



# Prüfungsbericht

## TERNA-Prüfungsmission Senegal

01. - 10.12.2003

GTZ-Projekt Nr. 97.2019.4-001.08

im Auftrag von:

Deutsche Gesellschaft für  
Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH  
Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5  
65760 Eschborn

durchgeführt von:

Deutsche WindGuard GmbH  
Windallee 15  
26316 Varel



Deutsche Gesellschaft für  
Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH

## INHALT

1	Einleitung.....	3
2	Wesentliche Bestandteile der Prüfungsmission.....	4
2.1	Aufgaben der Mission.....	4
2.2	Organisatorischer Ablauf der Mission.....	4
3	Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen.....	5
3.1	Elektrizitätserzeugungskapazität.....	6
3.2	Verbundnetz.....	8
3.3	Stromerzeugungskosten der verschiedenen Kraftwerke.....	9
3.4	Tarifstruktur des Stromendkunden.....	10
4	Daten zu Windbedingungen.....	11
4.1	Meteorologische Stationen.....	11
4.1.1	St. Louis.....	11
4.1.2	Dakar.....	12
4.2	Winddaten aus bereits durchgeführten Windmessungen.....	13
4.2.1	Mboro.....	13
4.2.2	Mboro sur mer.....	15
4.2.3	Potou.....	16
4.2.4	Mbakhana.....	17
5	Abschätzung von Stromerzeugungskosten aus Windenergie im Senegal.....	19
6	Potenzielle Standorte für Windmessungen.....	23
6.1	Standort Cayar.....	23
6.2	Standort Mboro.....	24
6.3	Standort Lompoul.....	24
6.4	Standort Potou.....	25
6.5	Bewertung der Standorte.....	26
7	Mögliche Leistungen im Rahmen des TERNA Projektes.....	27
7.1	Notwendige Aktivitäten zur Windpotenzialbestimmung.....	27
7.2	Kostenschätzung für die Messtechnik zur Windpotenzialbestimmung.....	28
7.3	Energiepolitikberatung im Bereich Erneuerbarer Energien.....	28
8	Zusammenfassung.....	29
9	Referenz.....	30

## 1 Einleitung

Im Rahmen des überregionalen Windenergieprogramms TERNA unterstützt die GTZ Projektpartner aus Entwicklungs- und Schwellenländern bei der Identifizierung und Planung von Windenergieprojekten zur Stromerzeugung. Als Projektträger und potentieller Betreiber kommen vor allem Energieversorgungsunternehmen in Frage. Das Programm stellt Beratungsleistungen und technische Unterstützung bei der Projektfindung, Planung, Vorbereitung und Implementierung von Windparks kommerzieller Größenordnung zur Verfügung. Dazu gehört auch die Durchführung von Windmesskampagnen und Pre-Feasibilitystudien.

Das senegalesische Stromversorgungsunternehmen SENELEC (Société Nationale d'Électricité du Sénégal) hat über die Energiedirektion (Direction de l'Énergie) beim Ministerium für Bergbau, Energie und Wasserkraft (Ministère des Mines, de l'Énergie et de l'Hydraulique – MEF) einen Antrag auf Beratung und Unterstützung im Rahmen des Windenergieprogramms TERNA bei der Planung eines Windparks im Senegal (zwischen Dakar und St. Louis) gebeten. Zur Prüfung dieses Antrags hat die GTZ eine Mission in den Senegal entsendet, die vom 1. bis 10. Dezember 2003 die Prüfung im Senegal durchgeführt hat. Die GTZ-Delegation bestand aus einem Vertreter der GTZ, Dr. Jens Drillisch (Missionsleiter), und der Fachkraft für technische und ökonomische Fragen der Windenergie, Dr. Knud Rehfeldt von der Deutsche WindGuard GmbH. Als Ergebnis der Mission wird dem BMZ ein Arbeitsvorschlag für die Durchführung des Vorhabens vorgelegt werden.

Der vorliegende Bericht nimmt zu technischen und ökonomischen Fragestellungen zur Windenergienutzung im Senegal Stellung. Hierbei erfolgt eine Bestandsaufnahme bisheriger Aktivitäten des Senegals im Windbereich. Bestehende Daten zur Windenergienutzung werden hinsichtlich ihrer Konsistenz bewertet und Aussagen über die Qualität der ermittelten Daten gemacht. Hinsichtlich des ökonomischen Aspekts der Windenergienutzung werden Stromerzeugungskosten für vier Varianten unter unterschiedlichen wirtschaftlichen Randbedingungen durchgeführt und mit den vermiedenen Kosten, die vom staatlichen Energieversorger SENELEC gemacht wurden, verglichen. Hiermit erfolgt eine erste Abschätzung, ob unter ökonomischen Gesichtspunkten Windenergienutzung im Senegal grundsätzlich möglich scheint.

