

Das Vergleichswertverfahren kann im Zusammenhang mit Windenergieanlagen aber sinnvoll für die Anlage alleine (z.B. demontierte Anlagen) oder auch bei Ankauf des Grundstückes für Windenergieanlagen zum Einsatz kommen.

8.2 Sachwertverfahren

“Im Sachwertverfahren ist der Wert der Sache durch Zusammenzählung des Bodenwertes, des Bauwertes und des Wertes sonstiger Bestandteile sowie gegebenenfalls des Zubehörs der Sache zu ermitteln (Sachwert)“ (§6 (1) Liegenschaftsbewertungsgesetz).

Gemäß ÖNORM B 1802 dient das Sachwertverfahren in erster Linie zur Ermittlung des Wertes bebauter Liegenschaften, wenn deren Eigennutzen im Vordergrund steht und die Beschaffungskosten für die Liegenschaft und der darauf befindlichen baulichen Anlagen für die in Betracht kommenden Kaufinteressenten von vorrangiger Bedeutung sind. Bei Kaufinteressenten für Windenergieanlagen sind jedoch nicht die Beschaffungskosten, sondern die erzielbaren Erträge von primärer Bedeutung. Das Sachwertverfahren, bei dem zu erwartenden Erträge keine Berücksichtigung finden, wird in der Regel daher nicht als Bewertungsverfahren für die Verkehrswertermittlung von Windenergieanlagen mit Standort geeignet sein.

In der Praxis wird das Sachwertverfahren jedoch auch bei Ertragsimmobilien oft zur Unterstützung bzw. “Kontrolle“ eines Ertragswertes angewandt. Bei Gutachten von

Windenergieanlagen mit Standort konnte auch eine Vorgangsweise angetroffen werden, bei der der Verkehrswert der Windenergieanlagen aus dem Mittel des Sachwertes und dem Ergebnis einer ertragsorientierten Bewertungsmethode z.B. einer DCF-Berechnung, ermittelt wurde. In Fachkreisen der Liegenschaftsbewertung wird diese Mittelung aus zwei unterschiedlichen Verfahren, heute jedoch oft als überholt angesehen. Insbesondere die ungewichtete Mittelwertbildung wird, da dieses Vorgehen im Regelfall erfolgt, ohne dass eine reale Begründung dafür vorliegt, abgelehnt (Bienert, 2007). Im Grunde sollte als Bewertungsmethode jene angewandt werden, die der Wertfindung der Marktteilnehmer entspricht (siehe dazu auch unter 7.4 – highest and best use Analyse). Am Markt orientiert sich die Preisfindung im Regelfall entweder an der Frage "Was erwirtschaftete ich mit der Liegenschaft" oder an der Frage "Was kostet mich alternativ die Herstellung eines vergleichbaren Objekts". *"Mit dieser Überlegung kommt zum Ausdruck, dass im redlichen Geschäftsverkehr die Interessenten ebenfalls nicht Sach- und Ertragswertüberlegungen vermischen"* (Bienert, 2007).

Als Beispiel kann auch angeführt werden, dass in Fällen, wo bei einer bestehenden Anlage der Sachwert höher wäre als der Ertragswert, angenommen werden kann, dass ein potentieller Käufer trotzdem "nur" den niedrigeren Ertragswert zahlen würde. Insofern würde ein Verkehrswert, der aus dem Mittel der beiden Werte hergeleitet wird nicht dem tatsächlich am Markt erzielbaren Preis entsprechen. Im umgekehrten Fall, also bei höherem Ertragswert und niedrigerem Sachwert, wird sich jedoch sehr wohl ein Investor finden, der einen Kaufpreis in Höhe des Ertragswertes zahlt. Dies immer vorausgesetzt, dass der Ertragswert sachgerecht ermittelt wird.

Wie bereits erwähnt, ist der Sachwert durch Addition von Bodenwert, Bauwert der baulichen Anlage und Zubehörs und unter Berücksichtigung sonstiger wertbeeinflussender Umstände zu ermitteln. Der Bauwert ergibt sich aus dem Neubauwert (aus den gewöhnlichen Herstellkosten zu ermitteln), von dem Wertminderungen infolge Alter, Baumängel und –schäden, rückgestauter Reperaturbedarf und infolge verlorenen Bauaufwandes, abgezogen werden (ÖNORM B 1802 und Funk, Koessler, Stocker, 2007).

"Die Wertminderung infolge Alters wird nach dem Verhältnis der Restnutzungsdauer zur Gesamtnutzungsdauer der baulichen Anlagen bestimmt" (ÖNORM B 1802).

Zur Berechnung der Herstellkosten von Windenergieanlagen können die spezifischen Herstellkosten, bezogen auf die Nennleistung oder den prognostizierten Jahresertrag, herangezogen werden.

Preisänderungen der Herstellkosten zwischen Herstellzeitpunkt und Bewertungszeitpunkt werden durch Indexierung berücksichtigt.

Folgende Abbildung zeigt den Ablauf des Verfahrens:

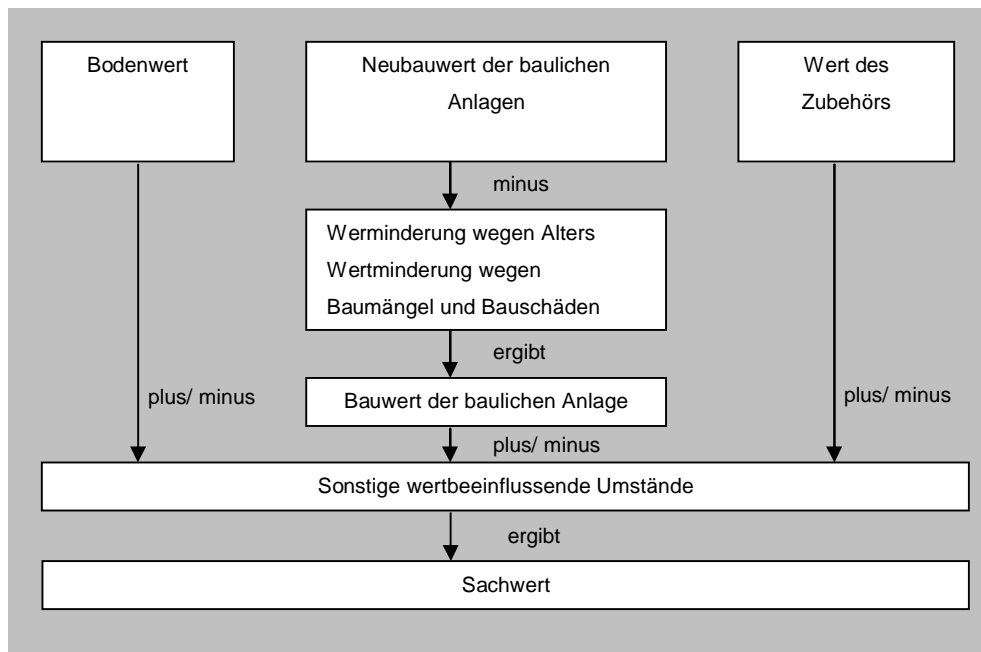


Abbildung 16: Prozessuale Darstellung des Sachwertverfahren

(Quelle: Bienert, Funk, 2007, S. 268)

8.3 Ertragswertverfahren

“Im Ertragswertverfahren ist der Wert der Sache durch Kapitalisierung des für die Zeit nach dem Bewertungsstichtag zu erwartenden oder erzielten Reinertrages zum angemessenen Zinssatz und entsprechend der zu erwartenden Nutzungsdauer der Sache zu ermitteln (Ertragswert)“ (§5 (1) Liegenschaftsbewertungsgesetz).

Das Ertragswertverfahren gemäß §5 LBG kommt bei bebauten Liegenschaften zur Anwendung, die primär der Ertragserzielung dienen und dadurch nachhaltig erzielbare Erträge liefern. Im Falle von Windenergieanlagen werden ebenfalls

Erträge generiert, hier allerdings aus der Erzeugung von elektrischem Strom, was der prinzipiellen Anwendbarkeit der Methode aber keinen Abbruch tut.

Der Ertragswert im "klassischen" Ertragswertverfahren setzt sich aus dem Bodenwert, dem Ertragswert der baulichen Anlagen und dem Wert der Außenanlagen zusammen (Bienert, 2007, und Kranewitter, 2007). Gemäß ÖNORM 1802 kann in begründeten Fällen z.B. bei sehr geringem Bodenwert oder bei hoher Restnutzungsdauer, die Trennung zwischen Bodenertrag und Gebäudeertrag jedoch entfallen. Zweites, da mit zunehmender Restnutzungsdauer der Einfluss des Bodenwertes auf den ermittelten Ertragswert sinkt. International ist die Berücksichtigung der Bodenwertverzinsung als Schmälerung des Jahresrohertrages und die spätere Hinzuzählung des gebundenen Bodenwertes zum Ertragswert der baulichen Anlagen unüblich. Erfolgt keine Aufteilung in Boden und Gebäudewert, spricht man auch vom "vereinfachten" Ertragswertverfahren.

Im Falle von Windenergieanlagen kommen diese Varianten meist gar nicht zu tragen, da die Grundstücke üblicherweise nicht im Eigentum erworben werden und daher nur Pacht- /Mietzahlungen oder Benutzungsentgelte gezahlt werden, die im Ertragswertverfahren unter Betriebskosten vom Rohertrag in Abzug zu bringen sind.

Gesetzt den Fall, das Grundstück wurde/ wird zur Errichtung der Windenergieanlage gekauft und ist somit Bestandteil der Bewertung, könnte eine Abwägung aufgrund der Höhe des Grundwertes zur Entscheidungsfindung vorgenommen werden. Aufgrund der "kurzen" Nutzungsdauer von Windenergieanlagen von rund 25 Jahre würde man den Bodenwert jedenfalls eher berücksichtigen.

Im Ertragswertverfahren wird keine Abschreibung der baulichen Anlagen in den Bewirtschaftungskosten berücksichtigt, da sie im Vervielfältiger bei der Kapitalisierung Berücksichtigung findet (Kranewitter, 2007).

Der Ertragswert der baulichen Anlage wird um Mängel, Schäden oder rückgestauten Reparaturbedarf gemindert, bevor ggf. der Bodenwert und danach sonstige wertbeeinflussende Umstände zu berücksichtigen sind.

"Der Kapitalisierungszinssatz drückt die Rendite aus, die ein Anleger bzw. Investor für das eingesetzte Kapital erwartet" (Kranewitter, 2007, S.94). Die Wahl des

Kapitalisierungssatzes richtet sich daher nach der bei Investitionen in vergleichbare Objekte üblicherweise erzielbaren Kapitalverzinsung (ÖNORM B 1802). Die Höhe des Kapitalisierungszinssatzes drückt das Risiko aus, dem die Erträge aus der Investition unterworfen sind.

Ermittlung des Kapitalisierungszinssatzes

Zur Ermittlung des Kapitalisierungszinssatzes bestehen mehrere Möglichkeiten:

- **Ableitung aus dem Kapitalmarkt**

Hierbei wird von einem sicheren Referenzzinssatz (risikoloser Zinssatz) - beispielsweise die von der österreichischen Nationalbank veröffentlichte Sekundärmarktrendite - ausgegangen, welcher strukturiert um Risikozuschläge für die speziellen Risiken der Investition erhöht wird (Kranewitter, 2007 und Bienert, 2007).

