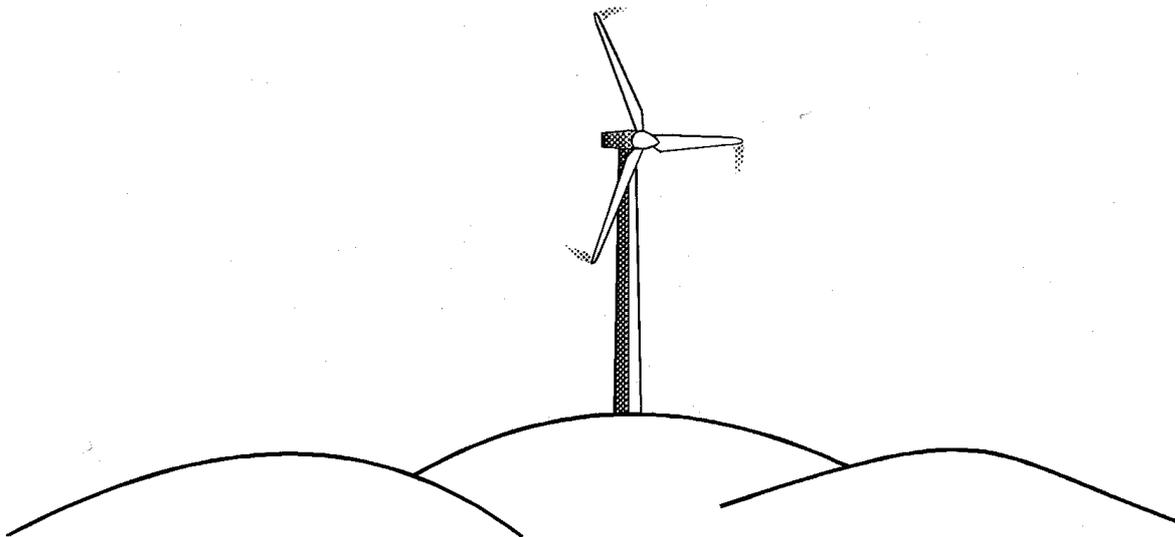


Hinweise zur Planung von Windenergieanlagen auf Waldstandorten



AG Windenergie

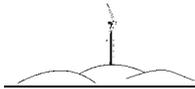
Dr.-Ing. Manfred Fallen

Dipl.-Ing. José Fernández Puga

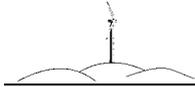
Fachgebiet Ökologische Planung

Prof. Dr. Kai Tobias

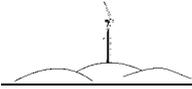
Dipl.-Ing. Christopher Jung



1	Einleitung	1
2	Technische Rahmenbedingungen.....	3
2.1	Windhöffigkeit	3
2.2	Windverhältnisse über bewaldetem Gebiet.....	4
2.3	Brandschutz.....	5
2.4	Gittermasten als bevorzugte Bauform im Wald.....	6
2.5	Windbruch.....	6
3	Exemplarischer Standort	7
3.1	Rahmenbedingungen der Studie.....	7
3.2	Vorarbeiten der Planungsphase.....	8
3.3	Kostenplanung.....	13
3.3.1	Investitionskosten.....	14
3.3.2	Investitionsnebenkosten	14
3.3.3	Betriebskosten	15
3.3.4	Kostenplan für die Windenergiestudie am exemplarischen Standort	16
3.4	Finanzierungsplanung	21
3.5	Wirtschaftlichkeitsrechnung.....	22
4	Erweitertes Konzept	26
4.1	Standorte der Windenergieanlagen	26
4.2	Netzanbindung	27
4.3	Fundamente	28
4.4	Zuwegung.....	29
4.5	Wirtschaftlichkeit	29
5	Zusammenfassung Teil I	32
6	Literaturverzeichnis Teil I.....	33
7	Empfindlichkeitsanalyse	35



7.1	Konkrete Anwendung im Modellgebiet.....	36
7.2	Sichtbarkeitsanalyse	37
7.2.1	Grundlagen	37
7.2.2	Sichtbarkeitsberechnung	39
7.3	Akzeptanz von Windenergieanlagen.....	41
7.4	Bewertung	44
8	Zusammenfassung und Fazit Teil II.....	48
9	Verwendete Literatur Teil II	49



1 Einleitung

Der § 35 des BauGB sieht eine Privilegierung von Windenergieanlagen (WEA) im Außenbereich vor, wobei den Gemeinden ein Planvorbehalt zugestanden wird. Weitere Steuerungsvorgaben sind in Landesgesetzen und -verordnungen geregelt.

Zieht man für Rheinland-Pfalz die Verwaltungsvorschrift von 1996 und das Rundschreiben von 1999¹ heran, so sind Waldflächen Gebiete, „deren Zielsetzungen die Errichtung von Windenergieanlagen (WEA) nur eingeschränkt zulassen“. Dies bedeutet, dass Windkraftanlagen auf Basis einer positiven forstfachlichen Prüfung in Waldgebieten möglich sind.

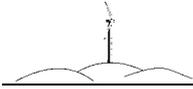
Dass trotz der Zulässigkeit von Windkraftanlagen in Waldgebieten bisher nur wenige Anlagen realisiert sind, ist vor allem technischer Natur.

Im Wald kommt es durch eine hohe Oberflächenrauigkeit zur Abbremsung des Windes mit einer i. d. R. geringeren Windhöffigkeit. Dadurch, dass WEA heute Nabenhöhen von 100m und mehr erreichen, werden wirtschaftliche Bedingungen jetzt auch in zusammenhängenden Waldgebieten erreicht. Neben landespflegerischen und naturschutzrechtlichen Aspekten, die im 2. Teil dieses Berichts abgehandelt werden, ergeben sich bei der Planung drei wesentliche Fragestellungen:

- Wie ermittelt man an einem vorgegebenen Standort zuverlässig die Windhöffigkeit ?
- Wie kommt man mit vertretbarem technischem und wirtschaftlichem Aufwand zu einer Netzanbindung ?
- Welche spezifischen Probleme ergeben sich im Wald in bezug auf die Zuwegung bzw. Zugänglichkeit der Standorte ?

¹ vgl.: Ministerium der Finanzen, Ministerium des Inneren und für Sport, Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Landwirtschaft und Weinbau, Ministerium für Umwelt und Forsten von Rheinland-Pfalz (Hrsg.): Hinweise zur Beurteilung der Zulässigkeit von Windenergieanlagen, 1999, S. 18

(z. Zt. in Überarbeitung)

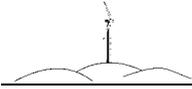


Im vorliegenden Bericht wird der Versuch unternommen, darauf Antworten zu finden und an einem konkreten Beispiel die Vorgehensweise zu erläutern.

Neben diesen technischen Anforderungen müssen natürlich auch die Auswirkungen auf Natur und Landschaft betrachtet werden, die von Windenergieanlagen ausgehen. Dazu wird die folgende Vorgehensweise gewählt:

- Auf der Grundlage der Hinweise muss zunächst eine Empfindlichkeitsanalyse des gewählten Standortes der Windenergieanlage(n) durchgeführt werden.
- Mittels des Einsatzes moderner Verfahren der EDV ist eine Sichtbarkeitsanalyse anzuschließen. Da derartige Verfahren bisher nicht anwendungsreif zur Verfügung stehen, wird auf diesen Arbeitsschritt das Schwergewicht gelegt.
- Bei einer abschließenden zusammenfassenden Bewertung sind auch grundsätzliche Aspekte der Akzeptanz von Windenergieanlagen überhaupt und natürlich speziell in Waldgebieten zu berücksichtigen.

Um diese Untersuchung nicht nur auf theoretischem Niveau stattfinden zu lassen, wird ein Modellgebiet für eine erste Erprobung der vorgeschlagenen Verfahrensweise ausgewählt. Es handelt sich um ein früher militärisch genutztes Gebiet. Die zu bewertende Fläche liegt in einem Biosphärenreservat, ist damit besonders sensibel und eignet sich damit wegen ihrer Attribute für eine exemplarische Betrachtung in besonderem Maße. Für die modellhafte Bewertung wird die Errichtung von bis zu fünf Anlagen mit einer Einzelanlagenhöhe von etwa 140 m Gesamthöhe und einer Nennleistung von 1,8 MW/Anlage unterstellt.



Teil I: Technische und wirtschaftliche Aspekte

2 Technische Rahmenbedingungen

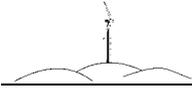
2.1 Windhöffigkeit

Die für die Windenergie wichtige bodennahe atmosphärische Strömung weist einen Geschwindigkeitsgradienten auf, der die Windgeschwindigkeit mit zunehmender Höhe bis zum Erreichen des Geostrophischen Windes² ansteigen lässt. In Wirklichkeit handelt es sich allerdings um eine Abnahme der Geschwindigkeit von oben nach unten aufgrund der Haftbedingung am Boden. Bestimmend für die Stärke der Abnahme sind die Hindernisse wie Bebauung und Bewuchs, die die Strömung abbremsen. Diese Rauigkeiten sind maßgebend für den Geschwindigkeitsgradienten.

Die bodennahe atmosphärische Strömung kann in zwei dominierende Bereiche unterteilt werden: die Prandtl- und die Ekman-schicht. Diese Schichten besitzen unterschiedliche Gradienten und werden durch verschiedene Faktoren bestimmt. Die Prandtl-schicht erstreckt sich je nach Tagesgang und aktueller Schichtung der Atmosphäre vom Boden bis zu einer Höhe von ca. 100m. In dieser Schicht stellt sich ein logarithmisches Geschwindigkeitsprofil ein, dessen Haupteinflussparameter die Rauigkeit ist. Danach beginnt die Ekman-schicht, die bis zu einer Höhe von ca. 2km reicht. Der Geschwindigkeitsgradient ist kleiner und hauptsächlich durch die Abbremsung aufgrund der Corioliskraft bestimmt. In dieser Schicht beginnt die Drehung der Windrichtung eine wesentliche Rolle zu spielen.

Die bisher üblichen Methoden der Extrapolation von Messdaten sind auf die Prandtl-schicht begrenzt. Es zeigt sich aber auch, dass der dabei entstehende Fehler umso größer wird, je größer der Extrapolationsweg ist. Zuverlässigere Aussagemethoden bilden Messungen in entsprechenden Höhen bzw. numerische Berechnungen. Messungen in Höhen von 100 bis 150m sind mit einem Messmast nur mit erheblichem Aufwand durchführbar. Komfortabler sind Messungen mit einem akustischen Fernmesssystem (SODAR). Allerdings werden einschlägi-

² Der Geostrophische Wind ist die Luftbewegung in ca. 1km Höhe, die auftritt, wenn zwischen Corioliskraft und Luftdruckunterschieden ein Gleichgewicht herrscht. Die Bewegung verläuft parallel zu den Isobaren; Reibungseinflüsse spielen dabei keine Rolle.



ge Erfahrungen im Umgang vorausgesetzt. Für die Berechnung mit numerischen Simulationsmodellen ist die Kenntnis der Rauigkeitsparameter von großer Bedeutung.³

Bewaldete Gebiete können strömungstechnisch durch eine Verdrängungsdicke und eine erhöhte Rauigkeit dargestellt werden. Sowohl Verdrängungsdicke als auch Rauigkeit hängen in starkem Maße von der Natur der Rauigkeitselemente, d. h. der Baumart, den Abständen zwischen den Bäumen, den unterschiedlichen Baumhöhen, der Angriffsfläche und der Dichte des Bewuchses ab. Eine allgemeine Vorschrift zur Bestimmung dieser Parameter existiert allerdings nicht. Windmessungen sind daher unabdingbar, da sie die Verhältnisse am konkreten Standort wiedergeben und dadurch zuverlässige numerische Berechnungen ermöglichen. Die aus der Messung gewonnenen Daten dienen dabei als Randbedingungen bzw. als Evaluierungsparameter.

Eine weitere Möglichkeit, Waldgebiete strömungstechnisch zu modellieren, ist die Darstellung des Waldes durch Schichten unterschiedlicher Porositäten. Dabei müssen die Parameter und die Schichthöhen für jedes Waldgebiet neu bestimmt werden. Hinsichtlich ihrer Porosität sind vor allem Stamm- und Kronenraum zu unterscheiden. Generell können auch diese Parameter nur aus einer vorangegangenen Messung ermittelt werden.

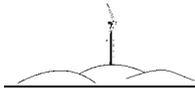
Nach Einreihung der Messdaten in einen langjährigen Zeitraum kann schließlich die Berechnung des sich voraussichtlich einstellenden anlagenspezifischen mittleren Energieertrages erfolgen.

2.2 Windverhältnisse über bewaldetem Gebiet

Wie bereits im vorherigen Abschnitt erwähnt, stellen Waldgebiete erhöhte Rauigkeiten in der Strömung dar. Zudem wird die Strömung verdrängt, so dass eine Verdrängungsdicke definiert werden muss.⁴ Diese Parameter sind durch Baumart, Abstände zueinander, Baumhöhen, Dichte und Angriffsfläche vorgegeben. Generell lässt sich jedoch beobachten, dass die Windgeschwindigkeiten in Bodennähe über Waldgebieten einen geringeren Betrag aufweisen. Mit zunehmender Höhe nehmen der Einfluss des Bewuchses ab und die Geschwindigkeiten zu.

³ vgl. Seifert: Windprognose für große Windenergieanlagen

⁴ vgl. Kobayashi et al.: Numerical study of the turbulent flow over and in a model forest on a 2D hill



Der in Windrichtung vorgelagerte Baumbestand ist maßgeblich dafür verantwortlich, dass die Turbulenzintensität ansteigt. Besonders hohe Turbulenzgrade lassen sich in „Totwasserzonen“ von Waldlücken hinter hohen Beständen und im Leegebiet von Bergkegeln beobachten. Dies hat Auswirkungen auf die Windenergieanlage selbst, aber auch auf den zu erwartenden Ertrag. Aufgrund der höheren Turbulenz sind die Ertragsschwankungen, aber auch die Belastungen, die auf die Anlage wirken, größer. Es ist somit ratsam, möglichst große Nabenhöhen zu wählen.⁵

2.3 Brandschutz

Heutige WEA sind i. d. R. nicht mit automatischen Feuerlöscheinrichtungen ausgestattet. Die Praxis zeigt, dass im Falle eines Brandes die Feuerwehr im Bereich der Gondel so gut wie nichts ausrichten kann. Sie beschränkt sich im wesentlichen auf die Absicherung der Umgebung und darauf, dass der Brand nicht übergreift.

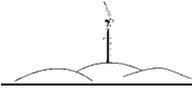
Verschiedene Firmen entwickeln zur Zeit automatische Löscheinrichtungen, wodurch sich die Investitionskosten für WEA erhöhen. Als Löschmedium kommen Wasser und/oder CO₂ infrage, wobei zu unterscheiden ist zwischen dem eigentlichen Löschvorgang, also dem Erstickten der Flammen, und einer Kühlfunktion.

Laut Aussagen des stellvertretenden Wehrleiters der FW Kaiserslautern können folgende Schlussfolgerungen für den Betrieb von WEA in zusammenhängenden Waldgebieten getroffen werden:

Die Auftrittswahrscheinlichkeit von Bränden in WEA ist sehr gering. Deswegen kann auf eine Forderung nach einer automatischen Löscheinrichtung verzichtet werden.

In der DIN 14095 wird beschrieben, wie Feuerwehrpläne bzw. Feuerwehreinsatzpläne zu gestalten sind. Es wird also empfohlen, spätestens nach Inbetriebnahme von WEA mit der zuständigen Feuerwehr einen FWP auszuarbeiten und die Durchführung ggf. zu proben.

⁵ vgl. Beger: Windlast an Wäldern in Berg- und Tallagen



2.4 Gittermasten als bevorzugte Bauform im Wald

Gründe, die für Gittermasten sprechen, sind das gute Preis-Leistungsverhältnis, die Möglichkeit der besseren Erschließung von schwer zugänglichem Gelände sowie ihre optische Integration in das Landschaftsbild insbesondere bei guter Sichtbarkeit aus der Ferne.

Gerade in Waldgebieten dürfte die Zuwegung in vielen Fällen ein Problem darstellen. I. d. R. werden Wege mit mindestens 4 m Breite und lichten Weiten von mehr als 4,5 m benötigt. Da Gittermasten zerlegbar sind, dürfte dieser Umstand positiv zu Buche schlagen.