Weiterhin wurden vier potenzielle Standorte für Windmessungen im Rahmen dieser Mission besichtigt, deren Eigenschaften hinsichtlich der Infrastruktur, der Netzanbindung und der topografischen Eigenschaften in diesem Bericht beschrieben werden.

## 2 Wesentliche Bestandteile der Prüfungsmission

### 2.1 Aufgaben der Mission

Als Aufgaben für die Prüfungsmission wurden mit dem senegalesischen Projektpartner folgende Punkte vorgeschlagen:

- die Analyse des Bedarfs an technischer Zusammenarbeit und Unterstützung für das Projekt vor dem Hintergrund der senegalesischen Erfahrungen;
- die Abstimmung der wesentlichen Ziele, erwarteten Ergebnisse und Aktivitäten im Rahmen der Zusammenarbeit;
- die Suche einer geeigneten Methodologie und Prozedur, mit denen den Interessen der involvierten senegalesischen und deutschen Partnern bestmöglich gedient werden kann;
- die Vorbereitung und Unterzeichnung einer Vereinbarung über die Ziele und erwarteten Ergebnisse des Projektes sowie der wesentlichen Beiträge und Leistungen der beteiligten Partner.

### 2.2 Organisatorischer Ablauf der Mission

Die Prüfungsmission wurde von Dr. Jens Drillisch und Herrn Rolf-peter Owsianowski vorbereitet. Maßgebliche personelle und logistische Unterstützung in der Planungs- und Durchführungsphase der Mission wurde seitens des Projektes PSACD (PN: 99.2024.0) zur Verfügung gestellt. Zu Beginn der Mission fanden am 02. und 03.12.2003 Treffen mit Vertretern der Energiedirektion (DE), mit dem staatlichem Energieversorger (SENELEC), mit der Agence Sénégalaise Electrification Rurale (ASER), dem Centre d'Etudes et de Recherches sur les Energies Renouvelable (CERER) sowie der Ecole Supérieure Polytechnique (ESP) statt. Alle Treffen wurden entweder bereits im Vorfeld oder bei kurzfristigen notwendigen Änderungen während der Mission von Herrn Rolf-peter Owsianowski, Chef de Mission/PSACD der GTZ, vorbereitet.

Nach ersten gemeinsamen Treffen mit Vertretern der beteiligten Institutionen wurden einzelne Gespräche mit Herrn Ismaila Trawaré (SENELEC), den Herren Louis Seck und Ibrahima Dabo (DE), Herrn Aliou Niang der ASER sowie mit Herrn Matar Sall (CERER) in Räumen der jeweiligen Institutionen durchgeführt.

Zwischen dem 04. und 06.12.2003 wurden potenzielle Standorte für Windmessungen sowie die meteorologische Station am Flughafen von St. Louis besichtigt. Bei den Standorten handelte es sich um Standorte an der Küste zwischen Dakar und St. Louis.

Um die Ergebnisse der Mission und die zukünftige Kooperation festzuhalten, wurden am 07.12.2003 die Minutes-of-Meeting vorbereitet, die mit den Vertretern der DE, der SENELEC, der ASER sowie der ESP am 08.12.2003 gemeinsam diskutiert und überarbeitet wurden. Weiterhin fand am 08.12.2003 ein Gespräch mit Herrn Lamine Thioune und Frau Maimouna Seck in der Regulierungsbehörde CRSE statt.

Nach der Überarbeitung wurden die Minutes-of-Meeting am 09.12.2003 von dem Direktor der Direction de la Coopération Economique et Financière (DCEF), Herrn Daouda Diop, und der GTZ unterschrieben. Weiterhin fanden am 9.12.2003 noch Gespräche über die Mission und deren Ergebnisse mit dem Leiter des GTZ-Büros in Dakar, Herrn Dr. Harald Tschakert sowie mit Frau Birgit Maas in der Deutschen Botschaft statt.