- **Ermittlung eines Branchenzinssatzes**

Beispielsweise durch Feststellen der Verzinsung der Erträge aus vergleichbaren anderen Transaktionsobjekten, deren Kaufpreis und Erträge bekannt sind. Oder durch Bezugnahme auf anerkannte Veröffentlichungen von Richtwerten. (ÖNORM B 1808)

- **Die Ermittlung eines internen Zinssatzes vergleichbarer Objekte**

(ÖNORM B 1808) Hierbei wird die interne Verzinsung aus den Daten vergleichbarer Transaktionen hergeleitet. D.h. Kaufpreise und ihnen zugeordnete Reinerträge von Vergleichstransaktionen müssen bekannt sein.

Nachfolgendes Schema zeigt den Ablauf des Verfahrens gemäß ÖNORM B 1802:

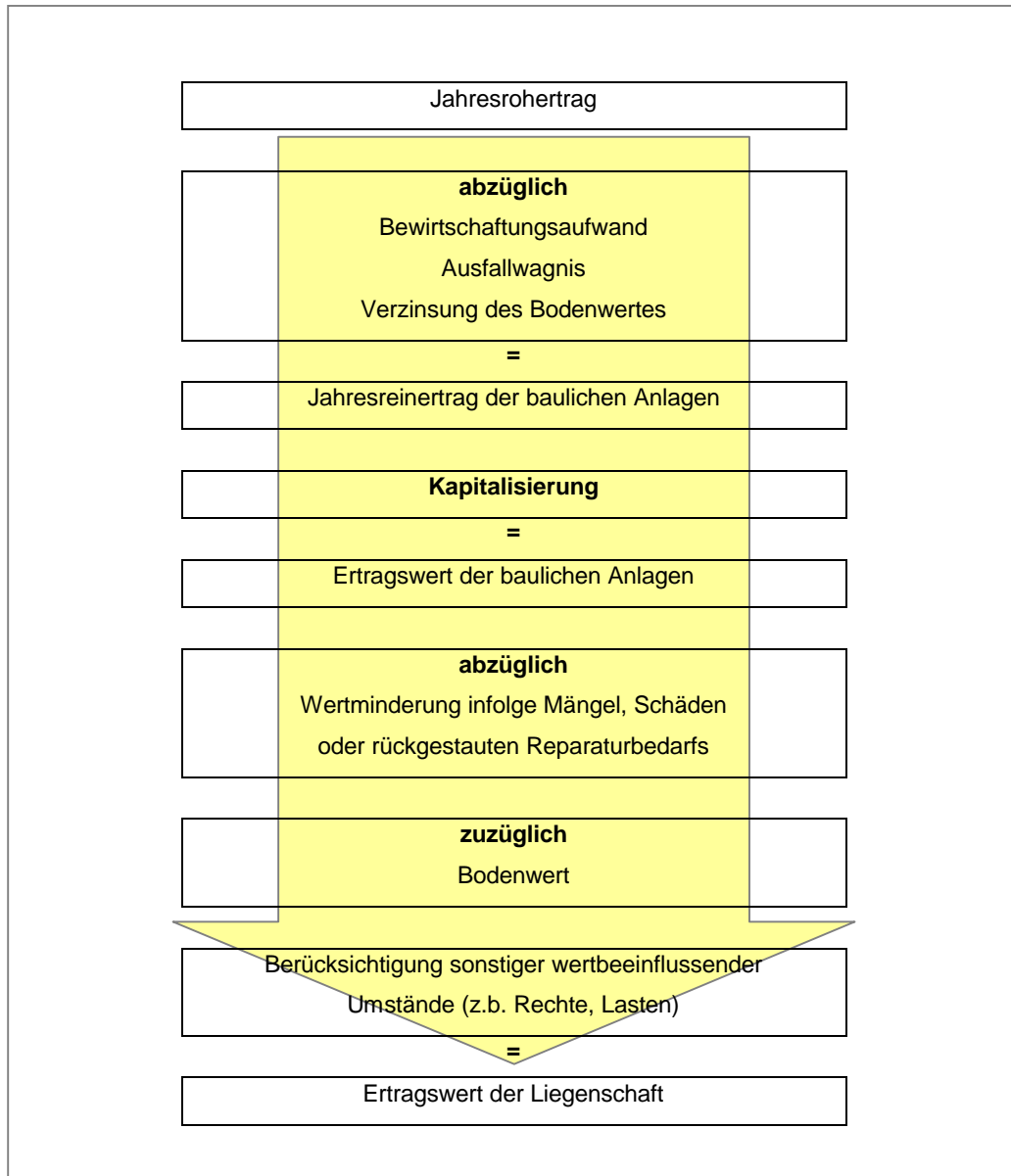


Abbildung 17: Ertragswertverfahren Ablaufschema

(Quelle: ÖNORM B 1802)

Kapitalisierung

Die rechnerische Kapitalisierung der jährlichen Reinerträge erfolgt durch Multiplikation mit dem Vervielfältiger (Rentenbarwertfaktor). Dieser errechnet sich aus Restnutzungsdauer und gewählten Kapitalisierungszinssatz nach der Formel:

$$V = q^n - 1 / q^n \times (q - 1)$$

mit: $q = 1 + i$ und $i = p/100$

Erläuterungen:

V = Vervielfältiger

n = Anzahl der Jahre

p = Kapitalisierungszinsfuß

Er kann aber auch – der Einfachheit halber - aus vorgefertigten Tabellen entnommen werden. (Kranewitter, 2007)

8.3.1 Vereinfachtes Ertragswertverfahren mittels Barwert einer ewigen Rente

Dieses vereinfachte Ertragswertverfahren wird ohne Berücksichtigung einer Restnutzungsdauer der baulichen Anlagen durchgeführt. Es erfolgt durch Berechnung des Barwertes einer "ewigen Rente". Die Formel hierzu lautet:

$$EW = RE \times 100 / p$$

EW= Ertragswert, RE= Liegenschaftsreinertrag, p= Kapitalisierungszinssatz in %
(Kranewitter, 2007).

Diese Methode unterstellt einen immerwährenden, gleich bleibenden Ertrag (ewige Rente) aus einer Investition. Es wäre dies der Fall, wenn der Ertrag aus einer Liegenschaft ohne oder mit nur unbedeutenden baulichen Anlagen erwirtschaftet wird (man unterstellt, dass der Boden allein unbegrenzt nutzbar ist) oder die baulichen Anlagen selbst quasi unbegrenzt nutzbar sind.

Durch Auflösung der Formel nach p (Kapitalisierungszinssatz) wird so auch in der Praxis eine Bruttorendite ermittelt. Es ist darauf zu achten, dass diese Bruttorendite nicht mit dem Liegenschaftszinssatz aus dem klassischen Ertragswertverfahrens oder des Diskontierungszinssatzes bei der Discounted Cash Flow Methode verglichen wird.

Die Differenz zum Kapitalisierungszinssatz/ Liegenschaftszinssatz (Real-Nettorendite) besteht darin, dass bei Berechnung der Bruttorendite der Jahresrohertrag und nicht der durch Bereinigung um die Betriebskosten etc. errechnete Jahresreinertrag herangezogen wird. Es entspricht diese Bruttorendite, der im angelsächsischen Raum verwendeten all-risk-yield (ARY), in der alle mit dem Bewertungsgegenstand verbundenen Risiken, sowie auch die Restnutzungsdauer implizit zum Ausdruck gebracht werden.

8.3.2 Das klassische Ertragswertverfahren unter Anwendung der “Layer-“ oder “hard core – top slice“ Methode

Das “klassische“ Ertragswertverfahren hat im Allgemeinen und in Bezug auf Windenergieanlagen im Speziellen den Nachteil, dass von einem über die Restnutzungsdauer konstanten Reinertrag ausgegangen wird. Diese Annahme ist in der Praxis nicht zutreffend, da weder Einnahmen- noch Ausgabenseitig von konstanten Werten über die Nutzungsdauer ausgegangen werden kann. Die Einspeisetarife sind für eine bestimmte Dauer in der Höhe gesetzlich festgelegt (Präferenztarif), nach dieser Zeit wird die Stromlieferung mit dem Marktpreis, bereinigt um die Ausgleichsabgabe, abgegolten. Ausgabenseitig sind die Wartungs- und Instandhaltungskosten in den ersten Jahren geringer als in den späteren Jahren. Die Reparaturkosten steigen vor allem in der zweiten Dekade des Betriebes (Getriebetausch etc.).

Abgesehen von der später beschriebenen DCF-Methode, kann den unterschiedlichen Zahlungsströmen über der Zeit, durch die Anwendung der sogenannten layer method oder hard core / top slice Methode zumindest teilweise Rechnung getragen werden.

Bei “over-rented“ Mietverträgen, also jene Mietverträge bei denen der Mieter einer Immobilie eine höhere als die Marktmiete zahlt, ist anzunehmen, dass nach Ende

der Mietvertragslaufzeit des Mieters, ein neuer Mieter "nur" mehr die Marktmiete zahlen würde. Dieser Umstand wird mit der beschriebenen Berechnungsvariante berücksichtigt. Analog der Anwendung dieser Methodik bei "over-rented" Mietobjekten, könnten die unterschiedlichen Einspeisevergütungen bei Windenergieanlagen zwei unterschiedliche Betrachtungsperioden bilden, denen auch unterschiedliche Betriebskosten unterstellt werden können. In diesem Fall geht man von zwei Perioden mit unterschiedlichen Reinerträgen aus. Periode I mit den Reinerträgen (Tarif I) aus Referenztarif minus Betriebskosten I und Periode II aus den Reinerträgen (Tarif II) des Marktpreistarifs minus Betriebskosten II. Rechnerisch erfolgt die Ermittlung des Ertragswertes aus der Kapitalisierung von Tarif I über den Zeitraum Periode I unter Hinzuzählung des auf den Bewertungstag abgezinsten Barwerts aus der Kapitalisierung des Reinertrags aus Marktpreisniveau (Tarif II) über die Restlaufzeit Periode II ($=t_2-t_1$). Der Zinssatz zur Kapitalisierung und Abzinsung der Periode II ist entsprechend dem höheren Risiko dieser Erträge zu wählen. Er wird in der Regel also höher sein als der Zinssatz für Periode I.

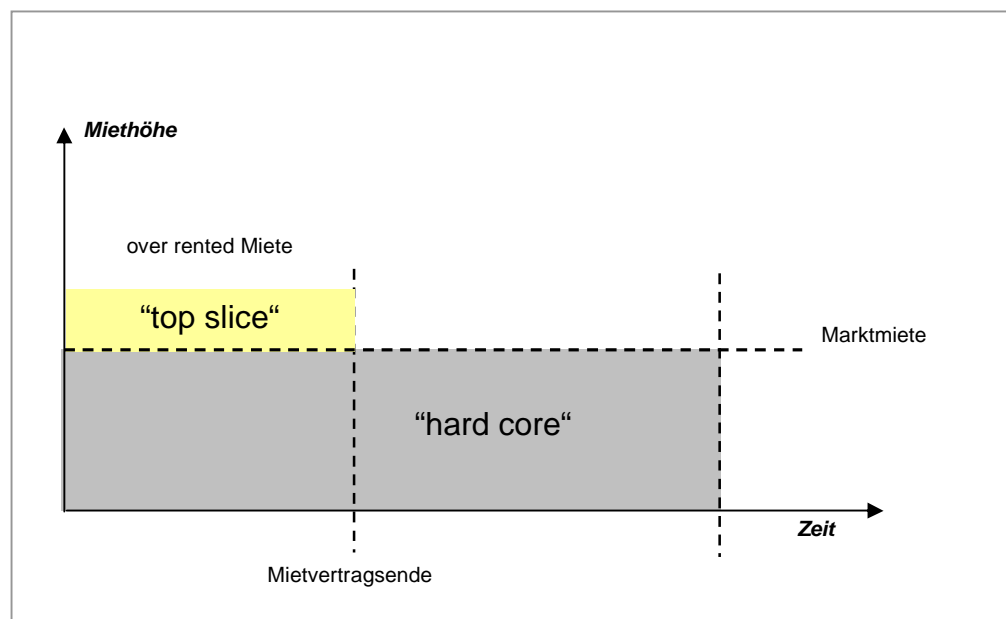


Abbildung 18: Layer Method aus der Immobilienbewertung

(Quelle: Bienert, Funk, 2007, S. 489)

Speziell in Österreich könnte diese Rechenmethode insofern gut angewandt werden, da durch die gesetzliche Tarifregelung die Nutzungsdauer tatsächlich in zwei aufeinander folgende Phasen unterschiedlicher Ertragsansätze geteilt ist.