Zurzeit sind mit Gittermasten größere Nabenhöhen erreichbar, was gerade in Wäldern von besonderer Bedeutung ist. Dadurch ist normalerweise wegen eines größeren Energieertrages eine bessere Wirtschaftlichkeit gegeben. Für den Investor ergibt sich ein weiterer wirtschaftlicher Vorteil, weil Gittermasten deutlich preiswerter sind als Rohrtürme.

Gittermasten verfügen über Einzelfundamente, wodurch ein leichter Rückbau, ja sogar ein Versatz der WEA möglich ist. Somit ergeben sich überwiegend Vorteile bei Verwendung von Gittermasten in Wäldern.

2.5 Windbruch

Die Errichtung von WEA ist nur auf gerodeten oder bereits freien Flächen möglich, wobei nicht nur der Standplatz frei sein muss, sondern auch eine entsprechende Montagefläche. Diese freien Bereiche können je nach Ausrichtung und Größe Angriffsflächen für Böen bei Sturm sein und zu Windbruch in der näheren Umgebung von WEA führen.

Die Kenntnis⁶ über die Phänomene der Entstehung von Windbruchflächen ist bereits weit fortgeschritten, so dass für jeden Standort Montage- und Aufstellungsszenarien gutachterlich festgelegt werden können, die die Gefahr des Windbruchs möglichst gering halten. Es wird also empfohlen, in kritischen Fällen bei der Projektplanung die Windbruchgefahr abschätzen zu lassen und eine schadensminimierte Aufstellungsplanung vorzunehmen.

⁶ vgl. Agster, W., Ruck, B.: Modellierung der Umströmung von Waldkanten in Windkanaluntersuchungen

3 Exemplarischer Standort

3.1 Rahmenbedingungen der Studie

Exemplarisch soll untersucht werden, inwieweit Windenergie auf den großen Waldflächen von Rheinland-Pfalz genutzt werden kann. Wald wurde bisher als Gebiet gekennzeichnet, dessen „Zielsetzung die Errichtung von Windenergieanlagen nur eingeschränkt zulässt.“⁷

Bei dem betrachteten Standort handelt es sich um eine Konversionsfläche, die von der US-Armee genutzt wurde. Es besteht dadurch bereits eine asphaltierte Zuwegung und eine 20kV-Mittelspannungsleitung. Der Standort weist eine unbewaldete Fläche von ca. 190m x 100m auf und liegt auf einem Berg in einer Höhe von 485m ü. NN. Der Berg stellt die höchste Erhebung in der Umgebung dar. Eine Eignung für Windenergienutzung kann vermutet werden.

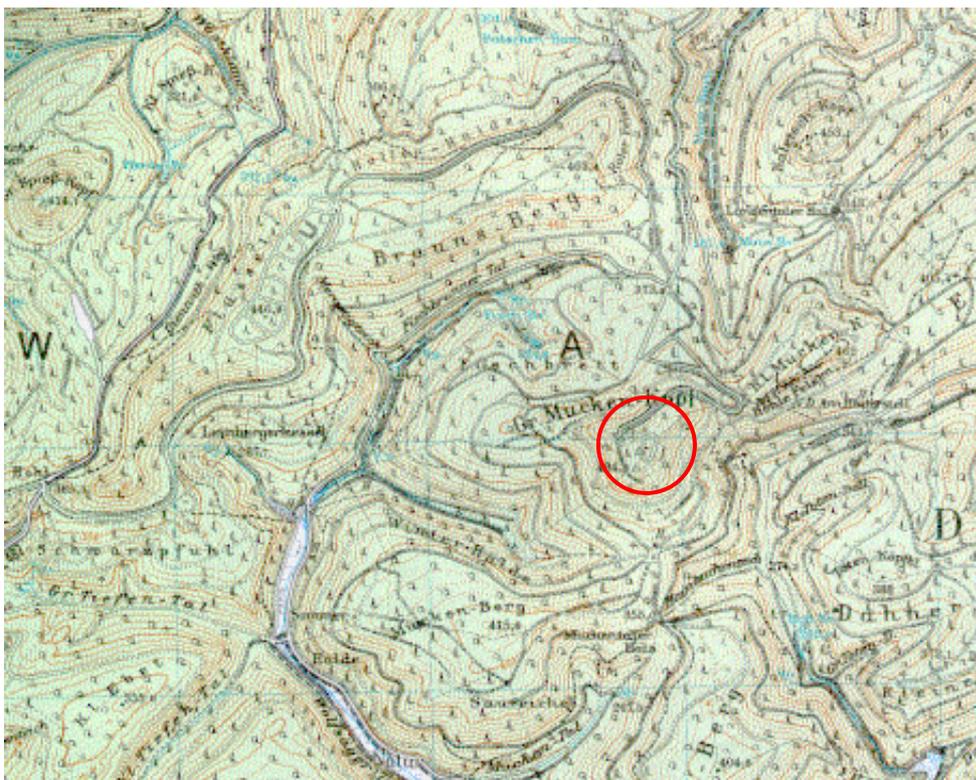
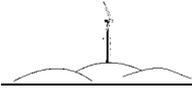


Abbildung 1: Exemplarischer Standort

⁷ vgl.: Ministerium der Finanzen, Ministerium des Inneren und für Sport, Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Landwirtschaft und Weinbau, Ministerium für Umwelt und Forsten von Rheinland-Pfalz (Hrsg.): Hinweise zur Beurteilung der Zulässigkeit von Windenergieanlagen, 1999, S. 18 (wird z. Zt. überarbeitet)



3.2 Vorarbeiten der Planungsphase

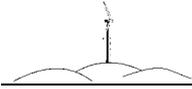
Bei der Realisierung von WEA-Projekten sind in der Planungsphase Informationen zum Windpotenzial zu beschaffen, die die Basis für ein Windgutachten und eine Wirtschaftlichkeitsrechnung darstellen. Neben der Vor- und Endauswahl der Anlage(n) müssen Nutzungs- bzw. Pachtverträge ausgehandelt werden und es erfolgt eine Konfigurierung des Standortes. Die Bauvoranfrage bzw. der Bauantrag müssen gestellt werden. Bezüglich der Zuwegung ist in der Planungsphase eine Ist-Analyse zu machen, das Anforderungsprofil ist zu ermitteln, und die eventuell benötigten Verträge zum Wegerecht sind zu schließen. Für die Fundamentauswahl ist in der Planungsphase eine Baugrunduntersuchung erforderlich und das Anforderungsprofil muss ermittelt werden. Für die Übergabestation wird in dieser Phase lediglich ein Anforderungsprofil ermittelt. Weiterhin werden zunächst die Netzanbindungskosten abgeschätzt und später eine Einspeisezusage beantragt.

Zum genaueren Verständnis dessen, was unter den genannten Arbeitspaketen zu verstehen ist, werden diese im folgenden kurz erläutert:

Ein Windgutachten liefert aussagekräftige Daten über das Windpotenzial zur Berechnung der zu erwartenden Energieerträge und der Wirtschaftlichkeit und ist Voraussetzung für die Finanzierung des Windenergieprojekts. Prinzipiell gibt es zwei Wege zur Erstellung eines Windgutachtens, die rechnerische Ermittlung und die Windmessung kombiniert mit einer Rechnung.

Das am häufigsten angewendete Rechenverfahren ist unter dem Namen WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program) bekannt. WASP bildet heute die Grundlage nahezu aller Windgutachten. Kritischer Punkt ist die richtige Einschätzung der Rauigkeitskennwerte an den betrachteten Standorten, was insbesondere in Mittelgebirgen mit einer komplexen Orographie (Höhenverlauf des Geländes) schwierig ist und dadurch zu ungenauen Ergebnissen führt. Dazu wird eine Digitalisierung der betrachteten Standorte unter Berücksichtigung der Topographie und der Rauigkeiten vorgenommen. Leider liegen für Waldstandorte wenige Erfahrungswerte vor. Bekannt ist auch, dass in einigen Fällen die Gutachten das tatsächliche Windpotenzial deutlich überschätzt haben.

Darüber hinaus sind eine Reihe von meteorologischen, mesoskaligen Verfahren bekannt, die wesentlich aufwendiger sind und hier nicht näher erläutert werden.



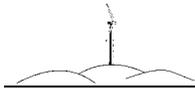
Alternativ zur Berechnung des Windpotenzials oder als Ergänzung kann auch direkt am Standort gemessen werden. Dazu ist im allgemeinen das Errichten von Windmessstationen mit entsprechender Höhe erforderlich. Je genauer die Messhöhe mit der Nabenhöhe der Windenergieanlage übereinstimmt, desto genauer wird das Windgutachten. Die Errichtung eines Messmastes ist allerdings mit erheblichen Kosten verbunden, die mit der Höhe des Mastes zunehmen. In der Praxis wird daher meist deutlich unter der vorgesehenen Nabenhöhe gemessen. Es ist somit unmittelbar klar, dass diese Messungen nicht das tatsächliche Windpotenzial widerspiegeln und hochgerechnet werden müssen, was wiederum mit Unsicherheiten verbunden ist. Als Alternative bieten sich neuerdings auch akustische Verfahren zur Messung der Windgeschwindigkeit wie beispielsweise SODAR (Sonic Detection And Ranging)⁸ an. Bei diesem Verfahren werden akustische Signale in die Atmosphäre ausgesendet, die an Inhomogenitäten in der Temperaturverteilung reflektiert werden. Die Doppler-verschobenen, reflektierten Signale werden empfangen und ausgewertet. Als Ergebnis erhält man Informationen über Windgeschwindigkeit und Turbulenz in Abhängigkeit von der Höhe. Vorteil dieser Verfahren ist einerseits, dass kein Windmast errichtet werden muss, andererseits, dass in Nabenhöhe gemessen werden kann, da die Messhöhe im Bereich bis zu 1000m liegt. Die Fehlermöglichkeiten sind allerdings noch erheblich.

Mit Hilfe einer ersten Abschätzung des Windpotenzials, der Netzanschlusskosten und der Fundamentkosten muss eine erste Wirtschaftlichkeitsrechnung für das Projekt erstellt werden. Nur ein überzeugend positives Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsrechnung ermöglicht es, Eigenkapital (durch Investoren) bzw. Fremdkapital (durch Banken und Kreditinstitute) zu erlangen. Die Wirtschaftlichkeitsrechnung wird während des Projektablaufs wiederholt mit genauer werdenden Annahmen durchgeführt. Das Ergebnis der Rechnung wird somit immer sicherer, das Projektrisiko wird dadurch gesenkt.

Die Vorauswahl der Anlage bzw. der Anlagen hat prinzipiell eine Vielzahl von Einflussfaktoren. Denkbare Kriterien sind Leistung, Abmessungen insbesondere Anlagenhöhe, Ertrag und Preis.

In der Regel ist der Betreiber einer Windenergieanlage nicht gleichzeitig auch der Besitzer des Baugrundes bzw. der Zuwegung. Im Rahmen der Planung sind zunächst die Eigentumsverhältnisse an dem geplanten Standort festzustellen. Parallel zum Genehmigungsverfahren

⁸ vgl. Emeis, S.: Vertikalprofile des Windes und seiner Häufigkeitsverteilung in der unteren Ekman-Schicht



müssen dann erste Anfragen bei den ermittelten Eigentümern durchgeführt werden und die Verträge vorbereitet werden. Solche Verträge beinhalten u. a. folgende Elemente:⁹

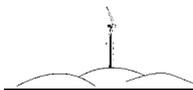
- Lageplan der zu nutzenden Fläche,
- Grundbuchauszüge bzw. Beschreibung des Grundstücks laut Katasteramt mit detaillierter Nutzungsform (Die Beschreibung muss den genauen Standort der Windenergieanlage(n) und der Trafostation ausweisen und den Verlauf der Zuwegung enthalten.),
- Genehmigung des Grundstückseigentümers für die Überleitung des Netzanschlusskabels,
- Beginn und Dauer des Nutzungsvertrages (z.B. Beginn bei Erteilung der Baugenehmigung, Dauer 25 Jahre).

Objekt	Empfohlener Mindestabstand
Wohngebiete	500m
Einzelne Wohngebäude im Außenbereich	300m
Waldflächen	200m
Natur- und Landschaftsschutzgebiete	200m
Brut- und Rastplätze gefährdeter Vogelarten	200m, in begründeten Einzelfällen bis 500m
Richtfunkstrecken	50m beidseitig
Freileitungen ab 30 kV	
- ohne Schwingungsschutzmaßnahmen	dreifacher Rotordurchmesser
- mit Schwingungsschutzmaßnahmen	einfacher Rotordurchmesser

Tabelle 1: Mindestabstände für Windenergieanlagen in Rheinland-Pfalz¹⁰

⁹ vgl. Ihde, S.: Die Planung eines Windenergieprojektes, in: Interessenverband Windkraft Binnenland e. V. (Hrsg.): Windkraftanlagen: Marktübersicht 1996, Osnabrück 1996, S. 89f

¹⁰ vgl.: Ministerium der Finanzen, Ministerium des Inneren und für Sport, Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Landwirtschaft und Weinbau, Ministerium für Umwelt und Forsten von Rheinland-Pfalz (Hrsg.): Hinweise zur Beurteilung der Zulässigkeit von Windenergieanlagen, 1999, S. 2, S. 10



Stehen an dem gewählten Standort Art und Anzahl der Windenergieanlagen fest, kann der Standort konfiguriert werden. Bei der Konfiguration geht es darum, den genauen Platz der jeweiligen WEA auf dem Gelände zu finden. Ev. muss ein Bebauungsplan berücksichtigt werden. Vorgaben können auch im Flächennutzungsplan enthalten sein. Zunächst müssen zahlreiche behördliche Vorgaben bezüglich Mindestabständen eingehalten werden. Einheitliche Regelungen auf Bundesebene liegen nicht vor, so dass sich die vorgegebenen Mindestabstände zum Teil erheblich unterscheiden. In Rheinland-Pfalz gelten die Angaben in Tabelle 1 z. T. als Empfehlungen.

Zu den behördlichen Vorgaben kommen betriebsbedingte Mindestabstände wegen aerodynamischer Abschattung hinzu. Windenergieanlagen im Verbund beeinflussen sich gegenseitig aufgrund von Nachlaufströmungen hinter dem Rotor. Turbulenzen können den Wirkungsgrad der Einzelanlage deutlich verringern. Außerdem wird aufgrund von vorgelagerten WEA die Windgeschwindigkeit verringert, so dass die im Nachlauf stehenden Anlagen einen geringeren Ertrag aufweisen. Als Empfehlung gelten die Mindestabstände aus Tabelle 2.

Richtung	Mindestabstand
längs zur Hauptwindrichtung	8 - 10-facher Rotordurchmesser
quer zur Hauptwindrichtung	3 - 5-facher Rotordurchmesser

Tabelle 2: Turbulenz- und ertragsbedingte Mindestabstände¹¹

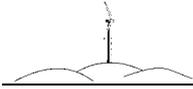
Anhand der Mindestabstände und der topographischen bzw. orographischen Verhältnisse werden die optimalen Standpunkte der Windenergieanlage(n) ermittelt.

Mit der formlosen Bauvoranfrage wird die prinzipielle Genehmigungsfähigkeit des geplanten Windenergieprojekts von der unteren Bauaufsichtsbehörde festgestellt. Einzuzureichende Unterlagen sind:¹²

- Lageplan des geplanten Windenergieanlagen-Standorts,
- technische Beschreibung , Zeichnung und ein Photo der zu errichtenden WEA.

¹¹ vgl. Hau, S. 518

¹² vgl.: Hau, E., S. 433f



Die Stellungnahme der Behörde gibt Auskunft über das weitere Vorgehen bezüglich eventueller Änderungen im Bebauungsplan oder Änderungen der Anlage. Außerdem wird auf zusätzliche Genehmigungsverfahren bei betroffenen Trägern öffentlicher Belange (TÖB) verwiesen, wie zum Beispiel die Landespflegebehörde.

Sind die Voraussetzungen für den Bau der WEA geklärt, bzw. liegt eine positive Bauvoranfrage vor, wird der Bauantrag bei der Bauaufsichtsbehörde (Gemeinde, Landratsamt) gestellt. Die zuständige Behörde gibt den Umfang der einzureichenden Unterlagen vor.

