



NEK
UMWELTECHNIK AG

CH-8033 ZÜRICH
CLAUSIUSSTRASSE 41
TEL. +41 44 261 07 07
FAX. +41 44 261 08 74

CH-9000 ST. GALLEN
HELVETIASTRASSE 41
TEL. +41 71 244 07 44
FAX. +41 71 244 88 16

WWW.NEK.CH
INFO@NEK.CH

UMWELTECHNIK
ENERGIETECHNIK
NUTZUNGSPLANUNGEN
WINDENERGIE
GEOTHERMIE

REPIC

**Renewable Energy Promotion
in International Co-operation**

20459

**Machbarkeitsstudie für das
Windparkprojekt "Constantza-Hafen"
Constantza, Rumänien**

**SCHLUSSBERICHT MIT WASP-MODELLIERUNG
ÜBER DIE WINDMESSUNGEN VON ENDE
SEPTEMBER 2004 BIS ENDE SEPTEMBER 2005**

Zürich, 18. November 2005

ZUSAMMENFASSUNG

Ziel dieses Projektes ist es, die Eignung des vorgesehenen Standortes im Hafen von Constantza, Rumänien, zur Errichtung von Windkraftanlagen (WKA) fundiert abzuklären. Der hier vorliegende Schlussbericht zu diesem REPIC-Projekt umfasst die Resultate der ausgeführten Windmessungen mit deren Auswertung zur Windenergienutzung und ein Windfeldmodellierung mit dem Programm WAsP. Darauf aufbauend wurde eine erste Ertragprognose für 7 WKA-Standorte auf dem Wellenbrecher im Meer vor Constantza durchgerechnet, welche als Basis für die nun folgenden Arbeiten sowie für das Vorprojekt dienen wird.

Die Windmessungen, die Ende September 2004 aufgenommen worden sind, laufen inzwischen seit mehr als einem Jahr. Zur hier durchgeführten Auswertung wurde jedoch nur ein vollständiges, meteorologisches Jahr herbeigezogen, nämlich vom 01. Oktober 2004 bis 30. September 2005.

Die absolute Datenverfügbarkeit auf dem relevanten 40-Meter-Messturm beträgt 100% (Standort 101). Der gemessene Jahresmittelwert der Windgeschwindigkeit auf dem eingesetzten 40 Meter hohen Messturm auf dem Wellenbrecher beträgt 6.8 m/s.

Die gemessenen Windwerte sind erfreulich und bestätigen zusammen mit der zu erzielenden Einspeisevergütung für Windstrom in Rumänien die grundsätzliche Wirtschaftlichkeit des Projektes. Im Durchschnitt können mit den für eine erste Evaluation ausgewählten Maschinentyp (General Electric GE 2.5) gut 2'600 Volllaststunden pro Jahr erwartet werden, ein verhältnismässig hoher Wert. Dabei sind der Parkwirkungsgrad sowie 10% Sicherheitsabschlag auf das Windgutachten bereits berücksichtigt, jedoch keine weiteren Abschläge wie technische Verfügbarkeit der WKA, Leitungsverluste, etc. Bereits jetzt kann somit gesagt werden, dass aufgrund der vorliegenden Ergebnisse mit mittleren jährlichen Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe zwischen 7.1 und 7.6 m/s die Voraussetzungen zur Realisierung eines Projektes am angedachten Standort gut sind.

Anders als ursprünglich vorgesehen werden die Windmessungen parallel zu den eigentlichen Projektarbeiten für den Windpark vorläufig bis Herbst 2006 weitergeführt. Dies u.a. deshalb, weil keine verlässlichen Winddaten für die Schwarzmeerküste beschafft werden konnten, welche eine langjährige Abschätzung der effektiven Windverhältnisse sowie eine entsprechende Eingliederung des hier gemessenen Windjahres in eine Langzeitstatistik erlauben würden (Messdatenabgleich). Weitere Winddaten am Standort sind deshalb für eine wissenschaftlich fundiertere Aussage zu möglichen Langzeitfluktuationen der Windverhältnisse von Vorteil.

Neben den eigentlichen Windmessungen haben mit den zuständigen Behörden und Gremien Diskussionen und Besprechungen im Zusammenhang mit den politischen und rechtlichen Aspekten bezüglich der Realisierung des Windparkprojektes stattgefunden. Neben den Windverhältnissen stellen derartige Rahmenbedingungen den zentralen Punkt für die Umsetzung eines Windprojektes dar. Bislang herrscht bezüglich des weiteren Verfahrensweges zum Erhalt der notwendigen Bau- und Betriebsbewilligungen für den Windpark noch nicht endgültige Klarheit. Dies u.a. deshalb, weil nach den während der Messperiode abgehaltenen Erneuerungswahlen zum rumänischen Parlament und zur Regierung diverse Schlüsselfiguren in der Politik abgelöst worden sind, welche für den Bewilligungsprozess eines solchen Projektes wichtig sind.

Im weiteren ist zwar zwischenzeitlich ein Gesetz für die Vergütung von Strom aus neuen erneuerbaren Energiequellen in Rumänien verabschiedet worden, doch muss dieses noch vom Parlament in Kraft gesetzt werden, was bislang noch nicht der Fall ist. Dieses Gesetz wird für die Umsetzung unseres Projektes von grosser Wichtigkeit sein.

Wir sind überzeugt, dass die nun folgenden Projektarbeiten im Endeffekt dazu führen werden, dass unser Windprojekt die Bewilligungshürden nehmen wird und das erste grössere Windenergieprojekt in Rumänien sein wird, welches effektiv auch umgesetzt bzw. realisiert wird.

INHALTSVERZEICHNIS

| | Seite |
|--|--------------|
| 1. AUSGANGSLAGE | 7 |
| 1.1 BESCHREIBUNG DES PROJEKTES | 8 |
| 1.2 PROJEKTUMFELD UND ABGRENZUNGEN GEGENÜBER ANDEREN PROJEKTEN | 9 |
| 1.3 ERFOLGSKONTROLLE | 10 |
| | |
| 2. AUSGEFÜHRTE ARBEITEN | 11 |
| | |
| 3. LÖSUNGSWEG | 12 |
| 3.1 MESSPERIODE | 12 |
| 3.2 MESSKONZEPT | 12 |
| 3.3 KORRELATION DER WINDDATEN UND MODELLIERUNG | 13 |
| 3.4 ERGEBNISZIELE NACH ABSCHLUSS DER MESSUNGEN | 13 |
| 3.5 TEAM UND PARTNER | 14 |
| 3.6 ZUKÜNFTIGE TERMINPLANUNG | 15 |
| | |
| 4. MESSANORDNUNG | 16 |
| 4.1 MESSKONZEPT | 16 |
| 4.2 DEFINITION DES UNTERSUCHUNGSGEBIETES | 17 |
| 4.3 MESSSTANDORTE UND MESSAUSRÜSTUNG | 17 |
| | |
| 5. MESSRESULTATE | 19 |
| 5.1 EINLEITUNG | 19 |
| 5.2 MESSPERIODE | 19 |
| 5.3 DATENLÜCKEN | 19 |
| 5.4 DATENFORMAT | 21 |
| 5.5 AUSWERTUNG | 21 |
| 5.5.1 Bereinigter Datensatz | 21 |
| 5.5.2 Vollständiger Datensatz | 22 |

| | | |
|------------|---|-----------|
| 5.5.3 | Resultate der Messungen | 22 |
| 5.5.4 | Auswertungen für den Standort 101 | 24 |
| 5.5.5 | Turbulenz | 26 |
| 5.5.6 | Temperaturmessung | 28 |
| 6. | FEHLERABSCHÄTZUNG | 29 |
| 6.1 | ÜBERSICHT | 29 |
| 6.2 | ZUSAMMENFASSUNG | 29 |
| 7. | WAsP - MODELLIERUNG | 31 |
| 7.1 | VORGEHEN | 31 |
| 7.1.1 | Kartenmaterial | 31 |
| 7.1.2 | Winddaten | 31 |
| 7.2 | BERECHNUNGEN | 32 |
| 7.2.1 | Methodik | 32 |
| 7.2.2 | Ressourcenkarte | 32 |
| 7.2.3 | WAsP - Interface | 32 |
| 7.3 | ERGEBNISSE | 33 |
| 7.3.1 | Kalibration | 33 |
| 7.3.2 | Resultate | 33 |
| 7.3.3 | Ertragsberechnung | 35 |
| 8. | DISKUSSION DER RESULTATE | 37 |
| 9. | EINTEILUNG IN DIE TYPENKLASSEN | 38 |
| 10. | RAHMENBEDINGUNGEN UND SCHLUSSFOLGERUNGEN | 40 |
| 10.1 | HAFENBEHÖRDE | 40 |
| 10.2 | GESETZGEBUNG UND RECHTLICHE SITUATION | 41 |
| 10.3 | ABKLÄRUNGEN BEZÜGLICH EINES INVESTORS | 42 |
| 10.4 | POLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN | 42 |
| 11. | AUSBLICK | 43 |

ANHANG:

A **Fehlerabschätzung**

B **Datenauswertung**

B.1 **Geschwindigkeitskorrelationen**

B.2 **Meteoberichte (WindPro Auswertung)**

- Windanalysen Standort 101a

- Windanalysen Standort 101b

- Windanalysen Standort 102

- Windanalysen Standort 103

C **Ressourcenkarte 80 Meter über Grund**

D **Ertragberechnung für 7 WKA GE 2.5 MW 80 m NH**

E **DEWI-Kalibrierscheine für die Anemometer von 101b**

1. AUSGANGSLAGE

Wie im Projektentwicklungsvertrags zwischen der NET Nowak Energie & Technologie AG als Vertreter von REPIC und der NEK Umwelttechnik AG vom 09./10. August 2004 festgelegt, ist nach Abschluss und Vorliegen eines volles Windmessjahres eine Schlusserwertung der Daten zu erstellen, welche klare Aussagen zu den langjährig auf unterschiedlichen Nabenhöhen zu erwartenden Windverhältnissen liefert. Diese Resultate dienen als Basis für ein technisches Vorprojekt für einen ersten Windpark auf der nördlichen Hafemole von Constantza, welches derzeit in Angriff genommen wird. Das Erlangen von zuverlässigen, langjährige Winddaten aus der Gegend, die für einen Abgleich unseres Messjahres dienen und zur Eingliederung desselben in einen Langjahreszyklus wichtig wären, hat sich bisher als sehr problematisch herausgestellt. Die vorhandene meteorologische Messstation in Constantza hat sich für eine mögliche Datenquelle als völlig ungenügend erwiesen. Weitere Windmessstationen konnten in der Gegend von Constantza bislang nicht eruiert werden. Zur Zeit laufen immer noch Verhandlungen mit dem Betreiber einer Messstation auf einer im Meer gelegenen Ölplattform, doch können die dort verfügbaren Daten qualitätsmässig vorerst nicht eingeschätzt werden. Zudem verlangt der Betreiber dieser Plattform einen unrealistisch hohen Preis für das Zurverfügungstellen der Winddaten. Derartige Daten wären, sofern von guter Qualität, insofern wichtig, da eine Korrelation von Messjahr und langjährigen Messungen zeigt, wie windhöffig das Messjahr effektiv ist.

Gemäss Anhang 1 des Projektentwicklungsvertrages wurde vereinbart, 6 Monate nach Beginn der Windmessungen mit dem 40-m-Mast einen ersten Zwischenbericht und am Ende der Windmessungen (1 Jahr) den Schlussbericht zu den Resultaten vorzustellen. Der hier vorliegend Schlussbericht umfasst die Messperiode von Ende September 2004 bis Ende September 2005. Er baut auf unserem 1. Zwischenbericht vom 20. April 2005 auf, der die Halbjahresresultate zum Inhalt hatte.

Dieser Schlussbericht dokumentiert die Ergebnisse nach einer Messperiode von 12 Monaten. Das Hauptgewicht des Berichts liegt in der Darstellung der Messresultate und Auswertungen in Grafiken und Tabellen sowie einer ausführlichen Windfeldmodellierung mit WAsP.

Die Auswertungen der Messdaten beinhalten die Extrapolation der Resultate auf die für die Windkraftanlagen vorgesehene Nabenhöhe von vorerst 80 Meter.

In der vorgenommenen Fehlerabschätzung werden die Messfehler und Abweichungen zu anderen Messkonfigurationen analysiert und deren Auswirkungen auf die vorliegenden Resultate quantifiziert.

