

Wirtschaftlichkeit von Windkraftanlagen

Economic Efficiency of Wind Turbines

Veltrup, Martin

Summary

This article solely applies to the analysis of economic efficiency on business management level and does not account for external costs of energy production. In the future it will be essential to include these external costs into the considerations.

The best investment model assumes minimum expenditure for costs and maximum energy production. A detailed analysis of economic efficiency should include the influence of extra costs. There are several possible ways to finance a wind energy project combining capital resources and/or borrowed capital. This article will focus on the use of low interest loans and leasing. The analysis includes all forms of state subsidy for wind energy use in Germany.

In order to determine the most favourable investment model both static and dynamic methods of finance mathematics are discussed. The dynamic methods account best for inflation and some other dependences. Even with the observed significant price reductions during the last few months it turns out that for the new 500 kW WEC generation subsidies are essential to ensure a sufficiently large market in Germany. The effects of the various forms of state subsidies are studied by means of the capital value.

1. Einleitung

Der Begriff "Wirtschaftlichkeit" ist ein Ausdruck dafür, ob eine Unternehmens- oder Wirtschaftssystemaktivität dem Wirtschaftlichkeitsprinzip genügt. Dieses beinhaltet, daß mit einem geringstmöglichen bzw. bestimmten Mitteleinsatz ein größtmöglicher Erfolg erwirtschaftet werden soll (ökonomisches Prinzip). Dieses Prinzip findet in der Gegenwart für einzelwirtschaftliche Entscheidungen das häufigste Einsatzgebiet.

Werden hingegen gesamtwirtschaftliche und ökologische Systeme betrachtet, wird eher von einer *Langzeitökonomie* oder vom ökologischen Prinzip gesprochen. Der Verwirklichung dieses Prinzips liegen Werthaltungen, Ideen, Interessen und Ziele auf gesellschaftlicher und politischer Ebene zugrunde. Eine gesamtwirtschaftliche Bewertung der Energieerzeugung durch Windkraft müßte folglich unter Berücksichtigung externer bzw. sozialer Kosten erfolgen. Diese müßten in die betriebswirtschaftlichen Berechnungen nach dem Verursacherprinzip eingehen. Diese Internalisierung setzt aber voraus, daß die externen Wirkungen der Nutzung fossiler wie auch nuklearer Brennstoffe hinreichend zu identifizieren, zu quantifizieren und letztendlich zu monetarisieren sind [1]. Steuerliche Reglementierungen könnten hier zu einer Gleichbehandlung der gesamtwirtschaftlich zu betrachtenden Energieerzeugung führen.

Im folgenden wird die derzeitige einzelwirtschaftliche Wirtschaftlichkeitsbetrachtung aus Sicht eines Investors von Windkraftanlagen eingehender behandelt.

2. Einflußgrößen auf die Investitionsentscheidung

2.1. Investitionsausgaben

Die Investitionsausgaben stellen neben den erzielbaren Energieerträgen den wichtigsten Einflußfaktor für den Betrieb einer Windkraftanlage dar. Erwartungsgemäß nehmen hierbei die Anlagekosten eine prägnante Position ein. In Abb. 1 sind die Anlagekosten (Listenpreis 1992) pro qm Rotorkreisfläche einiger existierender marktgängiger Windkraftanlagen dargestellt.

Nebenkosten zur Errichtung einer Anlage stellen neben den Anlagekosten jenen Betrag dar, der in der Unternehmensbilanz aktiviert und über die Nutzungsdauer abgeschrieben wird.

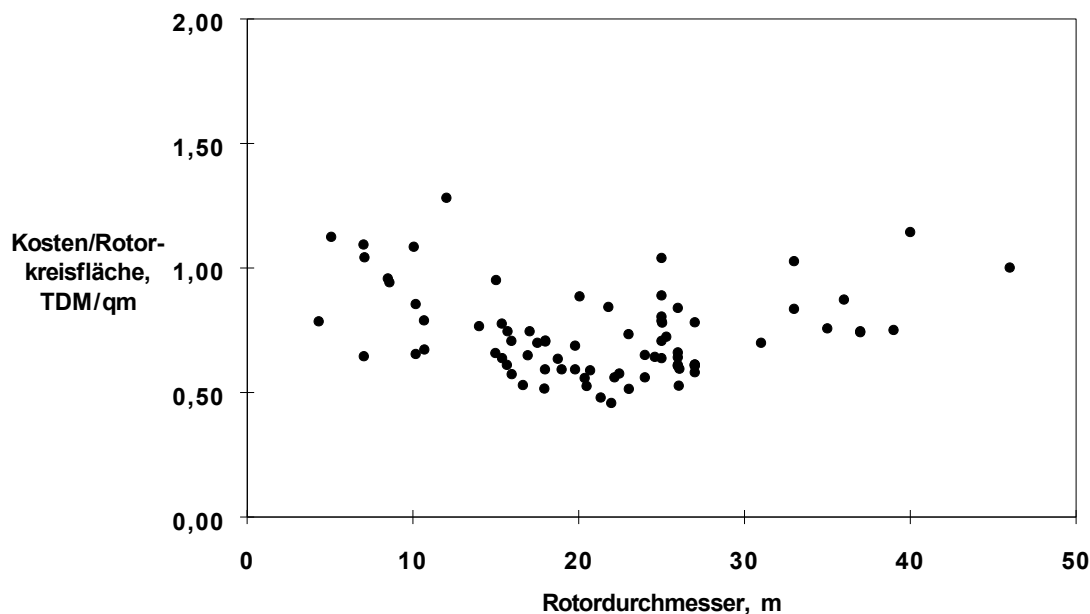


Abb. 1 : Investitionskosten [TDM/qm] über Rotordurchmesser
 Fig. 1 : Capital Expenditure [TDM/sm] vs. Rotor Diameter