Für die Errichtung, die Wartung, Reparaturen und den Rückbau der Windenergieanlage wird eine geeignete Zuwegung bzw. eine geeignete Arbeitsfläche benötigt. Die Zuwegung muss so beschaffen sein, dass ein problemloser Transport der Windenergieanlage mit Schwerlastkraftwagen möglich ist. Die Arbeitsfläche muss das Aufstellen eines Autokrans in benötigter Größe erlauben. Im Rahmen der Planung wird ein Anforderungsprofil der Zuwegung für die ausgewählte Anlage erstellt. Einige Hersteller halten solche Anforderungsprofile speziell für ihre Anlagen bereit.

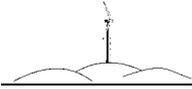
Zur Vermeidung von Windbruchgefahren sind einschlägige Erkenntnisse zu berücksichtigen (siehe auch Kapitel 2.5).

Zur Berechnung des Fundaments muss die Bodenbeschaffenheit ermittelt werden. In einer ersten Abschätzung wird zunächst eine grobe Aussage für eine erste Kostenabschätzung getroffen. Besonders ungünstige Verhältnisse findet man

- auf Moorstandorten,
- in Überschwemmungsgebieten oder
- bei besonders weichen, sandigen Böden.

Bei solchen Bodenverhältnissen sind in der Regel Spezialfundamente (Pfahlgründungen) notwendig. Liegen dagegen feste bzw. felsige Böden vor, ist davon auszugehen, dass herkömmliche Blockfundamente verwendet werden können.

Die Übergabestation stellt die Verbindung zwischen der Windenergieanlage mit dem zugehörigen Transformator auf der einen Seite und der Umspannstation oder Mittelspannungsleitung auf der anderen Seite dar. Sie ist eine bauliche Einheit, die vorgeschriebene Schutz-, Entkopplungs- und Zählleinrichtungen vereint. Für den Bau der Übergabestation gibt es techni-



sche Richtlinien.¹³ Im Rahmen der Planung muss geprüft werden, welche Anforderungen die zu bauende Übergabestation zu erfüllen hat, um später Angebote einholen zu können. Die Anforderungen resultieren vor allem aus den entsprechenden technischen Richtlinien, aber auch aus der Größe und Anzahl der anzuschließenden Anlagen und persönlichen Wünschen des Betreibers bezüglich Schaltungskomfort, eigener Zählung etc..

Liegt eine positive Bauvoranfrage für eine bestimmte Anlage vor oder ist der Bauantrag eingereicht, kann ein Antrag auf eine Einspeisezusage beim zuständigen EVU gestellt werden. Dabei wird eine erste Konzeptdarstellung, Lageplan und die genaue Bezeichnung der gewählten Anlage(n) beim zuständigen EVU eingereicht. Für die Einspeisezusage ist ein Entgelt zu entrichten.¹⁴ Die Einspeisezusage gibt den Einspeisepunkt vor und sichert dem Betreiber für einen bestimmten Zeitraum die Netzkapazität. Wird die entsprechende Anlage innerhalb des Zeitraums nicht gebaut, verfällt die Einspeisezusage und die reservierte Leistung kann anderweitig genutzt werden. Es ist dabei zu beachten, dass die Einspeisezusage nur für den angegebenen Anlagentyp am vorgegebenen Einspeisepunkt gilt. Andere Einspeisepunkte oder andere Anlagen müssen neu beantragt und berechnet werden.

3.3 Kostenplanung

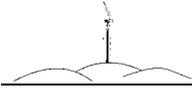
Im Rahmen der Kostenplanung ist zunächst zwischen Investitionskosten, Investitionsnebenkosten und Betriebskosten zu unterscheiden. Unter den Investitionskosten sind die unmittelbaren Anschaffungskosten der Anlage zu verstehen. Diese Kosten werden ergänzt durch die Investitionsnebenkosten. Unter Investitionsnebenkosten wird alles erfasst, was zusätzlich in Verbindung mit der Anschaffung der Windenergieanlage erbracht werden muss und einmalig anfällt. Die Betriebskosten sind dagegen Kosten, die dem Erhalt und der Nutzung der Investition dienen und regelmäßig anfallen.¹⁵

¹³ vgl.: Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – VDEW – e. V. (Hrsg.): Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Frankfurt a. M. 1998

Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – VDEW – e. V. (Hrsg.): Bau und Betrieb von Übergabestationen zur Versorgung von Kunden aus dem Mittelspannungsnetz, Frankfurt a. M. 1998

¹⁴ beim zuständigen EVU Pfalzwerke AG beträgt die Gebühr derzeit 1.020 €, Stand: Mai 2002

¹⁵ vgl. Neumann, T., Ender, C., Molly, J. P.: Studie zur aktuellen Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland 2002, in: DEWI Magazin, Heft 21, August 2002, S. 6-8



Durch die Kostenplanung wird die Kostenkontrolle ermöglicht. Kostentreiber werden ersichtlich und effizientere Lösungen können gesucht werden. Außerdem bietet die Kostenplanung die Möglichkeit, Kostenabweichungen und deren Folgen für das Gesamtprojekt zu erkennen und zu beurteilen.¹⁶

3.3.1 Investitionskosten

Die Anschaffungskosten für Windenergieanlagen reichen von einigen Tausend Euro für Kleinstanlagen bis über 2 Millionen Euro für die derzeit größten Anlagen. Durch die Institute ISET¹⁷ und DEWI¹⁸ wurden spezifische Anschaffungskosten für Windenergieanlagen zwischen 870 Euro/kW und 895 Euro/kW ermittelt, die in erster Näherung für die Ermittlung der Investitionskosten herangezogen werden können. Konkrete Angebote der Herstellerfirmen liefern die zuverlässigsten Werte.

3.3.2 Investitionsnebenkosten

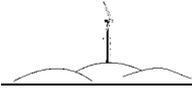
In Verbindung mit der Anschaffung der Windenergieanlagen fallen gegebenenfalls zusätzliche Kosten für die folgenden Gewerke bzw. Leistungen an:

- Fundament,
- Übergabestation (inklusive elektrische Anbindung an das Mittelspannungsnetz),
- Trafostation,
- Mittelspannungsverkabelung,
- Zuwegung,
- Windgutachten,
- Windbruchgutachten,
- Baugrunduntersuchung,
- Kosten für Baugenehmigung (Gebühren, Ausgleichsmaßnahmen und Ersatzmaßnahmen),
- Kosten für den gegebenenfalls erforderlichen Grunderwerb,
- sonstige Nebenkosten (Prospektmaterial etc.) und
- Planungskosten.

¹⁶ vgl. Kessler, H., Winkelhofer, G., S. 244

¹⁷ ISET: Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Verein an der Universität Kassel e.V.

¹⁸ DEWI: Deutsches Windenergie-Institut GmbH, Wilhelmshaven



Liegen keine genauen Daten vor, können die Investitionsnebenkosten mit ca. 28% des Kaufpreises der Windenergieanlage abgeschätzt werden.¹⁹ Mit dieser Abschätzung kann eine erste Kostenplanung erfolgen. Genauere Abschätzungen der Investitionsnebenkosten können mit Erfahrungswerten von früheren Projekten oder vorliegenden Angeboten gemacht werden. Im Laufe des Projekts werden die dann vorliegenden tatsächlichen Kosten eingeplant. Im konkreten Einzelfall können die tatsächlichen Investitionsnebenkosten erheblich von den Schätzungen abweichen.

3.3.3 Betriebskosten

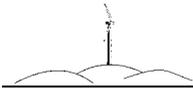
Durch den Betrieb der Anlage fallen jährliche Kosten an für

- Wartung,
- Versicherung,
- Pacht,
- Betreuung,
- Strombezug,
- Rücklagen für Reparatur,
- Rücklagen für Rückbau
- Buchhaltung und Abrechnung,
- Rücklagen für Notar, Anwalt etc.

Neuerdings werden komplette Pakete für Wartung, Maschinenversicherung und Reparaturen aller Bauelemente der Windenergieanlage für einen längeren Zeitraum (z. B. 6 bis 12 Jahre) angeboten, wodurch die damit zusammenhängenden Kosten überschaubar werden. Diese Option wird bei den folgenden Betrachtungen, insbesondere bei der Wirtschaftlichkeitsrechnung, mit einbezogen.

Die Kosten für Buchhaltung, Abrechnung und die Rücklagen für Notar und Anwalt werden dagegen in den folgenden Betrachtungen nicht berücksichtigt. Durch die Vielfalt der Organisationsstrukturen potenzieller Investoren sind diese nicht sinnvoll allgemein erfassbar. Kosten dieser Art müssen individuell durch die Investoren berücksichtigt werden.

¹⁹ vgl. Neumann, T., Ender, C., Molly, J. P., S. 7



3.3.4 Kostenplan für die Windenergiestudie am exemplarischen Standort

Die eingeschränkten Platzverhältnisse am Standort begrenzen die Anlagenanzahl zunächst auf eine Anlage. Neben dieser Begrenzung ist das zentrale Kriterium die Einspeisungsmöglichkeit. Aufgrund der weiten Entfernung zu möglichen Einspeisungspunkten, ist es wirtschaftlich nicht möglich, eine Netzverstärkung für eine einzige Anlage zu realisieren. Die vorhandene 20kV Mittelspannungsleitung bestimmt demnach die Höhe der Einspeiseleistung.

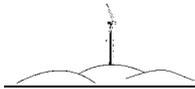
Die Anforderungen für die Zuwegung am Standort werden vom Hersteller vorgegeben. Am Standort besteht bereits eine Zuwegung aufgrund der ehemals militärischen Nutzung. Eine Ist-Analyse des Zustands und der Beschaffenheit der Zuwegung ergab, dass die vorhandene Zuwegung nutzbar ist. Als problematisch erwies sich lediglich ein kleines Teilstück der Strecke, das in Absprache mit der jeweiligen Transportfirma geringfügig ausgebaut werden muss. Es wird davon ausgegangen, dass die Arbeitsfläche der Anlage dagegen komplett neu erstellt werden muss, da nicht zu erwarten ist, dass die vorhandenen asphaltierten Flächen aufgrund der Unebenheiten allen Anforderungen entsprechen.

Die WEA hat eine Größenordnung, bei der aufgelöste Fundamente nicht mehr eingesetzt werden. Es stellt sich somit die Frage, ob das zentrale Fundament als Flachgründung oder als Tiefgründung ausgeführt werden muss. Dazu wurde anhand der Bodenkarten des zuständigen Forstamtes eine Grobschätzung der Bodenbeschaffenheit gemacht. Am Standort weist die Bodenkarte anstehenden Fels und dünne sandige Auffüllflächen aus. Aufgrund dieser Angaben wurde davon ausgegangen, dass eine Flachgründung mit hoher Wahrscheinlichkeit ausreichend ist. Es wurde daraus geschlossen, dass ein Standardfundament mit Flachgründung eingesetzt werden kann bzw. dass die geforderten Mindestwerte der Bodenkennwerte vom vorhandenen Boden eingehalten werden (Tabelle 3).

Bodenkennwert	Mindestwert
Zulässige Bodenpressung	186 kN/m ² (mittlere Pressung) 265 kN/m ² (Kantenpressung)
dynamischer Steifemodul	$E_{s_{dyn}}=196\text{MN/m}^2$ (für bindige Böden) $E_{s_{dyn}}=59\text{MN/m}^2$ (für nichtbindige Böden)

Tabelle 3: Mindestwerte der Bodenkennwerte für das Standardfundament als Flachgründung

Bodengutachten müssen vom Investor in Auftrag gegeben werden.



Zum Anschluss der WEA an das Netz des EVUs wird eine Übergabestation benötigt. Die Anforderungen an die Übergabestation ergeben sich aus der technischen Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz²⁰ und der technischen Richtlinie Bau und Betrieb von Übergabestationen zur Versorgung von Kunden aus dem Mittelspannungsnetz.²¹ Das am Standort zuständige EVU hat auf Basis der beiden VDEW-Richtlinien selbst Anforderungen formuliert.²² Auf Anfrage können diese kostenfrei bezogen werden.

Zur Ermittlung der Eignung des Netzes bzw. zur Ermittlung eines geeigneten Anschlusspunktes im Netz wurde von der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) die Richtlinie „Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“²³ erstellt, die die maßgeblichen Kriterien für den Netzanschluss formuliert. Diese Kriterien beschreiben im wesentlichen Grenzen für Netzurückwirkungen und somit Mindestanforderungen für die Spannungsqualität. Optimale Spannungsqualität besteht danach bei

- konstanter Frequenz,
- perfekter Sinus-Kurvenform,
- konstanter Spannungshöhe und -starrheit und
- hoher Zuverlässigkeit.²⁴

Störaussendungen elektrischer Anlagen, die eine optimale Spannungsqualität verhindern, werden unter dem Begriff Netzurückwirkungen zusammengefasst. Arten von Netzurückwirkungen sind

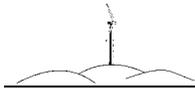
²⁰ vgl.: Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – VDEW – e. V. (Hrsg.): Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Frankfurt a. M. 1998

²¹ vgl. Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – VDEW – e. V. (Hrsg.): Bau und Betrieb von Übergabestationen zur Versorgung von Kunden aus dem Mittelspannungsnetz, Frankfurt a. M.

²² vgl. Technische Vorgaben für die 20 kV-Netzanbindung bei parallelbetriebenen Eigenerzeugungsanlagen mit dem Netz der Pfalzwerke AG

²³ Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – VDEW – e. V. (Hrsg.): Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Frankfurt a. M. 1998

²⁴ vgl. Hormann, W., Just, W., Schlabbach, J., Cichowski, R. (Hrsg.): Netzurückwirkungen, Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze, Band 14, Frankfurt a. M. 2000, S. 17



- Oberschwingungen,
- Zwischenharmonische,
- Spannungsschwankungen,
- Spannungsasymmetrien und
- Flicker.²⁵

Um die Spannungsqualität aufrechtzuerhalten bzw. die Netzurückwirkungen einzuschränken, werden in der VDEW-Richtlinie Anforderungen an den Netzanschluss bezüglich folgender Kriterien genannt:

- Spannungsanhebung,
- schaltbedingte Spannungsänderung,
- Langzeitflicker,
- Oberschwingungen und Zwischenharmonische,
- Rückwirkungen auf Tonfrequenz-Rundsteueranlagen und
- Erhöhung des Kurzschlussstromes.

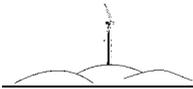
Zentraler Faktor bei der Erfüllung der Kriterien ist die Kurzschlussleistung des Netzes. Generell gilt: Netzurückwirkungen steigen mit der Bemessungsleistung der WEA und fallen mit der Kurzschlussleistung des Netzes am Verknüpfungspunkt.²⁶

Zur Berechnung der Netzanbindung muss zunächst die Netzsituation am Standort bekannt sein. Dies ist in der Regel nicht der Fall, da die zuständigen EVUs im Normalfall die Netzdaten nicht weiterzugeben. Zur Beschreibung des Netzes an einem bestimmten Anschlusspunkt sind die drei Größen Kurzschlussleistung, Netzimpedanz und Netzspannung erforderlich.²⁷

²⁵ vgl. Hormann, W., Just, W., Schlabbach, J., Cichowski, R. (Hrsg.), S. 23

²⁶ vgl. Kämmerer, E.: Netzurückwirkungen beim Einsatz von regenerativen Energiequellen – Beurteilung und Begrenzung, in: Netzanbindung von regenerativen Energiequellen, ETG-Fachbericht, Berlin, Offenbach 1992, Band 38, S. 133

²⁷ vgl. Tabelle 4



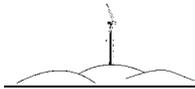
Kurzschlussleistung S_{kV} [MVA]	26,36
Netzimpedanzwinkel ψ_{kV} [°]	40
Netzspannung U_{netz} [kV]	20

Tabelle 4: Netzdaten am Standort

Im nächsten Schritt müssen die relevanten Daten zu den elektrischen Eigenschaften der zur Wahl stehenden Anlagen beschafft werden. Sie sind dem Prüfbericht der Anlage zu entnehmen.

Anschließend können die Netzurückwirkungen berechnet werden. Tabelle 5 gibt die Ergebnisse der kritischen Netzurückwirkungen der potenziellen Anlagen wieder. Es wird deutlich, dass die getriebelose WEA die einzige Anlage dieser Leistungsklasse ist, die zulässige Netzurückwirkungen hat. Die anderen Anlagen scheiden wegen einer zu hohen schaltbedingten Spannungsänderung aus.