### **3 Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen**

Die Stromversorgung im Senegal unterteilt sich in die Elektrifizierung der Küstenregion mit den Ballungszentren Dakar, Thies und St. Louis, deren Versorgung über ein Verbundnetz sichergestellt wird, das von dem staatlichen Energieversorger SENELEC betrieben wird, und der ländlichen Elektrifizierung küstenferner Regionen, die durch die 1998 gegründete ASER (Agence Senegalaise d'Electrification Rurale) verantwortlich betrieben wird.

Durch das im April 1998 verabschiedete Energiewirtschaftsgesetz (Loi d'orientation n°98-29 relative au secteur de l'électricité) sowie zahlreicher Durchführungsbestimmungen (Décret n° 98-334 fixant les conditions et modalités de délivrance et de retrait de licence ou de concession de production, de distribution et de vente d'énergie électrique, Décret n° 98-335 relatif aux principes et procédures de détermination et de révision des conditions tarifaires, Décret n° 98-336 relatif aux prises de participation entre entreprises du secteur de l'électricité) [1] wurden verschiedene Reformen umgesetzt mit dem Ziel den zunehmenden Versorgungsengpässen durch Öffnung des Elektrizitätsmarktes zu begegnen. Basierend auf dem neuen Energiewirtschaftsgesetz ist die Stromerzeugung für private Investoren (IPP) geöffnet und eine Teilprivatisierung des staatlichen Energieversorgers SENELEC ist vorgesehen. Nach mehrmaligen gescheiterten Privatisierungsversuchen steht auch heute die Privatisierung der SENELEC weiterhin auf der Tagesordnung. Bereits im März 1999 wurden 34 % des Stammkapitals von SENELEC an den kanadischen Energieversorger Hydro Quebec International und das französische Unternehmen Elyo veräußert. Weitere 15 % waren zum Verkauf auf regionalen Kapitalmärkten vorgesehen. Die restlichen 51 % entfielen auf Mitarbeiter (10 %) und dem senegalesischen Staat (41 %). Da mit den neuen Eigentümern keine Verbesserung hinsichtlich der Versorgungslage eintrat und erwartete Neuinvestitionen ausblieben, wurde die Partnerschaft nach 20 Monaten wieder aufgelöst. Die Anteile des französisch-kanadischen Konsortiums gingen an den senegalesischen Staat zurück [2].

Eine zweite Ausschreibung wurde auf drängen der Weltbank und des Weltwährungsfonds kurze Zeit später vorgenommen. Als erstplazierter ging die französische Firma Vivendi aus der Ausschreibung hervor. Allerdings war Vivendi nicht in der Lage 51 % der Anteile zu finanzieren, so dass mit dem zweitplazierten Bieter, AES, verhandelt wurde. Aber auch diese Verhandlungen führten zu keinem positiven Ergebnis, so dass das Unternehmen weiterhin in staatlicher Hand ist [2].

### 3.1 Elektrizitätserzeugungskapazität

Die Stromversorgung im Senegal ist auch im Jahr 2002 gekennzeichnet durch zahlreiche Pannen und Nichtverfügbarkeiten der unterschiedlichen Kraftwerksblöcke, die die Versorgung des durch das Verbundnetz angeschlossenen Regionen sicherstellen sollen. Trotz dieser Situation konnte das Defizit der Stromversorgung auf 15,2 % reduziert werden, so dass im Jahr 2002 ein Defizit von 13 GWh existierte gegenüber 15 GWh in 2001 und 25 GWh in 2000 [3].

Die installierte Leistung aller Kraftwerksblöcke, die an das Verbundnetz angeschlossen sind, betrug 2002 441 MW gegenüber 383 MW im Jahr 2001. Die Steigerung ist durch die Inbetriebnahme des Wasserkraftwerkes Manantali in Mali zurückzuführen, von dem 60 MW für die Stromversorgung im Senegal zur Verfügung stehen. Die Leistung der einzelnen Kraftwerksblöcke sowie die Art des Kraftwerks und das Jahr der Errichtung sind der Tab. 3.1 zu entnehmen.

Mit einer Bruttostromproduktion, die vom Verbundnetz geliefert wurde, von 1.652 GWh ergibt sich eine Steigerung gegenüber dem Vorjahr von 4 %. Die Nettostromproduktion betrug im Jahr 2002 1519 GWh, was einer Steigerung gegenüber dem Vorjahr von 5 % bedeutet [3]. Die Bruttostromproduktion für 2002 ist in Tab. 3.2 für alle Monate des Jahres dargestellt. Weiterhin wird in Tab. 3.2 unterschieden in die Stromproduktion der Kraftwerke der SENELEC und dem Zukauf aus privater Stromerzeugung. Deutlich zu erkennen ist, dass in den Monaten zwischen Juli und Oktober der Stromverbrauch im Senegal aufgrund der Witterung und die damit verbundene Nutzung von Klimaanlage ansteigt.