Betriebswirtschaftlich kann eine Windkraftanlage lt. § 82 a Abs. 1 Nr. 3 EStDV oder § 7 Abs. 2 EStG nach 10 Jahren abgeschrieben sein, während die meisten Hersteller eine konstruktive Lebensdauer von 20 Jahren zugrunde legen. Folgende Komponenten sind Entscheidungsparameter und gleichzeitig Nebenkosten der Investition:

1. Fundamentkosten (ca. 8 - 12% der Anlagekosten)
 - Pfahlgründung
 - Flachgründung
2. Netzanschlußkosten (ca. 8 - 12% der Anlagekosten)
 - an Niederspannungsnetz
 - an Mittelspannungsnetz
 - an Hochspannungsnetz
3. Anbindungskosten durch EVU
4. Geländeerschließungskosten (ca. 3 - 4% der Anlagekosten)
 - Zufahrtswege
 - Datenfernübertragung
5. Transportkosten
6. Montage- und Inbetriebnahmekosten
7. Planungskosten (ca. 1 - 3% der Anlagekosten)
 - Bauantrag
 - Beratung
 - Prüffingenieur
 - Notar
 - Ausgleichszahlungen
 - Gutachten (z.B. Schall-, Standort-, Windpark-, Boden-, Umweltverträglichkeitsgutachten)
8. Finanzierungsnebenkosten
 - Bankenberatung
 - Zinsen f. Mehrwertsteuervorfinanzierung
 - Agio
9. Grundstückskosten

2.2. Betriebsausgaben

Einkommensteuerrechtlich stellen Betriebsausgaben Aufwendungen dar, die durch den Betrieb des Steuerpflichtigen veranlaßt sind (§4 IV EStG). Zusätzlich zu den Betriebsausgaben mindern die Kapitalkosten (Fremdkapitalzinsen, Absetzung für Abnutzung (AfA)) bei der Gewinnermittlung den zu

versteuernden Gewinn. Als Betriebsausgaben (ca. 1 - 2,5% p.a. der Anlagekosten) sind bei Windkraftanlagen die folgenden Faktoren anzusehen:

1. Wartungsvertragskosten
2. Versicherungskosten
 - Haftpflichtversicherung
 - Maschinenversicherung
 - Ausfall- oder Betriebsunterbrechungsversicherung
 - Transportversicherung
 - Bauleistungsversicherung
 - Montageversicherung
 - Garantievericherung
3. Energiekosten im engeren Sinne (Energiebezugskosten f. Betrieb der WKA)
4. Pachtkosten

2.3. Kapitaldienst

Zahlungen von Zinsen und Tilgungen für aufgenommene Kredite haben meistens den größten Einfluß bei den laufenden Kosten. Aus diesem Grund ist ein optimales Finanzierungsmodell von entscheidender Bedeutung für den wirtschaftlichen Betrieb einer Windkraftanlage. Unter Punkt 3. werden die unterschiedlichen Finanzierungsmöglichkeiten eingehender betrachtet.

2.4. Steuern

Für die Wahl der Gesellschaftsform ist neben den Haftungsbedingungen die steuerliche Betrachtung von Bedeutung. Je nach Wahl der Unternehmensform können steuerliche Vergünstigungen in Anspruch genommen werden. Generell sind folgende wichtige Steuerarten zu berücksichtigen:

- Einkommen- bzw. Körperschaftsteuer
- Gewerbeertrag- und Gewerbekapitalsteuer
- Vermögensteuer

Die Einkommen- bzw. Körperschaftsteuer berechnet sich nach dem steuerpflichtigen Einkommen. Dieses ergibt sich folgendermaßen:

Zahlungsreihe vor Steuern
- Gewerbekapitalsteuer
- Gewerbeertragsteuer
- Abschreibungen
- Betriebsausgaben
- Zinsaufwand
+ Zinserträge
= steuerpflichtiges Einkommen

Dieser Betrag wird mit dem Einkommen- bzw. Körperschaftsteuersatz multipliziert.

Der Gewerbesteuer unterliegt jeder Gewerbebetrieb. Gewerbebetrieb ist eine selbständige, nachhaltige Betätigung, die mit Gewinnabsicht unternommen wird und sich als Beteiligung am allgemeinen wirtschaftlichen Verkehr darstellt mit Ausnahme der Land- und Forstwirtschaft. Die Einkünfte aus dem Betrieb einer Windkraftanlage sind daher grundsätzlich als gewerbliche Einkünfte zu qualifizieren. Nach Ansicht einiger Autoren sollte aber von Einkünften aus Land- und Forstwirtschaft ausgegangen werden, wenn die Stromspeisung in das öffentliche Netz eines Energieversorgungsunternehmens bis zu 30% des erzeugten Stroms eines Land- bzw. Forstbetriebes beträgt [4].

Die Gewerbesteuer ergibt sich aus dem Produkt des einheitlichen Steuermeßbetrages (Gewerbeertrag und Gewerbekapital) und dem Gewerbesteuerhebesatz der jeweiligen kommunalen Selbstverwaltung. Zur Feststellung der Bemessungsgrundlage für das Gewerbekapital ist die Differenz zwischen Objektvermögen und Schuldenstand um Hinzurechnungen und Kürzungen zu berichtigen (§12 Abs. 1, 2 und 3 GewStG). Den größten Hinzurechnungsposten stellen 50% der Dauerschulden (Zinsen) dar. Die Bemessungsgrundlage des Gewerbeertrages ergibt sich aus dem steuerpflichtigen Einkommen lt. EStG/KStG, die um Hinzurechnungen und Kürzungen zu korrigieren sind. Den größten Hinzurechnungsposten stellen 50% der Zinsen dar. Das Gewerbekapital und der Gewerbeertrag sind mit den jeweiligen Steuermeßzahlen zu multiplizieren, die in der Addition den einheitlichen Steuermeßbetrag bilden.

Die Bemessungsgrundlage für die Vermögensteuer ist die Differenz zwischen aktuellem Objektvermögen und dem jeweiligen Schuldenstand (Kreditbestand). Der Vermögensteuersatz beträgt bei Kapitalgesellschaften 0,6% und bei Personengesellschaften 0,5% (§ 10 VStG).