Elektrische Eigenschaften der WEA	Enercon E-40/6.44	Nordex N-43	RePower 48/600	NEG Micon NM48
Anzahl der identischen Einzelwindenergieanlagen	1	1	1	1
Nennleistung P_{nG} [kW]	600	600	600	750
relatives Wirkleistungsmaximum für 1 min $p_{1 \text{ min}}$	1	1,15	1,18	1,22
relatives Wirkleistungsmaximum für 10 min $p_{10 \text{ min}}$	1	1,09	1,13	1,13
Leistungsfaktor λ	0,95	0,95	0,95	0,95
Anlagenflickerbeiwert c	6	16	20	20
flickerrelevanter Phasenwinkel ϕ_f [°]		19	16	21
maximaler Schaltstromfaktor $k_{i \text{ max}}$	1	2	1,9	1,4
netzabhängiger Schaltstromfaktor $k_{i\psi}$	0,8	1,2	0,9	1

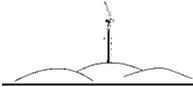


Ergebnisse				
Spannungsanhebung (maximal 2%)	1,26%	1,45%	1,45%	1,93%
schaltbedingte Spannungsanhebung (maximal 2%)	<u>1,92%</u>	2,87%	2,16%	2,99%
Langzeitflickerstärke (maximal 0,46)	0,11	0,2	0,27	0,29

Tabelle 5: Ergebnisse der Berechnung der kritischen Netzzrückwirkungen einer Auswahl von Anlagen

Mit den konkret für diesen Standort ermittelten Bedingungen kann der in Tabelle 6 gezeigte Kostenplan aufgestellt werden.

Investitionskosten	
600kW-WEA (getriebelos) 78m Nabhöhe	600.000 Euro
Investitionsnebenkosten	
Fundament (Flachgründung)	26.800 Euro
Übergabestation	31.000 Euro
Trafostation	- (in Anschaffungspreis der WEA enthalten)
Mittelspannungsverkabelung	40 Euro/m * 50m = 2000 Euro
Zuwegung:	
Baustellenzufahrtsweg	2.500 Euro
Kranstellplatz	7.500 Euro
Windgutachten	2.500 Euro
Windmessungen mit SODAR	ca. 20. 000 Euro für 3 Monate in Nabhöhe
Baugrunduntersuchung	5.000 Euro
Genehmigungsgebühren	5.000 Euro
Planungskosten	-
Betriebskosten	
Wartung (Paket) für die ersten 12 Jahre	gem. Tariftabelle zwischen 9.900 Euro und



	18.700 Euro (je nach Ertrag)
Versicherung:	
Maschinenversicherung (ab 13. Jahr)	1.022 Euro
Haftpflicht	40,90 Euro
Paket-Zusatz-Versicherung	512 Euro
Pacht	5% der Erträge nach EEG
Strombezug	vernachlässigbar
Rücklagen für Reparatur/Wartung (ab dem 13. Jahr)	15.000 Euro (2,5 % der Investitionskosten)
Rücklagen für Rückbau	1.488 Euro jährlich (ergibt 30.000 Euro am Ende der Nutzungszeit bei 3% Verzinsung)

Tabelle 6: Kostenplan für die Windenergiestudie

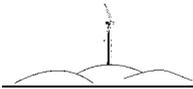
Es ist dabei zu beachten, dass nicht alle Kostenarten anfallen müssen. Kommt beispielsweise das Wartungspaket zur Anwendung, sind für diesen Zeitraum weder Rücklagen für Reparaturen zu bilden noch fallen Kosten für die Wartung und die Maschinenversicherung an.

Es wurden keine Planungskosten eingesetzt.

Die angegebenen Kosten sind zum Großteil realen Angeboten entnommen.

3.4 Finanzierungsplanung

Die ermittelte Investitionssumme muss finanziert werden. Dies kann einerseits durch Fördermittel, andererseits durch Eigen- und Fremdkapital geschehen. Bei Fördermitteln ist zwischen nicht zurückzahlbaren Zuschüssen und zinsgünstigen Darlehen zu unterscheiden. Zuschüsse stehen für Windenergie nicht mehr zur Verfügung, so dass die gesamte Investitionssumme durch Eigen- und Fremdkapital aufgebracht werden muss. Beim Fremdkapital kann jedoch



auf zinsgünstige Darlehen aus dem ERP²⁸- bzw. DtA²⁹-Umweltprogramm zurückgegriffen werden, das über Banken zugänglich ist. Der Eigenkapitalanteil muss in der Regel mindestens 25% betragen.

Bei eventuellen Finanzlücken kann es möglich sein, dass weitere Bankdarlehen zur Überbrückung in Anspruch genommen werden müssen. Sie sind jeweils individuell mit dem Kreditinstitut auszuhandeln.

Bei Beanspruchung öffentlicher Mittel ist zu beachten, dass die meisten nur bewilligt werden können, wenn vor Antragstellung nicht mit dem Bau begonnen wurde.

3.4 Wirtschaftlichkeitsrechnung

Hauptproblem der Wirtschaftlichkeitsrechnung ist die Ermittlung zuverlässiger Eingangsgrößen in einem Projektstadium, in dem noch keine Verträge abgeschlossen sind und noch keine realen Ausgaben getätigt wurden. Die eigentliche Schwierigkeit besteht in der realistischen Ermittlung der zukünftigen Kosten und Erträge. Dazu wird zunächst der bereits erstellte Kostenplan (Tabelle 6) herangezogen. Aus diesem folgen unmittelbar die Investitionskosten, die Investitionsnebenkosten und die Gesamtinvestitionskosten.³⁰

Investitionskosten	
WEA	600.000,00 EUR
Investitionsnebenkosten	
Fundament (Flachgründung)	26.800,00 EUR
Übergabestation	31.000,00 EUR
Trafostation	
Mittelspannungsverkabelung	2.000,00 EUR

²⁸ **ERP**: ERP Umwelt- und Energiesparprogramm, derzeitiger Zinssatz: 5% in den alten Bundesländern (vgl. <http://www.dta.de/dtaportal/Finanzierung/d010KrediB/d020Umwell/d010ErpUmE/d010ErpUmE.jsp>, 06.11.2002)

²⁹ **DtA**: Deutsche Ausgleichsbank, derzeitiger Zinssatz zwischen 4,5 und 5% je nach Laufzeit (vgl. <http://www.dta.de/dtaportal/Finanzierung/d010KrediB/d020Umwell/d020DtAUm/d020DtAUm.jsp>, 06.11.2002)

³⁰ vgl. Tabelle 7: Berechnung der Gesamtinvestitionskosten



Zuwegung (12,2 Euro/m ²):	
Baustellenzufahrtsweg (50m*4m)	2.500,00 EUR
Kranstellplätze (22m*35m)	7.500,00 EUR
Windmessungen mit SODAR incl. Windgutachten	20.000,00 EUR
Baugrunduntersuchung	9.500,00 EUR
Genehmigungsgebühren	5.000,00 EUR
Planungskosten	
Gesamtinvestitionsnebenkosten	102.300,00 EUR
+Investitionskosten	600.000,00 EUR
Gesamtinvestitionskosten	704.300,00 EUR

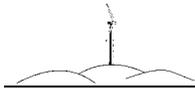
Tabelle 7: Berechnung der Gesamtinvestitionskosten

Die Betriebskosten und die Erlöse sind dagegen nicht unmittelbar ersichtlich. Beide hängen von dem tatsächlich herrschenden Windpotenzial ab. Da für den Standort kein Windgutachten vorliegt, können bezüglich des Windpotenzials noch keine zuverlässigen Aussagen getroffen werden. Es bietet sich daher an, die Wirtschaftlichkeit des Windenergieprojekts in Abhängigkeit des Ertrages an elektrischer Energie zu berechnen. Der Ertrag wird also nicht aus dem geschätzten Windpotenzial berechnet, sondern geht als Parameter in die Rechnung ein. Als Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsrechnung erhält man dann eine Aussage darüber, ab

Energieerträge der Anlage	70% Referenzertrag	80% Referenzertrag	90% Referenzertrag	100% Referenzertrag
[kWh]/Jahr	987669,9	1128765,6	1269861,3	1.410.957
durchschnittl. Einspeisevergütung	0,0890 EUR	0,0890 EUR	0,0890 EUR	0,0890 EUR
Erlöse	87.902,62 EUR	100.460,14 EUR	113.017,66 EUR	125.575,17 EUR

Tabelle 8: Erlöse der Windenergieanlage in Abhängigkeit vom Energieertrag

Energieerträge der Anlage	70% Referenzertrag	80% Referenzertrag	90% Referenzertrag	100% Referenzertrag
Wartung (Paket) für die ersten 12 Jahre	11.000,00 EUR	13.200,00 EUR	14.300,00 EUR	16.500,00 EUR
Zusatz-Versicherung	593,92 EUR	593,92 EUR	593,92 EUR	593,92 EUR
Maschinenversicherung (ab 13. Jahr)	2.157,60 EUR	2.157,60 EUR	2.157,60 EUR	2.157,60 EUR
Haftpflicht	47,44 EUR	47,44 EUR	47,44 EUR	47,44 EUR
Pacht (5% der Erträge)	4.395,13 EUR	5.023,01 EUR	5.650,88 EUR	6.278,76 EUR



Strombezug	-	-	-	-
Rücklagen für Reparatur/Wartung (ab dem 13. Jahr, 2,5% der Investitionskosten)	15.000,00 EUR	15.000,00 EUR	15.000,00 EUR	15.000,00 EUR
Rücklagen für Rückbau (5% der Investitionskosten am Ende der Nutzungsdauer)	1.488,00 EUR	1.488,00 EUR	1.488,00 EUR	1.488,00 EUR

Tabelle 9: Betriebskosten in Abhängigkeit des Ertrags

welchen Erträgen das Windenergieprojekt wirtschaftlich ist. Konkret werden für die Erträge 70, 80, 90 und 100% des Referenzertrags³¹ eingesetzt. Der Referenzertrag der getriebelosen WEA beträgt nach Firmenangaben 1.410.957kWh.

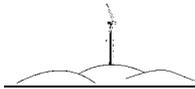
Die Betriebskosten sind in Tabelle 9 dargestellt. Daraus ergeben sich die auf den Erlös bezogenen, durchschnittlichen Betriebskosten, die in Tabelle 10 zu sehen sind.

Energieerträge der Anlage	70% Referenzertrag	80% Referenzertrag	90% Referenzertrag	100% Referenzertrag
durchschnittliche Betriebskosten	2,91%	3,24%	3,46%	3,80%

Tabelle 10: Durchschnittliche Betriebskosten in Abhängigkeit der Erträge

Die durchschnittlichen Betriebskosten werden anschließend neben den bereits ermittelten Investitionskosten und Investitionsnebenkosten als Eingaben für die Wirtschaftlichkeitsrechnung verwendet. Es wird dabei auf ein Verfahren der AG Windenergie der Universität Kaiserslautern zurückgegriffen. Es handelt sich dabei um ein dynamisches Berechnungsverfahren, das neben dem Kapitalwert und den Stromgestehungskosten auch den internen Zinsfuß als Hauptergebnisgrößen berechnet. Außerdem wird die durchschnittlich zu erwartende Einspeisevergütung pro kWh elektrischer Energie berechnet, die ebenfalls vom Ertrag abhängt. Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung sind in Tabelle 11 aufgelistet.

³¹ Der **Referenzertrag** ist der Ertrag an elektrischer Energie, den die jeweilige Anlage an dem Referenzstandort in dem Referenzwindjahr erbringen würde ([EEG](#), [Bundesgesetzblatt](#)).



Energieertrag	70% Referenzertrag	80% Referenzertrag	90% Referenzertrag	100% Referenzertrag
Nabenhöhe [m]	78	78	78	78
Nutzungsdauer [Jahre]	16	16	16	16
Zeitpunkt der Inbetriebnahme	Juli 2003	Juli 2003	Juli 2003	Juli 2003
Referenzertrag [kWh/a]	1.410.957	1.410.957	1.410.957	1.410.957
Parkwirkungsgrad	100%	100%	100%	100%
Erwirtschafteter Ertrag [kWh]/Jahr	987.670	1.128.766	1.269.861	1.410.957
Anschaffungskosten [€]	704.300	704.300	704.300	704.300
Jährliche Kosten [€]	17.460	19.440	20.760	22.800
Kalkulationszins	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%
Fremdkapitalzinssatz	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Kreditlaufzeit [Jahre]	15	15	15	15
Tilgungsfreie Jahre [Jahre]	2	2	2	2
Eigenkapitalquote	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%
Kapitalwert [€]	42.267	149.162	262.727	369.016
Wirtschaftlichkeitsindex	24,01%	84,72%	149,21%	209,58%
Annuität [€/Jahr]	4.182	14.760	25.997	36.515
(in % der Anschaffungskosten (ges. Inv.vol.))	0,59%	2,10%	3,69%	5,18%
(in % der Anschaffungskosten (Eigenkapital))	2,38%	8,38%	14,76%	20,74%
interner Zinsfuß	9,21%	16,91%	24,71%	31,78%
Überrendite	3,21%	10,91%	18,71%	25,78%
Stromgestehungskosten [€/kWh]	0,0882	0,0790	0,0712	0,0656
Ø Einspeisevergütung [€/kWh]	0,0890	0,0890	0,0890	0,0890
Bruttohandelsspanne (gross margin ratio)	0,85%	11,28%	19,97%	26,35%
'Sparbuchrendite'	4,59%	7,14%	9,11%	10,57%

Tabelle 11: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung in Abhängigkeit des Energieertrags

Es zeigt sich, dass für alle angenommenen Erträge positive Ergebnisse resultieren.

4 Erweitertes Konzept

Im Folgenden soll exemplarisch gezeigt werden, wie eine Erweiterung eines Windenergievorhabens an einem Standort erfolgen kann. Dazu werden zusätzliche Standorte für Windenergieanlagen, Auswirkungen auf die Netzanbindung bzw. die erforderliche Netzverstärkung, Anforderungen an die benötigten Fundamente und an die Zuwegung berücksichtigt. Abschließend wird in einer Wirtschaftlichkeitsrechnung untersucht, ob ein Windenergieprojekt unter den getroffenen Annahmen rentabel ist.

4.1 Standorte der Windenergieanlagen

Im Umkreis des exemplarisch untersuchten Standorts wurde nach weiteren Aufstellungsplätzen für Windenergieanlagen gesucht. Das Gebiet, das zusammenhängend bewaldet ist, wurde dazu digitalisiert, um die Geländeüberströmung zu berechnen. Die Ergebnisse der Berechnung wurden anschließend visualisiert.