Das Standardprogramm für Windfeld-Modellierungen WAsP wurde zuerst auf das Gelände kalibriert. Es hat sich gezeigt, dass WAsP mit der vorliegenden Topographie gut modellieren kann. Zur Kalibrierung des Windmodells wurden zusätzlich Winddaten der Ergänzungsstationen 102 und 103 verwendet.

Anschliessend haben wir flächendeckend für den gesamten Perimeter auf der vorgesehenen Nabenhöhe von 80 m über Grund die Windressourcen gerechnet. Dies bildete die Grundlage für die Ertragsprognose, die auf Basis des aktuellen Projektstandes gerechnet worden ist.

1.1 BESCHREIBUNG DES PROJEKTES

Der Inhalt des hier beschriebenen Projektes ist im o.e. Vertrag ausführlich definiert. Grundsätzlich ging es für dieses Projekt darum, mittels fundierter Windmessungen auf der nördlichen Hafentmole des Hafens von Constantza an der Schwarzmeerküste abzuklären, ob die dort vorhandenen Windverhältnisse ausreichen, damit ein Windenergieprojekt wirtschaftlich betrieben werden kann. Zusätzlich galt es, erste Abklärungen im Zusammenhang mit den rechtlichen und politischen Aspekten zu treffen, welche für die Umsetzung eines solchen Projektes zentral sind. Die daraus resultierenden Schlussfolgerungen sollen für den geplanten Windpark daher auch aus technischer, ökonomischer, rechtlicher und politischer Sicht beleuchtet werden.

Unsere bisherigen Abklärungen und Arbeiten haben ergeben, dass auf dem Wellenbrecher im Constantza-Hafen die Voraussetzungen für die Errichtung von Windkraftanlagen grundsätzlich gegeben sind. Das Gebiet ist wegen der Hafentätigkeit gut erschlossen und erreichbar. Es ist genügend Fläche auf dem nördlichen Wellenbrecher für die Installation von Windenergieanlagen vorhanden, da dieser grosszügig ausgebaut ist. Ausserdem ist im Hafengelände sowie in den umgrenzenden Gebieten genügend Land vorhanden, was einen allfälligen zukünftigen Ausbau des Windparks möglich macht. Von den diversen, im Hafengelände vorhandenen Stromunterstationen eignen sich mehrere für die Einspeisung des

generierten Windstroms. Da an diesen Stationen das Überlandnetz angeschlossen ist, kann der produzierte Strom grundsätzlich sowohl für den Hafenbetrieb verwendet als auch ins öffentliche Netz eingespeisen werden. Das Hafengebiet ist unbewohnt und die von den Anlagen möglicherweise generierten Störeinflüsse wie Lärm und Schattenwurf sollten somit kein Problem darstellen. Im weiteren stellen Umweltaspekte resp. allfällige Bedenken über eine Umweltverträglichkeit eines Windparks im Hafen eine untergeordnete Rolle dar, da das Gebiet bereits stark industriell vorbelastet ist.

1.2 PROJEKTUMFELD, ABGRENZUNGEN GEGENÜBER ANDEREN PROJEKTEN

Trotz des offenbar vorhandenen Windpotentials vor allem entlang der Küste Rumäniens sowie in den gebirgigen Regionen spielen bis heute neue erneuerbare Energien in diesem Land generell eine untergeordnete Rolle. Auch gibt es bislang kaum unabhängige Stromproduzenten, da der Elektrizitätsmarkt immer noch stark vom Staat gesteuert und somit nicht frei zugänglich ist. Im Hinblick auf einen möglichen Beitritt Rumäniens zur EU (vorgesehener Zeitpunkt: 2007 oder 2008) sollte sich dies jedoch ändern, was auch die Stellung unabhängiger Stromproduzenten verbessern wird. Im weiteren dürften die ständig steigenden Preise für fossile Brennstoffe ihren Teil dazu beitragen, vermehrt auch erneuerbare Energien in Rumänien anzuzapfen. Während bislang in Rumänien lediglich 2 grössere Windanlagen von jeweils wenigen Hundert kW in Betrieb sind (Demoanlagen), weisen per Ende Oktober 2005 beispielsweise Länder wie Deutschland (ca. 17'500 MW), Spanien (ca. 9'300 MW), Dänemark (ca. 3'100 MW), Italien (ca. 1'600 MW) verhältnismässig grosse installierte Windleistungen auf. Auch die benachbarte Ukraine hat bereits 57 MW an Windleistung installiert.

Aufgrund der Strommarktliberalisierung wird es zukünftig für private Stromproduzenten somit möglich sein, in Rumänien Strom zu generieren und auf dem Markt zu verkaufen. Ausländische Investoren drängen auf den Markt, wobei zwar vorwiegend konventionelle Energieträger (Kohle, Öl, Gas, Grosswasserkraft) zur Stromerzeugung benutzt werden, Wind aber sicherlich eine der interessantesten alternativen Energieformen darstellt. Obwohl heute politisch und behördenseits noch nicht alle Voraussetzungen für eine effektive Umsetzung des ersten grossen Windenergieprojektes in Rumänien geschaffen sind, gehen wir davon aus, dass u.a. unsere Projektarbeit dazu führen wird, dass dies in naher Zukunft der Fall sein wird.

Uns ist nicht bekannt, dass andere Firmen in Rumänien grossangelegte Windmesskampagnen durchführen. Insofern grenzt sich unser Projekt klar von anderen Tätigkeiten im Land ab, welche durch Firmen zur Stromerzeugung unternommen werden. Vor geraumer Zeit hat zwar ebenfalls im Hafen von Constantza eine andere Firma Windmessungen durchgeführt, doch wurde dieses Projekt offenbar eingestellt, aus welchen Gründen auch immer.

Dank unserem lokalen Partner, der Firma Rokura Aplicatii Industriale Srl, unterhalten wir sehr gute Beziehungen zu den massgebenden Instanzen bei den Behörden sowie zum Hafen von Constantza. Das entsprechende Umfeld konnte während der vergangenen Monate intensiv ausgeleuchtet und entsprechend bearbeitet werden. Wir befinden uns dadurch zur Zeit in einer wirklich guten Ausgangslage, um von den zuständigen Instanzen die Zusage zu erhalten, um als diejenige Firma ausgewählt zu werden, welche die Projektentwicklung weiter vorantreibt.

Aufgrund politischer Ereignisse sowie anderer Aspekte, welche nicht mit unserem Projekt vereinbarlich waren, mussten wir von der ehemals als Projektpartnerin vorgesehenen Firma Energy Holding Ltd. Abstand nehmen.

Das hier vorgestellte Projekt sieht in einer ersten Phase die Projektierung von vorerst 7 Windkraftanlagen auf der Hafenterrasse von Constantza vor und akzentuiert sich vor dem Hintergrund der Diskussion um die Klimaerwärmung und die Schmälerung der herkömmlichen Energieressourcen zunehmend.

1.3 ERFOLGSKONTROLLE

Für die noch immer laufenden Windmessungen wurde und wird eine umfassende Erfolgskontrolle vorgenommen, indem sämtliche Daten von der Hauptstation 101 mittels GSM-Übertragung jederzeit in unserem Büro verfügbar sind. Dieses Vorgehen hat sich als sehr zuverlässig erwiesen. Wir konnten bislang nämlich für diesen Messmast eine Datenverfügbarkeit von 100% erreichen, ein selten erreichter Qualitätsausweis. Für die anderen zwei Messeinrichtungen war es hingegen nicht möglich, diese Zuverlässigkeit zu erreichen, da die Datenübertragung nicht via GSM, sondern eine Auslesung von Hand stattfindet. Es entstand dadurch aus diversen Gründen für den Mast 102 ein Verlust von ca. 1 % der Messdaten und für den Mast 103 aufgrund einer Fehlmanipulation eine grössere Datenlücke von ca. 11 % der Messdaten.

2. AUSGEFÜHRTE ARBEITEN

Neben der Abklärung der zahlreichen Rahmenparameter, welche für die Errichtung eines Windparks im Hafen von Constantza notwendig sind und von uns parallel zu den Messungen vorgenommen wurden, sowie neben den eigentlichen Vorprojektarbeiten stellen die Windmessungen einen massgebenden Projektentwicklungsschritt dar. Der vorliegende Bericht umfasst als zentralen Bestandteil die Resultate der Windmessungen. Im weiteren wird unter Ziffer 10 hierin auf einige andere Aspekte im Zusammenhang mit der Planung und Errichtung des Windparks eingegangen, die von grösserer Bedeutung sind und welche von uns während der bisherigen Projektzeit bearbeitet worden sind.

Nach der Ausarbeitung des ersten Zwischenberichtes zu den Windmessungen vom 20. April 2005 können im vorliegenden Schlussbericht nun konkrete Aussagen basierend auf eigenen Messreihen gemacht werden, welche 12 volle Messmonate umfassen.

Seit Beginn der Windmessungen wird gleichzeitig an drei Standorten gemessen. Dies sind der für dieses Projekt relevante, 40 m hohe Hauptmessmast 101 und der 14 m hohe Mast 102 auf dem nördlichen Wellenbrecher sowie der mehr als 50 m hohe Messstandort 103 auf einem Radioturm im Hinterland westlich des Hafens. Seit Beginn der Messungen werden hier die Daten in den jeweiligen Loggern gespeichert und durch uns periodisch ausgelesen bzw. für die B-Messlinie von 101 via GSM direkt zu uns übertragen, gesichert und auf deren Plausibilität geprüft.

Der Aufbau der Masten fand im September 2004 durch unsere Mitarbeiter unter Beihilfe lokaler Arbeiter statt. Die Errichtung des Mastes 101 am südlichen Ende der Mole stellte ein kompliziertes Unterfangen dar, waren doch die Platzverhältnisse sehr eng, so dass der Mast nur mittels Spezialmassnahmen gesichert und in Betrieb genommen werden konnte. Die definitive Inbetriebnahme sämtlicher drei Messmasten erfolgte am 29. September 2004. Seither werden laufend Daten erhoben, abgespeichert und zu uns transferiert. Die erhaltenen Daten wurden einer Voruntersuchung (Plausibilitätskontrolle) unterzogen, bevor sie dann für den Zwischenbericht und den Endbericht ausgewertet und interpretiert worden sind. Anhand dieser Daten sowie basierend auf detailliertem Kartenmaterial wurde zudem ein Windmodell für den Hafen von Constantza erarbeitet, welches in diesem Bericht ebenfalls erläutert wird.

3. LÖSUNGSWEG

3.1 MESSPERIODE

Seit der Installation der Messmasten im September 2004 wurden bis heute für den vorliegenden Bericht 12 volle Messmonate der Windverhältnisse verwendet. Die Resultate liegen im folgenden zusammengefasst und interpretiert vor.

3.2 MESSKONZEPT

Damit das Windpotential am vorgesehenen Standort im Hfen von Constantza fundiert abgeschätzt werden kann, werden seit dem 29. September 2004 standortbezogene Windmessungen auf drei Metallmasten auf unterschiedlichen Höhenlevels durchgeführt. Aufgrund der klimatologischen Gegebenheiten wurden die Messmasten regelmässig genau kontrolliert und auf deren Funktionstüchtigkeit hin überprüft.

Die Messmasten 101 und 102 stehen direkt auf dem Wellenbrecher und sind bei schlechtem Wetter salzigem Spritzwasser ausgesetzt, wie die bisherigen Erfahrungen bestätigen. Der Messmast 103 steht westlich des Hafens auf dem Festland und ist demzufolge deutlich weniger Einflüssen des Meeresklimas ausgesetzt. Die Messstationen 102 und 103 wurden auf vorhandenen Masten installiert, wahren der Mast 101 durch uns gestellt worden ist.

Eine ausführliche Beschreibung der Messanordnung findet sich in Kapitel 4.

Die Messdaten wurden kontinuierlich mit geeigneter Software aufbereitet und ausgewertet. Alle Messmasten wurden bei der monatlich stattfindenden routinemässige Handauslesung sorgfältig auf deren Zustand hin kontrolliert. Bislang kam es zu keinen nennenswerten Schäden an den Einrichtungen, auch nicht zu denjenigen Zeitpunkten, an welchen aufgrund der kalten Witterung die Stahlseile mit Eis ummantelt gewesen sind. Da der Mast 101 besonders exponiert steht und demzufolge den rauen Meeresverhältnissen ausgesetzt ist, zeigen die Seile unterschiedlich stark fortgeschrittene Korrosionsanzeichen. Der Zustand der Seile wird daher ebenfalls regelmässig kontrolliert. Diese Situation könnte den Zeitpunkt des Mastabbaus beeinflussen oder eine ausserordentliche Wartung mit Austausch der Seile erforderlich machen.