2.5. Preissteigerung

Um die Gewichtung der Kosten- und Nutzenströme zu berücksichtigen, muß die Preissteigerungsrate der Betriebskosten einbezogen werden. Desweiteren sind noch die speziellen realen und nominalen Teuerungsraten der Energiepreise zu involvieren. Eine allgemeine langfristige Aussage darüber ist kaum möglich, lediglich eine näherungsweise Beurteilung der langfristigen Marktsituation.

3. Finanzierungsformen

Generell gibt es mehrere Möglichkeiten der Mittelbeschaffung, die auf Basis von Liquiditäts- und Finanzplanungen mit minimierten Kosten erfolgen sollte. Diese Finanzierung kann mit

- Eigenkapital
- Fremdkapital

durchgeführt werden.

3.1. Eigenkapital

Die Kooperation von mehreren Interessenten am Betrieb einer Windkraftanlage, die z.B. in Form einer BGB-Gesellschaft erfolgen kann, führt zu einer größeren Eigenkapitalbeteiligung. Darüberhinaus bieten die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) und die Deutsche Ausgleichsbank (DtA) Beteiligungsgesellschaften die Möglichkeit an, bei Existenzgründungen für innovative Technologieentwicklungen und dringende Umweltschutzinvestitionen Kapital einzubringen [5].

3.2. Fremdkapital

Umweltschutzinvestitionen werden durch die Hauptleihinstitute des Bundes, die KfW und die DtA, durch langfristige Kredite gefördert. Die jeweilige Hausbank ist für den Antrag und die Weiterleitung an das Institut und die Besicherung des Kredits verantwortlich. Die Sicherstellung der öffentlichen Mittel kann z. B. durch

- Eintragung einer Grundschuld
- Sicherungsübereignung der WKA
- Abtretung der Einspeisevergütung
- Abtretung der Betriebskostenzuschüsse des Bundesministeriums für Forschung und Technologie (BMFT)
- persönliche Bonität des Antragstellers

gewährleistet werden.

Desweiteren gibt es verschiedene Landesprogramme, die eine Förderung durch zinsgünstige Kredite ermöglichen.

Hinsichtlich der Beurteilung der Kreditkaufalternative gilt es, einige Freiheitsgrade der Kreditinstitute zu beachten und zu vergleichen. Im einzelnen sind dieses die freie Gestaltung der

- Höhe des Nominalzinssatzes
- Höhe des Disagios
- Höhe von Gebühren u. sonstigen erhobenen Kosten
- Zinszahlungstermine
- Tilgungstermine
- Tilgungsart (Endfällige Tilgung, Ratentilgung, Annuitätentilgung)
- Konditionsbindungsdauer

Langfristige Quellen für die Einbringung von Fremdmitteln sind gegeneinander abzuwägen, damit eine Minimierung des Kapitaldienstes während der Kreditlaufzeit erreicht werden kann.

Generell sind bei der Fremdmittelbeschaffung folgende Möglichkeiten gegeben:

- ERP-Programme durch Bund
- Kredite von DtA und KfW
- Bausparvertrag
- Hypothekendarlehen
- langfristige Baudarlehen
- einige Landesförderungen
- Policendarlehen

Als weitere Form der Finanzierung ist die Möglichkeit des Leasing zu berücksichtigen. Jedoch ergeben sich Schwierigkeiten bei genauerer Gegenüberstellung der Kreditkauf- und Leasingalternative.

Bei der Vertragsgestaltung beim Leasing haben Leasingnehmer und Leasinggeber bei der konkreten Ausgestaltung eines Leasingvertrages Vertragsfreiheit. Aus diesem Grund ist auch die Vielzahl von Leasingvertragstypen (Vollamortisations-, Teilamortisationsverträge und kündbare Leasingverträge) gut verständlich.

Dem Leasingnehmer werden bei diesen Leasingformen in der Regel eine Reihe von Pflichten und Risiken übertragen, die in Mietverträgen des § 536 f. BGB normalerweise dem Vermieter zugeschrieben werden. Im einzelnen bedeutet dies, daß der Leasingnehmer

- die Gefahr und Kosten der Anlieferung und Montage des Leasinggegenstandes trägt
- die Gefahr des zufälligen Untergangs, Verlustes, der Beschädigung etc. des Leasingobjektes trägt
- das Risiko des vorzeitigen Verschleißes des Leasingobjektes übernimmt
- das Leasingobjekt auf seine Kosten in ordnungsgemäßem Zustand zu halten hat und notwendige Reparaturen durchführen muß.

Trotz dieser Übernahme der Pflichten und Risiken darf der Leasingnehmer nicht frei über den Leasinggegenstand verfügen. Normalerweise ist ihm auch untersagt, das Leasingobjekt oder Teile davon ohne Einwilligung des Leasinggebers vom vereinbarten Standort zu entfernen oder wesentliche Veränderungen an dem Leasinggegenstand durchzuführen. Ein wesentlicher Bestandteil der üblichen Leasingverträge besteht darin, daß während eines bestimmten Zeitraumes weder Leasinggeber noch Leasingnehmer den Vertrag auf regulärem Weg kündigen können. Für die Überlassung des Leasingobjektes werden vor Vertragsabschluß unabänderliche, normalerweise lineare monatliche Leasingraten von der Leasinggesellschaft festgelegt. Denkbar wären auch degressive oder progressive Leasingraten. Ferner kann es zu einer Erhebung von einer Vertragsabschlußgebühr und einer Mietsonderzahlung, die aber auf die Festlegung der Leasingraten angerechnet wird, kommen.