Nachfolgende Grafik zeigt die Anwendung der "layer method" auf Windenergieanlagen:

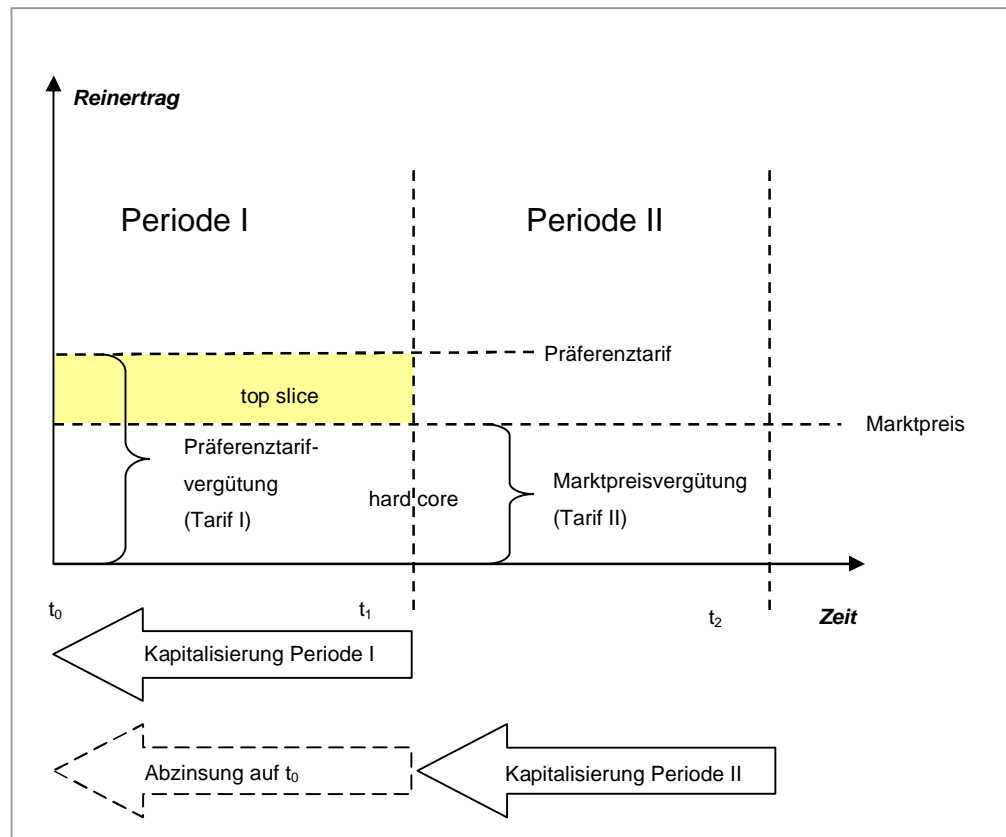


Abbildung 19: Anwendung der "layer method" auf Windenergieanlagen

(Quelle: eigene Abbildung)

Geht man davon aus, dass am Ende der Restnutzungsdauer ein Verwertungserlös der Anlage zu lukrieren ist der über die Demontagekosten hinausgeht, könnte dieser Wert abgezinst auf den Bewertungsstichtag den Barwerten der Periode I und II noch hinzugezählt werden. Auch ein negativer "Verwertungserlös" der sich ergibt, wenn die Demontagekosten höher als der Schrottwert sind, wäre so zu berücksichtigen.

Die beste, über dieses Verfahren hinausgehende Periodenkonformität der Zahlungsströme, bietet allerdings das nachfolgend beschriebene Discounted Cash Flow Verfahren.

8.4 Discounted Cash Flow Verfahren (Barwertverfahren)

Die Discounted Cash Flow Methode (DCF-Methode) ist ebenfalls ein ertragsorientiertes Bewertungsverfahren, bei dem in der Zukunft liegende Zahlungsströme auf den Bewertungsstichtag abgezinst werden. Im Englischen beschreibt man diesen Umstand mit dem Begriff des "present value of future benefits" (Bienert, 2007).

Bei Windenergieanlagen wird dieses Verfahren sowohl in der Bewertungspraxis angetroffen, als auch von Investoren in Form der interne Zinsfuß Berechnung (IRR/ internal rate of return) als Investitionsentscheidungshilfe angewandt.

Es ist bei der Verkehrswertermittlung von Windenergieanlagen mit Standort oder Windenergieprojekten als Hauptverfahren insbesondere geeignet, da Diskontinuitäten des Zahlungsstromes, wie sie bei Windenergieprojekten/ Anlagen vorhanden sind, sehr gut abgebildet und berücksichtigt werden können.

In der ÖNORM B 1802-2 ist der Anwendungsbereich des DCF-Verfahrens wie folgt beschrieben:

"Das DCF-Verfahren dient zur Ermittlung des Marktwertes (market value) von bebauten Liegenschaften, Liegenschaftsanteilen und Projektentwicklungen.

Bei diskontinuierlichen Entwicklungen verursacht durch z.B.:

- *Abweichungen zum aktuellen Marktmietniveau (Over- oder Underrented)*
- *Staffelmietverträge*
- *Strukturelle Leerstände*
- *Modernisierungen*
- *Mietfreie Zeiten*
- *Vermietungsbegünstigungen (sog. Incentives)*
- *Schwankende Bewirtschaftungskosten*
- *Instandsetzungen*

ist das DCF-Verfahren als Blockverfahren besonders geeignet."

Das Verfahren verläuft in der Regel so, dass der gesamte Zahlungsstrom in zwei Phasen unterteilt wird (ähnlich dem im früher beschriebenen hard core / top slice Modell). In der ersten Phase, der Detailprognosezeitraum genannt wird, werden hier jedoch die Zahlungsströme detailliert und einzeln pro Einheit (in der Regel pro Jahr) betrachtet. Die einzelnen Zahlungsströme (cash flows) sind die (jährlichen) Überschüsse aus Einzahlungen (im Falle WEA die Erlöse aus Stromeinspeisung) abzüglich Auszahlungen (Betriebs- bzw. Bewirtschaftungskosten). Die einzelnen cash flows werden auf den Bewertungsstichtag hin abgezinst (diskontiert).

Am Ende dieses detaillierten Analysezeitraumes wird, als Wertbeitrag der zweiten Phase, ein fiktiver Veräußerungswert (sog. terminal value) der Immobilie (Anlage) durch Kapitalisierung (z.Bsp. des Jahresertrages des auf das letzte Jahr der Detailprognose folgenden Jahres) errechnet und ebenfalls auf den Bewertungsstichtag abgezinst (ÖNORM B 1802-2 (4.1) und Bienert & Reinberg, 2007). Der Marktwert aus dem DCF-Verfahren ergibt sich aus der Summe der einzelnen Barwerte aus Phase I und dem Barwert des fiktiven Veräußerungserlöses aus Phase II (ÖNORM B 1802-2, (4.1.)).

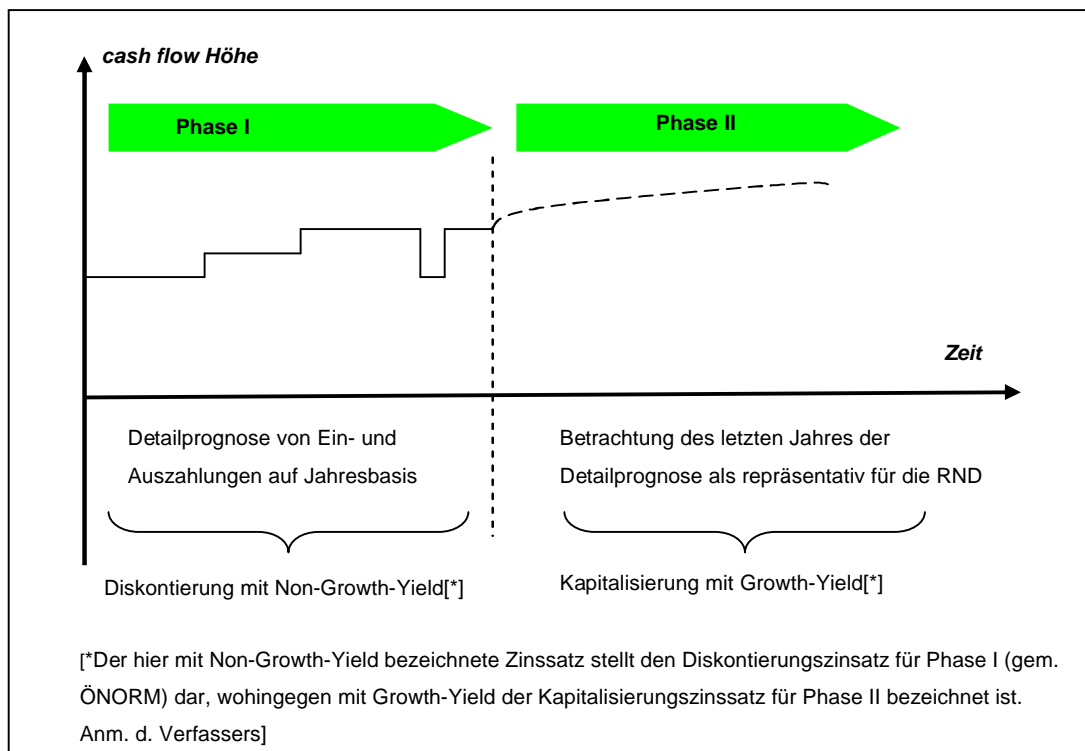


Abbildung 20: Unterteilung der Zahlungsströme bei der DCF-Methode

(Quelle: Bienert, Funk, 2007, S. 493)

Im Falle einer Windenergieanlage, die im Vergleich mit z.B. Wohnimmobilien sowieso einer eher kurzen Nutzungsdauer unterliegt, kann sich die Phase eins auch über die gesamte Nutzungsdauer bzw. technische Lebensdauer der Anlage erstrecken und der terminal value einen fiktiven Veräußerungserlös der demontierten Anlage darstellen. Dies insbesondere dann, wenn die Anlage schon einige Jahre in Betrieb ist. In der Praxis wird, soweit ersichtlich, meist auch diese Variante gewählt.

Es ist aber auch möglich, für Phase I den Zeitraum des gesetzlich geregelten Mindestabnahmetarifs zu wählen und als Phase II die verbleibende Restnutzungsdauer, deren Erträge in der Höhe eher unsicher bzw. schwer prognostizierbar sind. Der fiktive Veräußerungserlös (terminal value) wird dann durch Kapitalisierung der den Marktpreisen für die Stromeinspeisung zugrunde liegenden Zahlungsströmen der Phase II errechnet.