3.3 KORRELATION DER WINDDATEN UND MODELLIERUNG

Mangels verlässlicher Daten von anderen Messstationen in der Umgebung von Constantza konnten unsere Messdaten bislang nicht mit langjährigen Erfahrungswerten abgeglichen werden, welche für die Region aussagekräftig und repräsentativ sind. Sofern derartige Daten in den kommenden Monaten wider Erwarten verfügbar würden, werden die hierin gemachten Schlussfolgerungen nochmals überarbeitet und gegebenenfalls ergänzt.

3.4 ERGEBNISZIELE NACH ABSCHLUSS DER MESSUNGEN

Als Resultat der bisherigen Messungen liegen umfassende Datenreihen zu den Windverhältnissen im Zeitraum Ende September 2004 bis Ende September 2005 am Standort Constantza-Hafen vor. Darauf aufbauend wurde eine Windressourcenkarte für verschiedene Nabenhöhen erarbeitet. Die Karte und die Ergebnisse tragen massgeblich dazu bei, eine korrekte Windpotentialabschätzung vorzunehmen, die dann wiederum Grundlage für Wirtschaftlichkeitsanalysen unseres Windenergieprojektes sind. Wie bereits weiter vorne ausgeführt, werden die Messungen vorerst weiter aufrechterhalten, damit wir für die Projektierung des Windparks eine grössere Datenreihe verfügbar haben.

Parallel dazu werden die planerischen Arbeiten für das Windprojekt auf dem Wellenbrecher sowie allenfalls im umliegenden Gelände so vorangetrieben, dass nach Abschluss der Windmessungen auch ein konkretes Konzept für die Umsetzung des Projektes vorliegen wird. Dazu gehören Aspekte des Bewilligungsverfahrens, der Einflüsse auf Mensch und Natur, Visualisierungen, Angaben zu möglichen Einspeisevergütungen, Einspeisung des generierten Stromes sowie die Klärung logistischer Fragen (Zufahrbarkeit, Errichtung, Unterhalt, Service), alles unter Berücksichtigung des Charakters des Projektes und im Wissen, dass aufgrund der bisherigen Einmaligkeit des Projektes noch zahlreiche Hürden genommen werden müssen. Wir sind dafür gewappnet und haben uns zum Ziel gesetzt, bis zum Sommer 2007 die erforderlichen Bewilligungen für die Umsetzung des Projektes in Händen zu halten.

3.5 TEAM UND PARTNER

Die Windmessungen wurden in enger Zusammenarbeit mit einem von uns ausgewählten lokalen Partner durchgeführt. Dabei handelt es sich um die Firma Rokura Aplicatii Industriale S.r.l., Bukarest, welche vor Ort für die Überprüfung und Auslesung der Winddaten sowie für die Behördenkontakte zuständig ist. Beim zuständigen Planer innerhalb dieser Partnerfirma, Herrn Corneliu Dica, handelt es sich um den früheren Marketingdirektor des Hafens von Constantza, welcher mit den örtlichen Gegebenheiten daher bestens vertraut ist und zur neuen Managementebene der Hafenbehörde einen guten Kontakt pflegt. Wir haben mit dieser Firma ein solventes Unternehmen mit bestens funktionierenden Kontakten bis hinein in die Regierung in Bukarest verpflichten können, der uns bei der Projektverfolgung sehr unterstützt. Bisher besteht das Projektteam nur aus der Firma Rokura Aplicatii Industriale S.r.l. sowie aus uns. Weitere Partner waren bis zum heutigen Zeitpunkt nicht erforderlich.

Nunmehr muss aber das Projekt konkretisiert werden. Daher ist in den kommenden Monaten eine Projektstruktur zu schaffen, welche es ermöglichen wird, die weiteren Planungsarbeiten vorzunehmen und vor allem die Bewilligungen für den Bau und den Betrieb des Projektes zu erlangen. Weitere Partner müssen daher in das Projekt eingebunden werden. Wir stehen diesbezüglich in Verhandlung mit mehreren interessierten Firmen und Konsortien, welche sich für eine Partnerschaft eignen würden. Genaueres hierzu kann aber erst nach Abschluss der entsprechenden Verträge kommuniziert werden.

3.6 ZUKÜNFTIGE TERMINPLANUNG

Unsere zukünftigen Arbeiten werden nach folgendem ungefähren Terminplan ablaufen:

| Teilschritt | Inhalt | Endtermin |
|--------------------------------|---|-------------------------------|
| Windmessungen | Durchführung von Windmessungen während der nächsten 12 Monate | Läuft sicherlich bis 09. 2006 |
| Sicherung Projektrechte | Exklusivitätsvereinbarung mit der Hafenhörde | 04.2006 |
| Vorprojektierung | Erarbeitung definitives Vorprojekt Windpark zu 7 x 2.5 MW und Einreichung desselben | 06.2006 |
| Einspeisung | Vereinbarung über die Abnahme des Stroms mit der lokalen Elektrizitätsgesellschaft | 06.2006 |
| UVB | Erarbeitung des Umweltverträglichkeitsberichts und Einreichung desselben | 08.2006 |
| Ausführungsprojekt | Erarbeitung Ausführungsprojekt und Einreichung desselben | 12.2006 |
| Finanzierung | Finanzierungsaufbau unter Einbezug einer Betreiberfirma | 12.2006 |
| Bewilligungen | Einholen sämtlicher erforderlicher Bewilligungen bei den Behörden | 01.2007 |
| Ausschreibung | Devisierung und Ausschreibung sämtlicher Arbeiten | 03.2007 |
| Errichtung | Bau und Errichtung des Windparks | Ab 08.2007 |
| Inbetriebnahme | Probetrieb und Inbetriebnahme Windpark | 05.2008 |

Tabelle 1: Terminplan NEK Umwelttechnik AG für die weitere Vorgehensweise Windparkprojekt Hafen Constantza.

4. MESSANORDNUNG

4.1 SITUATIONSPLAN

Das Messkonzept sah vor, zwei Messmasten auf dem Wellenbrecher sowie einen weiteren Messmasten am Land zu installieren (vgl. Abbildung 1).

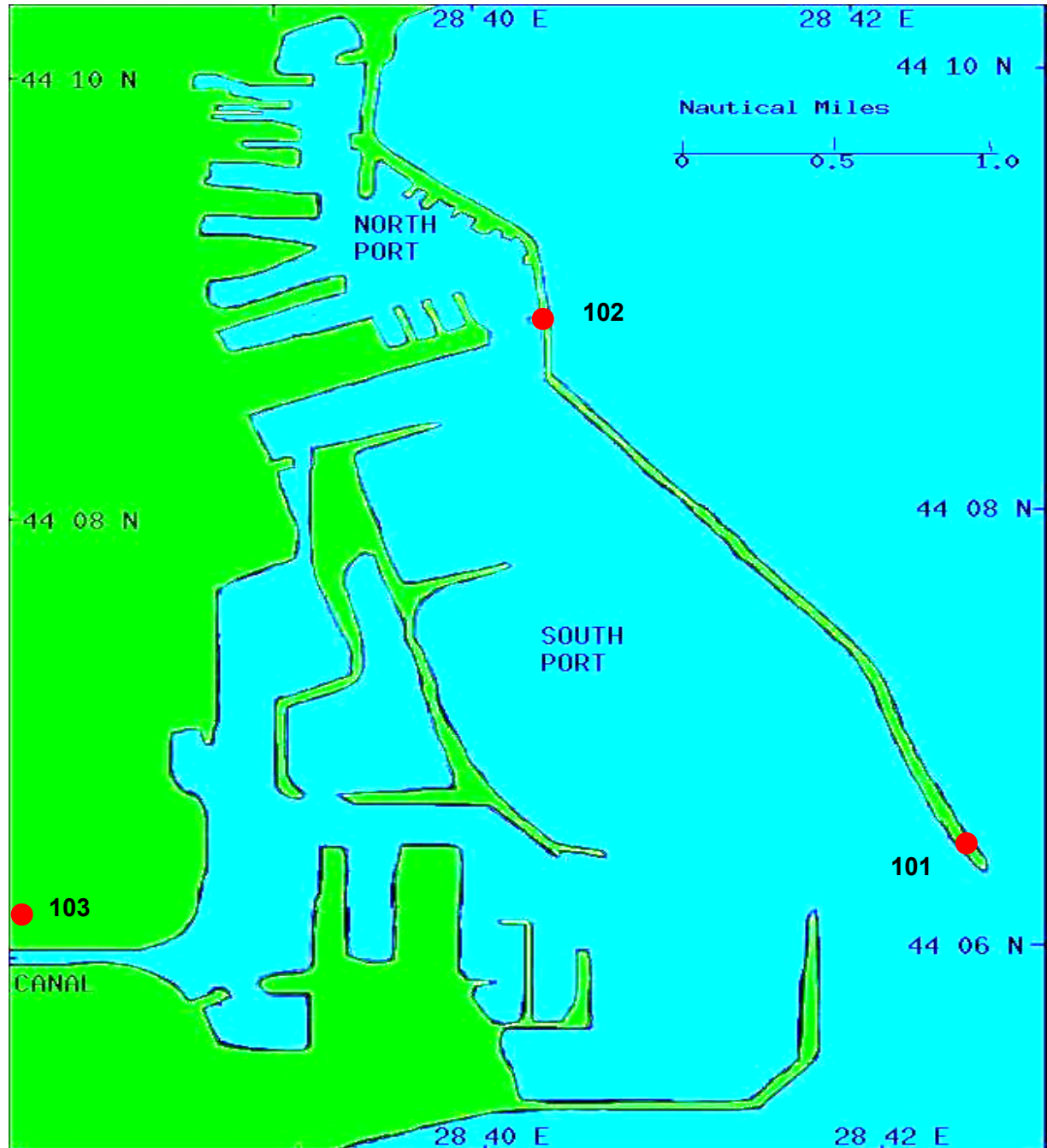


Abbildung 1: Untersuchungsgebiet, Constantza-Hafen

● Standort der Messstationen

4.2 DEFINITION DES UNTERSUCHUNGSGEBIETES

Für die Projektierung unseres Windparks stehen grundsätzlich sowohl der nördliche als auch der südliche Wellenbrecher, allenfalls eine künstliche Insel in der Mitte des Hafenbeckens wie auch ein relativ kleines Gebiet unmittelbar westlich des Hafengeländes (20 - 30 Hektaren) in der Nähe des Messmastes 103 zur Verfügung. Insofern ist nicht ausgeschlossen, in einer späteren Phase eventuell noch weitere Standorte im Hafengebiet mit einem ausreichenden Windpotential für ein Windparkprojekt zu berücksichtigen. Zum heutigen Zeitpunkt beschränkt sich das Projekt jedoch auf die 7 WKA-Standorte auf dem nördlichen Wellenbrecher, weshalb das hier interessierende Untersuchungsgebiet auf diese Zone beschränkt bleibt.

4.3 MESSSTANDORTE UND MESSAUSRÜSTUNG

Der neu installierte NRG-Mast 101 am südlichen Ende des Wellenbrechers weist eine Höhe von rund 40 m auf und wurde zwecks Redundanz mit 2 unabhängigen Messlinien bestückt (**101a** und **101b**). Auf dieser Station wurden folgende Parameter registriert:

- Windgeschwindigkeit auf drei Höhengniveaus (10.7, 28.6 und 39.6 m über Boden)
- Windrichtung auf 39.6 und 39.9 m über Grund
- Barometrischer Druck und relative Luftfeuchtigkeit ca. 1.2 m über Grund
- Lufttemperatur in ca. 2 m Höhe

Rund 5'500 m nördlich von 101 entfernt wurde an einem bestehenden Mast auf 14.2 m über Grund ein Anemometer sowie eine Windfahne auf 14 m installiert (Mast **102**).

Auf dem Radionav-Turm, vor dem südlichen Teil des Hafens gelegen, wurden 2 Anemometer auf 42.9 m bzw. 54.0 m sowie eine Windfahne auf 53.8 m über Grund installiert (Mast **103**).