Die steuerliche Zurechnung ist in Erlassen geregelt worden, und aus der Sicht des Leasingnehmers zeigt sich, daß die Zurechnung des Leasingobjektes zum Leasinggeber vorteilhafter ist (Vollamortisationsvertrag mit einer Grundmietzeit von 9 Jahren). Dieses ist darauf zurückzuführen, daß er die Leasingraten gewerbe-, einkommens- bzw. körperschaftssteuerlich in voller Höhe zum Abzug bringen kann. Aus diesem Grund ist diese Vertragsgestaltung die am häufigsten anzutreffende.

Eine Bilanzierung beim Leasingnehmer erfolgt stets dann, wenn es sich um Spezialleasing handelt. Ferner kann die Bilanzierung beim Leasingnehmer zwecks steuerlicher Investitionsförderung angestrebt werden. Lt. §1 InvZulG 1991 f. werden nur Investitionen begünstigt, die die Anschaffung und Herstellung von neuen abnutzbaren Wirtschaftsgütern beinhalten und mindestens 3 Jahre nach ihrer Anschaffung oder Herstellung

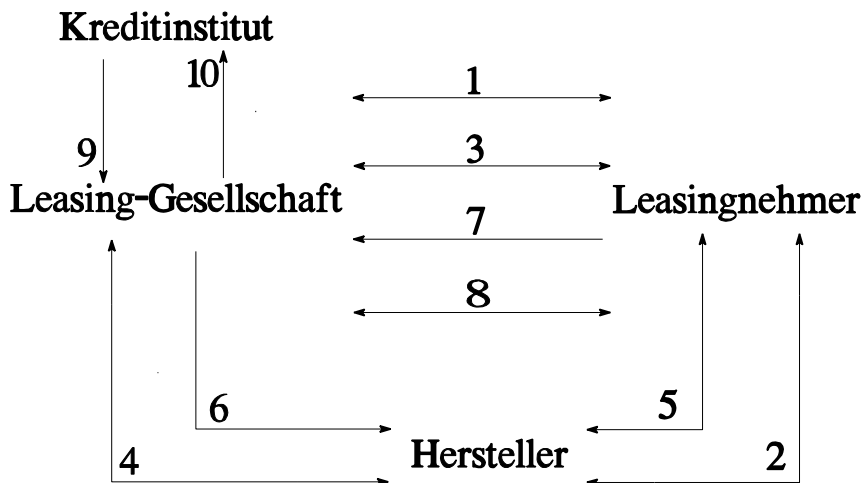
1. zum Anlagevermögen eines Betriebs oder einer Betriebsstätte im Fördergebiet gehören,
2. in einer Betriebsstätte im Fördergebiet verbleiben und
3. in jedem Jahr zu nicht mehr als 10 von Hundert privat genutzt werden.

Fördergebiete sind die Länder Berlin, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen. Je nach Investitionszeitraum liegt die Investitionszulage zwischen 8 und 12% der Bemessungsgrundlage.

Investitionszulagen, so entschied der Bundesfinanzhof (BFH), werden nur für den wirtschaftlichen Eigentümer des Objektes in Betracht kommen. Da aber das förderungswürdige Investitionsobjekt im Betrieb des wirtschaftlichen Eigentümers für einen bestimmten Zeitraum (mindestens 3 Jahre) verbleiben muß, kann eine Leasinggesellschaft die Investitionszulagen nicht erhalten.

Die Entscheidung für die Kreditkauf- oder Leasingalternative ist in jedem Einzelfall nach Kosten-, Liquiditäts-, Risiko- und Flexibilitätsgesichtspunkten erneut zu analysieren. Generell tritt je nach Gewichtung der unterschiedlichen Gesichtspunkte eine nur im Einzelfall zu klärende Finanzierungsentscheidung ein.

Die praktische Vertragsabwicklung eines Leasinggeschäftes:



Erläuterung:

1. Beratung/Investitions- und Liquiditätsplanung, Leasing-Gespräch und Festlegung der Rahmenbedingungen
2. Verhandlungen über die Windkraftanlage/n, Angebot des Herstellers
3. Leasing-Vertrag über die Windkraftanlage
4. Kaufvertrag zwischen Leasing-Gesellschaft und Hersteller
5. Auslieferung der Windkraftanlage vom Hersteller an den Leasing-Nehmer und Abnahmeerklärung der Windkraftanlage durch den Leasing-Nehmer
6. Bezahlung des Herstellers durch die Leasing-Gesellschaft
7. Monatliche Leasingraten-Zahlungen des Leasing-Nehmers an die Leasing-Gesellschaft
8. Gemeinsame Verwertung der Windkraftanlage am Ende der Vertragslaufzeit
9. Refinanzierung der Leasinggesellschaft durch Kreditinstitut
10. Sicherheiten gegenüber dem Kreditinstitut ausweisen

4. Förderungen im Rahmen der Nutzung der Windenergie

4.1. Zinsgünstige Kredite

Neben der Gewährung von Zuschüssen und Vergütungen für die Finanzierung von Windkraftanlagen ist die Beschaffung von zinsgünstigen Krediten, die der Bund einräumt, von Bedeutung (Angaben in Klammern für die neuen Länder).

1. ERP-Energiesparprogramm

Förderhöhe:	max. 50% der förderungsfähigen Kosten
Zinssatz:	7,5% (7,0%)
Laufzeit:	bis max. 15 (20) Jahre
Tilgung:	2 (5) Jahre tilgungsfrei
Auszahlung:	100%
Höchstbetrag:	1 Mio. DM

2. DtA-Umweltprogramm

Förderhöhe:	max. 75% der Investitionskosten in Verbindung mit ERP-Mitteln.
Zinssatz:	7,0%
Laufzeit:	10 Jahre
Tilgung:	2 Jahre tilgungsfrei
Auszahlung:	96%
Höchstbetrag:	10 Mio. DM

3. KfW-Umweltprogramm

Förderhöhe:	max. 75% des Investitionsbetrags
Zinssatz:	6,75%
Laufzeit:	bis 10 Jahre
Tilgung:	2 Jahre tilgungsfrei
Auszahlung:	96%
Höchstbetrag:	10 Mio. DM

Die Laufzeiten der Kredite werden sich in den überwiegenden Entscheidungsfällen der Hausbanken an den einkommensteuerrechtlichen Abschreibungszeiten orientieren.