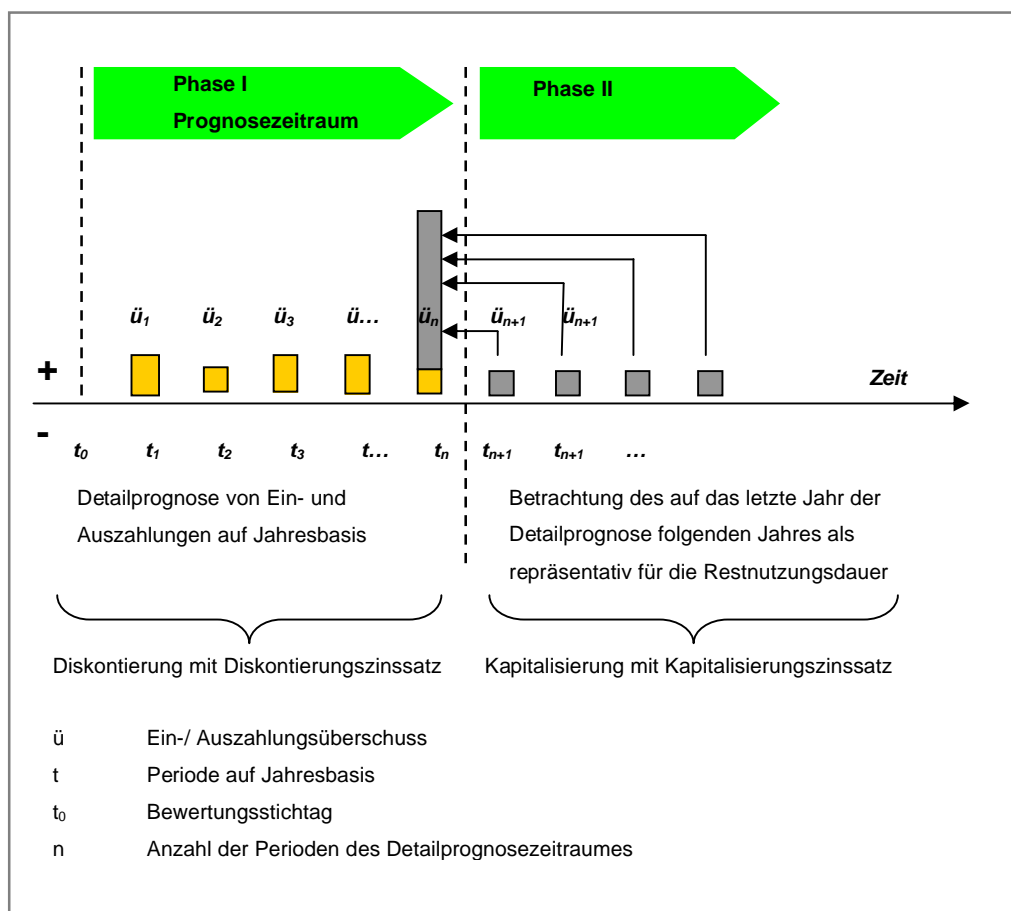


Abbildung 21: DCF-Verfahren

(Quelle: ÖNORM B 1802-2)

Gemäß ÖNORM B 1802-2 wäre der *“...fiktive Veräußerungswert(es) über eine ewige Rente hergeleitet und die endliche Nutzung der baulichen Anlagen über eine Erhöhung des Zinssatzes berücksichtigt (implizite Berücksichtigung der Restnutzungsdauer)“*. Dies scheint mir nur angebracht, wenn die tatsächliche Restnutzungsdauer schwer abzuschätzen ist (durch laufende Instandhaltung, Sanierungsmaßnahmen etc. beispielsweise bei Gründerzeithäusern, kann das fiktive Baujahr Richtung Gegenwart verschoben und die Restnutzungsdauer so verlängert werden). Andernfalls, zumindest bei relativ kurzer Restnutzungsdauer, wie sie bei Windenergieanlagen realistisch ist, scheint nichts gegen die Kapitalisierung des abschätzbaren Zeitraums der Nutzbarkeit jenseits des Detailprognosezeitraumes zu sprechen.

Wahl der Zinssätze

Die Wahl der Zinssätze erfolgt wieder indirekt durch Ableitung aus dem Kapitalmarkt oder direkt aus dem spezifischen Markt (so genannte Branchenzinssätze) der zu bewertenden Sache.

Die Ableitung der Zinssätze aus dem Kapitalmarkt basiert auf dem *“capital asset pricing model“* (CAPM). Wie bereits unter Kapitel 9.3 beschrieben, wird hierbei von einem sicheren Referenzzinssatz (risikoloser Zinssatz) ausgegangen, welcher um Risikozuschläge für die in Betracht stehende Investition erhöht wird. *“Eine Steigerung des objektbezogenen Risikos führt damit durch höhere geforderte Risikoprämien und steigende Diskontierungssätze zur Verringerung des Kapitalwertes“* (Tobias, 2007).

Windenergieanlagen werden in der Regel nicht vollständig eigenkapitalfinanziert. Investoren kalkulieren deshalb bei Ihren Investitionsberechnungen oft eine Eigenkapitalrendite (IRR nach Fremdkapitalrückführung) oder mit einem gewichteten Kapitalkostensatz (Weighted-Average-Cost-of-Capital, kurz WACC).

Im Gegensatz dazu ist bei der Bewertung immer eine hundertprozentige Eigenkapitalfinanzierung zu unterstellen und es haben steuerliche Aspekte unberücksichtigt zu bleiben. Bei der Verkehrswertermittlung ist bei Verwendung von Branchenzinssätzen zur Diskontierung daher darauf zu achten, dass sich diese auf die Rendite des Gesamtkapitals beziehen.

Zu beachten gilt weiters, dass der Diskontierungzinssatz des Detailprognosezeitraums kein erwartetes Wachstum oder dergleichen beinhalten sollte, da dieses ja schon in den Zahlungsströmen abgebildet werden kann.

Bei der Wahl des Kapitalisierungszinssatzes für die Phase nach dem Detailprognosezeitraum (Phase II) ist ein solches erwartetes Wachstum - oder auch erwartete Reduktionen - und Unsicherheiten, die aufgrund der Unprognostizierbarkeit des weit in der Zukunft liegenden Zeitraums vorhanden sind, zu berücksichtigen.

Anders ausgedrückt könnte man auch sagen, dass im Detailprognosezeitraum (Phase I) wertrelevante Entwicklungen in den Zahlungsströmen und in Phase II im Zinssatz abgebildet werden.

Grundsätzlich ist auch auf Bewertungsseite zu differenzieren, in welchem Entwicklungszustand sich das zu bewertende Objekt befindet. Anlagen, die bereits den Betrieb aufgenommen haben und Erträge erwirtschaften, sind mit weniger Risiko behaftet als Projekte, die noch nicht errichtet sind. Der zu wählende Diskontierungzinssatz wird demnach bei Projekten wesentlich höher sein als bei bestehenden Anlagen.

Ermittlung der Zahlungsströme

Die Zahlungsströme werden durch Einzahlungen und Auszahlungen gebildet. Nicht direkt in die Verkehrswertermittlung einfließen dürfen Zahlungen wie Steuern, Zinsen, Ausschüttungen etc. (ÖNORM B 1802-2).

Die so resultierenden Bruttoeinzahlungsüberschüsse, als Größe vor Abzug des Kapitaldienstes und ohne Berücksichtigung des aus der Fremdfinanzierung resultierenden tax shields, bezeichnet man auch als "free cash flows" (Tobias, 2007).

Einzahlungen sind bei Windenergieanlagen in der Regel die Erträge aus der Stromeinspeisung und der Liquidationserlös.

Erstere ergeben sich aus der erzeugten Energieleistung unter Berücksichtigung der vom Auftraggeber vorgegebenen oder andernfalls in der Wahl des Gutachters

liegenden Überschreitungswahrscheinlichkeit. Die Angabe der gewählten Überschreitungswahrscheinlichkeit im Gutachten wird notwendig sein.

Der Leistungsertrag ist wie oben erwähnt noch um technische Abschläge zu mindern.

Folgende technisch bedingte Abschläge sind üblich:

der Parkwirkungsgrad	ca. 5-15 %
interne Netzverluste (Trafo)	ca. 1-2 %
Verfügbarkeitseinschränkungen (Wartung)	bis 2 %
ggf. Eigenverbrauch	ca. 1-2 %

Unabhängig davon sollte ein kaufmännischer Sicherheitsabschlag für weniger gut kalkulierbare Risiken berücksichtigt werden. Dieser kann zwischen 7 % und 10 %, und bei unsicherer Datenlage sogar noch höher liegen. Er berücksichtigt z.B. Unsicherheiten und Toleranzen bei der Bestimmung des Windpotenzials, die Unsicherheit der verwendeten Leistungskennlinien der Windenergieanlage usw. (Bundesverband Windenergie, 2004). Es sind all diese angeführten Abschläge natürlich nur zu berücksichtigen, sofern sie nicht schon im Windertragsgutachten berücksichtigt wurden.

Der so ermittelte Leistungsreinertrag wird mit dem Einspeisetarif der gegebenenfalls um Ausgleichsabgabe, Netzverlustentgelt und Systemnutzungsentgelt zu mindern ist, multipliziert und ergibt einen monetären Rohertrag. Dieser wird als Einzahlung in die DCF-Rechnung fließen und dort um die Auszahlungen, also den Betriebs- und Bewirtschaftungskosten wie in Kapitel 8.2.4. beschrieben, gemindert.

Es ist damit zu rechnen, dass am Ende der Nutzungsdauer einer Windenergieanlage diese abgebaut und auch das Fundament abgebrochen werden muss, was einen gewissen Kostenfaktor darstellt. Im ungünstigsten Fall könnten diese Kosten den Schrottwert der Windenergieanlage übersteigen und müssten als Negativzahlungsstrom in die DCF- Rechnung eingehen.

Die Differenz der Ein- und Auszahlung für jede Periode bildet den cash flow. Die einzelnen cash flows werden auf den Bewertungsstichtag hin abgezinst und die

Summe der abgezinsten cash flows ergibt sohin den Ertragswert des Bewertungsgegenstandes.

8.4.1 Beispiel

Nachfolgend wurde eine DCF-Berechnung für eine fiktive Anlage erstellt und durch Veränderung verschiedener Parameter einer Sensitivitätsanalyse unterzogen.

Die angenommene Anlage speist 6.000.000 kWh Strom pro Jahr in das Netz ein. Die Kosten der reinen Anlage wurden mit Euro 2.900.000,- angenommen. Sie dienen jedoch nur als Basis zur Berechnung der Reparaturkosten. Dieser Betrag beinhaltet nicht die Projektentwicklungskosten oder die Errichtungskosten.

Betreffend Risiko wurde angenommen, dass die Anlage bereits errichtet ist und ausreichend gute Daten für die Windernte vorhanden sind. Der Diskontierungszinssatz der Basiskalkulation wurde daher mit 7% für die Präferenztarifphase angesetzt. Für die Phase der Marktpreisvergütung wurde ein Diskontierungszinssatz von 8% gewählt. Dies wird mit der Unsicherheit der Daten des zu erwartenden Strompreises, der Erlösschmälerungen, sowie des zu erwartenden Reparaturbedarf erklärt. Betreffend Wartungs- und Reparaturkosten wird ein Vollwartungsvertrag mit Kosten von 11c/ kWh für die ersten 12 Jahre angenommen, wobei für diesen in den ersten fünf Jahren nur 50% der Kosten anfallen.

Es ergibt sich bei einer angenommenen Laufzeit von vierundzwanzig Jahren ein Ertragswert von rund Euro 4.580.900,-.

Sensitivität

Legt man dieselbe Berechnung zugrunde, verringert aber die angenommene Laufzeit auf 20 Jahre reduziert sich der Ertragswert um 4,33% auf Euro 4.382.363,-. Nachdem in Betrieb befindliche Anlagen heutiger Bauart ihre technische Lebenserwartung noch nicht erreicht haben, lassen sich keine genaueren Prognosen für die Laufzeit abgeben als jene, die diese mit zwanzig bis fünfundzwanzig Jahren angeben.