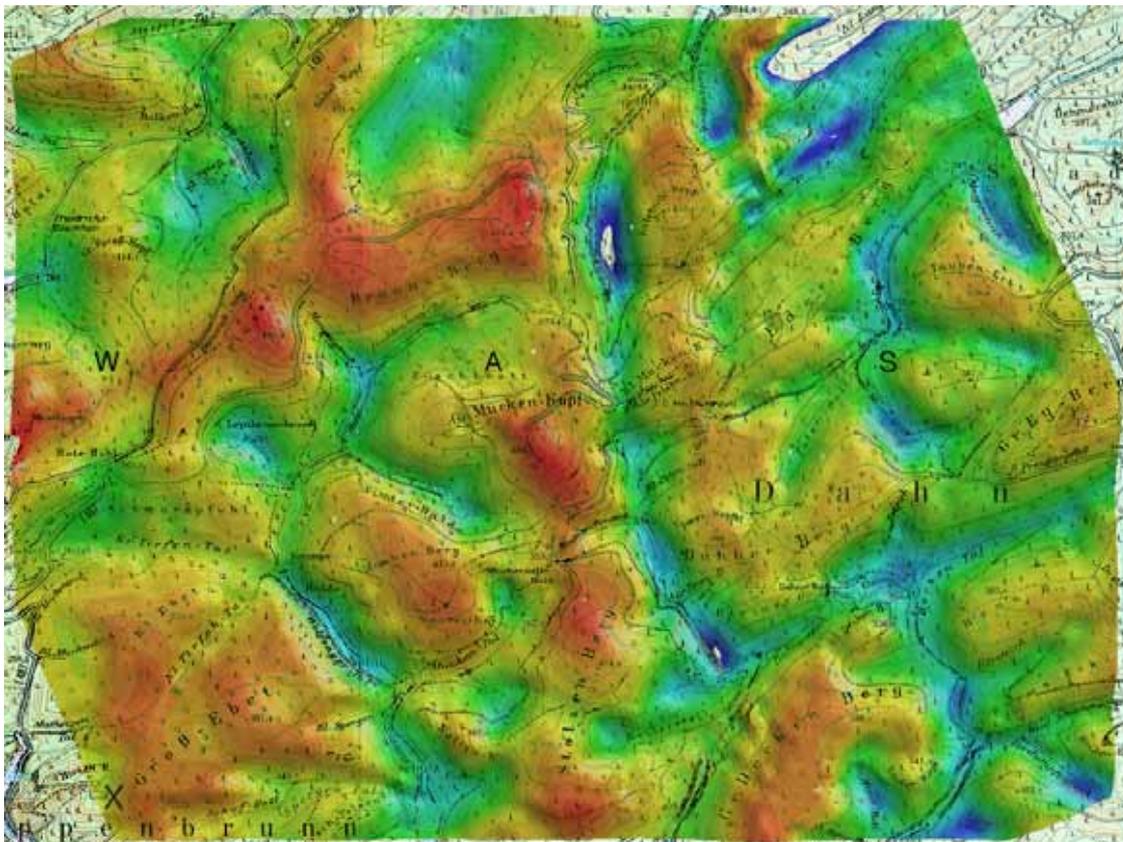


Abbildung 2: Visualisierung der berechneten Geländeüberströmung, Windrichtung WSW

Besonders windgünstige Standorte sind rötlich dargestellt. Diese Flächen sind auch identisch mit den Höhenrücken, was zu erwarten war. Ein Abgleich mit der vorhandenen Zuwegung ergab die in Abbildung 3 dargestellten Standorte.

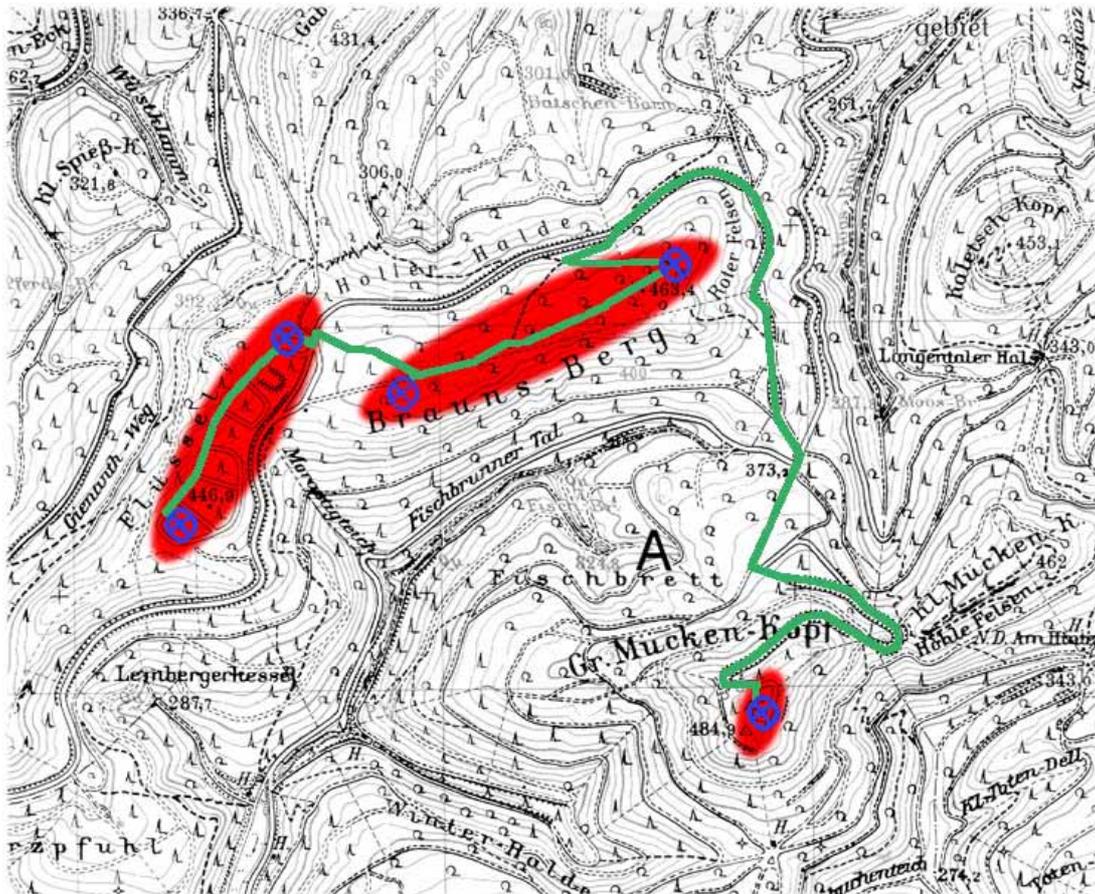


Abbildung 3: Standorte der geplanten Windenergieanlagen

Als Windenergieanlagentyp wurde beispielhaft eine getriebelose 1,8 MW-Anlage ausgewählt. Aufgrund der Lage im Waldgebiet, wo eine erhöhte Rauigkeit zu erwarten ist, wurde der Turm in der maximal lieferbaren Höhe von 114m als Betonturm gewählt.

4.2 Netzanbindung

Die Netzanbindung stellt aufgrund der abgelegenen Lage im Waldgebiet ein Problem dar. Das in Standortnähe verlaufende 20kV-Erdkabel kann maximal die Leistung einer einzigen getriebelosen 600 kW-Anlage aufnehmen. Bei 5 Anlagen wäre eine Netzverstärkung unumgänglich. Aufgrund unverbindlicher Aussagen des örtlichen EVU wurden die Kosten der Netzver-

stärkung abgeschätzt. Abbildung 4 zeigt den Verlauf des Erdkabels. Das Kabel hätte eine Länge von über 9 km und würde erhebliche Zusatzkosten verursachen.



Abbildung 4: Möglicher Verlauf des 20kV-Erdkabels zur Netzverstärkung

Bei Projekt-Realisierungen muss zunächst eine verbindliche Einspeisezusage beantragt werden. Erst durch die Einspeisezusage legt sich das EVU verbindlich zur Abnahme der elektrischen Energie der angegebenen Windenergieanlagen am Einspeisepunkt fest.

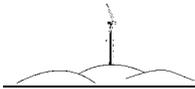
4.3 Fundamente

Bezüglich der Fundamente wurden dieselben Annahme wie für die Einzelanlage zugrunde gelegt.

Es stellt sich die Frage, ob die Fundamente der Windenergieanlagen als Flachgründung oder als Tiefgründung ausgeführt werden müssen. Die geforderten Mindestwerte der Bodenkennwerte³² vom vorhandenen Boden müssen eingehalten werden.

Hierzu sind Bodengutachten zu erstellen, die vom Investor in Auftrag gegeben werden müssen.

³² vgl. Tabelle 3



4.4 Zuwegung

Die Zuwegung für den exemplarisch betrachteten Standort besteht bereits weitestgehend. Lediglich für einen Abschnitt müsste die bestehende Zuwegung auf einer Länge von ca. 1km befestigt werden.³³

4.5 Wirtschaftlichkeit

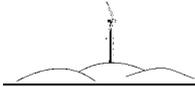
Aufgrund der getroffenen Annahmen wird nun die Wirtschaftlichkeit untersucht. Zunächst werden die voraussichtlichen Investitionskosten, die Investitionsnebenkosten und die Betriebskosten ermittelt.³⁴

Die Vorgehensweise ergibt sich analog wie bei der schon betrachteten Einzelanlage. Bei einem Referenzertrag von 4.422.610 kWh für eine WEA ergeben sich die in Tabelle 13 dargestellten Erträge bzw. Erlöse.

Investitionskosten	
Windenergieanlagen: 5 x 1,8MW getriebelos	10.500.000 Euro
Investitionsnebenkosten	
Fundament (Flachgründung)	- (in Anschaffungspreis der WEA enthalten)
Übergabestation	45.000 Euro
Trafostation	- (in Anschaffungspreis der WEA enthalten)
Mittelspannungsverkabelung	500.000 Euro
Zuwegung (12,2 Euro/m ²):	
Baustellenzufahrtsweg (1000m*4m)	49.000 Euro
Kranstellplätze (22m*35m)	47.000 Euro
Windgutachten	10.000 Euro
Windmessungen mit SODAR	ca. 20.000 Euro für 3 Monate in Nabenhöhe
Baugrunduntersuchung	25.000 Euro
Genehmigungsgebühren	30.000 Euro
Planungskosten	-
Betriebskosten	
Wartung (Paketlösung) für die ersten 12 Jahre	gemäß Preisliste, je nach Ertrag
Versicherung:	

³³ vgl. Abbildung 3

³⁴ vgl. Tabelle 12



Zusatzversicherung	gemäß Angebot
Maschinenversicherung (ab 13. Jahr)	gemäß Angebot
Haftpflicht	gemäß Angebot
Pacht	5% der Erträge nach EEG
Strombezug	vernachlässigbar
Rücklagen für Reparatur/Wartung (ab dem 13. Jahr)	2,5% der Anschaffungskosten
Rücklagen für Rückbau (40.000 Euro pro Anlage, 3% Verzinsung)	9.922 Euro pro Jahr (200.000 Euro am Ende der Nutzungsdauer)

Tabelle 12: Investitionskosten, Investitionsnebenkosten und Betriebskosten

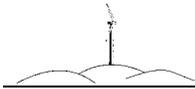
Energieerträge pro WEA	70% Referenzertrag	80% Referenzertrag	90% Referenzertrag	100% Referenzertrag
[kWh]/Jahr	3.095.827	3.538.088	3.980.349	4.422.610
durchschnittl. Einspeisevergütung	0,0890 EUR	0,0890 EUR	0,0890 EUR	0,0890 EUR
Erlöse	275.528,60 EUR	314.889,83 EUR	354.251,06 EUR	393.612,29 EUR

Tabelle 13: Erlöse pro WEA in Abhängigkeit vom Energieertrag

Im nächsten Schritt werden die über die Laufzeit gemittelten Betriebskosten ermittelt (Tabelle 14).

Energieerträge der Anlage	70% Referenzertrag	80% Referenzertrag	90% Referenzertrag	100% Referenzertrag
durchschnittliche Betriebskosten	2,42%	2,65%	2,87%	3,14%

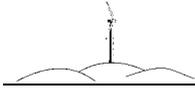
Tabelle 14: Durchschnittliche bezogene Betriebskosten in Abhängigkeit der Erträge



Energieertrag	70% Referenzertrag	80% Referenzertrag	90% Referenzertrag	100% Referenzertrag
Nabenhöhe [m]	114	114	114	114
Nutzungsdauer [Jahre]	16	16	16	16
Zeitpunkt der Inbetriebnahme	Juli 2003	Juli 2003	Juli 2003	Juli 2003
Referenzertrag [kWh/a]	4.422.610	4.422.610	4.422.610	4.422.610
Parkwirkungsgrad	100%	100%	100%	100%
Erwirtschafteter Ertrag [kWh]/Jahr	3.095.827	3.538.088	3.980.349	4.422.610
Anschaffungskosten [€]	2.245.200	2.245.200	2.245.200	2.245.200
Jährliche Kosten [€]	54.334	59.498	64.437	70.499
Kalkulationszins	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%
Fremdkapitalzinssatz	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Kreditlaufzeit [Jahre]	15	15	15	15
Tilgungsfreie Jahre [Jahre]	2	2	2	2
Eigenkapitalquote	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%
Kapitalwert [€]	100.727	446.321	794.188	1.130.707
Wirtschaftlichkeitsindex	17,95%	79,52%	141,49%	201,44%
Annuität [€/Jahr]	9.967	44.164	78.587	111.886
(in % der Anschaffungskosten (ges. Inv.vol.))	0,44%	1,97%	3,50%	4,98%
(in % der Anschaffungskosten (Eigenkapital))	1,78%	7,87%	14,00%	19,93%
interner Zinsfuß	8,42%	16,27%	23,79%	30,84%
Überrendite	2,42%	10,27%	17,79%	24,84%
Stromgestehungskosten [€/kWh]	0,0893	0,0796	0,0720	0,0662
Ø Einspeisevergütung [€/kWh]	0,0890	0,0890	0,0890	0,0890
Bruttohandelsspanne (gross margin ratio)	-0,35%	10,55%	19,10%	25,65%
'Sparbuchrendite'	4,28%	6,95%	8,90%	10,39%

Tabelle 15: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung in Abhängigkeit des Energieertrags

Es zeigt sich, dass für alle angenommenen Erträge positive Ergebnisse erzielt werden können.

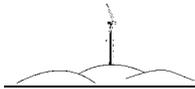


5 Zusammenfassung Teil I

Nach dem Auftrag ist ein virtuelles Windenergieprojekt in einem zusammenhängenden Waldgebiet zu planen. Dabei sind sowohl technische als auch landespflegerische Aspekte zu berücksichtigen.

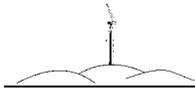
Der Teil I des Projekts beschäftigt sich mit der Vorgehensweise der überwiegend technisch relevanten Planung unter besonderer Berücksichtigung der Randbedingungen im Wald. Besonderes Augenmerk ist dabei zu richten auf Windhöffigkeit, Netzanbindung und Zuwegung.

Exemplarisch werden für eine Einzelanlage und für einen Park mit 5 Windenergieanlagen eine Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt. Dazu werden Energieerträge angenommen, da noch kein Windgutachten vorliegt. Es zeigt sich, dass unter den angegebenen Randbedingungen ein wirtschaftlicher Betrieb möglich wäre.



6 Literaturverzeichnis Teil I

- Agster, W., Ruck, B.: Modellierung der Umströmung von Waldkanten in Windkanaluntersuchungen, Lasermethoden in der Strömungsmesstechnik, 10. Fachtagung 2002, GALA e. V.
- Beger, G.: Windlast an Wäldern in Berg- und Tallagen, in: Zeitschrift für Meteorologie, Band 38, Heft 3, 1988
- BWE Service GmbH (HRSG.): Windenergie 2002, Osnabrück 2002
- Emeis, S.: Vertikalprofile des Windes und seiner Häufigkeitsverteilung in der unteren Ekman-Schicht, Deutsch-Österreichisch-Schweizerische Meteorologen-Tagung, DACH-MT 2001, Tagungsbeitrag
- Fischer, R.: Elektrische Maschinen, 8. überarb. und erw. Auflage, München, Wien 1992
- Gasch, R. (Hrsg.): Windkraftanlagen, 3. Auflage, Stuttgart 1996
- Hau, E.: Windkraftanlagen, 2. Aufl., Berlin, Heidelberg, New York 1996
- Heier, S.: Windkraftanlagen im Netzbetrieb, 2. Auflage, Stuttgart 1996
- Hormann, W., Just, W., Schlabbach, J., Cichowski, R. (Hrsg.): Netzurückwirkungen, Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze, Band 14, Frankfurt a. M. 2000
- Ihde, S.: Die Planung eines Windenergieprojektes, in: Interessenverband Windkraft Binnenland e. V. (Hrsg.): Windkraftanlagen: Marktübersicht 1996, Osnabrück 1996
- Institut für Meteorologie der Universität Leipzig, Raabe, A., Arnold, K.: Ein experimentelles Verfahren zur Akustischen Tomographie im Bereich der atmosphärischen Grenzschicht, Leipzig 2000
- Kämmerer, E.: Netzurückwirkungen beim Einsatz von regenerativen Energiequellen – Beurteilung und Begrenzung, in: Netzanbindung von regenerativen Energiequellen, ETG-Fachbericht, Berlin, Offenbach 1992, Band 38
- Kessler, H., Winkelhofer, G.: Projektmanagement, 3. Aufl., Berlin, Heidelberg 2002
- Knies, W., Schierack, K.: Elektrische Anlagentechnik, 2. Auflage, München, Wien 1998
- Kobayashi, M. H., Pereira, J. C. F., Siqueira, M. B. B.: Numerical study of the turbulent flow over and in a model forest on a 2D hill, in: Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics 53, 1994



Ministerium der Finanzen, Ministerium der Inneren und für Sport, Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Landwirtschaft und Weinbau, Ministerium für Umwelt und Forsten von Rheinland-Pfalz (Hrsg.): Hinweise zur Beurteilung der Zulässigkeit von Windenergieanlagen, 1999

Lehner, M. J.: Projekte und ihr Lebenszyklus in verschiedenen Kontexten, in Lehner, M. J. (Hrsg.): Praxisorientiertes Projektmanagement, Wiesbaden 2001

Neumann, T., Ender, C., Molly, J. P.: Studie zur aktuellen Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland 2002, in: DEWI Magazin, Heft 21, August 2002

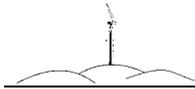
Seifert, M.: Windprognose für große Windenergieanlagen, in: Erneuerbare Energien, 07/2002

Troen, I., Petersen, E.: The European Wind Atlas, Riso National Laboratory, Roskilde, Dänemark 1989

Turner, J. R., Cochrane, R. A.: The goals and methods matrix, in: International Journal of Project Management, Heft 11, 1993

Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – VDEW – e. V. (Hrsg.): Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Frankfurt a. M. 1998

Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – VDEW – e. V. (Hrsg.): Bau und Betrieb von Übergabestationen zur Versorgung von Kunden aus dem Mittelspannungsnetz, Frankfurt a. M. 1998



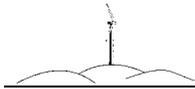
Teil II: Naturschutzfachliche Beurteilung der Errichtung von WEA'n auf Waldstandorten

7 Empfindlichkeitsanalyse

Die Empfindlichkeitsanalyse erfolgt auf der Grundlage der „Hinweise zur Beurteilung der Zulässigkeit von Windenergieanlagen“ vom 19. März 1999, die gemäß den neuen gesetzlichen Grundlagen überarbeitet wird.