4.2. Steuerliche Hilfen

Für die Errichtung von Windkraftanlagen werden erhöhte Absetzungen von Anschaffungs- und Herstellungskosten nach § 82 a Abs. 1 Nr. 3 EStDV gewährt. Diese betragen im Jahr der Herstellung und in den folgenden 9 Jahren bis 10% der förderfähigen Investitionssumme (lineare Abschreibung).

Sonderabschreibungen können in den neuen Bundesländern für die Anschaffung und Herstellung von abnutzbaren beweglichen Wirtschaftsgütern in Anspruch genommen werden. Es können im Jahr der Anschaffung, Fertigstellung oder Beendigung von Herstellungsarbeiten und in den folgenden 4 Jahren bis zu 50% abgeschrieben werden [5].

4.3. Bundesförderprogramme

Neben der gezielten Projektförderung ist in erster Linie das "250-MW-Wind" Programm [6] hervorzuheben.

Voraussetzung für die Aufnahme in das Programm ist die zehnjährige Teilnahme an einem Wind-, Meß- und Evaluierungsprogramm (WMEP) (§4.3.) [6]. Im Fall der Aufnahme wird vom Bundesministerium für Forschung und Technologie (BMFT) für neu errichtete Anlagen entweder ein Betriebskostenzuschuß je erzeugter kWh gezahlt, oder, wenn die Anlage nicht zu einem Betriebsvermögen der gewerblichen Wirtschaft gehört (§5.3.) [6], kann wahlweise ein einmaliger Investitionskostenzuschuß beantragt werden.

Der BMFT-Investitionskostenzuschuß (IKZ) berechnet sich nach der folgenden Formel:

$$IKZ [DM] = \text{Nabenhöhe}(m) \times \text{Rotorradius}(m) \times 400$$

Er ist begrenzt auf maximal 60 % der Aufstellungskosten bzw. auf die Maximalhöhe von 90000 DM.

Der Betriebskostenzuschuß (BKZ) des BMFT beträgt 6 Pfg/kWh für jede ins Netz gespeiste kWh, für die im Abrechnungszeitraum eine Einspeisevergütung beansprucht werden kann. Da der Eigenverbrauch von Windenergie stärker gefördert werden soll, beträgt der Zuschuß für jede kWh 8 Pfg für jede vom Betreiber verbrauchte kWh. Er wird für die Dauer von 10 Jahren gewährt, solange die Summe aller Einnahmen (einschließlich Einspeisevergütungen, Landes- und EG-Mitteln) nicht den doppelten Anlagenpreis (ohne Fundament und Anschlußkosten) erreicht. Dies bedeutet, daß nach 10 Jahren die Förderung endet, auch wenn der doppelte Rechnungsbetrag für die Windenergieanlage noch nicht erreicht ist. Wird dieser Betrag vorher erreicht, endet die Förderung vor Ablauf der 10 Jahre.

Im Rahmen der Gemeinschaftsaufgabe "Verbesserung der regionalen Wirtschaftsstruktur" (GA) werden Investitionen begünstigt, die in den neuen Bundesländern getätigt werden. Die Zulagensätze betragen 8% der Bemessungsgrundlage.

Für die Energieeinsparung und Energieträgerumstellung werden der Landwirtschaft in den neuen Bundesländern Investitionshilfen gewährt. Der Zuschuß kann für Windkraftanlagen bis zu 40% betragen und ist darauf zurückzuführen, daß landwirtschaftliche Betriebe bzw. Existenzgründer aus den Förderprogrammen der gewerblichen Wirtschaft keine Mittel erhalten können.

4.4. Landesförderprogramme

Es gibt eine Reihe von Förderprogrammen der Länder zur Unterstützung der Windenergienutzung. Diese gewähren generell einen einmaligen nicht rückzahlbaren Investitionskostenzuschuß.

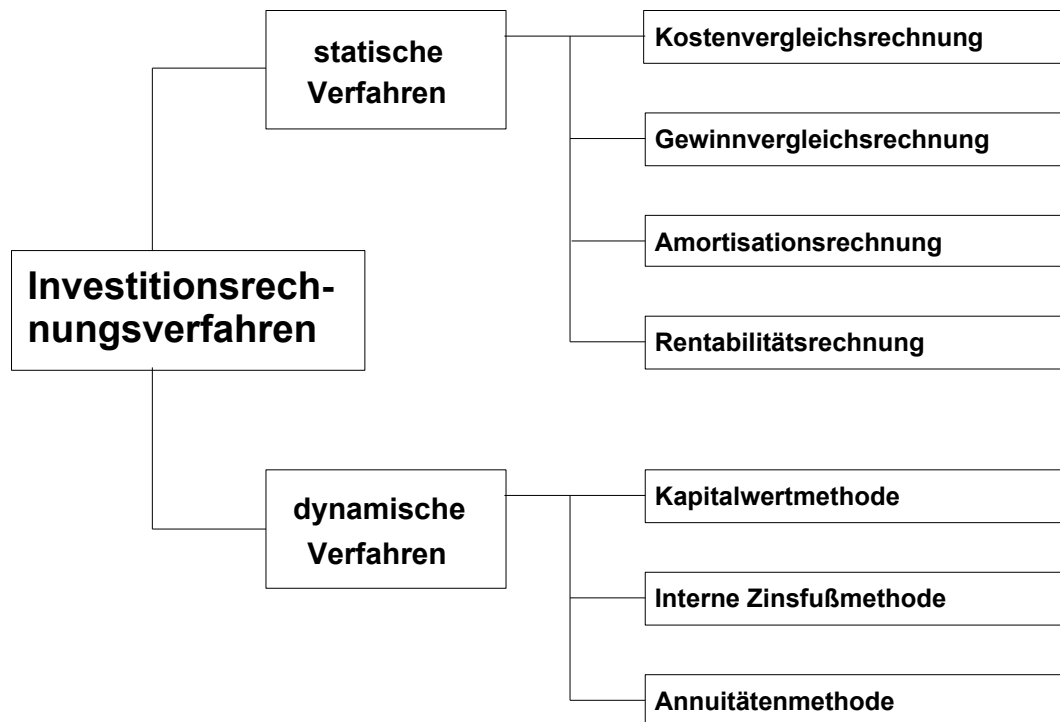
Hier ist vor allem die niedersächsische Förderformel, die in Zusammenarbeit mit dem DEWI erstellt wurde, zu nennen. Mit dieser Förderung soll eine optimale Ausnutzung der zur Verfügung stehenden