Die nachfolgende Tabelle 2 fasst die benutzten Datenlogger und die entsprechenden Sensoren zusammen:

| Standort (lat, long) | Datenlogger | Sensor | Sensor-Typ | Messparameter | Höhe |
|---|--------------------|---------------|-------------------|----------------------|-------------|
| 101a (1° Messreihe) (44°06'43", 28°42'48") | NRG-Symphonie | Anemometer | NRG #40 Max | Windgeschwindigkeit | 10.7 m |
| | | Anemometer | NRG #40 Max | Windgeschwindigkeit | 28.6 m |
| | | Anemometer | NRG #40 Max | Windgeschwindigkeit | 39.6 m |
| | | Windfahne | NRG 200p | Windrichtung | 39.9 m |
| 101b (2° Messreihe) (44°06'43", 28°42'48") | NRG-Symphonie | Anemometer | NRG #40 Max | Windgeschwindigkeit | 10.7 m |
| | | Anemometer | NRG #40 Max | Windgeschwindigkeit | 28.6 m |
| | | Anemometer | NRG #40 Max | Windgeschwindigkeit | 39.6 m |
| | | Windfahne | NRG 200p | Windrichtung | 39.6 m |
| | | Hygrometer | RH-5 | Rel. Feuchtigkeit | 1.2 m |
| | | Barometer | BP 20 | Barometrischer Druck | 1.2 m |
| 102 (44°08'86", 28°40'32") | NRG-9200 Plus | Anemometer | NRG #40 Max | Windgeschwindigkeit | 14.2 m |
| | | Windfahne | NRG 200p | Windrichtung | 14.0 m |
| 103 (44°06'18", 28°37'49") | NRG-9200 Plus | Anemometer | NRG #40 Max | Windgeschwindigkeit | 42.9 m |
| | | Anemometer | NRG #40 Max | Windgeschwindigkeit | 54.0 m |
| | | Windfahne | NRG 200p | Windrichtung | 53.8 m |

Tabelle 2: Ausrüstung der 3 Messstationen Constantza-Hafen.

5. MESSRESULTATE

5.1 EINLEITUNG

Dieser Abschnitt dokumentiert die Ergebnisse der durchgeführten Untersuchungen nach einer Messperiode von einem vollen Jahr. Bezüglich der Ergebnisse der Windmessungen liegen wir im ehemals vorgegebenen Terminplan und können gute Ergebnisse vorweisen.

5.2 MESSPERIODE

Tabelle 3 listet für die drei Messstandorte die bisherigen Messperioden auf. Die Messungen sollen zumindest bis zum September 2006 weiterlaufen.

| Standort | Beginn der Messungen | Ende der Messungen |
|-----------------|-----------------------------|---------------------------|
| 101 | 29.09.2004 | läuft, bis Herbst 2006 |
| 102 | 29.09.2004 | läuft, bis Herbst 2006 |
| 103 | 29.09.2004 | läuft, bis Herbst 2006 |

Tabelle 3: Messperioden.

5.3 DATENLÜCKEN

Tabelle 4 listet die Messlücken sämtlicher verwendeter Messsysteme auf. Für den Mast 101 sind keine Bemerkungen aufgeführt, da beide Linien dieses Mastes keinerlei Messlücken aufweisen. Die Messlücke von 42 Tage am Mast 103 ist auf eine Fehlmanipulation des lokalen Datenauslesers mit den Speicherkarten zurückzuführen. Die 3-Tages-Messlücke am Mast 102 ist aufgrund eines Hardwareproblems der Speicherkarte aufgetreten. Aufgrund der vollständigen Messreihe auf Mast 101 sowie der praktisch vollständigen Aufzeichnungen des Mastes 102 spielen die Messlücken am Mast 103 eine stark untergeordnete Rolle. Die Datenverfügbarkeit ist somit gut, die Interpretation der Daten ohne Qualitätseinbußen möglich.

| Standort | Beginn Messlücke | Ende Messlücke | Dauer | Grund |
|-----------------|-------------------------|-----------------------|--------------|--------------------------------|
| 102 | 17.10.2004 14:50 | 17.10.2004 17:00 | 2 h | Fehlmanipulation Speicherkarte |
| | 21.11.2004 12:40 | 21.11.2004 13:00 | 10 min | Wartung |
| | 21.12.2004 07:20 | 21.12.2004 07:40 | 10 min | Wartung |
| | 20.07.2005 10:20 | 23.07.2005 13:30 | 3 Tage | Chip Kapazität |
| 103 | 24.10.2004 09:20 | 24.10.2004 09:40 | 10 min | Wartung |
| | 02.12.2004 06:20 | 12.01.2005 10:10 | 42 Tage | Fehlmanipulation Speicherkarte |
| | 31.01.2005 08:20 | 31.01.2005 08:40 | 10 min | Wartung |
| | 06.08.2005 15:40 | 06.08.2005 16:00 | 10 min | Wartung |
| | 13.09.2005 12:30 | 13.09.2005 12:50 | 10 min | Wartung |

Tabelle 4: Messlücken auf den Messmasten 102 und 103.

Tabelle 5 listet die Datenverfügbarkeit für die 1-Jahr-Messdaten pro Messstation auf.

| Standort | Messung | Datenverfügbarkeit |
|-----------------|--------------------------|---------------------------|
| 101 | | |
| 101 A | Windgeschwindigkeit 10 m | 100% |
| | Windgeschwindigkeit 30 m | 100% |
| | Windgeschwindigkeit 40 m | 100% |
| | Windrichtung 40 m | 100% |
| 101 B | Windgeschwindigkeit 10 m | 100% |
| | Windgeschwindigkeit 30 m | 100% |
| | Windgeschwindigkeit 40 m | 100% |
| | Windrichtung 40 m | 100% |
| 102 | Windgeschwindigkeit 14 m | 99% |
| | Windrichtung 14 m | 99% |
| 103 | Windgeschwindigkeit 54 m | 89% |
| | Windgeschwindigkeit 43 m | 89% |
| | Windrichtung 54 m | 89% |

Tabelle 5: Datenverfügbarkeit auf den drei Messstationen.

Mit einer Datenverfügbarkeit von 100 % am Hauptmessmast haben wir ein hervorragendes Ergebnis erreicht. Die Lücke am Mast 102 ist geringer als 1 % und somit problemlos für die Konsistenz der Ergebnisse. Die 89 % Datenverfügbarkeit beim Mast 103 ist zwar nicht optimal, aber beeinträchtigt nur marginal das Gesamtergebnis, da dieser Mast relativ weit weg von den geplanten WKA-Standorten liegt und dadurch weniger ins Gewicht fällt.

5.4 DATENFORMAT

Die mit diesem Bericht gelieferten Daten liegen in einem aufbereiteten Format vor und können so für Berechnungen oder Modellierungen übernommen werden. Folgende Umrechnungen der vom Logger direkt gemessenen Rohdaten wurden vorgenommen:

- Anwendung der von den Herstellern empfohlenen Kalibrationsfunktionen für alle Sensoren.
- Addierung des Offsets der Windfahnen (Differenz zwischen Nord der Windfahne und tatsächlichem Nord).

5.5 AUSWERTUNG

5.5.1 Bereinigter Datensatz

Die Rohdaten der NRG-Logger mussten vor der Analyse bereinigt werden. Folgende Bearbeitungsschritte wurden vorgenommen:

Windgeschwindigkeit: Die Datenlogger berechnen aus den gemessenen Impulsen der Anemometer mit einer Eichfunktion die Windgeschwindigkeit. Die für die NRG #40 MAX-Anemometer eingesetzte Funktion wurde als Folge einer umfassenden Studie optimiert¹. Die verwendete Funktion lautet:

$$v = x \cdot 0.765 \text{ m} + 0.35 \text{ m/s}$$

x ist die gemessene Anzahl an Impulsen.

Windrichtung: Das gemessene Nord der Windfahnen stimmt installationsbedingt nicht mit dem magnetischen Nord überein. Die Daten der Windrichtung wurden mit dem gemessenen Offset korrigiert.

Mastabschattung: Bei Windrichtungen, die genau vom Mast her kommen, resultieren Turbulenzen auf den Anemometern, welche die Messungen stören. Für die jeweiligen Windrich-

¹ Thomas J. Lockhart & Bruce H. Bailey, 1998: The Maximum Type 40 Anemometer Calibration Project

tungen wurden derartige Daten gelöscht und der redundante Anemometer derselben Messhöhe verwendet, nachdem der Messwert mit dem entsprechenden Korrelationsfaktor (a - Wert aus linearer Korrelation) multipliziert wurde. Eine grafische Auswertung dieser Korrelationsberechnungen befindet sich im Anhang „Datenauswertung“.

Sensorausfall: Es gab keinen Sensorausfall.

5.5.2 Vollständiger Datensatz

Um zuverlässige Aussagen über das Windpotential während des Messjahres machen zu können, ist es wichtig, von einer konsistenten und lückenlosen Datenreihe ausgehen zu können. Die Messreihen aus der Hauptmast sind lückenfrei.

Um die noch vorhandenen Datenlücken am Mast 102 und 103 zu schliessen, korrelierten wir die Daten mit 10-, 30 und 40 Meter-Daten aus Mast 101. Dazu wurde für die jeweiligen Datensätze eine lineare Korrelation nach der Funktion $x = ax + b$ gerechnet. Da für die Berechnung der Weibullfunktion nur Werte von über 4 m/s verwendet wurden, sind b-Koeffizienten unterhalb 4 auch für Flautenperioden zulässig. Die Lücken wurden mit den am besten korrelierenden Daten gefüllt. Die fehlenden 1% bei 102 bzw. 11 % bei 103 der Datenpunkte konnten so ergänzt werden. Diese Korrelationen wurden für jedes Messniveau von 102 bzw. 103 gerechnet und liegen im Anhang B "Datenauswertung" bei.

5.5.3 Resultate der Messungen

Die nachfolgenden Tabellen und Grafiken zeigen die Messresultate bis Ende September 2005.

Tabelle 6 fasst die monatlichen Mittelwerte der gemessenen Windgeschwindigkeiten an allen Standorten auf verschiedenen Höhen zusammen.

| Standort / Monat | 101 v _{10 m} [m/s] | 101 v _{30 m} [m/s] | 101 v _{40 m} [m/s] | 102 v _{14 m} [m/s] | 103 v _{43 m} [m/s] | 103 v _{54 m} [m/s] |
|---------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| Oktober 2004 | 6.3 | 6.5 | 6.5 | 5.7 | 5.5 | 5.9 |
| November 2004 | 6.8 | 7.0 | 7.1 | 6.0 | 6.0 | 6.5 |
| Dezember 2004 | 7.3 | 7.7 | 7.9 | 6.3 | 6.8 | 7.3 |
| Januar 2005 | 6.5 | 7.0 | 7.1 | 5.9 | 6.0 | 6.4 |
| Februar 2005 | 7.2 | 8.0 | 8.3 | 6.4 | 6.7 | 7.1 |
| März 2005 | 7.0 | 7.4 | 7.7 | 6.3 | 6.7 | 7.1 |
| April 2005 | 5.9 | 6.4 | 6.8 | 5.4 | 6.0 | 6.4 |
| Mai 2005 | 5.1 | 5.7 | 6.0 | 4.8 | 5.3 | 5.6 |
| Juni 2005 | 5.6 | 6.0 | 6.2 | 5.2 | 5.4 | 5.9 |
| Juli 2005 | 5.0 | 5.3 | 5.4 | 4.5 | 5.3 | 5.7 |
| August 2005 | 5.3 | 5.3 | 5.4 | 4.7 | 4.5 | 4.7 |
| September 2005 | 6.9 | 7.2 | 7.3 | 6.3 | 6.0 | 6.4 |
| Mittelwert | 6.2 | 6.6 | 6.8 | 5.6 | 5.9 | 6.3 |

Tabelle 6: Monatliche Mittelwerte der Windgeschwindigkeiten an den Standorten 101 (in 10, 30 und 40 m Höhe), 102 (in 14 m Höhe) und 103 (in 43 und 54 m Höhe).

Die Datenreihen der Standorte 102 bzw. 103 sind für die Monate Juli 2005 bzw. Dez. 2004 - Januar 2005 nicht komplett (siehe Tabelle 4). Die **rot markierten** Mittelwerte stammen daher von vervollständigten Datenreihen.