Hinweise auf besonders empfindliche Gebiete finden sich im Rundschreiben unter Abschnitt IV Punkt 1.5 „Gebot der gegenseitigen Rücksichtnahme“, wo zur Vermeidung von Konfliktsituationen für bestimmte Flächen (Naturschutzgebiete, FFH-Gebiete) Mindestabstände zum nächstgelegenen Punkt der Rotorflächen empfohlen werden. In Abschnitt V werden unter Punkt 6 die fachlichen Anforderungen zur angemessenen Beachtung der Belange von Naturschutz und Landschaftspflege bei der Genehmigung von Windenergieanlagen genannt. In diesem Abschnitt besonders hervorzuheben ist der Punkt 8 „Ausschlussgebiete und sonstige Schutzgebiete“, in dem die generell nicht in Betracht kommenden Gebiete in Spalte 1 und in Spalte 2 die nicht oder nur eingeschränkt zulässigen Gebiete für die Errichtung von WEA aufgeführt sind.

Die Empfindlichkeitsanalyse hat die in den Hinweisen genannten Aspekte angemessen zu berücksichtigen. Für eine erste grobe Einschätzung ist es nicht notwendig, detaillierte Informationen aus dem Landschaftsplan zu entnehmen, wenn auf höheren Planungsebenen (Regionalplan, Landschaftsrahmenplan) ausreichend aktuelle Informationen zur Verfügung gestellt werden können. Dies gilt für die Beurteilung der biotischen, abiotischen und ästhetischen Schutzgüter gleichermaßen. Falls auf der Rahmenplanebene keine oder nur unzureichende Informationen über die Bedeutung der untersuchten Flächen für das Landschaftsbild (Vielfalt, Eigenart und Schönheit von Natur und Landschaft) vorhanden sein sollten, müssen diese ggf. eigenständig erarbeitet werden. Hierzu bieten sich die bei Jessel (1998) oder Bräuer (2001) beschriebenen Verfahren an. Des Weiteren sollten die Empfehlungen der Arbeitsgruppe Eingriffsregelung (1996) berücksichtigt werden.



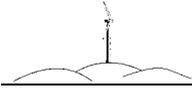
7.1 Konkrete Anwendung im Modellgebiet

Im Untersuchungsgebiet sollen beispielhaft für eine typische Waldsituation auf einem 485 m ü NN gelegenen Bergrücken und dessen näherem Umfeld eine typische Parksituation auf der Basis von fünf Windenergieanlagen betrachtet werden. Es handelt sich, wie bereits erwähnt, um ein ehemals militärisch genutztes Areal, das mittlerweile freigegeben ist und in einen touristisch regional und überregional bekannten Erholungsraum integriert ist. Das Gebiet weist einen typischem Mittelgebirgscharakter mit sehr hohem Waldanteil auf. Lediglich einige kleinere Parzellen in diesen Wäldern bilden Offenlandbereiche. In den Tälern liegen größere, nicht bewaldete Bereiche mit typischen Siedlungen. Hervorzuheben sind der hohe Anteil naturgeprägter Wälder und typischer Felsenbildungen.

Der Bergrücken liegt innerhalb einer Kernzone eines Naturparks, der über landschaftliche Eigenart und Schönheit mit ausgedehnten Waldgebieten, Bergen, Wiesen, Bachtälern und Felsregionen verfügt. Er soll der Erholung größerer Bevölkerungsteile dienen. Zusätzlicher Schutzzweck der Kernzonen ist es, eine Erholung in der Stille zu ermöglichen.

Die fünf Standorte der Anlagen befinden sich zudem in einem FFH-Gebiet, das eine Fläche von 21.099 ha aufweist und innerhalb des Landes Rheinland-Pfalz zu den Gebieten zählt, die über die höchste Ausstattung mit verschiedenen Lebensräumen verfügt. Auch die Anzahl der vorkommenden Tierarten des Anhangs II der FFH-Richtlinie ist weit überdurchschnittlich, so dass insgesamt von einem Lebensraum von europäischer Bedeutung gesprochen werden muss. Als wichtigste Leitarten können Luchs, Wildkatze, Wanderfalke, Uhu, Auerhuhn und Grüne Keiljungfer benannt werden.

Der modellhaft zu betrachtende Standort befindet sich des Weiteren in der Pflegezone eines Biosphärenreservates. Sie dient der Erfüllung der Lebensansprüche von Leitarten und der Erhaltung naturschutzfachlich wertvoller Kulturlandschaften. Sie sind in der Regel extensiv bewirtschaftet und dienen der Minimierung schädlicher Randeinflüsse und Störungen auf die Kernzonen. Alle in der Pflegezone tätigen Akteure sind zu einer besonderen Rücksichtnahme



aufgefordert. Nach Informationen von Isselbacher et al. (2001) gehört das Untersuchungsgebiet nicht zu den Zuglinien und Punkten mit Zugverdichtung des herbstlichen Vogelzuges in Rheinland-Pfalz.

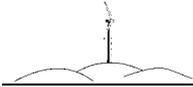
Im Rahmen der örtlichen Landschaftsplanung in der Gemeinde Dahn wurde eine Karte der Landschaftsbildbewertung erstellt. Danach liegt der Anlagenstandort in der Landschaftsbildeinheit 2.3, deren Bewertung von Eigenart, Vielfalt, Schönheit und Schutzwürdigkeit als sehr hoch eingestuft wird. Vergleichbare Untersuchungen sind von der Gemeinde Lemberg nicht bekannt. Da es sich jedoch um vergleichbare Naturraumausstattungen handelt und auch ähnliche Nutzungen stattfinden, muss davon ausgegangen werden, dass auch vergleichbare Ergebnisse erwartet werden dürfen.

Auf die verschiedenen den Wäldern zugeordneten Waldfunktionen wird nicht näher eingegangen. Zur grundsätzlichen Beurteilung der Verträglichkeit der gewählten Standorte reichen die bisher erwähnten Gebietskategorien (FFH-Gebiet, Kernzone des Naturparks) grundsätzlich aus. Nur wenn derartige übergeordnete Zielstellungen nicht gegeben sein sollten, müssen auch die Waldfunktionen und die entsprechenden Aussagen der kommunalen Landschaftspläne in eine Beurteilung mit einfließen.

7.2 Sichtbarkeitsanalyse

7.2.1 Grundlagen

Anhand einer Sichtbarkeitsanalyse soll es ermöglicht werden, Bereiche zu ermitteln, von denen die Windenergieanlagen (nach Errichtung) gesehen werden können. Die Analyse ist insbesondere aufgrund der Hochwertigkeit des betroffenen Landschaftsbildes unbedingt erforderlich. Die Sichtbarkeitsanalyse soll im Umkreis von 5 km der geplanten Standorte durchgeführt werden. Dieser Untersuchungsraum kann entsprechend dem vorgesehenen Anlagentyp (ca. 140 m Gesamthöhe) in drei ästhetische Wirkzonen (Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg, 2001: 97) gegliedert werden. Die Untergliederung orientiert sich an der Intensität, in welcher die WEA'n wahrgenommen werden können.



Wirkzone I: 0 - 800m

Wirkzone II: 800m - 2500m

Wirkzone III: 2500m - 5000m

Die folgenden Skizzen sollen dies veranschaulichen. Die Betrachtung erfolgt unter Berücksichtigung der Wirkzonen und ohne Einschränkung des Sichtfeldes durch Topographie und sonstige Objekte.

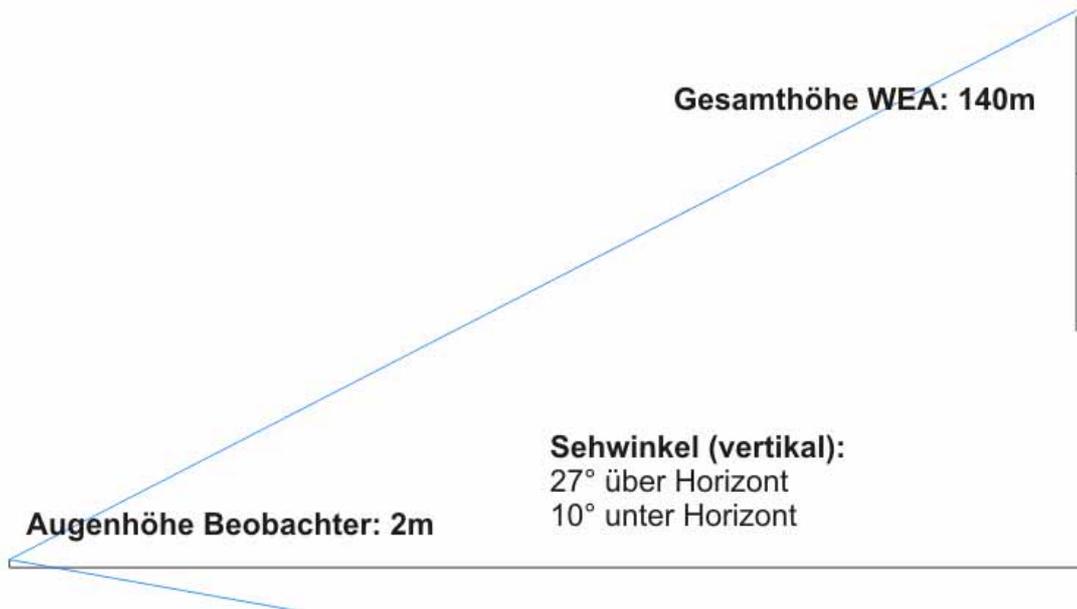


Abbildung 5: Im Abstand von ca. 275 m nimmt die Anlage das Blickfeld des Beobachters vollständig ein

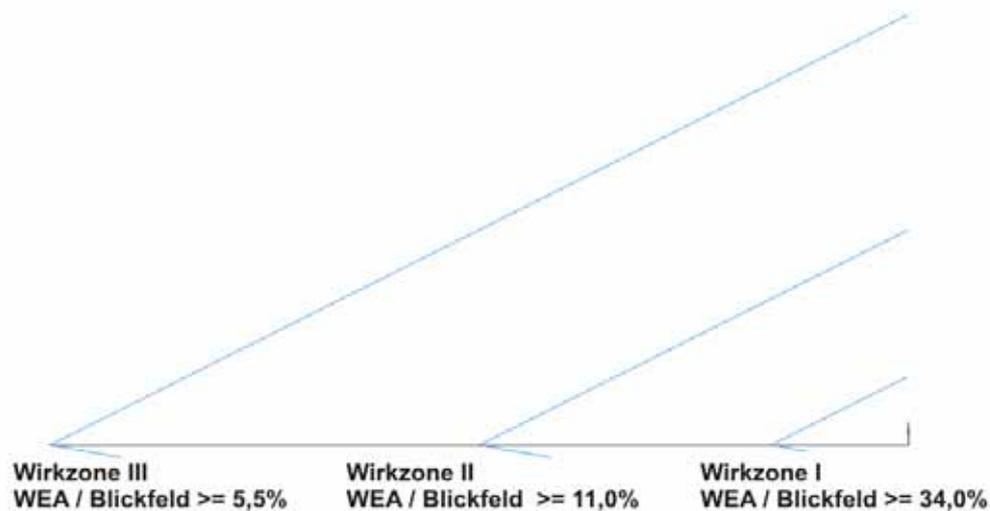
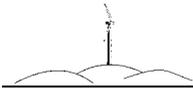


Abbildung 6: Darstellung des Verhältnis der WEA zum vertikalen Sichtfeld in den Wirkzonen I-III

Die Abbildung 6 macht deutlich, dass beim Abstand von 5 km (Wirkzone III) zu einer WEA der gegebenen Größe (140 m Gesamthöhe) diese einen nur sehr geringen Anteil des Blickfeldes einnimmt. Bei guten Sichtverhältnissen kann allerdings selbst dann eine wahrnehmbare Störung des Landschaftsbildes gegeben sein. Sollte die Sichtbarkeitsanalyse für die Wirkzonen I-III negativ verlaufen, ist eine Erweiterung des Untersuchungsraums empfehlenswert. Nur dann kann beurteilt werden, ob doch eine Beeinträchtigung des Landschaftsbildes vorliegt, bzw. wie bedeutsam diese ist.

7.2.2 Sichtbarkeitsberechnung

Die eigentliche Sichtbarkeitsberechnung wurde zunächst für jede Anlage einzeln durchgeführt. Die Anlagenhöhe wurde mit 140 m, die Augenhöhe des Beobachters mit 2 m angenommen. Da zur Beurteilung der Beeinträchtigung des Landschaftsbildes nicht entscheidend ist, welche, sondern ob irgendeine WEA zu sehen ist, wurden die Ergebniskarten nach diesem Arbeitsschritt zusammengefasst. Die Sichtbarkeitsanalyse wurde zunächst auf Grundlage der reinen Geländetopographie durchgeführt. Vegetation und sonstige Objekte fanden erst zu einem späteren Zeitpunkt Berücksichtigung (vgl. Abbildung 7).



Weiterbearbeitung der Ergebnisse

Zunächst werden die Bereiche, in denen die Sicht auf jeden Fall eingeschränkt ist (Wald und dichte Bebauung) als Nicht-Sicht-Zonen definiert. Diese Flächen werden anschließend von den berechneten Sichtzonen subtrahiert. Auf diese Weise wird eine Karte generiert, welche nur noch Flächen mit wirklichem Blick auf mindestens eine WEA enthält.

Die Verschattung durch den Wald auf waldfreien Flächen wird nicht beachtet, da sie als eher gering angesehen werden. Weiterhin sollte der Gefahr vorgebeugt werden, die Sichtbarkeitsbereiche zu stark zu reduzieren.

Im Rahmen der Bewertung und Visualisierung werden neben den ermittelten Sichtflächen touristisch attraktive Objekte wie Aussichtsfelsen, Kletterfelsen, Wanderwege etc. berücksichtigt. Sie stellen meist besonders sensible Bereiche zur Erfassung und Wahrnehmung des Landschaftsbildes dar. Weiterhin ragen sie oft über den Wuchshorizont des Waldes hinaus, womit die Lage innerhalb des kartierten Waldes Blicke auf eine oder mehrere WEA'n nicht verhindern kann.

Darstellung der Ergebnisse

Im Folgenden sollen die wichtigsten Sichtflächen und Sichtpunkte exemplarisch für den Untersuchungsstandort tabellarisch dargestellt werden. *Sichtflächen* (vgl. Tabelle 16 und Abbildung 8) sind Gebiete, welche auf Grund der Sichtbarkeitsberechnung ermittelt werden. *Sichtpunkte* (vgl. Tabelle 17 und Abbildung 8/Abbildung 9) sind die angesprochenen touristisch attraktiven Objekte mit Sicht auf die WEA'n. Das Feld „Zeichen“ stellt die Bezeichnung in der Ergebniskarte (Abbildung 8) dar, in welcher sich auch die drei Wirkzonen ablesen lassen.