Netzkapazität sowie eine optimale Nutzung eines Standortes (gering akustisch belastete Fläche) erreicht werden. In einigen Bundesländern gibt es Bestrebungen, diese Förderung zu übernehmen.

5. Investitionsrechnungsverfahren

Investitionsrechnungsverfahren werden normalerweise herangezogen, um die Vorteilhaftigkeit einzelner oder alternativer investitionspolitischer Maßnahmen zu analysieren. Es soll ein auf die Zielsetzung des Unternehmens optimales Investitionsprogramm rechnerisch ermittelt werden. Ferner besteht die Möglichkeit, Investitionsalternativen miteinander zu vergleichen und Investitionersatzentscheidungen zu treffen.

Die klassische Investitionsrechnung unterscheidet statische und dynamische Verfahren.



5.1. Statische Verfahren

Diese Verfahren werden in der betriebswirtschaftlichen Praxis aufgrund ihrer relativ einfachen Handhabung häufig eingesetzt. Sie basieren auf folgenden Merkmalen:

- beziehen sich lediglich auf eine Periode
- Teuerungs- und Inflationsraten finden keine Berücksichtigung
- berücksichtigen keine Interdependenzen
- basieren auf Kosten und Leistungen bzw. Aufwendungen und Erträgen
- Durchschnittswerte bzw. repräsentative Perioden werden herangezogen

Die statischen Investitionsrechnungsverfahren sind nur als Überschlagsrechnung sinnvoll. Für eine genauere Untersuchung müssen die Teuerungs- und Inflationsraten sowie deren Interdependenzen und andere Einflußfaktoren berücksichtigt werden. Aus diesem Grunde wird auf die statischen Verfahren nicht näher eingegangen.

5.2. Dynamische Verfahren

Im Gegensatz zu den statischen Verfahren werden bei der dynamischen Investitionsrechnung Ein- bzw. Auszahlungen nach den Regeln der Finanzmathematik individuell auf den Anfang- oder Endzeitpunkt bezogen. Zinseszinsinflüsse werden ebenso berücksichtigt wie inflationäre Veränderung der Ein- und Auszahlungen.

Somit stellen diese dynamischen Verfahren eine gute Hilfe für Investitionsentscheidungen dar.

Die Methode, die wohl die größte Verbreitung gefunden hat, ist die *Kapitalwertmethode*. Hierbei wird der Barwert aller Zahlungen im Zusammenhang mit dem System, in der Regel bezogen auf den

Beginn bzw. Planungszeitpunkt, ermittelt. Ein positiver Kapitalwert bedeutet, daß das eingesetzte Kapital (verzinst) zurückfließt und sich der prognostizierte barwertmäßige Gewinn einstellt.

Die Problematik bei allen dynamischen Verfahren ist die Bestimmung des Kalkulationszinssatzes bei Eigen- und Fremdkapitalfinanzierung (Soll- (i_S) oder Habenzinssatz (i_H)). Näherungsweise kann in diesen Fällen mit der folgenden Formel der Kalkulationszinssatz bestimmt werden:

Der Kapitalwert läßt sich, wie oben erläutert, über die Summe aller Ein- und Auszahlungen ermitteln. Die formelmäßige Beziehung sieht folgendermaßen aus:

$$C_0 = -I_0 + \sum_{j=1}^n (e_j - a_j) \frac{1}{(1+i_k)^j} + RW \frac{1}{(1+i_k)^n}$$

C_0 = Kapitalwert

I_0 = Eigenmittel

e_j = Einzahlungen

a_j = Auszahlungen

i_k = Kalkulationszinssatz

RW = Restwert

Die *interne Zinsfußmethode* ist ein weiteres dynamisches Investitionsrechnungsverfahren, welches von Bedeutung ist. Es basiert auf der Kapitalwertmethode.

Durch dieses Verfahren läßt sich die Effektivverzinsung bzw. interne Rendite einer Investition ermitteln. Dieser ist der Zinssatz, bei dem der Barwert aller Einzahlungen gleich dem Barwert aller Auszahlungen ist ($C_0 = 0$). Ist der ermittelte interne Zinsfuß größer als der Kalkulationszinssatz, handelt es sich um eine vorteilhafte Investition.

Bei der *Annuitätenmethode* wird die durchschnittliche Differenz von Ein- und Auszahlungen pro Periode unter Berücksichtigung des oben genannten Kalkulationszinssatzes ermittelt. Die Annuitätenmethode bezieht sich also nicht wie die Kapitalwertmethode auf den Totalerfolg von Investitionsobjekten, sondern auf den Periodenerfolg. Eine Investitionsentscheidung ist vorteilhaft, wenn ihre Annuität größer oder gleich Null ist.

Voraussetzung für alle dynamischen Methoden der Investitionsrechnung ist, daß jedem Investitionsobjekt eine Ein- und Auszahlungsreihe zugeordnet werden kann. Die Ein- und Auszahlungen werden auf ihren Bezugszeitpunkt diskontiert. Ferner gilt für die Kapitalwert- bzw. interne Zinsfußmethode, daß die Rückflüsse mit dem Kalkulationszinssatz bzw. internen Zinsfuß wieder angelegt werden können.