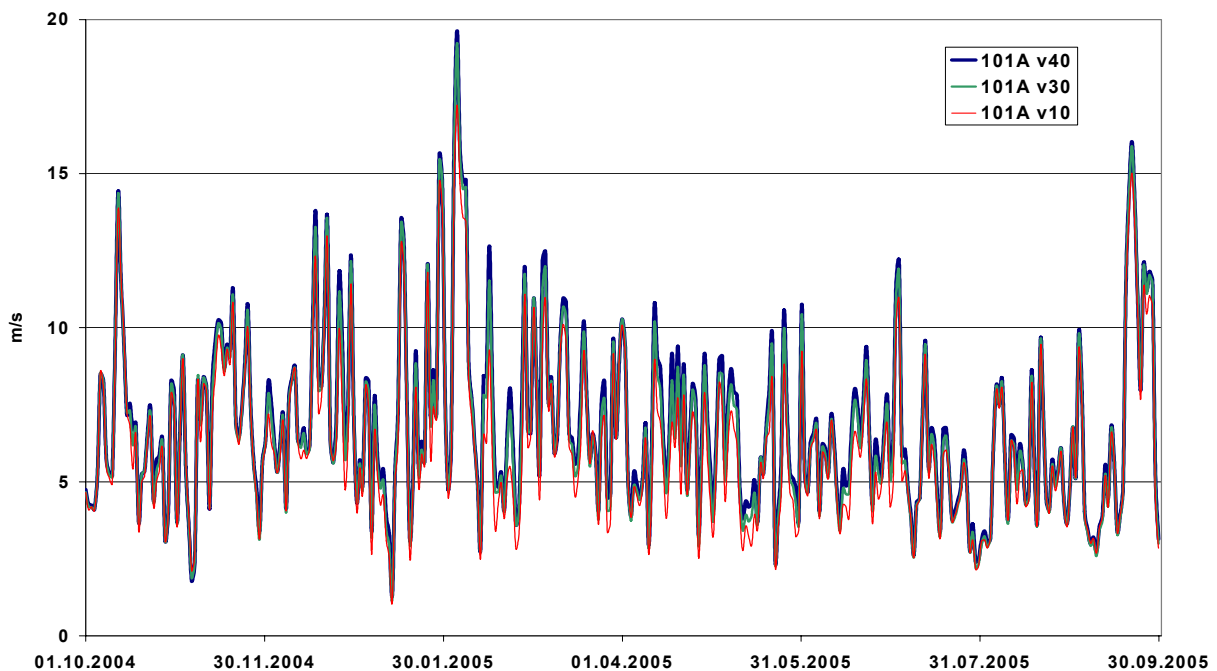


Abbildung 2: Verlauf der Windgeschwindigkeiten am Mast 101 in 10, 30 und 40 m Höhe.

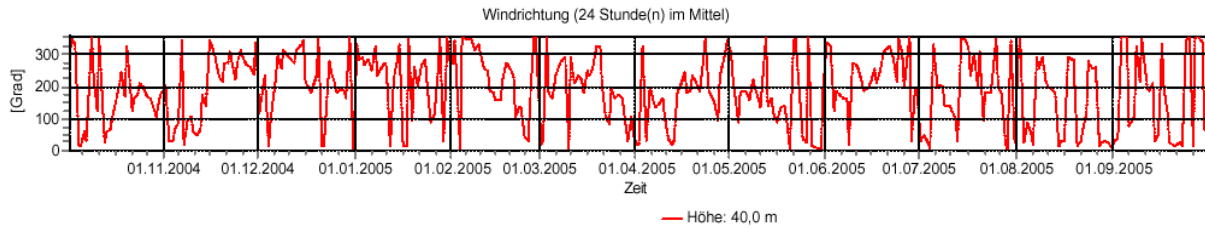


Abbildung 3: Verlauf der Windrichtung am Mast 101 in 40 m Höhe.

5.5.4 Auswertungen für den Standort 101

Die Abbildung 4 zeigt den Verlauf der Windgeschwindigkeit während der gesamten Messperiode am Standort 101 auf 40 Meter Höhe.

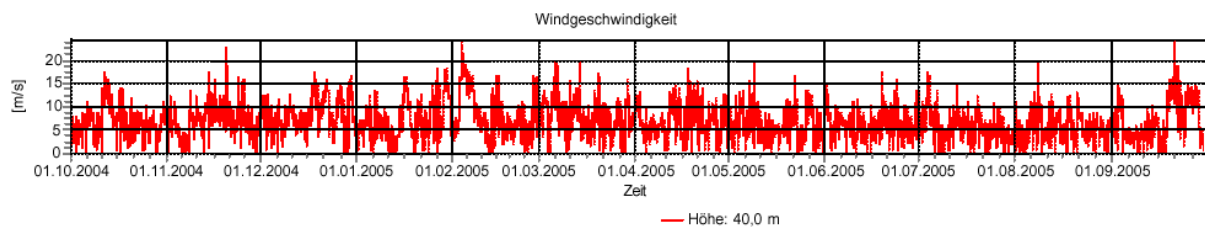


Abbildung 4: Verlauf der Windgeschwindigkeit in m/s am Standort 101 auf 40 Meter Höhe.

Die Abbildung 5 zeigt die Häufigkeitsverteilung der gemessenen Windgeschwindigkeiten am Standort 101 (Messstation 101b) in 40 m Höhe.

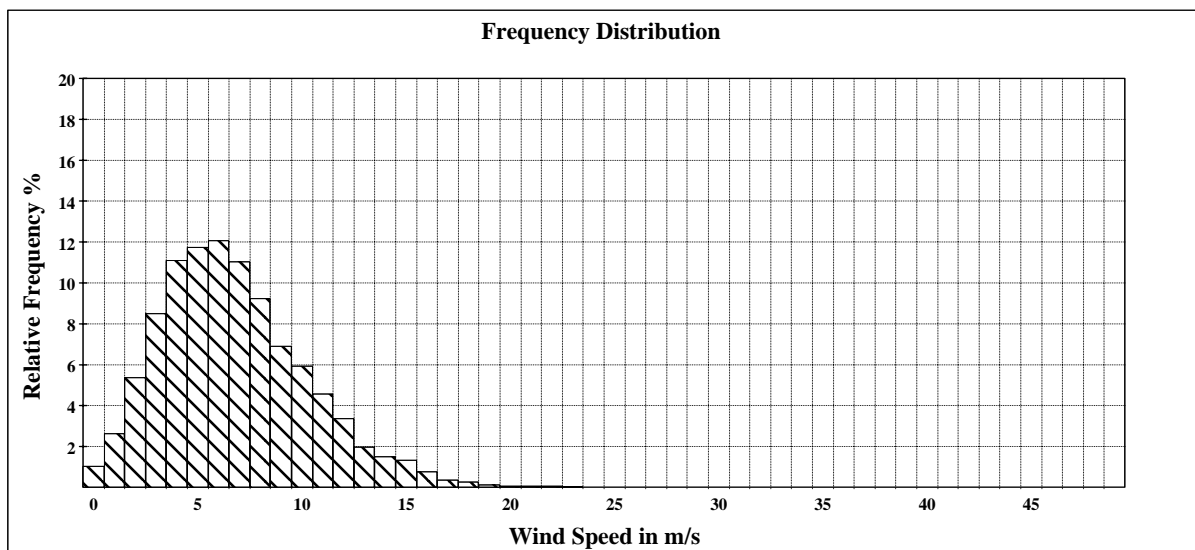


Abbildung 5: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit am Standort 101 in 40 m Höhe.

Detaillierte Darstellungen der Resultate für die Messstationen 101a und b, 102 sowie 103 sind im Anhang B.2 beigelegt.

In Abbildung 6 ist die Windrose für den Standort 101 dargestellt. Aus dieser ist für die 12 Monate der Messperiode folgendes zu entnehmen:

- Die vorherrschende Windrichtung ist generell Nord.
- Fast 50 % der Windenergie kommt generell von Nord.
- Der übrige Anteil der Windenergie verteilt sich auf Süd und West.

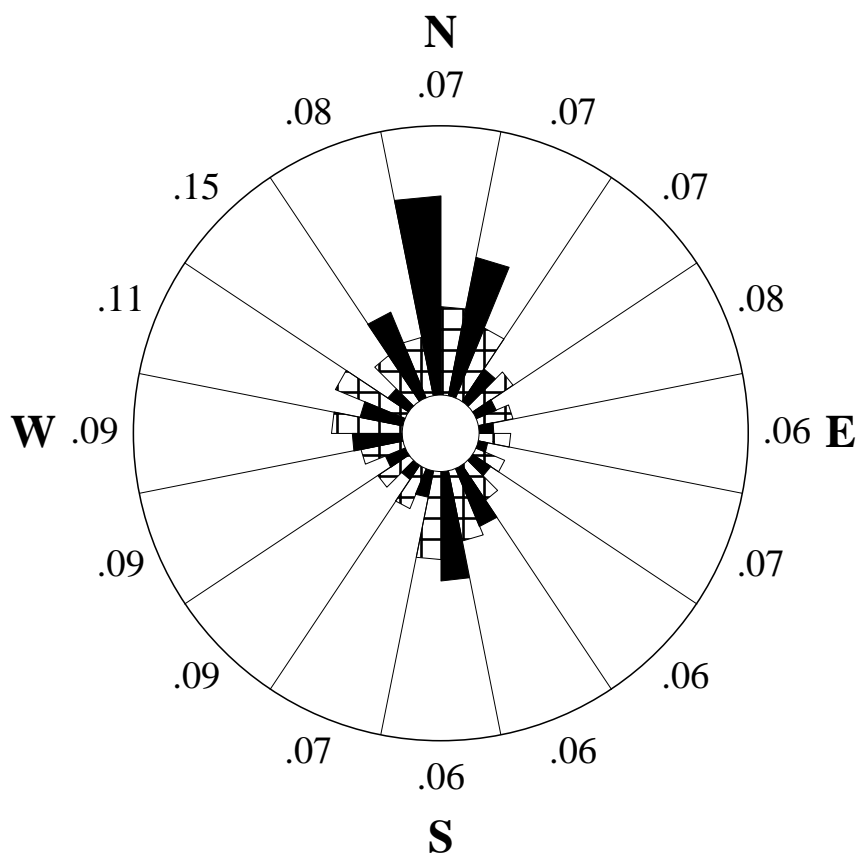


Abbildung 6: Windrose am Standort 101 in 40 m Höhe: Energie- (Schwarz) sowie Häufigkeitsverteilung (kariert). Die Windrose ist in 16 Sektoren geteilt. Externe Werte geben die Turbulenzintensität für den jeweiligen Sektor wieder. Der innere bzw. äussere Kreis entspricht ein Wert von 0 % bzw. 30 %.

In Tabelle 7 sind für die betrachtete Messperiode die Mittelwerte der Messparameter für den Standort 101 zusammengefasst. Daraus geht hervor, dass im unteren Bereich des Mess-

mastes die Geschwindigkeit durchschnittlich 6.2 m/s und im Bereich von 30 - 40 m ca. 6.8 m/s erreicht. Für eine Nabenhöhe von 80 m einer Windkraftanlage sind folglich Geschwindigkeiten von ca. 7.1 bis 7.6 m/s für die Standorte auf dem nördlichen Wellenbrecher anzunehmen bzw. zu erwarten. Diese Werte sind als günstige Voraussetzung für die Nutzung der Windenergie am betreffenden Standort zu bezeichnen, solange diese in Zukunft bestätigt werden. Der Vergleich zu den langjährigen lokalen Winddaten kann erst im Rahmen des Vorprojektes vorgelegt werden.

| Parameter | Messhöhe | Mittelwert |
|---------------------------|----------|-------------|
| Windgeschwindigkeit | 10 m | 6.2 m/s |
| Windgeschwindigkeit | 30 m | 6.6 m/s |
| Windgeschwindigkeit | 40 m | 6.8 m/s |
| Hauptwindrichtung | 39.6 | N |
| Temperatur | 2 m | 15.6° C |
| Druck | 1.2 m | 1006.6 mbar |
| Relative Luftfeuchtigkeit | 1.2 m | 82.6 % |

Tabelle 7: Zusammenfassung Standort 101: Mittelwerte der bisherigen Messperiode (September 2004 - September 2005).

5.5.5 Turbulenz

Die Turbulenzintensität berechnet sich als Verhältnis zwischen Standardabweichung und Windgeschwindigkeit. In den folgenden Grafiken sind nur die Windgeschwindigkeiten über 4 m/s verwendet worden (Relevant für WKA). Die folgenden Graphiken stellen die Windgeschwindigkeiten gegenüber die entsprechenden Standardabweichungen und Turbulenzintensitäten dar.