Bezeichnung	Blickrichtung	Zeichen
Lemberg	Südosten	F1
Bereich Buchbach, Salzbach	Süden	F2
Dahn	Südwesten	F3
Fischbach inkl. der Täler der Dielbachs und Fischbachs	Norden	F4

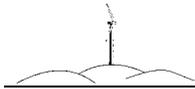


Tabelle 16: Sichtflächen

Bezeichnung	Blickrichtung	Beobachterhöhe	Zeichen
Ruine Altdahn	Südwesten	325m üNN	P1
Ruine Neudahn	Südwesten	300m üNN	P2
Jungfernsprung	Südwesten	280m üNN	P3
Römerfels	Südwesten	375m üNN	P4

Tabelle 17: Sichtpunkte

7.3 Akzeptanz von Windenergieanlagen

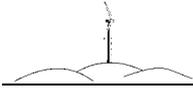
Die Akzeptanz von Windenergieanlagen ist bisher nur wenig auf empirischer Grundlage untersucht worden. Verfolgt man die Tagespresse, gewinnt man den Eindruck, dass innerhalb der Bevölkerung eine zunehmende Ablehnung derartiger Anlagen aufzutreten scheint. Allerdings zeigt die Erfahrung im Umgang mit solchen Meldungen, dass sich dahinter vor allem bestimmte (meist aus wenigen Personen bestehende) Interessengruppen verbergen, die nicht unbedingt die Mehrheitsmeinung repräsentieren. Umso wichtiger ist die Auswertung empirischer Studien zu diesem Thema.

In einer empirischen Untersuchung mit studentischen Gruppen fand Nohl (2001, S. 365) heraus,

„dass alle Landschaftsbilder mit WEA'n ästhetisch signifikant negativer erlebt werden, und dass die ästhetischen Anmutungen umso negativer ausfallen, je mehr Windkraftanlagen in einem Landschaftsausschnitt verdichtet angeordnet sind.“

Obwohl vom Autor gegenteilig vermutet, ist anzunehmen, dass bei der Beantwortung der befragten Personen fachliche Werturteile eingeflossen sind, denn es handelte sich um eine Gruppe von 45 Studierenden der Landespflege im dritten Studienjahr.

Weise et al. (2002) kommen in einem Untersuchungsgebiet in Nordthüringen mit insgesamt 619 befragten Personen (90 % der Befragten stammen aus dem Freistaat) zu erheblich abweichenden Ergebnissen und verweisen darauf, dass verallgemeinernde Aussagen für andere Re-



gionen Deutschlands ihrer Ansicht nach nur unter Vorbehalt möglich sind. „29 % der Befragten beurteilen die landschaftsästhetische Wirkung der Anlagen negativ, 37 % stehen diesen positiv gegenüber, 34 % bewerten die Landschaftsbildwirkung von Windenergieanlagen neutral“ (ebd., S. 242). 68 % der Befragten sehen WEA als positiven Wirtschaftsfaktor für die Gemeinde und eine recht deutliche Mehrheit von etwa 60 % spricht sich gegen derartige Anlagen in Erholungsgebieten aus.

Im Frühjahr 2000 führten Egert et al. bei 140 Personen in einem Landkreis mit intensiver Windenergienutzung, die bereits im Jahr 1993 begann, ebenfalls eine empirische Untersuchung durch. „Dabei zeigte sich, dass trotz einiger Kritikpunkte mehr als 90 % aller Befragten die Anlagen akzeptabel fanden. In keinem der vier Untersuchungsorte gab es Anzeichen für ein Akzeptanzproblem, wohl aber graduelle Unterschiede im Ausmaß der Akzeptanz. Als Erklärungen für die hohe Akzeptanz kommen sowohl landschaftsästhetische als auch soziale Ursachen in Betracht. Sowohl die allgemeine Einstellung zur Windenergienutzung als auch die Bewertung des Landschaftsbildeinflusses wirken entscheidend“ (ebd., S. 373). Eine sich dort befindende Gittermastanlage wurde signifikant schlechter bewertet als die beiden anderen Anlagen aus Stahlbetonröhren.

In einer Umfrage bei den Forstbehörden des Landes Rheinland-Pfalz hat Franz (2002) die aus Sicht der forstlichen Praxis als relevant angesehenen Prüf- und Ausschlusskriterien bei der Errichtung von WEA'n im Wald erfasst. Als Ausschlusskriterien wurden insbesondere genannt:

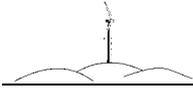
Standorte in landschaftlich reizvoller Lage,

Standorte in ökologisch wertvollen Gebieten,

Standorte mit Vorrangfunktion Erholung (incl. ausgewiesener Erholungswald),

Exponierte Standorte,

Standorte mit „Vorrang für Wald und Forstwirtschaft“ und anderen Vorrangfunktionen.



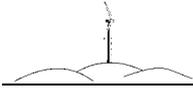
Als mögliche Prüfkriterien wurden insbesondere aufgeführt:

- Beeinträchtigung des Landschaftsbildes,
- Flächeninanspruchnahme,
- Wirkung auf die Erholungseignung,
- Auswirkungen auf Tiere und Pflanzen,
- Veränderung der Windwurfdisposition,
- Auswirkungen auf den Jagdpachtwert.

Auch die Architektenkammer Rheinland-Pfalz hat sich zur Ausweisung von Vorrang- und Vorbehaltsgebieten zur Errichtung von WEA'n grundsätzlich geäußert. Danach wird die Konzentrierung von Windenergieanlagen auf landschaftlich weniger empfindliche Räume gefordert. In Naturparks und Landschaftsschutzgebieten soll kein weiterer Ausbau von Windkraftanlagen mehr erfolgen. In bedeutsamen Räumen für Erholung und Fremdenverkehr sowie die Erhaltung von prägenden und identitätsstiftenden Landschaftsbildern sollen grundsätzlich keine WEA'n errichtet werden. Auch Natura 2000-Gebiete sollen grundsätzlich freigehalten werden.

Konkrete Anwendung im Modellgebiet

Vergleichbar umfassend und grundsätzlich äußert sich der Naturpark Pfälzerwald e.V. in einem Schreiben seines Vorsitzenden Landrat Rolf Künne vom 22. Mai 2002. Die Vorstandsmitglieder des Naturparkvereins kommen zu der einstimmigen Auffassung, „dass eine Errichtung von Windkraftanlagen im Bereich des Naturparks generell unterbleiben sollte. Im Naturpark Pfälzerwald ist auf die Sicherung und Pflege des Landschaftsbildes besonderes Augenmerk zu richten, da hier eine Landschaft von hoher ästhetischer Qualität die wichtigste Grundlage für einen sanften, naturerlebnisorientierten Tourismus darstellt. Windkraftanlagen würden als große technische Bauwerke zu einer deutlichen Beeinträchtigung des Landschaftsbildes führen und durch die erzeugten Geräusche und optische Unruhe dem Pfälzerwald den Charakter einer industriell genutzten Landschaft geben. Die Grundlage für eine Erholung in Natur und Landschaft würde damit zerstört“ (ebd., S. 1). Des Weiteren verweist der Verein auf einzigartige wechselseitig wirksame Weitsichten und Fernblicke, die sich von der



Rheinebene auf die Gebirgskette des Haardtrandes ergeben und fordert, dass gemessen vom östlichen Haardtrand ein mindestens 10 km breiter Bereich außerhalb des Naturparks von Windenergieanlagen freigehalten werden sollte.

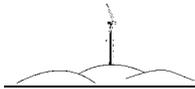
7.4 Bewertung

Grundsätzlich ist aus der Sicht von Naturschutz und Landschaftspflege an der Errichtung von WEA'n in Wäldern nichts auszusetzen. Da Wälder in der bundesdeutschen Bevölkerung jedoch besondere emotionale Verankerungen aufweisen und damit eine Reihe tiefgreifender mythologischer Bezüge (Heimat, Stille, aber auch Wildnis und Gefahren) hergestellt werden, muss bei der Auswahl geeigneter Standorte fachlich-inhaltlich sehr sorgfältig vorgegangen werden.

Am unproblematischsten dürfte die Errichtung von WEA'n in bereits aktuell bzw. zukünftig erkennbar vorbelasteten Waldgebieten sein. Hierzu gehören Waldgebiete, die sich beiderseits verlärmter Verkehrsinfrastrukturen (Eisenbahn, Straße) bzw. in Einflussbereich von Hochspannungsleitungen befinden. Auch Wälder in der näheren Umgebung von Industrie- und Gewerbeanlagen, soweit es sich nicht um Erholungswälder handelt, sind prinzipiell ebenso geeignet wie Waldflächen auf Rekultivierungsstandorten und ihrer Umgebung. Jedoch ist immer eine gezielte Einzelfallprüfung erforderlich, um die tatsächliche Eignung beurteilen zu können.

Wälder, insbesondere großflächige Waldgebiete, die nur wenig Offenlandbereiche aufweisen, haben den großen Vorteil, dass die WEA'n in ihrem näheren Umfeld kaum wahrgenommen werden. In von überwiegend durch Wald bedeckten Flächen dürften die Anlagen selbst im winterkahlen Zustand bereits nach wenigen hundert Metern kaum noch visuell wahrzunehmen sein. Auch die Lärmauswirkungen fallen geringer aus, vor allem in der Vegetationsperiode.

Von nicht unerheblicher grundsätzlicher Bedeutung bei der Beurteilung der Auswirkungen von Windkraftanlagen im gewählten Untersuchungsgebiet ist die Tatsache, dass es sich in einem Naturpark befindet, der zusätzlich von der UNESCO die begehrte Auszeichnung als

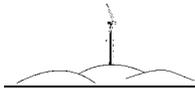


Biosphärenreservat bekommen hat, womit sich besondere internationale Verpflichtungen verbinden, dies um so mehr, als es sich seit kurzem um das erste grenzüberschreitende Biosphärenreservat weltweit handelt. Bei der zusammenfassenden Bewertung wirkt es sich erschwerend aus, dass die Schutzgebiete z.T. unterschiedliche Zonierungen aufweisen, die jedoch mit den gleichen Bezeichnungen versehen wurden, die auch teilweise in den Hinweisen als Ausschlusskriterium auftauchen (z.B. der Begriff Kernzone).

Entsprechend § 19 LPflG Rheinland Pfalz handelt es sich bei Naturparks um großräumige Landschaftsschutzgebiete, die sich wegen ihrer Eigenart, ihrer Schönheit oder ihres Erholungswertes für die Erholung größerer Bevölkerungsteile eignen. Als Kernzonen sind die Teile des Naturparks festzulegen, die sich für die Erholung in der Stille eignen und deshalb eines besonderen Schutzes bedürfen. Diese Zielstellungen werden auch in einer Verordnung über den Naturpark umgesetzt.

Sie decken sich nur bedingt, mit den in Biosphärenreservaten auszuweisenden Zonen. Ziel der Kernzone hier ist es, die menschliche Nutzung auszuschließen. Mit um die Kernzonen herum anzuordnenden Pflegezonen sollen einerseits mögliche Beeinträchtigungen abgeschirmt werden, andererseits auch ganz gezielt durch menschliche Aktivitäten entstandene Ökosysteme (typische Kulturlandschaften) erhalten und gepflegt werden. Die Entwicklungszone ist der Lebens-, Wirtschafts- und Erholungsraum der ansässigen Bevölkerung, in dem modellhafte Beispiele nachhaltiger Entwicklung etabliert und bezüglich ihrer Tragfähigkeit untersucht werden sollen (Ständige Arbeitsgruppe der Biosphärenreservate in Deutschland, 1995).

Eine Rückfrage bei Dr. Nauber, beim Bundesamt für Naturschutz auf nationaler Ebene zuständig für die Biosphärenreservate und Kontaktperson zur UNESCO, ergab, dass auf dieser Ebene keine allgemein gültigen Entscheidungen über die Zulässigkeit von Windenergieanlagen in Biosphärenreservaten gefällt worden sind. Er verwies darauf, dass in einem bereits mehrere Jahre zurückliegenden Fall die Genehmigung für die Errichtung einer WEA im Biosphärenreservat Rhön mit der Begründung der dort bestehenden besonderen Schutzansprüche abgelehnt wurde. Grundsätzlich ist damit aber nicht entschieden, ob Windenergieanlagen in Biosphärenreservaten errichtet werden können.



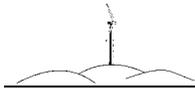
Die Kategorie „Biosphärenreservate“ wird aber in den bereits zitierten Hinweisen bei den „Gebieten, die eingeschränkt in Betracht kommen“ explizit aufgeführt, so dass für die Errichtung von Windkraftanlagen eine besondere Begründung erforderlich wäre. In den Entwicklungszonen könnte dies die Umsetzung nachhaltiger Energiekonzepte sein, allerdings ohne die Flächen, die auch als Kernzonen des Naturparks ausgewiesen sind.

Es muss diesbezüglich auch auf die empirischen Umfragen verwiesen werden, die ziemlich deutlich belegen, dass auch die Befürworter von Windkraftanlagen in der Mehrheit dagegen sind, wenn diese in Erholungsräumen errichtet werden (Weise et al., 2002). In diesem Zusammenhang wird ausdrücklich noch einmal auf die Positionen der Architektenkammer Rheinland-Pfalz und des Naturparks Pfälzerwald e.V. (siehe Kapitel 7.3) verwiesen.

Konkrete Anwendung im Modellgebiet

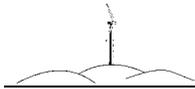
Die Empfindlichkeitsanalyse hat ergeben, dass das betrachtete Modellgebiet einerseits als FFH-Gebiet Bestandteil des Natura 2000-Netzes und andererseits als Kernzone des Naturparks ausgewiesen ist und deshalb als Standort für die Errichtung von Windenergieanlagen gemäß den erwähnten Hinweisen nicht in Betracht kommt.

Besonders hinzuweisen ist auf die in diesen Fällen notwendig werdende FFH-Verträglichkeitsprüfung. Hierbei müssen detaillierte Angaben zu den bau-, betriebs-, anlage- und rückbaubedingt zu erwartenden Auswirkungen gemacht werden. Auch wenn die Anlagen selbst bzw. auch ihr Betrieb zunächst geringe Auswirkungen vermuten lassen, dürften mit dem Bau und Rückbau der Anlage verschiedene Beeinträchtigungen zu erwarten sein, zumal mit den o.g. Zielarten auch z.T. sehr empfindliche Spezies im Untersuchungsgebiet vertreten sind. Bei der Prüfung ist abzuschätzen, ob infolge der Errichtung der Anlage erhebliche Beeinträchtigungen des Gebietes in seinen für die Erhaltungsziele oder den Schutzzweck maßgeblichen Bestandteilen zu erwarten sind.



Die Bewertung zu erwartender Verschlechterungen oder Störungen erfolgt auf der Basis des Erhaltungszustandes der betreffenden Arten (Wanderfalke, Luchs, Uhu, Auerhuhn) und Lebensräume. Führen die infolge der Errichtung der WEA'n zu vermutenden Einwirkungen dazu, dass der Erhaltungszustand des Lebensraumes weniger günstig ist als vorher, kann grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass eine Verschlechterung eintreten wird. Aufgrund der besonderen Bedingungen vor Ort und der dort zu schützenden Arten mit besonderen Lebensraumanprüchen, kann eine so begründete Störung grundsätzlich unterstellt werden.

In einem solchen Fall müsste ein Ausnahmeverfahren gemäß § 34 (3 bis 5) BNatSchG initiiert werden. Dabei sind neben naturschutzfachlichen Inhalten (Untersuchung der Verträglichkeit der Alternativen, Planung von Sicherungsmaßnahmen) insbesondere aufzuzeigen, weshalb es keine zumutbaren und verträglicheren Alternativen gibt (Bernotat, 2003). Dies ließe sich nur über deutlich verminderte oder fehlende Funktionserfüllung denkbarer Alternativen bzw. deren nicht vorhandene Zumutbarkeit begründen. Des weiteren sind die zwingenden Gründe des überwiegend öffentlichen Interesses deutlich und nachvollziehbar darzulegen.