An dieser Stelle soll noch darauf hingewiesen werden, daß trotz all dieser theoretischen Investitionsentscheidungsmodelle für viele Betreiber der ökologische vor dem ökonomischen Gedanken steht.

6. Betriebswirtschaftliche Aspekte

Basierend auf den Ausführungen in den vorherigen Kapiteln, werden in diesem Abschnitt einige Parametervariationen vorgenommen. Als Ausgangsparameter werden die folgenden Faktoren berücksichtigt:

- Einspeisevergütung 16,57 Pfg/kWh
- reine Netzeinspeisung
- Eigenmittel ca. 10-15% der WKA-Kosten
- Nebenkosten = 0,28 x WKA-Kosten

- Inflation mit 3,5% p.a. berücksichtigt
- Kalkulationszinssatz ca. 8%
- Finanzierung, Zins- und Tilgungszahlungen zu marktüblichen Bedingungen
- Steuern exemplarisch für eine GbR
- Absetzung für Abnutzung (AfA) nach § 82 a Abs. 1 Nr. 3 EStDV
- keine BMFT-Zuschüsse
- Leistungsklasse der WKA 500kW
- WKA-Kosten ca. 1 Mio. DM (Listenpreis 1992)

Die Energieerträge wurden für einen Referenzstandort mit unterschiedlichen mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten in 10 m Höhe mittels Prospektkennlinien ermittelt. Mit einem logarithmischen Windprofil und einer Rauigkeitslänge von 0.05 m wurde die Windgeschwindigkeit unter der Prämisse einer Rayleigh-Verteilung auf Nabenhöhe hochgerechnet. Aus der Anzahl der Einflußfaktoren wird erkennbar, wie problematisch eine generelle Aussage über einzelne Windkraftanlagenprojekte ist. Individualanalysen sind deshalb unverzichtbar.

Abb. 2: Energieerzeugungskosten und Kapitalwert bezogen auf die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit

Fig. 2: Energy Production Costs and Capital Value vs. Wind Speed

In Abb.2 wurden die Energieerzeugungskosten nach dem Realwertprinzip und die entsprechenden Kapitalwerte über der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit dargestellt. Bei Ermittlung des Kapitalwertes wurde auf eine Berücksichtigung des BMFT-Betriebskostenzuschuß verzichtet.

Als WKA-Kostenreduktion wurde ein 20%-iger Investitionszuschuß auf den Listenpreis 1992 bzw. ein um 20% geringerer WKA-Preis angenommen.

Die Energieerzeugungskosten basieren auf zwei differierenden Zeiträumen der Anlagennutzung. Die einkommensteuerrechtliche Nutzungsdauer ist lt. § 82 a EStDV mit mindestens 10 Jahren festgelegt. Kreditinstitute gehen von einer entsprechenden Kredittilgungsdauer aus. Hersteller hingegen legen ihre Windkraftanlagen auf eine Nutzungsdauer von 20 Jahren aus. In diesem Betrachtungszeitraum wird die Anlage während der ersten 10 Jahre linear abgeschrieben. Abb.2 verdeutlicht hier, wie wichtig für einen wirtschaftlichen Betrieb einer Windkraftanlage die Erreichung der Nutzungsdauer von 20 Jahren ist. Es sollte auch aus diesem Grunde im Interesse des Betreibers eine regelmäßige Wartung und Instandsetzung der Windkraftanlage erfolgen.

Für die Ermittlung der Energieerzeugungskosten pro Kilowattstunde (kWh) wurden die kalkulatorischen Zinsen, die kalkulatorischen Abschreibungen und die jährlichen Betriebskosten berücksichtigt. Als wichtigste Einflußparameter gehen

- die WKA-Kosten
- der Kapitaldienst
- die Betriebskosten und
- der Energieertrag

mit ein. Letzterer ist der einzige und entscheidende Faktor für die Einzahlungsseite des Windkraftanlagenbetreibers. Seine Höhe hängt entscheidend von der Wahl des Standortes, der Nabenhöhe, dem Rotordurchmesser, dem Wirkungsgrad und der Verfügbarkeit ab.

Bei einer 20-jährigen Nutzungsdauer der WKA und unter Berücksichtigung der oben angegebenen Ausgangsparameter erfolgt ein "wirtschaftlicher" Betrieb ab einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von ca. 5,1 m/s (Abb.2). Alternativ hierzu erfordert eine 10-jährige Nutzungsdauer, deren Verwirklichung auf Grund des neuen Marktes noch nicht erreicht wurde, weswegen eine Abschätzung mit Risiken behaftet ist, eine mittlere Jahreswindgeschwindigkeit von ca. 5,9 m/s. Diese Standorte kommen aber in der Bundesrepublik Deutschland nur in sehr wenigen guten Lagen vor (unmittelbarer Küsten- und Inselbereich). Dieses läßt den Schluß zu, daß der sich entwickelnde Markt zu klein sein wird, um einen signifikanten Ausbau der Windenergieindustrie zu erreichen. Es erscheint zweifelhaft, daß von Seiten der Hersteller eine Reduzierung der WKA-Kosten bei einem durch die wenigen vorhandenen guten Standorte bedingten kleinen Absatzmarkt verwirklicht werden kann.

Eine Möglichkeit, diese begrenzte Anzahl der Standorte in einem gewissen Rahmen zu vergrößern, liegt in einer Minimierung der Nebenkosten. Dieses ist z.B. durch einen Zusammenschluß von Einzelanlageninteressenten zu einer Windparkgesellschaft realisierbar (Abb.3). Die Reduktion der Investitionskosten betrifft vor allem die Netzanbindung, Zuwegung und Gutachten.