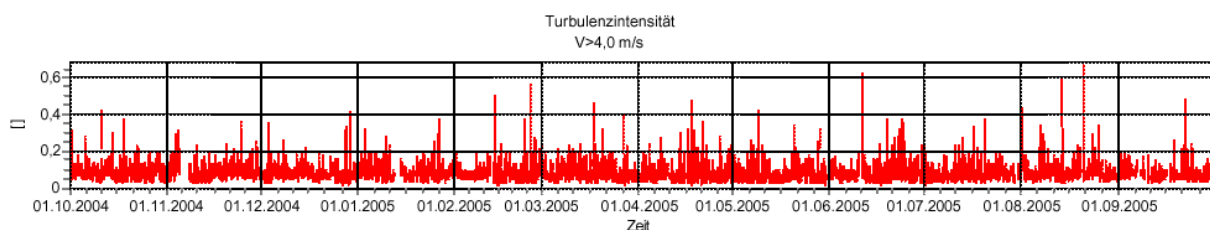


Abbildung 7: Verlauf der Turbulenzintensität am Standort 101 auf 40 Meter Höhe.

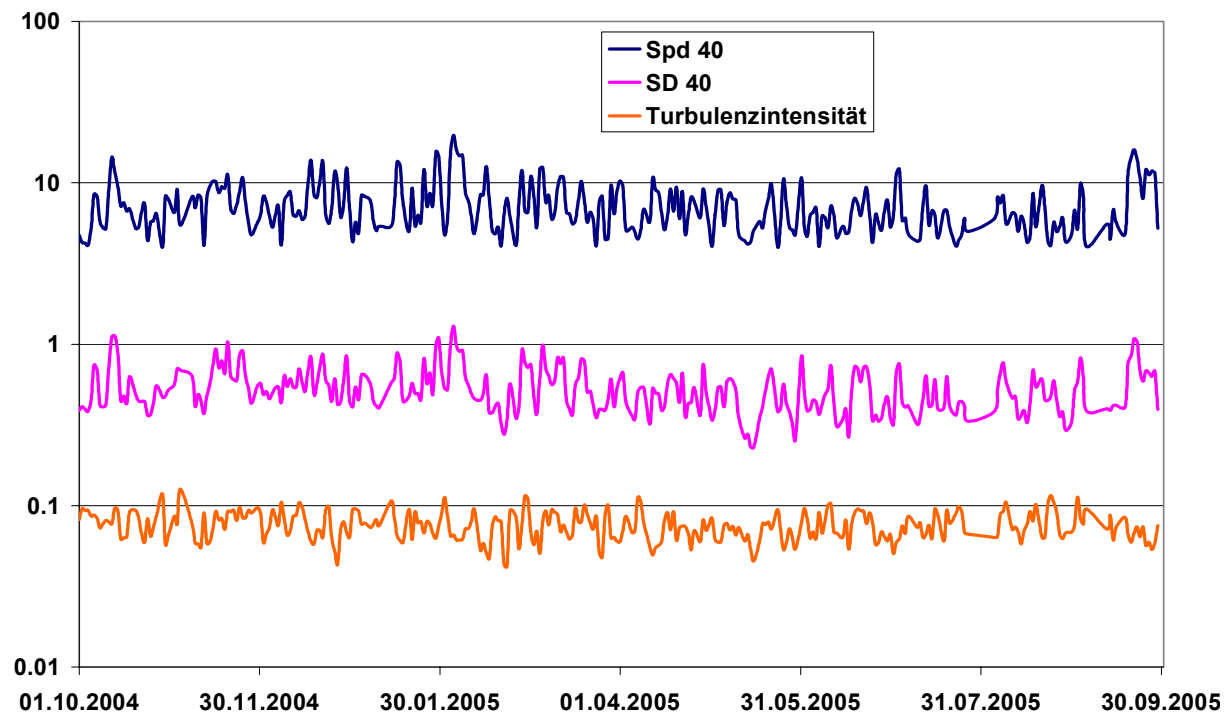


Abbildung 8: Verlauf der Turbulenzintensität (orange), Standardabweichung (violett) und Windgeschwindigkeit [m/s] (blau) am Standort 101 auf 40 Meter Höhe.

5.5.6 Temperaturmessung

Die durchschnittliche gemessene mittlere Jahrestemperatur beträgt 15.6° C. Tabelle 8 fasst die Temperatur für die verschiedenen Messmonate zusammen:

| | 2004 | | | | | | 2005 | | | | | |
|------------|------|------|-----|-----|-----|-----|------|-----|------|------|------|------|
| Monat | Okt | Nov | Dez | Jan | Feb | Mrz | Apr | Mai | Jun | Jul | Aug | Sep |
| Temperatur | 18.5 | 12.4 | 8.2 | 6.4 | 2.6 | 7.0 | 11.9 | 19 | 22.5 | 26.8 | 27.2 | 23.7 |

Tabelle 8: Temperatur Monatsmittelwerte gemessen am Standort 101.

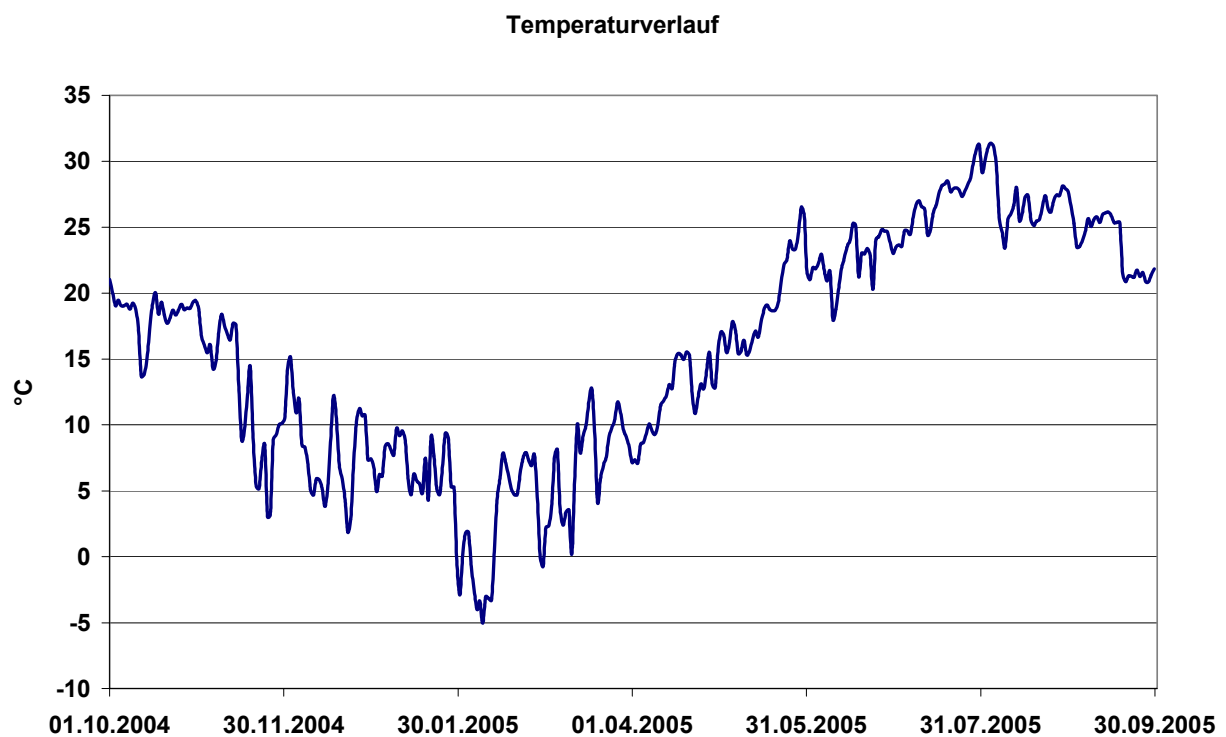


Abbildung 9: Temperaturverlauf (Tagesmittelwerte) am Standort 101.

6. FEHLERABSCHÄTZUNG

6.1 ÜBERSICHT

In **Anhang A** werden die Fehler der verschiedenen Daten und Auswertungen analysiert. Es lassen sich zusammengefasst die folgenden Aussagen machen:

- Die Eichung der Anemometer im Windkanal zeigte, dass die #40-Max-Anemometer verlässliche Daten lieferten.
- Der Rechenfehler ist vernachlässigbar.
- Der Fehler der einzelnen 10-Minuten-Werte der Windgeschwindigkeit des bereinigten Datensatzes beträgt 2.0 % für die #40-Max-Anemometer.
- Der Fehler der einzelnen 10-Minuten-Werte der Windgeschwindigkeit des vollständigen Datensatzes beträgt je nach Ursprung der Daten 2 - 6 %.
- Der Fehler der Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeit auf den Messhöhen beträgt 2 % für Monate ohne Datenlücken und Jahresmittelwerte.
- Der Fehler der Extrapolation auf Nabenhöhen kann für das relativ einfache Gelände des Standorts als gering eingestuft werden.

6.2 ZUSAMMENFASSUNG

Der totale Fehler der Einzelmessungen setzt sich aus dem durch die Anemometerunterschiede verursachten Fehler (1.5 %), dem durch die Installation verursachten Fehler (0.2 %), dem Rechenfehler (0 %), der Windscherung (0.2 - 0.5 %), dem Overspeeding (0.2 %) und der Rekonstruktion von Messlücken (0 % bei 101, 0.2 % bei 102 und 2 % bei 103) zusammen. Die verschiedenen Fehler für den für diese Betrachtungen relevanten Mast 101 sind in Tabelle 9 zusammengefasst. Die Fehler addieren sich zu einem totalen relativen Fehler der Einzelmessung von 2.1 - 2.4 %. Da dieser Fehler bei jedem Messwert eines ein-

zelenen Anemometers in der gleichen Grössenordnung und Richtung auftreten kann, gilt er auch für die Monats- und Jahrmittelwerte.

| Fehlerart | Relativer Fehler |
|--|-------------------------|
| Eichung und Fehler durch Anemometerunterschiede | 1.5 % |
| Fehler durch Installation | 0.2 % |
| Rechnungsfehler | 0.0 % |
| Abweichung zu anderen Messkonfigurationen | - |
| Unterschiede Windkanal - Outdoor | - |
| Windscherung | 0.2 - 0.5 % |
| Overspeeding durch Turbulenz | 0.2 % |
| Fehler durch Datenaufbereitung am Messmast | 0 % |
| Fehler durch Rekonstruktion der Messlücken von Ergänzungsstationen | 0 % |
| Gesamter Fehler | 2.1 - 2.4 % |

Tab. 9: Übersicht über die möglichen Fehler der Windmessung am 40-Meter-Mast 101.

7. WASP - Modellierung

7.1 VORGEHEN

Um für die einzelnen WKA-Standorte eine detaillierte Windprognose erstellen zu können, haben wir den gesamten Perimeter um das Hafengelände mit WASP modelliert. Das Programm wurde ursprünglich für Küstenregionen mit wenig Topographie entwickelt, was genau unserem Projektgelände entspricht.

Das vorliegende Windgutachten haben wir auf Basis von Berechnungen mit WindPRO erstellt. Die angewandte Methodik entspricht derjenigen, welche im Europäischen Windatlas beschrieben ist. Sämtliche Windfeldberechnungen laufen über WASP. Die Windstatistiken wurden aus den Messungen erstellt. In einem ersten Schritt wurde das Modell kalibriert, danach Windprofile und Ressourcenkarten gerechnet. Darauf aufbauend rechneten wir eine Ertragsprognose für den geplanten Windpark, basierend auf den vorgesehenen 7 Standorten für das Vorprojekt.

7.1.1 Kartenmaterial

Die Datenerhebung wurde auf Basis einer digitalen Karte vollzogen, welche speziell für unsere Anliegen und Anforderungen gefertigt worden ist. Für das Hafengelände liegt ein 10 m Punkt-Raster vor, während für das weitere Umfeld ein 65 m Punkt-Raster erstellt wurde. Es lassen sich auf diese Weise beliebig viele Höhenlinien erstellen, in unmittelbarer Mastnähe z.B. mit einer Äquidistanz von 1.0 m. Die Rauigkeitslängen wurden ins Feld aufgenommen. Anschliessend wurden sie manuell mit WindPRO ins digitale Modell eingegeben.