Die Indexierung des Marktpreises für Strom wurde in der Basisberechnung mit 3% per anno vorgenommen. Der Marktpreis für Strom der in der Phase nach dem Präferenztarifzeitraum zur Anwendung kommt, ist wohl einer der am schwersten abzuschätzende Wertparameter. Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass eine Schwankungsbreite der Steigerung von 1% bis zu 4% per anno zu Schwankungen des Ertragswertes von zehn Prozent führen kann. Im Beispiel wurde die Indexierung mit 3% vorgenommen, der Ertragswert liegt demnach bei den unterschiedlichen Szenarien rund sechs Prozent (bei Index 1%) unter oder vier Prozent (bei Index 4%) über der angenommenen Basisberechnung.

Für die Betriebskosten wurde eine Schwankungsbreite von ca. 22% bis 35% der Reinerlöse gewählt, wobei für die Basisberechnung die durchschnittlichen Betriebskosten pro Jahr mit 28% pro Jahr gewählt bzw. errechnet wurden. Den Ertragswert verändern die unterschiedlichen Betriebskostensätze mit plus 7,78% bei 22% Betriebskosten bis minus 9,08% bei ca. 35% Betriebskosten. In absoluten Ziffern bedeutet dies für den Ertragswert eine Streuung von rund 4.165.000,- bis 4.937.000,- Euro. Die erwartete Genauigkeit von Verkehrswertgutachten erfordert daher eine Abschätzung der Betriebskosten, die in einer engeren Szenarienbreite Platz findet.

Der Diskontierungszinssatz beinhaltet das Risiko der Investition. Er ist daher für jede Bewertung einzeln anzunehmen und zu begründen. Im Kapitel 9. wird versucht verschiedene Risikobereiche für Windenergieanlagen zu beschreiben. Für das vorliegende Beispiel wurden Diskontierungszinssätze von 6% bis 9% berechnet. Für die Basiskalkulation wurde ein Zinssatz von 7% für den "sichereren" Präferenztarifzeitraum und 8% für den "unsichereren" Marktpreiszeitraum gewählt. Das Modell reagiert auf die doch eher große Bandbreite zwischen 6% und 9% Diskontierungszins mit Veränderungen des Ertragswertes von rund minus 11% Prozent bis plus 11%.

Aus Platzgründen wurde die DCF-Berechnung auf die folgenden beiden Seiten aufgeteilt: Seite 66 – Jahr 1 bis 13, Seite 67 – Jahr 14 bis 25.

Discounted Cash Flow Berechnung einer Windenergieanlage in Österreich

	Präferenztarif												
Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Stromerzeugung	kWh												
(Abschaffung, interne Netzverluste, Verfügbarkeit, Eigenverbrauch etc. bereits berücksichtigt)	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000
Tarif brutto	€/ kWh												
Erlösschmälerungen	0,0970	0,0970	0,0970	0,0970	0,0970	0,0970	0,0970	0,0970	0,0970	0,0970	0,0970	0,0970	0,0970
Ausgleichsabgabe	€/ kWh												
Systemnutzungsentgelt & Netzverlustentgelt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tarif netto	€/ kWh												
Erlöse	582.000	582.000	582.000	582.000	582.000	582.000	582.000	582.000	582.000	582.000	582.000	582.000	582.000
Betriebskosten (Aufwendungen)	€												
Betriebsführung tech.kaufm.in % der Erlöse	6%	34.920	34.920	34.920	34.920	34.920	34.920	34.920	34.920	34.920	34.920	34.920	34.920
Reparaturkosten in % der Anlagenpreise	2% Index 3%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reparaturkosten ab Jahr 13	€	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011
Wartung Vollwartungsvertrag bis Jahr 12	€	33.000	33.000	33.000	33.000	33.000	33.000	33.000	33.000	33.000	33.000	33.000	33.000
Wartung (Jahr 1-5 nur 50% der Kosten)	2,00%	11.640	11.640	11.640	11.640	11.640	11.640	11.640	11.640	11.640	11.640	11.640	11.640
Grundstückskosten in % der Erlöse	€	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
Versicherung	€	89.560	89.560	89.560	89.560	89.560	89.560	89.560	89.560	89.560	89.560	89.560	89.560
Rückbaukosten	27,94%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
Summe Betriebskosten	€	89.560	89.560	89.560	89.560	89.560	89.560	89.560	89.560	89.560	89.560	89.560	89.560
in % der Erlöse		15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
free cash flow	€	492.440	492.440	492.440	492.440	492.440	492.440	492.440	492.440	492.440	492.440	492.440	492.440
Diskontierungszinssatz	%	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Barwert	460.224	430.116	401.978	375.680	351.103	306.144	286.116	267.398	249.905	233.556	218.277	203.997	186.818
Summe Barwerte = Ertragswert	4.580.896												
minus Marktabschlag	4.580.896												
Verkehrswert der WEA am Standort													
Anlage(neu)preis / Reparaturkostenberechnung	2.900.000	58.000	64.532	69.378	65.280	67.238	69.255	71.333	73.473	75.677	77.947	80.288	82.694
Reparaturkosten in % und Index	2%	1,03											
Marktpreis Strom Basis Jahr 1	0,04443	0,04576	0,04714	0,04855	0,05001	0,05151	0,05305	0,05464	0,05628	0,05797	0,05971	0,06150	0,06335
Index	1,03												

Discounted Cash Flow Berechnung einer Windenergieanlage in Österreich

Jahr	Marktpreisvergütung															25	
	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24						
Stromerzeugung	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000	0
(Abschattung, interne Netzverluste, Verfügbarkeit, Eigenverbrauch etc. bereits berücksichtigt)																	
Tarif brutto	€ / kWh	0,0652	0,0672	0,0692	0,0713	0,0734	0,0756	0,0779	0,0802	0,0827	0,0851	0,0877	0,0903				
Erlösschmälerungen	€ / kWh	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
Ausgleichsabgabe	€ / kWh																
Systemnutzungsentgelt & Netzverlustentgelt	€ / kWh	0,0592	0,0612	0,0632	0,0653	0,0674	0,0696	0,0719	0,0742	0,0767	0,0791	0,0817	0,0843				
Tarif netto	€ / kWh	355,482	367,226	379,323	391,783	404,616	417,835	431,450	445,473	459,917	474,795	490,119	0				
Erlöse	€																
Betriebskosten (Aufwendungen)	6%	21.329	22.034	22.759	23.507	24.277	25.070	25.887	26.728	27.595	28.488	29.407	0				
Betriebsführung tech. Kaufm. in % der Erlöse																	
Reparaturkosten in % der Anlagenpreise																	
Reparaturkosten ab Jahr 13	€	85.175	87.730	90.362	93.073	95.865	98.741	101.703	104.754	107.897	111.134	114.468	0				
Wartung Vollwartungsvertrag bis Jahr 12	€	24.884	25.706	26.553	27.425	28.323	29.248	30.201	31.183	32.194	33.236	34.308	0				
Wartung (Jahr 1-5 nur 50% der Kosten)	€	7.110	7.345	7.586	7.836	8.092	8.357	8.629	8.909	9.198	9.496	9.802	0				
Grundstückskosten in % der Erlöse	2,00%	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
Versicherung	€																
Rückbaukosten	€	148.497	152.814	157.261	161.840	166.558	171.416	176.421	181.575	186.885	192.353	197.986	25.000				
Summe Betriebskosten	27,94%																
in % der Erlöse																	
free cash flow		206.985	214.412	222.062	229.942	238.059	246.418	255.029	263.898	273.033	282.442	292.133	-25.000				
Diskontierungszinssatz	%																
Barwert		70.470	67.592	64.818	62.146	59.574	57.098	54.716	52.425	50.222	48.104	46.069	-3.650				
Summe Barwerte = Ertragswert	4.580.896																
minus Marktabschlag	4.580.896																
Verkehrswert der WEA am Standort																	
Anlage(neu)preis / Reparaturkostenberechnung	2.900.000	85.175	87.730	90.362	93.073	95.865	98.741	101.703	104.754	107.897	111.134	114.468	0				
Reparaturkosten in % und Index	2%																
Marktpreis Strom Basis Jahr 1		0,06525	0,06720	0,06922	0,07130	0,07344	0,07564	0,07791	0,08025	0,08265	0,08513	0,08769	0,09032				
Index	1,03																

Basisberechnung	
Marktpreis Strom Indexierung	1,03
Betriebskosten (Aufwendungen)	27,94%
Diskontierungszinssatz Periode 1	7,00 %
Diskontierungszinssatz Periode 2	8,00 %
Laufzeit	24,00 Jahre
Ertragswert	4.580.896

Szenario 1	Strompreisindex			
Marktpreis Strom Indexierung		1,01	1,02	1,04
Betriebskosten (Aufwendungen)		27,94%		
Diskontierungszinssatz Periode 1		7,00		
Diskontierungszinssatz Periode 2		8,00		
Laufzeit		24,00		
Ertragswert		4.293.023	4.424.997	4.764.932
Veränderung zur Basisberechnung		-6,28%	-3,40%	4,02%

Szenario 2	Diskontierungszins				
Marktpreis Strom Indexierung		1,03			
Betriebskosten (Aufwendungen)		27,94%			
Diskontierungszinssatz Periode 1		6,00	7,00	8,00	9,00
Diskontierungszinssatz Periode 2		6,00	7,00	8,00	9,00
Laufzeit		24,00			
Ertragswert		5.071.209	4.699.714	4.371.535	4.080.321
Veränderung zur Basisberechnung		10,70%	2,59%	-4,57%	-10,93%

Szenario 3	Betriebskosten			
Marktpreis Strom Indexierung		1,03		
Betriebskosten (Aufwendungen)		25,04%	21,94%	34,94%
Diskontierungszinssatz Periode 1		7,00		
Diskontierungszinssatz Periode 2		8,00		
Laufzeit		24,00		
Ertragswert		4.753.140	4.937.262	4.165.135
Veränderung zur Basisberechnung		3,76%	7,78%	-9,08%

Szenario 4	
Marktpreis Strom Indexierung	1,03
Betriebskosten (Aufwendungen)	25,65% (reduzierter Durchschnitt aufgrund Laufzeit)
Diskontierungszinssatz Periode 1	7,00
Diskontierungszinssatz Periode 2	8,00
Laufzeit	20,00
Ertragswert	4.382.363
Veränderung zur Basisberechnung	-4,33%

Abbildung 22: Tabelle Sensitivität

(Quelle: eigene Abbildung)

8.5 Ermittlung des Verkehrswertes

Nachdem durch ein Verfahren oder durch Zusammenführung zweier oder mehr Verfahren ein Zwischenwert ermittelt wurde, wird der Verkehrswert durch Anpassung des Zwischenwertes an die Marktlage und des Weiteren über Berücksichtigung von Rechten und Lasten, die gegebenenfalls mit dem Wertermittlungsobjekt in Verbindung stehen, hergeleitet.

Speziell bei Werten aus den ertragswertorientierten Verfahren entfällt die Marktanpassung jedoch, da diese schon im Kapitalisierungs- bzw. Diskontierungszinssatz Eingang finden sollte.

9 Risiko - Rendite

Jede Kapitalinvestition ist einem Risiko ausgesetzt. Die Höhe der erwartenden Rendite spiegelt dieses Risiko wieder. Die Rendite kann somit als Preis des Risikos bezeichnet werden. Für die Bewertung spielt das Risiko in den ertragswertorientierten Verfahren eine bedeutende Rolle, da es im Diskontierungszinssatz bzw. im Kapitalisierungszinssatz einfließt.