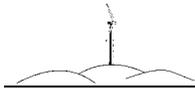


8 Zusammenfassung und Fazit Teil II

Es konnte gezeigt werden, dass die Hinweise des Rundschreibens grundsätzlich geeignet sind, eine Empfindlichkeitsanalyse für die Errichtung von Windenergieanlagen auch auf Waldstandorten durchzuführen. Mittels Einsatz moderner Formen der Datenverarbeitung konnte ein Verfahren zur Durchführung von Sichtbarkeitsanalysen entwickelt und erfolgreich erprobt werden. Damit liegen wichtige Bausteine zur Beurteilung von Windenergieanlagen auf Waldstandorten vor.

Die Modellanwendung auf das gewählte Untersuchungsgebiet ergab, dass es sich aus Sicht von Naturschutz und Landschaftspflege um ein ausgesprochen sensibles Gebiet handelt, in dem die Errichtung dieser Anlagen auch auf besondere Schwierigkeiten stoßen dürfte. Diese ergeben sich einerseits durch den Status als FFH-Gebiet und zum anderen aufgrund seiner Zuordnung als Kernzone eines Naturparks. Das Gebiet ist ebenfalls noch als Pflegezone des Biosphärenreservates ausgewiesen. Insoweit wäre das exemplarisch betrachtete Modellgebiet ein Gebiet, in dem im Rahmen der Abwägung ein Windkraftstandort voraussichtlich nicht ausgewiesen würde.

Aus naturschutzfachlicher Sicht steht der Errichtung von Windenergieanlagen in Wäldern grundsätzlich nichts entgegen. In großflächigen Waldgebieten sind die Anlagen nahezu unsichtbar und auch die Lärmausbreitung ist durch das Blätterdach eingeschränkt. In Wäldern, die den Menschen vorrangig der Erholung dienen, dürften jedoch erhebliche Akzeptanzschwierigkeiten bei der Errichtung dieser Anlagen auftreten. Deshalb sollten diejenigen Wälder in Rheinlad-Pfalz für die Errichtung bevorzugt werden, die bereits vorbelastet (z.B. in den Lärmbändern rechts und links von Verkehrsstrassen) sind oder nicht explizit als Erholungswälder dienen.



9 Verwendete Literatur Teil II

Arbeitsgruppe Eingriffsregelung (1996) Empfehlungen zur Berücksichtigung der Belange des Naturschutzes und der Landschaftspflege beim Ausbau der Windkraftnutzung. - Natur und Landschaft, S. 381-385.

Architektenkammer Rheinland-Pfalz (2002) Stellungnahme zur Teilfortschreibung des Regionalen Raumordnungsplans für die Region Trier – Kapitel Energieversorgung / Teilbereich Windenergie. – Schreiben an die Planungsgemeinschaft Region Trier.

Bernotat, D. (2003) FFH-Verträglichkeitsprüfung – Fachliche Anforderungen an die Prüfungen nach § 34 und 35 BNatSchG. - Sonderheft zum UVP-Kongress 2002, S. 17-26.

Bräuer, W. (2001) Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen für Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes. - Naturschutz und Landschaftsplanung, S. 237-245.

Egert, M. & Jedicke, E. (2001) Akzeptanz von Windenergieanlagen. - Naturschutz und Landschaftsplanung, S. 373-381.

Franz, G. (2002) Möglichkeiten der Windenergienutzung im Wald. - Tischvorlage 11.07.2002, Neustadt/Weinstraße.

Isselbacher, K. & Isselbacher, T. (2001) Vogelschutz und Windenergie in Rheinland Pfalz. - Landesamt für Umweltschutz und Gewerbeaufsicht, Materialien 2/2001, Oppenheim.

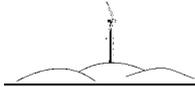
Jessel, B. (1998) Das Landschaftsbild erfassen und darstellen - Vorschläge für ein pragmatisches Vorgehen. - Naturschutz und Landschaftsplanung, S. 356-361.

Kaiser, T. (2003) Methodisches Vorgehen bei der Erstellung einer FFH-Verträglichkeitsuntersuchung. - Naturschutz und Landschaftsplanung, S. 37-45.

Kuntz Verlags GmbH (2000) Radwandern - Südliche Weinstraße und Pfälzerwald; Gleiszellen-Gleishorbach

Landesvermessungsamt Rheinland-Pfalz, Landesamt für Kataster-, Vermessungs- und Kartenwesen Saarland (2000) DigTK25 – Immer auf dem richtigen Weg mit der digitalen Topographischen Karte 1:25000

Meinel, G. & Walter, K. (2000) Visualisierung geplanter Windkraftanlagen im Rahmen der Landschaftsbildbewertung - Möglichkeiten und Grenzen; Dresden



Naturpark Pfälzer Wald e.V. (2002) Windenergienutzung im Bereich des Naturparks Pfälzerwald. - Schreiben vom 22.05.2002, Lambrecht.

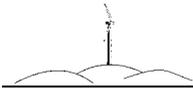
Nohl, W. (2001) Ästhetisches Erlebnis von Windkraftanlagen in der Landschaft. - Naturschutz und Landschaftsplanung, S. 365-372.

SGD Süd (2000) Zonierung Biosphärenreservat Naturpark Pfälzerwald. - Stand 15.12.2000, Neustadt/Weinstraße.

Ständige Arbeitsgruppe der Biosphärenreservate in Deutschland (1995) Biosphärenreservate in Deutschland. - Berlin: Springer Verlag.

Weise, R., Allendorf, M. & Koch, S. (2002) Windenergieanlagen im Landschaftsbild. - Naturschutz und Landschaftsplanung, S. 242-246.

Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg (2001) Windfibel – Windenergienutzung – Technik, Planung und Genehmigung. - Stuttgart: Eigenverlag.



Entwicklung eines Verfahrens zur "Bewertung von Windenergieanlagen auf Waldstandorten"

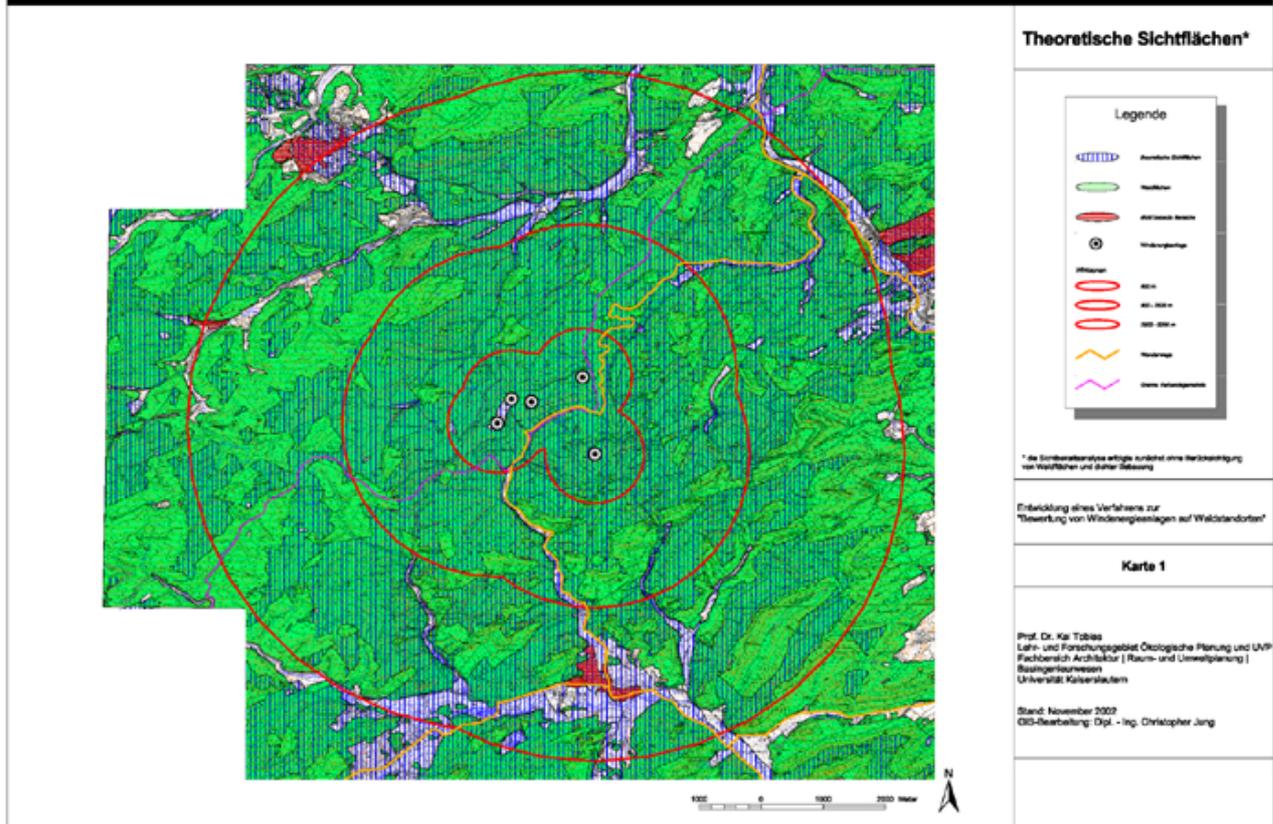
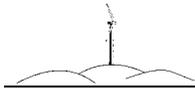


Abbildung 7: Theoretische Sichtflächen



Entwicklung eines Verfahrens zur "Bewertung von Windenergieanlagen auf Waldstandorten"

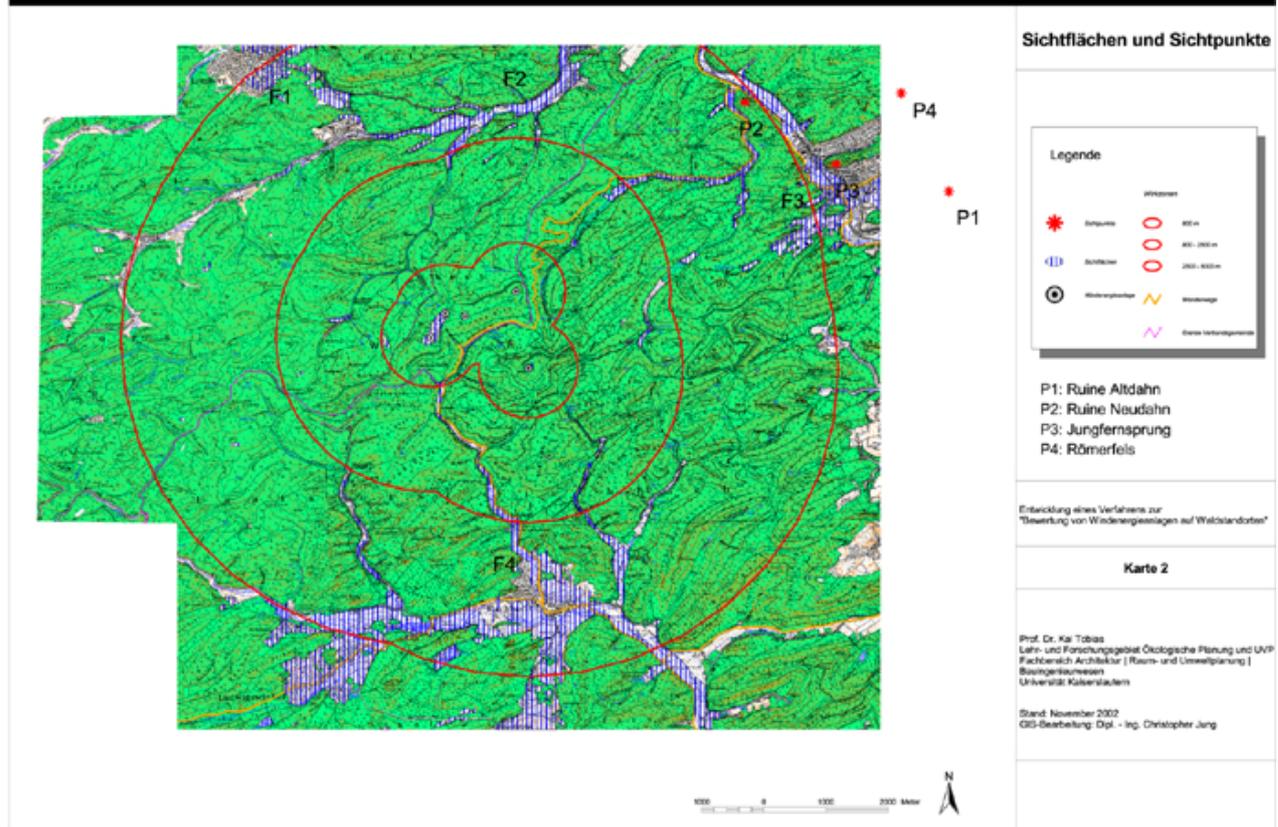


Abbildung 8: Sichtflächen und Sichtpunkte

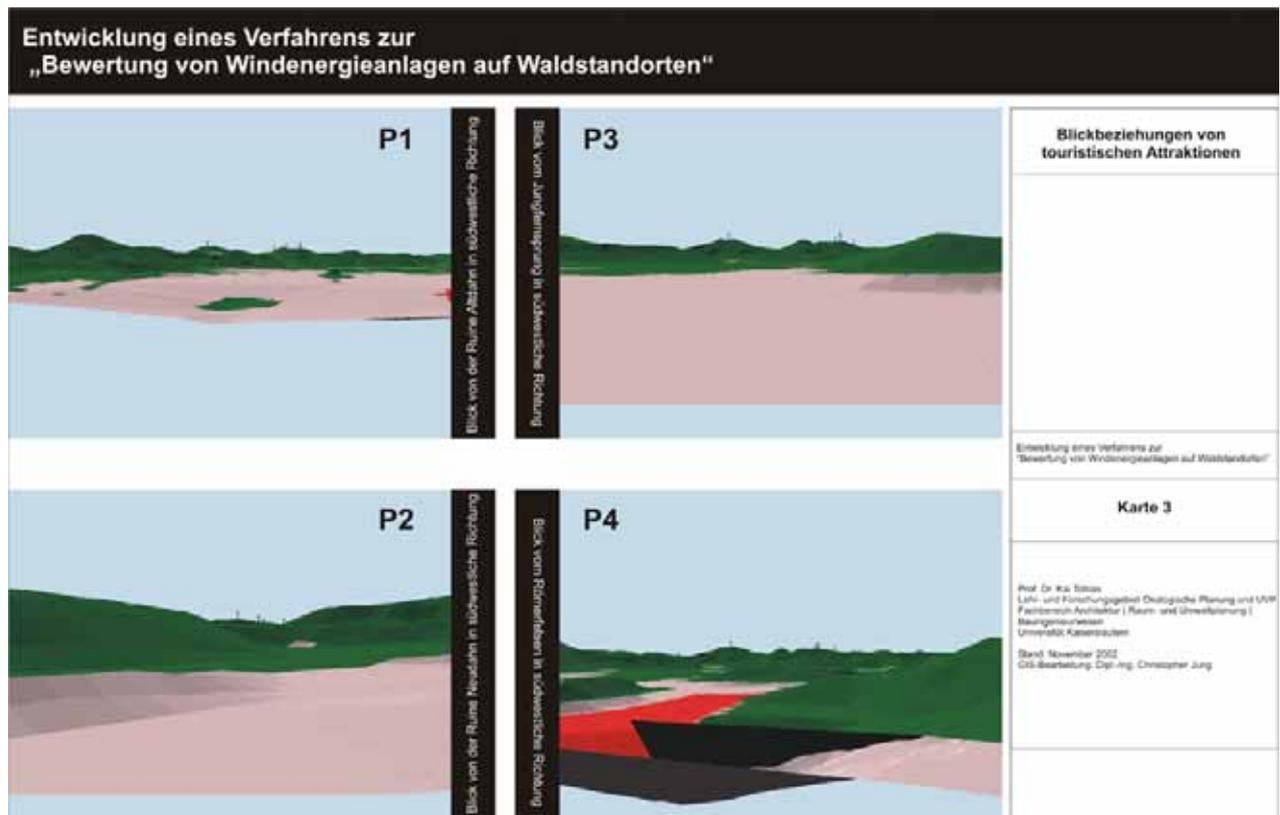
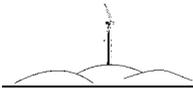


Abbildung 9: Blickbeziehungen von touristischen Attraktionen