7.1.2 Winddaten

Zur Kalibrierung des Modells verwendeten wir die Messdaten der Messstandorte 101 und der Ergänzungsstationen 102 und 103. Zu diesem Zweck wurde ein Datensatz erstellt, der die jeweils gleiche Messperiode beinhaltet.

7.2 BERECHNUNGEN

7.2.1 Methodik

Sämtliche Daten wurden im Programm WindPRO verarbeitet. An den Standorten im Gelände, an denen ein Messmast installiert war, wurde ein Terrainobjekt eingesetzt. Um das Modell zu kalibrieren, rechneten wir vom Standort 101 zu den Standorten der Ergänzungsstationen. So konnte die Modellrechnung direkt einer Messung gegenübergestellt werden. Auf diese Art konnte das Windmodell zusätzlich auf Plausibilität und Modellgrenzen hin untersucht werden.

Für die Berechnungen wurden sowohl das digitale Höhenmodell als auch die Rauigkeitskarte, jedoch keine Hindernisse verwendet. Die Orographie wurde via digitales Höhenmodell berücksichtigt.

7.2.2 Ressourcenkarte

Die Ressourcenkarte wurde zunächst mit einer Rasterweite von 200 Metern gerechnet, danach verfeinert bis auf eine Rasterweiten von 50 Metern hinunter. Da der Perimeter gross ist, war diese Berechnung mit grossem Zeitaufwand verbunden und das „rsf-file“ wurde entsprechend gross und unhandlich zur Handhabung. Die Daten wurden auf einer Referenzhöhe von 80 Metern über Grund berechnet, die entsprechende Karte ist in Abbildung 4 dargestellt.

7.2.3 WAsP-Interface

Die Windsituation wurde für jedes Terrainobjekt respektive jeden Messstandort berechnet. Dieses Resultat kann direkt der Messung gegenübergestellt werden. Der Referenzertrag wird für eine 2.5 MW-WKA mit einer Nabenhöhe von 80 Metern ausgewiesen.

7.3 **ERGEBNISSE**

7.3.1 **Kalibration**

Mit den Winddaten der 40-m-Levels des Standortes 101 wurden WAsP-Windstatistiken und anschliessend Windprofile an den Standorten der Ergänzungsstationen erstellt. Das Höhenmodell und die Rauigkeitskarte wurden so lange verfeinert, bis keine Verbesserungen im Resultat mehr erzielt werden konnten. Damit die Werte auch wirklich 1 zu 1 vergleichbar sind, wurde ein Datensatz mit identischer Messperiode für alle Stationen erstellt.

Wie aus Tabelle 10 zu entnehmen ist, konnten für alle Messniveaus der drei Messmasten die Messwerte mit ausreichender Genauigkeit reproduziert werden.

| Station | Höhe | Messwert | WAsP |
|----------------|-------------|-----------------|-------------|
| 101 | 40 | 6.89 | 7.0 |
| 101 | 30 | 6.69 | 6.8 |
| 101 | 10 | 6.2 | 6.1 |
| 102 | 14 | 5.68 | 5.7 |
| 103 | 54 | 6.26 | 6.3 |
| 103 | 43 | 5.86 | 6.0 |

Tab. 10: Übersicht der WAsP-Kalibrationsresultate.

7.3.2 **Resultate**

Die detaillierten Resultate sind im Anhang C zu finden. Wie auf der Übersichtskarte (Rasterweite 50 Meter) zu sehen ist, sind die Windverhältnisse über den gesamten Perimeter gut und eignen sich demzufolge für die Errichtung eines Windparks am vorgesehenen Standort. Abbildung 10 stellt die Ressourcenkarte dar: für Standorte am nördlichem Wellenbrecher und eine Nabenhöhe von 80 Meter sind mittlere Geschwindigkeiten von 7.1 m/s bis 7.6 m/s zu erwarten.

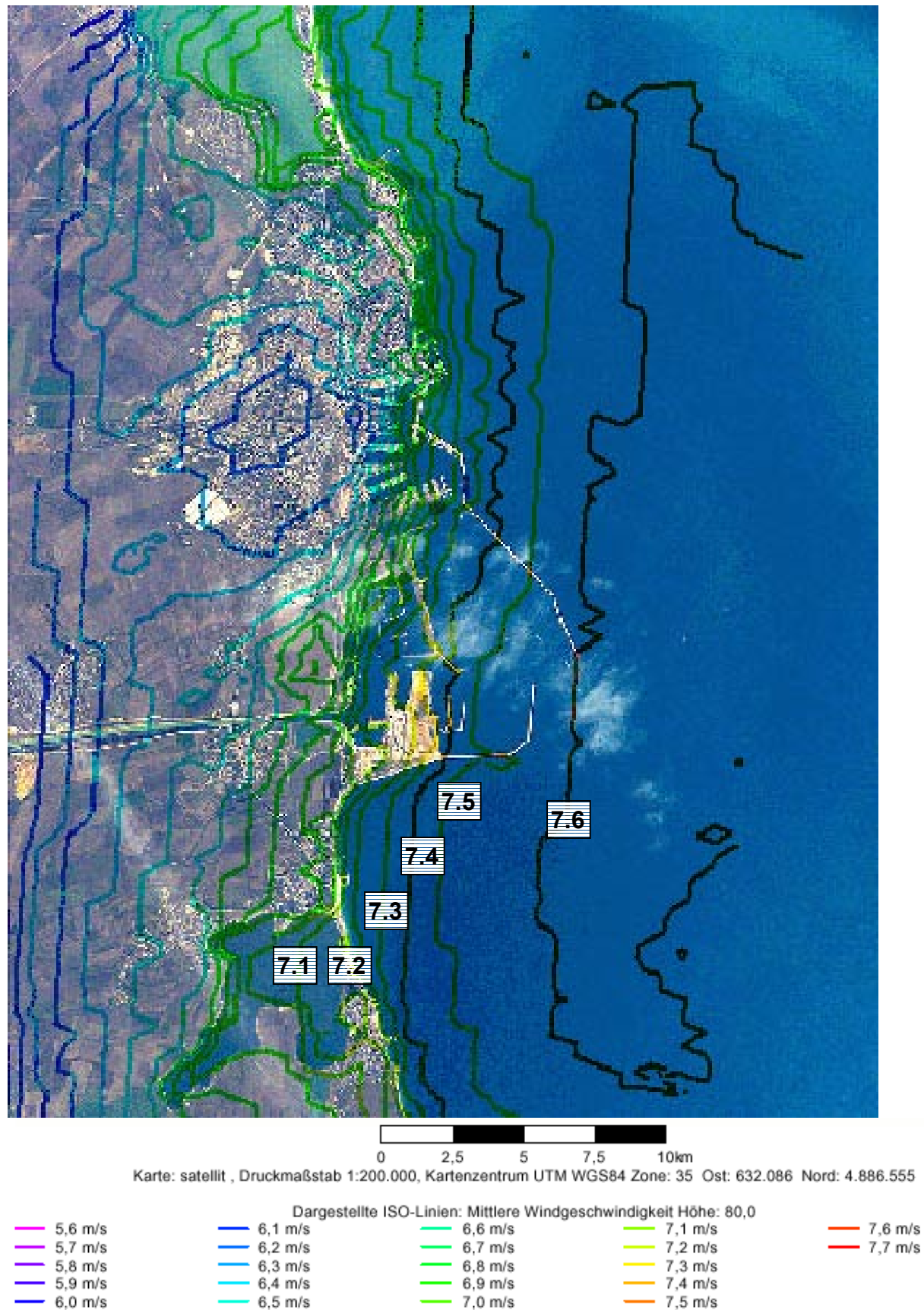


Abbildung 10: Übersichtskarte Windressourcen auf 80 Metern Höhe.

7.3.3 Ertragsberechnung

Aus Abbildung 11 ist die Windparkkonfiguration ersichtlich. Für die Ertragsberechnung wurden 7 Windkonverter vom Typ GE Wind mit einer Nennleistung von 2.5 MW und einer Nabenhöhe von 80 m verwendet.



Abbildung 11: Übersichtskarte mit den WKA-Standorten auf dem Wellenbrecher.

Mit der hier gewählten Konfiguration (7 WKA von Typ GE Wind 2.5 MW) beträgt die rechnerische, insgesamt zu erwartender Energieproduktion rund 45'800 MWh/Jahr, wobei in dieser Zahl bereits ein Sicherheitsabschlag von 10 % berücksichtigt ist. Dies entspricht rund 2'600 Volllaststunden. Der Parkwirkungsgrad ist mit einem Wert von 98.5% sehr gut. Diese Angaben beziehen sich aber lediglich auf eine der möglichen Konstellationen und Windanlagen-typen. Im Verlauf der Vorprojektierungsarbeiten werden wir für weitere WKA-Typen Ertrags-berechnungen vornehmen, so dass für den weiteren Verlauf des Projektes mehrere Varianten zur Verfügung stehen werden. Die detaillierten Resultate der hier vorerst gewählten Kon-figuration sind im **Anhang D** zu finden.

Für noch fundiertere Aussagen müssen die gemessenen Daten noch mit langjährigen Daten abgeglichen werden, welche aber vorerst nicht zur Verfügung stehen. Die wichtigste Schlussfolgerung, die für den aktuellen Projektstand und die weiteren Schritte relevant ist, können wir jedoch auch mit dem vorliegenden Resultat machen: Sämtliche 7 Standorte sind mit den ausgewiesenen Erträgen sicherlich wirtschaftlich realisier- und betreibbar und es lohnt sich vor diesem Hintergrund auf jeden Fall, die Projektentwicklungen weiterzuführen.

8. DISKUSSION DER RESULTATE

Die einjährige Messkampagne konnte mit einer Datenverfügbarkeit von 100% für den Hauptmast 101 abgeschlossen werden. Mit gut korrelierten Daten konnte gar eine Datenverfügbarkeit von 100 % für 102 und 103 erreicht werden.

Die gemessenen Windwerte sind überzeugend, der Standort eignet sich sehr gut zur Nutzung mit Windkraftanlagen. Wir sind bemüht, demnächst zuverlässige langjährigen Messungen zu bekommen, was in Rumänien nicht einfach ist. Vielfach sind die Messstandorte nicht repräsentativ (Hindernisse für Anemometer und Windfahne) und die dafür verlangten Preise überhöht. Beispielsweise konnten wir selbst vor Ort in Constantza beobachten, wie Winddaten von der offiziellen Meteorologiestation gewonnen werden und mussten dabei feststellen, dass diese unbrauchbar sind für seriöse Untersuchungen, da die Anemometer und Windfahnen von grossen Hindernissen umgeben sind und demzufolge komplett falsche Resultate liefern. Zudem handelt es sich beim eingesetzten Messmaterial um altes, unbrauchbares Gerät, welches sicherlich nicht korrekte Werte liefert.

Die Turbulenzintensitäten bewegen sich allesamt unter dem für die Auslegung von WKA relevanten Wert von 0.2, so dass hier keine Einschränkungen gemacht werden müssen.

Die mittleren Turbulenzintensitäten der Windgeschwindigkeiten > 4 m/s sind mit Werten bis maximal 0.1 problemlos.

Wie erwartet, sind die gemessenen Windgeschwindigkeiten im Sommerhalbjahr um einiges tiefer als im Winterhalbjahr. Es bleibt aber auch hier zu verifizieren, wie das Messjahr im langjährigen Vergleich abschneidet.

Die gemessene 2-Sekunden-Böenspitze auf 40 Meter Höhe ist mit 29 m/s ein häufig anzutreffender Wert.