9.1 Risikobereiche

Bei Windenergieanlagen mit Standort können im Allgemeinen u.a. folgende Risikobereiche differenziert werden:

Standortrisiko:

Das Standortrisiko ist bestimmt von der Frage, ob der Standort über ausreichend gute Windverhältnisse wie Jahreshäufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten, Luftdichte und Rauigkeit der Landschaft verfügt. Weitere Risiken bilden die möglichen Stehzeiten aufgrund von Eisansatz oder Schall- und Schattenwurf.

Entwicklungsrisiko und Errichtungsrisiko:

Diese finden sich, je nach Entwicklungsstadium, in unterschiedlichen Ausprägungen bei der Bewertung von Windenergieprojekten. Sie sind u.a. von folgenden Aspekten getragen:

- Sind alle behördlichen Genehmigungen vorhanden?
- Ist mit Widerstand von Anrainern bzw. Projektgegnern zu rechnen?
- Wurden bzw. können geeignete Grundnutzungsverträge kostengünstig abgeschlossen werden?
- Wie sieht die Netzzugangsmöglichkeit aus?
- Verfügt der Anlagenhersteller bzw. Errichter über ausreichend Erfahrung?
- Werden die kalkulierten Herstellkosten eingehalten?
- Entstehung von Kosten aus verspäteter Inbetriebnahme der Anlage.

Marktrisiko:

Das sind Risiken aus politischen und rechtlichen Unwägbarkeiten des jeweiligen Landes bzw. Marktes, in dem sich das Objekt befindet. Ggf. Absatzrisiko dort, wo keine Abnahmeverpflichtung besteht und das Risiko der zu erzielenden

Verkaufspreise (Marktpreise/ geregelte Tarife?) sowie Währungsrisiko bzw. das Risiko von gesetzlichen Änderungen bei den Einspeisevergütungen oder Netznutzungskosten und dergleichen.

Objekt- bzw. Betriebsrisiko:

Dieses kann beispielsweise die technische Verfügbarkeit der Anlage, Wartungs- und Reparaturkosten sowie Rückbaukosten der Anlage beinhalten.

9.2 Diskontierungszinssätze in Österreich und Deutschland

Bei Ansicht realer Gutachten die in den Jahren vor 2008 über österreichische und deutsche Anlagen, die bereits errichtet und in Betrieb waren, erstellt wurden, sowie nach Aussagen von Gutachtern und Marktteilnehmern wurden hier Diskontierungszinssätze zwischen 5,5% und 8% bei der Verkehrswertermittlung mittels DCF Verfahren angewandt.

9.3 Amortisationszeit

Die Amortisationszeit von Windenergieanlagen an sehr guten Standorten wird von Experten mit rund 6 Jahren, an guten Standorten mit rund 10 Jahren angegeben. Beispielhaft wurden nachfolgend die Anschaffungskosten und prognostizierten Erträge (EBITDA) eines realen ausländischen Windparkprojektes mit rund 32 MW einer Break Even Analyse unterzogen. Die Amortisation ergibt sich hierbei nach rund siebeneinhalb Jahren.

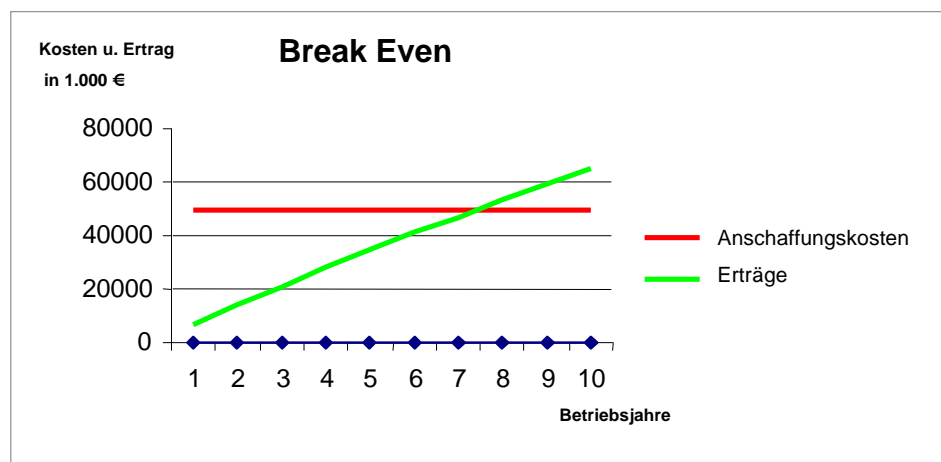


Abbildung 23: Break Even Analyse

Quelle: Eigene Abbildung

10 Windenergieanlagen als Investmentobjekte

In Österreich ist der Markt für Windenergieanlagen mit Standort überschaubar. Nachdem eine nachhaltige Entwicklung der Windenergienutzung in Österreich erst wenige Jahre zurück liegt, sind die Marktteilnehmer hauptsächlich Projektentwickler, Betreiber- und Energieversorgungsunternehmen. Ein Investmentmarkt, wie in Deutschland, in dem es unzählige Windenergiefonds gibt, konnte in Österreich nicht vorgefunden werden. Dies mag sich aufgrund der Liquiditätsverknappung bzw. Verteuerung des Kapitals im Zuge der aktuellen Wirtschaftskrise vielleicht ändern. Nämlich insofern, als Projektentwickler zur Kapitalaufbringung vermehrt auf die Vergabe von Beteiligungen, in welcher Form auch immer, angewiesen sein könnten.

Derzeit dominieren in Österreich als Eigentümer private Projektentwicklungs- und Betreibergesellschaften sowie Energieversorgungsunternehmen.

Im folgendem werden Möglichkeiten eines Investments in Windenergieprojekte bzw. Windenergieunternehmen angeführt.

10.1 Beteiligungen als Personengesellschaften

Beteiligung als Kommanditist bei einer GmbH & Co KG

Bei dieser Gesellschaftsform handelt es sich um eine Kommanditgesellschaft mit einer GmbH als Komplementär. Als Kommanditist ist die Haftung auf die Kapitaleinlage beschränkt und es besteht keine Nachschusspflicht. An Gewinn, Verlust und Wertzuwachs des Unternehmens nimmt man teil. Die beteiligte Person hat durch die Beteiligung am Windprojekt Einkommen aus Gewerbebetrieb (IG Windkraft 2004c).

Die Gewinnfeststellung für die Einkommenssteuer erfolgt einheitlich und gesondert. Die zugewiesenen Gewinne sind horizontal (in derselben Einkunftsart) und vertikal (in anderen Einkunftsarten) ausgleichsfähig.

Windenergiefonds (geschlossene Fonds)

Sind in der Regel so genannte "geschlossene Fonds", die rechtlich als Personengesellschaften (meist Kommanditgesellschaften) konstruiert sind.

In Deutschland hat sich diese Anlageform in den letzten Jahren stark verbreitet. *"Die Grundstruktur besteht darin, dass eine Fondsgesellschaft Nutzungsrechte an*

geeigneten Grundstücken erwirbt, auf diesen Grundstücken Windkraftanlagen errichtet und anschließend für den Anschluss der Windkraftanlagen an das Stromnetz sorgt.“ (Lüdicke, 2007:258). Die Fondsgesellschaft erhält die im EEG (Erneuerbare Energien Gesetz in Deutschland) festgesetzte Vergütung aus der Stromeinspeisung. Abweichend dazu gibt es auch jene Struktur, bei der die Fondsgesellschaft den Windpark oder die Anlage nicht selbst errichtet, sondern die Anlage von einem Projektentwickler in betriebsbereitem Zustand erwirbt. Dies kann sowohl in Form eines asset deals als auch in Form eines share deals erfolgen (Lüdicke, 2007).

In einer im Rahmen einer Diplomarbeit im Jahre 2002 durchgeführten Untersuchung (Reichert, 2002, S.72) wurden 41 Windenergiefonds in Deutschland miteinander verglichen und analysiert. Aus den Prospektinformationen ging hervor, dass beinahe alle Fonds zur Berechnung der prognostizierten Bruttorendite (ohne Berücksichtigung von Verlustzuweisungen) die interne Zinsfuß-Methode anwandten. Die in den Emmisionsprospekten angegebenen Renditen lagen zwischen ca. 6,7 % und ca. 13,4 %. Wobei Reichert 17 der Investmentmöglichkeiten mit Hilfe einer modifizierten Internen Zinsfuß-Berechnung, der sogenannten Baldwin-Methode, berechnete und so auf einen durchschnittliche jährliche Rendite der 17 Windparks von 9,32 % kam, wobei die Schwankungsbreite relativ eng (8,3 % bis 9,99%) war (Reichert, 2002).

Renditen deutscher Windenergiefonds werden vom Bundesverband Windenergie (errechnet nach der interne Zinsfuß Methode) zwischen 6 % und 8 % vor Steuern als üblich angesehen. Durch Steuereffekte kann sich eine Nachsteuerrendite von Privatinvestoren von 8 % – 10 % ergeben.

Atypisch stille Gesellschaft

Diese ist als Personengesellschaft genauso zu behandeln wie die Kommanditbeteiligung - das heißt, der atypisch stille Gesellschafter übernimmt die Rollen des Kommanditisten. Er ist im Gegensatz zur Kommanditgesellschaft nicht im Firmenbuch eingetragen. Er nimmt am Verlust und Gewinn der Gesellschaft teil.

10.2 Beteiligungen an Kapitalgesellschaften

Aktiengesellschaften

Es wird ein Anteil am Unternehmen im Form von Aktien erworben. Die steuerlichen Gewinne werden in der Aktiengesellschaft festgestellt und versteuert. Ausschüttungen unterliegen der Kapitalertragssteuer und sind beim Anleger (natürliche Person) endbesteuert.

Der Anleger erhält sein Kapital nur im Falle einer Liquidation aus der Gesellschaft zurück, im Falle des Weiterbestehens der Aktiengesellschaft kann das Kapital nur durch einen Verkauf der Aktien zurück erhalten werden.

Obiges gilt unabhängig davon, ob es sich bei den Aktien um Namens- oder Stückaktien handelt bzw. auch unabhängig von einer etwaigen Börsennotierung.

Namensaktien, die nicht börsennotierend sind, gibt in Österreich beispielsweise die WEB Windenergie aus.

Genussrechte

Die Beteiligung in Form von Genussrechten ist genauso wie jene von Aktien eine Beteiligung in Form eines Kapitalanteils. Es wird unterschieden zwischen Substanzgenussrechten und obligatorischen Genussrechte. Die steuerliche Behandlung erfolgt in beiden Fällen wie bei der Aktiengesellschaft.

Substanzgenussrechte oder sozietäre Genussrechte sind am Erfolg des Unternehmens und an der Substanz beteiligt. D.h. bei einer Wertsteigerung des Unternehmens besteht ein höherer Abschichtungsanspruch.

Obligatorische Genussrechte sind nicht an der Substanz des Unternehmens beteiligt sondern haben im Normalfall einen Anspruch auf Rückzahlung des Nominales.

Im Gegensatz zu Aktien sind Genussrechte kündbar, d.h. es besteht die Möglichkeit, bei Beendigung der Beteiligung das Kapital aus der Gesellschaft zurück zu führen.

10.3 Schuldrechtliche Beteiligungen

Anleihe

Bei diesem Beteiligungsinstrument ist der Anleger am Unternehmen selbst nicht beteiligt sondern Fremdkapitalgeber, der unabhängig vom Unternehmensergebnis eine Verzinsung erhält und nach Ablauf einer zu definierenden Zeit einen Rückzahlungsanspruch hat.