Abb. 3: Einfluß der Nebenkosten auf die Energieerzeugungskosten
Fig. 3: Influence of Extras on Energy Production Costs

Die Investitionskosten für den Betrieb einer Windkraftanlage ergeben sich aus den WKA- und den Nebenkosten. Realistische Größen für die Nebenkosten beim Betrieb einer Einzelwindkraftanlage betragen zwischen 25 und 35% der WKA-Kosten. Bei einem Zusammenschluß zu einer Windparkgesellschaft können sich die Nebenkosten auf bis zu ca. 15 bis 20% reduzieren. Dies bedeutet, daß auch noch bei 0,2m/s weniger Jahresmittel der Windgeschwindigkeit ein "wirtschaftlicher" Betrieb der Windkraftanlagen gewährleistet wäre.

Eine weitere Möglichkeit, Standortpotentiale zu erweitern, liegt in der Verminderung der aktivierungspflichtigen Anlagekosten. Diese Reduzierung kann auf unterschiedlichen Wegen erfolgen entweder durch einen Investitionszuschuß auf den Lieferpreis oder/und einen geringeren Lieferpreis des Herstellers. An dieser Stelle sei noch auf die Novellierung des Investitionszulagengesetzes

hingewiesen, die ausschließlich Zulagen in den neuen Bundesländern vorsieht. Eine Ausdehnung des Geltungsbereiches auf die ganze Bundesrepublik würde zu einer Entlastung der Investitionskosten führen.

Abb.4 liegen Annahmen zugrunde, deren Entwicklung sich auf dem Windkraftanlagenmarkt für 500kW-Anlagen zur Zeit abzeichnen scheint. Diese Abschätzung geht von einer Energieerzeugung von ca. 1,3 GWh/a an einem Standort mit 5,5 m/s Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in 10m Höhe und von einem Lieferpreis von ca. 950000,- DM der WKA aus. Die zu Beginn dieses Kapitels aufgeführten Ausgangsparameter bleiben unverändert. Dieses würde bedeuten, daß die spezifischen Kosten bezogen auf den Energieertrag im Vergleich zum Jahr 1992 um ungefähr 30% niedriger anzusetzen wären. In Abb.4 werden die unterschiedlichen Einflüsse des Investitionszuschusses auf den Kapitalwert in Abhängigkeit von der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit während eines Betrachtungszeitraumes von 10 Jahren dargestellt.

Abb.4: Einfluß der Variation der Anlagekosten auf den Kapitalwert
Fig. 4: Influence of Wind Turbine Cost's Variation on Capital Value

Gelten demnach die prognostizierten Daten und erfolgt kein Zuschuß, sind für einen wirtschaftlichen Betrieb mehr als 6 m/s mittlere Jahreswindgeschwindigkeit erforderlich. Bei 20% Zuschuß zur Investition wären ca. 5,2 m/s erforderlich. Die hierfür in Deutschland vorhandenen Standorte sind nur im unmittelbaren Küstenbereich zu finden. Um ein ausreichendes Potential zur Bildung eines Marktes für 500kW-Windkraftanlagen zu erreichen, sollte jedoch zumindest eine mittlere Jahreswindgeschwindigkeit von 4,8 m/s in 10 m Höhe wirtschaftlich nutzbar sein. Anderenfalls werden die WKA-Kostenreduktionen von den Herstellern wegen der zu kleinen Serien kaum realisierbar sein.

Aus den Abb. 3 und 4 lassen sich zwei wesentliche Einflußbereiche auf die Wirtschaftlichkeit erkennen. Zum einen die Reduktion der Nebenkosten, die zur Zeit aber eher die Tendenz haben, weiter anzusteigen, da die EVUs die Kosten des Netzausbaus dem Verursacher anlasten. Zum anderen die weitere Verminderung des WKA-Preises. Da durch die Netzanschlußkosten leicht eine Erhöhung von 10-15% der gesamten Investitionskosten möglich ist, sind für den wirtschaftlichen Betrieb 0,2 bis 0,3 m/s mehr Jahresmittel erforderlich, also etwa 5,1 m/s statt 4,8 m/s, was die Zahl der in Deutschland wirtschaftlich nutzbaren Fläche auf ein Fünftel schrumpfen läßt. Um dies zu vermeiden, muß die Forderung erhoben werden, dem späteren Eigentümer des Netzes die Netzausbaukosten aufzubürden, was sich betriebs- und volkswirtschaftlich vertreten läßt.

Unter der Annahme, daß sich die für 1993 angenommenen Kostenreduktionen der 500kW-Klasse als realistisch erweisen, ist von weiteren, deutlichen Kostenreduktionen in derselben Höhe für die nahe Zukunft nicht zu rechnen. Zur Erschließung eines genügend großen Marktes ist daher ein

Investitionszuschuß von 30% auf die WKA-Kosten notwendig, damit Standorte um 4,8 m/s, gemessen in 10 m Höhe, noch wirtschaftlich nutzbar sind. Natürlich sind auch alternative Maßnahmen denkbar wie beispielsweise die volkswirtschaftlich vernünftige Lösung, den umweltschädlichen und risikobehafteten Energieerzeugungsformen deren externe Kosten anzurechnen und damit die relative Vorteilhaftigkeit der Windkraftanlagen aufzuwerten.

Literaturverzeichnis:

- [1] Masuhr, K.P.; Wolff, H.; Keppler, J.: *Die externen Kosten der Energieversorgung*. Stuttgart, 1992.
 - [2] Hohmeyer, Olav: *Soziale Kosten des Energieverbrauchs*. Berlin, Heidelberg: Springer, 1989.
 - [3] Byrne, John; Rich, Daniel: *Energy and Environment*. New Jersey, 1992.
 - [4] Koepsell, H.; Fischer-Tobies, D.: *Windkraftanlagen in der Land- und Forstwirtschaft - auch ein steuerliches Problem*. In: INF-Themen, (1992).
 - [5] Hohmann, Peter: *Finanzierung von Umwelt-Investitionen*. Bonn, 1992.
 - [6] *Richtlinie zur Förderung der Erprobung von Windenergieanlagen "250 MW Wind" im Rahmen des dritten Programms Energieforschung und Energietechnologien*. In: Bundesanzeiger, 43(1991)37, S. 950-952.
-