9. EINTEILUNG IN DIE TYPENKLASSEN

Für die Auswahl der adäquaten Windkraftanlage ist es wichtig zu wissen, welchen Windbelastungen sie ausgesetzt ist und widerstehen muss. Dazu wurden verschiedene Klassierungen der Windverhältnisse erarbeitet. Die bekannteste ist wohl die Norm IEC 1400-1, die gebräuchlichste diejenige des Germanischen Lloyd². Die zu testenden Anlagen werden bezüglich der anzusetzenden externen Bedingungen in die Typenklassen I - IV und S eingeteilt. S steht für speziell, wofür die abweichenden externen Bedingungen spezifiziert werden müssen. Für die Klassen I - IV gelten die folgenden Bedingungen, wobei \bar{v}_e der 50-Jahres-Wind ist und v_m das langjährige Mittel der Windgeschwindigkeit (Jahresmittel) darstellt:

Der 50-Jahres-Wind \bar{v}_e berechnet sich aus dem maximalen 10-Minuten-Mittel des Windes \bar{v}_j (1-Jahres-Wind) und stellt das in 50 Jahren höchste zu erwartende 10-Minuten-Mittel dar:

$$\bar{v}_e = 1.25 \cdot \bar{v}_j$$

Tabelle 11 listet die Werte für die Messstation 101 auf.

| Messwert | Mast 101 |
|---------------------------|----------|
| 1-Jahres-Wind 10 m [m/s] | 22.8 |
| 1-Jahres-Wind 30 m [m/s] | 24.2 |
| 1-Jahres-Wind 40 m [m/s] | 24.5 |
| 50-Jahres-Wind 10 m [m/s] | 28.5 |
| 50-Jahres-Wind 30 m [m/s] | 30.3 |
| 50-Jahres-Wind 40 m [m/s] | 30.6 |

Tab. 11: 1-Jahres-Wind und 50-Jahres-Wind auf der Messstation 101.

² Germanischer Lloyd, 1999: Vorschriften und Richtlinien, IV Nichtmaritime Technik, 1. Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen.

Die Extrapolation auf Nabenhöhe 80 Meter nach Abschnitt 8 ergibt folgendes Bild:

| Klasse | I | II | III | IV | Mast 101 |
|-------------------|----------|-----------|------------|-----------|--------------------|
| \bar{v}_e (m/s) | 50 | 42.5 | 37.5 | 30 | 39.8 / 35.4 / 34.2 |
| v_m (m/s) | 10 | 8.5 | 7.5 | 6 | 7.6 |

Tab. 12: Typenklassen nach Germanischem Lloyd.

Unabhängig davon, ob man \bar{v}_e ab dem 10-, 30- oder 40-Meter-Niveau berechnet, klassifiziert sich der Standort als GL II.

Zur Vervollständigung sind hier die 1-Jahres-Bö und die 50-Jahres-Bö über 5 Sekunden aufgeführt. Die 50-Jahres-Bö v_e berechnet sich aus der 1-Jahres-Bö v_j und stellt die in 50 Jahren höchste zu erwartende 5-Sekunden-Bö dar:

$$v_e = 1.25 \cdot v_j$$

Unsere gemessenen Böen-Werte beziehen sich auf 2-Sekunden-Intervalle. In der Publikation des Germanischen Lloyds findet sich der Hinweis, dass eine 3-Sekunden-Bö für die Umrechnung in eine 5-Sekunden-Bö um 3% herabgesetzt werden darf. Für unsere Umrechnung bedienen wir uns desselben Reduktionsfaktors, um eine konservative Schätzung abzugeben.

| Messwert | Mast 101 |
|--------------------------|--------------------|
| 1-Jahres-Bö (2 s) [m/s] | 26.8 / 29.1 / 29.1 |
| 1-Jahres-Bö (5 s) [m/s] | 26.0 / 28.2 / 28.2 |
| 50-Jahres-Bö (5 s) [m/s] | 32.5 / 35.3 / 35.3 |

Tab. 13: 1-Jahres-Bö und 50-Jahres-Bö an der Messstation 101 in 10, 30 und 40 m Höhe.

10. RAHMENBEDINGUNGEN UND SCHLUSSFOLGERUNGEN

Im Verlauf der bisherigen Messkampagne sowie den damit einhergehenden Projektentwicklungsschritten haben wir u.a. auch versucht, die weiteren Rahmenbedingungen für die Errichtung eines Windparks am angedachten Standort zumindest vorzuklären. Aufgrund sowohl der politischen als auch der energiebezogenen Situation des Landes war und ist dieses Unterfangen nicht ganz einfach. Folgende Ausführungen können hierzu vorläufig gemacht werden:

10.1 HAFENBEHÖRDE

Der Hafen von Constantza weist zur Zeit einen jährlichen Elektrizitätsbedarf von ca. 70'000 MWh/a auf, mit stark steigender Tendenz. Die Hafenbehörde würde gerne einen Teil dieses Bedarfs mit Ökostrom decken. Je nach Typ und Anzahl der Windenergieanlagen, die gebaut werden können, könnten mit dem zukünftigen Windpark zirka 40'000 bis 45'000 MWh/Jahr und mehr produziert und direkt an den Hafen verkauft werden. Die Hafenbehörde ist unsere wichtigste Ansprechpartnerin für dieses Projekt, da die Windenergieanlagen sowie die meisten der erforderlichen Arbeiten im Hafengelände selbst vorgesehen sind.

Aufgrund der Gesetzgebung ist es aber nicht möglich, dass uns die Hafenbehörde ein Exklusivrecht in freihändiger Vergabe für die Projektentwicklung gewährt. Dies u.a. wegen dem Antikorruptionsgesetz, welches verhindern soll, dass Aufträge durch wie auch immer geartete Begünstigungen vergeben werden. Da der Hafen dem Transportministerium in Bukarest unterstellt ist, wurde von jener Seite entschieden, dass die Berechtigung für die Planung und Erstellung eines Windparks im Hafengelände einer öffentlichen Ausschreibung unterworfen sein muss. Diese soll in den kommenden Monaten erfolgen, wobei eine der in der Ausschreibung definierten Bedingungen besagt, dass der Bieter eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung basierend auf konkreten Windmessungen vorlegen muss. Insofern gibt es aus unserer Sicht kein anderes Unternehmen als unseres, das diese Bedingung erfüllen kann.

Der Gewinner der Ausschreibung wird in der Folge ein Windprojekt zu entwickeln haben, welches den produzierten Strom in eine der auf dem Hafengelände liegenden Umspannwerke einspeist. Ob der Stromabnehmer dann direkt der Hafen sein wird oder ob die Energie ins

öffentliche Leitungsnetz eingespeisen wird, kann heute noch nicht gesagt werden. Dazu sind weitere Arbeiten erforderlich, die zukünftig im Zusammenhang mit der Erarbeitung des technischen Vorprojektes verknüpft sind.

10.2 GESETZGEBUNG UND RECHTLICHE SITUATION

In Rumänien existiert seit kurzem ein Einspeisegesetz für unabhängige Stromproduzenten, welches aber vom Parlament noch ratifiziert werden muss. Dies ist bislang nicht geschehen, und es lässt sich nur schwer abschätzen, wann dies der Fall sein wird. Das Gesetz Nr. 958/2005 regelt die Rechte und Pflichten von Stromproduzenten, Energieversorgern, Energietransportunternehmen und dem Staat im Zusammenhang mit der Zulassung unabhängiger Stromproduzenten (IPP's). Nach diesem Gesetz ist garantiert, dass zukünftig in Rumänien IPP's zugelassen sind, dass sie den generierten Strom ins Überlandnetz einspeisen können und dass der Netzbetreiber verpflichtet ist, den Strom zu transportieren. Zudem wird darin die Vergütung geregelt, welche sich anlehnend an das italienische System aus einem täglichen Spotpreis und aus grünen Zertifikaten zusammensetzt. Im weiteren werden Stromproduzenten verpflichtet, pro Jahr einen gewissen Prozentsatz des produzierten Stroms aus neuen erneuerbaren Quellen bereitzustellen. Sofern sie das nicht tun, werden empfindliche Bussgelder erhoben, welche in saubere Energien re-investiert werden. Als Beispiel können die Zahlen der vergangenen Monate zu Hilfe genommen werden. Demnach variierte der Spotpreis von ca. € 17 bis 45/MWh mit einem Durchschnitt von € 36/kWh. Der Preis für die grünen Zertifikate liegt zur Zeit bei € 42/kWh, so dass eine Gesamtvergütung von durchschnittlich € 78/kWh während der vergangenen 6 Monate resultiert. Wir werden im Rahmen des zu erarbeitenden Vorprojektes auch Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen durchführen, wofür u.a. obige Zahlenangaben Verwendung finden werden.

Erste, überschlagsmäßige Wirtschaftlichkeitsabschätzungen haben gezeigt, dass mit der vorgesehenen Konstellation, den zu erwartenden Windverhältnissen sowie der zu erzielenden Vergütung ein Windpark auch der nördlichen Hafemole in Constantza wirtschaftlich betrieben werden kann. Mehr dazu kann erst nach Vorliegen des Vorprojektes gesagt werden.

Wichtig für die Umsetzung unseres Projektes wird auch sein, bis wann das Stromeinspeisegesetz in Kraft gesetzt und ratifiziert sein wird. Erst ab dann können massgebliche weitere Projektentwicklungsschritte auf Basis konkreter Zahlengrundlagen erfolgen.

10.3 ABKLÄRUNGEN BEZÜGLICH EINES INVESTORS

Grundsätzlich gilt, dass aufgrund der zu erwartenden hohen mittleren Windgeschwindigkeiten sowie der grundsätzlichen Wirtschaftlichkeit des Projektes das Interesse von Investoren, Elektrizitätsgesellschaften oder Betreibern geweckt sein dürfte, sich in der einen oder anderen Form an diesem Vorhaben zu beteiligen. Wir haben hierzu erste Gespräche mit möglichen Interessenten geführt, doch wäre es verfrüht, an dieser Stelle dazu Stellung zu nehmen. Auf jeden Fall werden wir uns für die Umsetzung des Projektes mit einem Finanzpartner sowie einer erfahrenen Stromgesellschaft zusammenschließen, damit das Projekt solid abgestützt ist.

10.4 POLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN

Das Windenergieprojekt im Hafen von Constantza wird politisch von den zuständigen Ministerien in Bukarest unterstützt. Es liegt voll und ganz auf der Linie der Behörden und Politiker, vermehrt neue erneuerbare Energien im Land einzusetzen. Zu diesem Zweck wurde auch das neue Einspeisegesetz erlassen, welches diese Art der Energiegewinnung fördern soll. Hierzu kann u.a. zusätzliche Information den Leitlinien von ANRE entnommen werden, der rumänischen Regulierungsbehörde (guidelines for the producer of electricity using renewable energy sources, unter www.anre.ro).

Eine Umsetzung des Projektes würde somit sicherlich nicht an den politischen Gegebenheiten scheitern, da diese eben gerade solche Projekte unterstützen. Gespräche hierzu beispielsweise mit der Stadt Constantza haben aber bislang noch keine stattgefunden, da zuerst das Vorprojekt vorliegen muss, bevor dieser Weg gegangen wird.

11. AUSBLICK

Das erste grössere Windenergieprojekt Rumäniens im Hafen von Constantza ist auf einem guten Weg. Die vorgenommenen Windmessungen haben gezeigt, dass die Windverhältnisse am vorgesehenen Standort zusammen mit der zu erzielenden Einspeisevergütung voraussichtlich einen wirtschaftlichen Betrieb des Parks zulassen werden.

Bis zur Realisierung des Projektes ist aber noch ein weiter Weg zurückzulegen: Da es sich um das erste grössere derartige Projekt in Rumänien handelt, ist damit zu rechnen, dass sich speziell die behördenseitige Mitarbeit als hindernisreich erweisen dürfte, da noch diverse regulatorische Vorgaben in Kraft gesetzt werden müssen. Zudem ist die Verfahrensweise bei der Erteilung der diversen Bewilligungen definitiv zu klären, was zusätzliche Überzeugungs- und Projektinformationsarbeit mit sich bringen dürfte.

Aufgrund der bereits vorliegenden gesetzlichen Vorgaben und Richtlinien sowie vor dem Hintergrund eines EU-Beitritt des Landes während der nächsten Jahre dürfte aber die Umsetzung dieses Projektes nicht in Frage stehen. Wir gehen heute fest davon aus, dass wir im Hafen von Constantza dieses Projekt auch realisieren werden. Dies wird dadurch erleichtert, indem wir uns in nächster Zeit mit weiteren Partner zusammenschliessen werden, so dass das Projekt auf breiteren Füßen steht und dadurch besser umgesetzt werden kann.

Dank dem Engagement von REPIC wird es möglich sein, dass ein Schweizer Unternehmen sich im rumänischen Alternativenergiemarkt einen Namen schafft und dadurch nachhaltige Energieprojekte einer breiteren Öffentlichkeit bekannt gemacht werden.

NEK UMWELTTECHNIK AG

Dr. Ch. Kapp

C. Cirillo

Zürich, 18. November 2005 Ci/Kp/Ma/re

20459\berichte\Schlussbericht REPIC18112005def