Die Höhe der Verzinsung hängt wesentlich von der Bonität und somit vom Risiko des Emittenten ab. Vereinfacht gesagt, sind Windparkanleihen Unternehmensanleihen, die aufgrund des höheren Risikos gegenüber beispielsweise Staatsanleihen eine bessere Verzinsung bieten.

Steuerlich sind die Zinsen aus Anleihen kapitalertragssteuerpflichtig und unter bestimmten Voraussetzungen endbesteuert.

Typisch Stille Gesellschaft

Beliebt sind Modelle bei denen die Bevölkerung der näheren Umgebung zum Windpark die Möglichkeit geboten wird, sich schon mit relativ wenig Kapital an einem Projekt zu beteiligen. Der Vorteil liegt hier auch darin, dass die Akzeptanz der Windenergieanlagen in der Bevölkerung erhöht wird.

In Österreich hat beispielsweise die Raiffeisen Leasing GmbH solche Bürgerbeteiligungsmodelle angeboten. Diese Beteiligungen wurden in der Rechtsform einer "Typische stille Gesellschaft" abgewickelt. Bei diesem System erhalten die "stillen" Gesellschafter einen Vorweggewinn in der Höhe von vier Prozent per anno auf ihr aushaftendes Nominale. Zusätzlich erhält der stille Gesellschafter, je nach Höhe der Stromproduktion des Wirtschaftsjahres, eine Erhöhung seiner Verzinsung bis max. 8 Prozent per anno auf sein aushaftendes Nominale. Bei Beendigung des Gesellschaftsverhältnisses wird der stille Gesellschafter mit dem aushaftenden Nominale abgefunden.

Eine Haftung des Anlegers besteht bei diesen Modellen nur in Höhe der gezeichneten Einlage und die zugewiesenen Erträge unterliegen der Kapitalertragssteuer und sind einkommenssteuerpflichtig. Sie sind nicht endbesteuert, die Rendite nach Steuern richtet sich daher nach den persönlichen Verhältnissen des stillen Gesellschafters (Raiffeisen Rent, 2004).

11 Schlussfolgerungen und Ausblick

Windenergieanlagen mit Standort können meiner Erkenntnis nach, aufgrund der Tatsache, dass sie in Form eines Superädifikates oder eines Baurechts errichtet werden oder gemäß § 297 ABGB Bestandteil des Grundstücks, auf dem sie errichtet sind, werden, in den Geltungsbereich des Liegenschaftsbewertungsgesetzes fallen.

Selbst wenn keine Notwendigkeit der Anwendung des Liegenschaftsbewertungsgesetzes besteht, eignen sich die Methoden der Immobilienbewertung und deren Grundsätze in der Regel sehr gut zur Anwendung auf die Bewertung von Windenergieanlagen mit Standort oder solcher Projekte.

In der Literatur werden Windenergieanlagen bzw. Windparks mancherorts als Infrastrukturimmobilien unter die Sonder- oder Spezialimmobilien eingeordnet.

Nachdem netzeinspeisende Anlagen der Megawattklasse, die Gegenstand dieser Arbeit sind, ausschließlich dazu dienen, Strom zu erzeugen und dadurch einen Ertrag zu erwirtschaften, eignen sich zur Bewertung auch hauptsächlich ertragsorientierte Verfahren. Hierbei konnte sowohl in der Literatur als auch in Ansicht realer Gutachten festgestellt werden, dass als Ziel führendes Verfahren die Discounted Cash Flow Methode angewandt wird. Sie wird sowohl von Projektentwicklern und Investoren als Kapitalwertmethode, zum Beispiel zur Ermittlung des internen Zinsfußes, als auch bei Bewertungen bei denen der Kapitalwert die gesuchte Größe im Sinne des Verkehrswertes darstellt, angewandt. Diskontinuitäten der Zahlungsströme, wie sie bei Windenergieanlagen - z.B. aufgrund unterschiedlicher Einspeisevergütungen über der Zeit oder variierende Wartungs- und Instandhaltungskosten – auftreten, können mit Hilfe des DCF-Verfahrens berücksichtigt werden.

Vorliegende Gutachten arbeiten bei Anwendung des DCF Verfahrens mit einem über die gesamte Nutzungsdauer erstreckten Detailprognosezeitraum. Das Tariffsystem in Österreich sieht vor, dass nach Ende der Präferenztarifphase die Einspeisung auf Basis des Marktpreises für Strom vergütet wird. Das verlangt im DCF-Verfahren aber, dass der Marktpreis eines mitunter weit in der Zukunft liegenden Zeitpunkts antizipiert wird. Hier liegt daher die Möglichkeit einer nicht

unerheblichen Unsicherheit des Ergebnisses. Insofern ist die Variante den Detailprognosezeitraum nur auf den Zeitraum des Fixtarifes abzustellen ein gangbarer Weg. Der Wertbeitrag der Phase nach dem Fixpreistarif kann als "terminal value" dargestellt werden, der durch Kapitalisierung eines antizipierten Marktpreises über die Restnutzungsdauer mit einem risikoadäquaten Kapitalisierungszinssatzes errechnet und auf den Bewertungsstichtag abgezinst wird. Es besteht hier geringere Gefahr eine "Scheingenauigkeit" zu erzeugen, als dies bei der periodenfeinen Rechnung mit "unsicheren" Erträgen der Fall wäre.

Eine weitere Variante wäre, den Detailprognosezeitraum zwar auf die gesamte Nutzungsdauer zu strecken aber nach Ende des Fixtarifzeitraumes den Diskontierungszinssatz auf die "riskantere" Marktpreisperiode hin abzustellen. D.h. man würde mit zwei unterschiedlichen Diskontierungszinssätzen arbeiten, die dem jeweiligen Risiko der Phasen hin angepasst sind. Unterschiedliche Betriebs- und Instandhaltungsansätze könnten hier weiter periodenkonform berücksichtigt werden.

11.1 Aspekte bei der Bewertung von Windenergieanlagen

Als besondere Aspekte bei der Bewertung von Windenergieanlagen mit Standort oder für Windenergieprojekte konnten die nachfolgend beschriebenen identifiziert werden:

- **Notwendigkeit eines Windgutachtens**

Die ins Stromnetz eingespeiste Energieleistung stellt die Mengenkomponekte des Ertrages dar. Zu Ihrer Feststellung bedarf es eines Windgutachtens für den gegenständlichen Standort oder - im Falle einer bereits betriebenen Anlage - der aufgezeichneten Werte abgelaufener Betriebsjahre.

- **Nutzungsdauer**

Die Nutzungsdauer heutiger Anlagen wird mit 20 bis 25 Jahren angegeben. Aufgrund dieser relativ kurzen Nutzungsdauer und dem im Regelfall geringen Bodenwert kommt der erwarteten Restnutzungsdauer der Anlage ein im Verhältnis zu beispielsweise Büroimmobilien, noch größerer Stellenwert zu. Es sollte die Restnutzungsdauer in der Verkehrswertermittlung daher unbedingt Eingang finden.

- **Fixe Abnahmepreise über eine bestimmte Zeit**

Die Tarife für die Einspeisung von Strom aus Ökostromanlagen sind in Österreich für eine bestimmte Zeitdauer gesetzlich geregelt bzw. gestützt. *“Die Preise für die Abnahme von Ökostrom bestimmen sich für Ökostromanlagen nach dem Zeitpunkt der Antragsstellung verordneten Preise“* (2. Ökostrom Gesetz Novelle 2008, §10a (5)). Auch die Zeitdauer bestimmt sich nach der gültigen Verordnung zum Zeitpunkt der Antragsstellung. Nach Ablauf dieser Dauer ist mit dem Marktpreis, der an der Leipziger Strombörse gelistet wird, zu vergüten. Eine Volatilität der Absatzpreise ist daher für Anlagen, die als Ökostromanlagen anerkannt sind, erst nach Ablauf der Präferenztarifphase gegeben (derzeit, gemäß Ökostromverordnung 2012, 13 Jahre bei Anlagen, die neu errichtet werden). Die Vorhersage der Marktpreise für Strom, für einen oft weit in der Zukunft liegenden Zeitraum, stellt bei der Bewertung eine besondere Herausforderung an den Gutachter dar.

- **Eingeschränktes Absatzrisiko**

Gemäß Ökostromgesetz besteht eine Abnahmeverpflichtung für den Strom aus anerkannten Ökostromanlagen für die Dauer des in den Tarifverordnungen festgelegten Zeitraums. Es gibt für diese Phase daher kein *“Absatzrisiko“*, wohl aber ein Mengenrisiko. Dieses ist sowohl durch anlagenspezifische Einflüsse als auch durch standortspezifische Einflüsse gegeben.

Die beiden letzten Punkte stellen speziell die Situation in Österreich dar. Für Bewertungen in anderen Märkten sind diese Punkte gesondert zu überprüfen.

11.2 Ausblick

Aufgrund der Problematik des Klimawandels und der Ressourcenverknappung bei den fossilen Brennstoffen ist ein weiterer Auf- und Ausbau der alternativen und erneuerbaren Energien vorhersehbar.

Standorte mit entsprechender Flächenwidmung und sehr guten Windverhältnissen stehen nicht grenzenlos zur Verfügung. Es darf daher vermutet werden, dass solche

Grundstücke in Zukunft vermehrt auch gekauft und nicht nur gemietet werden und der Wert dieser Grundstücke selbst steigen wird.

Gestützte Tarife ermöglichten den Ausbau der Windenergie und erwirkten die, sicher noch nicht am Ende stehende, technologische Ausreifung der Anlagen.

Für die Zukunft dürfen also noch effizientere und somit in der Stromproduktion billigere Technologien erwartet werden. Dem gegenüber steht ein - zumindest nach Ende der derzeitigen Wirtschaftskrise - wahrscheinlich weiter steigender Marktpreis für Strom, was in Summe auch die Windenergie wettbewerbsfähiger machen wird und diese eines Tages auch ohne gestützte Tarife einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglichen wird.

In Deutschland sieht man einen weiteren Aspekt, der die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energieträger erhöhen könnte, im Emissionshandel (CO₂ Zertifikate). Windenergieanlagen erhalten als „saubere“ Technologie keine CO₂ Zertifikate. Für von Emissionszertifikatengesetzen betroffene Unternehmen, zum Beispiel ein Energieunternehmen das seine CO₂ Emissionen verringern muss, da es andernfalls zum Zukauf von Zertifikaten gezwungen wäre, eröffnet sich nun die Möglichkeit, dieses Ziel durch den Betrieb von gepachteten, geleasten oder gekauften Windenergieanlagen bei gleichzeitiger Drosselung der Stromerzeugung durch treibhausgasemittierende Methoden zu erreichen (Lüdicke, 2007).

Meiner Ansicht nach wird der nächste Wirtschaftsaufschwung von einem Boom im Bereich der erneuerbaren Energien zu einem nicht unbeträchtlichen Anteil mitgetragen werden. Institutionelle- und Privatanleger werden verstärkt in diesen Markt investieren, und somit wird auch die Nachfrage nach fundierten Bewertungsgutachten für Windenergieanlagen und andere Anlagen und Kraftwerke, welche erneuerbare Energien produzieren, steigen.

Abstract

In dieser Arbeit werden immobilienwirtschaftliche Aspekte von Windenergieanlagen, mit besonderem Fokus auf die Verkehrswertermittlung analysiert und dargestellt. Das Hauptaugenmerk liegt auf dem österreichischen Markt.

Eingangs wird, nach einem kurzem historischen Aufriss, der internationale und der österreichische Markt hinsichtlich installierter Leistung und Wachstum betrachtet.

Danach befasst sich die Arbeit mit Themen der Begrifflichkeiten und rechtlicher Einordnung von Windenergieanlagen und führt in die Untersuchung ein inwieweit in den verschiedenen Raumordnungsgesetzen der Bundesländer Vorsehungen für Windenergieanlagen getroffen worden sind und - exemplarisch - wie ein Genehmigungsverfahren abläuft.

Untersucht wird weiters in welcher Weise die Grundstücke, auf denen Windenergieanlagen errichtet werden, vertraglich gesichert werden können.

Schwerpunkt der Arbeit bildet die Untersuchung und Darstellung, wie Bewertungen/ Verkehrswertermittlungen für diese Spezialimmobilien erfolgen bzw. erfolgen können. Dazu werden zuerst die Themen des Standortes, der technischen Ausführung der Anlagen, die Energieerträge und die wirtschaftlichen Fakten wie Errichtungskosten, Betriebskosten, Nutzungsdauer, Erlöse etc. mit Hinblick auf gesetzliche Regelungen der Abnahmetarife und Preise am freien Markt insoweit untersucht, als es für die Bewertung relevant ist.

Es wird danach erörtert, ob oder wann Vergleichswert-, Sachwert-, Ertragswertverfahren oder Discounted Cash Flow Verfahren, wie sie in der Liegenschaftsbewertung anerkannt sind, zum Einsatz kommen, und welche spezifischen Aspekte bei der Bewertung von Windenergieanlagen zu berücksichtigen sind. Gibt es eigene Standards bzw. kann man aus der geübten Praxis solche ableiten?

Daran anknüpfend wird abschließend ein Blick auf den Markt geworfen und untersucht, in wie weit sich Windenergieanlagen als Investmentobjekte bewähren, welche Renditen hier unterlegt werden und welchen marktspezifischen Risiken so eine Investition unterliegt.

Literaturverzeichnis

- Bienert, Sven (2005): Bewertung von Spezialimmobilien, Risiken, Benchmarks und Methoden, Betriebswirtschaftlicher Verlag Dr. Th. Gabler: Wiesbaden
- Bienert, Sven (2007): Bewertungsgegenstand. In: Bienert, Sven und Funk, Margret (Herausgeber), Immobilienbewertung Österreich, Edition ÖVI Immobilienakademie – ÖVI Immobilienakademie Betriebs-GmbH: Wien
- Bienert, Sven und Reinberg, Michael (2007): International übliche Wertbegriffe. In: Bienert, Sven und Funk, Margret (Herausgeber), Immobilienbewertung Österreich, Edition ÖVI Immobilienakademie – ÖVI Immobilienakademie Betriebs-GmbH: Wien
- Funk, Koessler, Stocker (2007): Sachwertverfahren. In: Bienert, Sven und Funk, Margret (Herausgeber), Immobilienbewertung Österreich, Edition ÖVI Immobilienakademie – ÖVI Immobilienakademie Betriebs-GmbH: Wien
- Gasch, Robert und Schubert, Matthias (2007): Aus der Geschichte der Windräder. In: Gasch Robert und Twele Jochen: Windkraftanlagen. Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb, 5. Auflage, B.G. Teubner Verlag/GWV Fachverlage GmbH: Wiesbaden.
- Kranewitter, Heimo (2007): Liegenschaftsbewertung. 5. Auflage, Manzsche Verlags- und Universitätsbuchhandlung: Wien.
- Lüdtke, Jochen und Arndt, Jan-Holger (2007): Geschlossene Fonds. Rechtliche, steuerliche und wirtschaftliche Fragen bei Immobilien-, Film-, Schiffs-, Windenergie-, Private-Equity- und Lebensversicherungsfonds, 4. Auflage, Verlag C.H. Beck: München.

- Reichert, Antje (2002): Ökologische Kapitalanlagen – Eine Analyse mit dem Fokus auf Windkraftbeteiligungen. unveröffentlichte Diplomarbeit, Berufsakademie Berlin – staatliche Studienakademie
- Schlögl, Martina (2006): Recht windig – ausgewählte Aspekte der Windenergienutzung (Band 2), ProLibris.at: Linz.
- Tobias, Stefan (2007): Investitionsrechnung von Projekten in Windkraftanlagen. Bewertungsbesonderheiten und Investitionscontrolling, Diplomica GmbH: Hamburg.
- Troff, Herbert (2007): Bewertung von Grundstücken mit Windenergieanlagen. In: Bobka, Gabriele (Hrsg.): Spezialimmobilien von A-Z. Bewertung, Modelle, Benchmarks und Beispiele, Bundesanzeiger Verlag: Deutschland.
- Twele, Jochen, Heilmann, Christoph und Schubert, Matthias (2007): Konstruktiver Aufbau von Windenergieanlagen. In: Gasch, Robert und Twele, Jochen: Windkraftanlagen. Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb, 5. Auflage, B.G. Teubner Verlag/GWV Fachverlage GmbH: Wiesbaden.
- Twele, Jochen, Liersch Jan (2007): Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen. In: Gasch, Robert und Twele, Jochen: Windkraftanlagen. Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb, 5. Auflage, B.G. Teubner Verlag/GWV Fachverlage GmbH: Wiesbaden.

Internetquellen

BTM Consult ApS, (2007) Weltmarkt Windkraftanlagenhersteller 2006,
(http://de.wikipedia.org/wiki/Liste_von_Windkraftanlagenherstellern) abgefragt
06.09.2009

European Energy Exchange (2009)
www.eex.com, abgefragt am 16.06.2009

Energie-Control GmbH, 2009a, Windenergie
(<http://www.e-control.at/de/konsumenten/oeko-energie/basiswissen/oekostrom-arten/windenergie>) abgefragt März 2009

Energie-Control GmbH, 2009b, http://www2.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/OKO/MARKTPREIS/ENTWICKLUNG_MARKTPREIS, abgefragt am 16.06.2009

IG Windkraft 2004a, Geschichte der Windkraft, 2004
(http://igwindkraft.at/index.php?mdoc_id=1000091) abgefragt am 10.12.2008.

IG Windkraft, 2004b, Geschichte der Windkraft, 2004
(http://igwindkraft.at/index.php?mdoc_id=1000091) abgefragt am 17.02.2009

IG Windkraft, 2004c, Beteiligungsmöglichkeit bei Windkraftprojekten
(http://www.igwindkraft.at/index.php?mdoc_id=1000197) abgefragt am 08.09.2009

IG Windkraft, 2005, IG Windkraft, Interessengemeinschaft der Windkraftbetreiber und -hersteller Österreichs. In: bulletin SEV/AES 10/05
(<http://www.poweron.ch/upload/cms/user/36KleineGeschichteder.pdf>) abgefragt am
20.02.2009

IG Windkraft, 2008, Windkraft in Österreich 2007,
(http://igwindkraft.at/index.php?mdoc_id=1007893) abgefragt 19.02.2009

IG Windkraft 2009, Windkraft in Österreich 2008,
(http://igwindkraft.at/index.php?mdoc_id=1010174) abgefragt am 05.07.2009

Nordex (2005): Bewertung und Vergleich von Windenergieanlagen,
(<http://sales.nordex-online.com/General/NXX-7-evalu-comp-turb-de.pdf>)
abgefragt am 22.03.2009

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE, Geschichte der Windkraft
(www.poweron.ch/de/geschichte) abgefragt am 20.02.2009

Winkelmeier, Hans, 2003/04, Geschichte der Windenergie
(http://www.energiwerkstatt.org/download/Geschichte_der_Windenergie.pdf),
abgefragt am 20.02.2009

Sonstige Quellen

- Albers, Axel (2002): Energieertragsprognosen und die Risikobewertung von Windparkprojekten, Erneuerbare Energien, Dezember 2002, Das unabhängige Monatsmagazin für Zukunftsenergien, Sun Media VerlagsGmbH
- American Society of Appraisers (ASA): Real Property Appraisal Theory, Principles and Concepts, Student Manual R201
- BGBl.II, 23.Februar 2009 –Nr. 53, Ökostromverordnung 2009
- Bundesverband Windenergie (2004): Mit einer grünen Anlage schwarze Zahlen schreiben, 3. Auflage, Bundesverband Windenergie e.V., Osnabrück
- Global wind energy outlook 2008, GWEC & Greenpeace Int., Global Wind Energy Council und Greenpeace International
- Hiltgartner, Karin (2008): Nationales liegenschaftsbezogenes Recht, unveröffentlichtes Skriptum des postgradualen Universitätslehrgang "Immobilienmanagement und Bewertung"

- Muhr, Heinz (2008): Bewertung von Sonderimmobilien, unveröffentlichtes Skriptum des postgradualen Universitätslehrgang "Immobilienmanagement und Bewertung"
- ÖNORMEN, österreichisches Normungsinstitut
- 2. Ökostromgesetz-Novelle 2008
- RIS (Rechtsinformationssystem des Bundes)
- Raiffeisen Rent, (2004): Raiffeisen Beteiligung Nr. 70, Raiffeisen Windpark GmbH, Raiffeisen-Rent Vermögensberatung und Treuhand GmbH (Herausgeber)
- Roth, Martin (2007): Internationale Immobilienbewertung Skriptum des postgradualen Universitätslehrgang "Immobilienmanagement und Bewertung"
- Troff, Herbert (2008): Vortragsunterlagen: 3. Münchner Immobilienforum 2008, Wertschöpfungspotentiale, Erneuerbare Energien, Wertermittlungsaufgaben

Expertenbefragungen

- Mag. Erich Eberhart, Raiffeisen Leasing GmbH, Leiter Beteiligungsmodelle, Juli 2009
- DI Christof Flucher, 8.2 Consulting AG, September 2009
- Mag. Stefan Moidl, IG Windkraft AG, Lobbying und Öffentlichkeitsarbeit, März 2010
- Mag. Reinhart Pitzer, Raiffeisen Energy & Environment GmbH, Bereich Windenergie, Juni 2009
- Ing. Reinhard Schmied, MRICS, Immobilienökonom (ebs), Mai 2009
- Dipl. Ing. Herbert Troff, Behörde für Geoinformation, Landentwicklung und Liegenschaften Aurich, September 2009

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1: Turmwindmühle.....	4
Abbildung 2: GROWIAN, Deutschland 1981.....	6
Abbildung 3: Entwicklung Rotordurchmesser/ Leistung	7
Abbildung 4: Entwicklung weltweit installierter Leistung Windenergie	8
Abbildung 5: Weltweit installierte Leistung nach Ländern (Top 10).....	9
Abbildung 6: Windkraftausbau in Österreich 1994 bis 2007.....	10
Abbildung 7: Windkraftanlage Standorte in Österreich, geographische Verteilung.....	11
Abbildung 8: schematische Auflösung WEA mit Standort.....	13
Abbildung 9: Gegenstand der Immobilienbewertung	20
Abbildung 10: Differenzierung der Sonderimmobilien.....	21
Abbildung 11: Regelwerke	23
Abbildung 12: Schematische Darstellung einer Horizontalachsen- Windenergieanlage mit Getriebe.....	39
Abbildung 13: Herstellkosten/ Nutzungsdauer	41
Abbildung 14: Aufteilung der Investitionskosten für ein Projekt einer Einzelanlage in Deutschland.....	42
Abbildung 15: Entwicklung des Marktpreises für Strom (Grundlast Futures) seit 2003	45
Abbildung 16: Prozessuale Darstellung des Sachwertverfahren.....	50
Abbildung 17: Ertragswertverfahren Ablaufschema	53
Abbildung 18: Layer Method aus der Immobilienbewertung	56
Abbildung 19: Anwendung der "layer method" auf Windenergieanlagen	57
Abbildung 20: Unterteilung der Zahlungsströme bei der DCF-Methode.....	59
Abbildung 21: DCF-Verfahren.....	60
Abbildung 22: Tabelle Sensitivität	68
Abbildung 23: Break Even Analyse.....	71