Standort	Kraftwerk	Block	Inbetriebnahme	Typ	Leistung nom. (MW)	Leistung installiert (MW)
Bel Air	C.II Vapeur	101	1953	Dampf	12,8	51,2
		102	1955	Dampf	12,8	
		103	1959	Dampf	12,8	
		104	1961	Dampf	12,8	
	C.I Diesel	105	1990	Diesel	4,5	9
		106	1990	Diesel	4,5	
	TAG 4	TAG 4	1999	Gasturbine	32	32
Cap de Biches	C.III Vapeur	301	1966	Dampf	27,5	87,5
		302	1975	Dampf	30	
		303	1978	Dampf	30	
	C.III Turbines à gaz	TAG1	1971	Gasturbine	16,5	60,5
		TAG2	1984	Gasturbine	20	
		TAG3	1995	Gasturbine	24	
	C.IV	401	1990	Diesel	18	56

		402	1990	Diesel	18	
		403	1997	Diesel	20	
	C.V	12 groupe s	2000	Diesel	9	14
Regionen	Kahone	93	1982	Diesel	3,5	14
		94	1982	Diesel	3,5	
		149	1988	Diesel	3,5	
		150	1988	Diesel	3,5	
	St-Louis	82	1979	Diesel	3	6
		83	1979	Diesel	3	
IPP	GTI	TAG	1999	GUD	35	51
		TAV	2000	GUD	16	
	Manantali		2002	Wasserkraft		60
						441

Tab. 3.1: Kraftwerkspark im Senegal [3]

Monat	Produktion SENELEC (MWh)	Zukauf von Energie (MWh)	Bruttostromproduktion (MWh)
Januar	96.306	27.493	123.799
Februar	97.88	16.000	113.988
März	102.608	25.225	127.833
April	88.175	34.060	122.235
Mai	99.183	32.007	131.190
Juni	108.032	33.761	141.793
Juli	110.475	41.442	151.917
August	81.800	73.123	154.923
September	81.116	74.175	155.291
Oktober	80.223	69.395	149.618
November	79.258	59.091	138.349
Dezember	79.515	61.382	140.897
<b>Summe</b>	<b>1.104.680</b>	<b>547.154</b>	<b>1.651.834</b>

Tab. 3.2: Bruttostromproduktion im Jahr 2002 nach Monaten [3]

### 3.2 Verbundnetz

In Abb. 3.1 ist das Verbundnetz des Senegals, das vom staatlichen Energieversorger SENELEC betrieben wird, dargestellt. Deutlich zu erkennen ist der Verbund des gesamten Küstenstreifens zwischen Dakar, Thies und St. Louis durch ein Höchstspannungsnetz mit 225 kV, das auch den Stromverbund mit Mali sicherstellt. Über ein weit verzweigtes 30 kV-Netz wird die gesamte Küstenregion versorgt mit einzelnen Stichleitungen ins Binnenland. In der Mitte und im Osten des Senegals existiert keinerlei Netzverbund. In diesen Regionen existieren lediglich vereinzelte Inselnetze auf dem Spannungsniveau 30 kV. Wie im Jahresbericht 2002 der SENELEC ausgeführt ist, weist das senegalesische Verbundnetz immer wieder eine große Zahl von Störfällen auf. Grundsätzlich führen Störfälle, Arbeiten am Verbundnetz sowie der Mangel an Energieproduktion im Senegal zu Betriebsunterbrechungen des Verbundnetzes. Im Jahr 2002 gab es insgesamt 9253 Betriebsunterbrechungen im senegalesischen Verbundnetz wovon 2874 Unterbrechungen auf Störfälle zurückzuführen waren. Fast die Hälfte aller Störfälle treten im 30 kV-Netz auf. Gegenüber dem Vorjahr ist die Anzahl der Störfälle jedoch um 15 % zurückgegangen. Aufgrund der Betriebsunterbrechungen im Verbundnetz konnten im Jahr 2002 17.228 MWh Energie nicht verteilt werden [3].

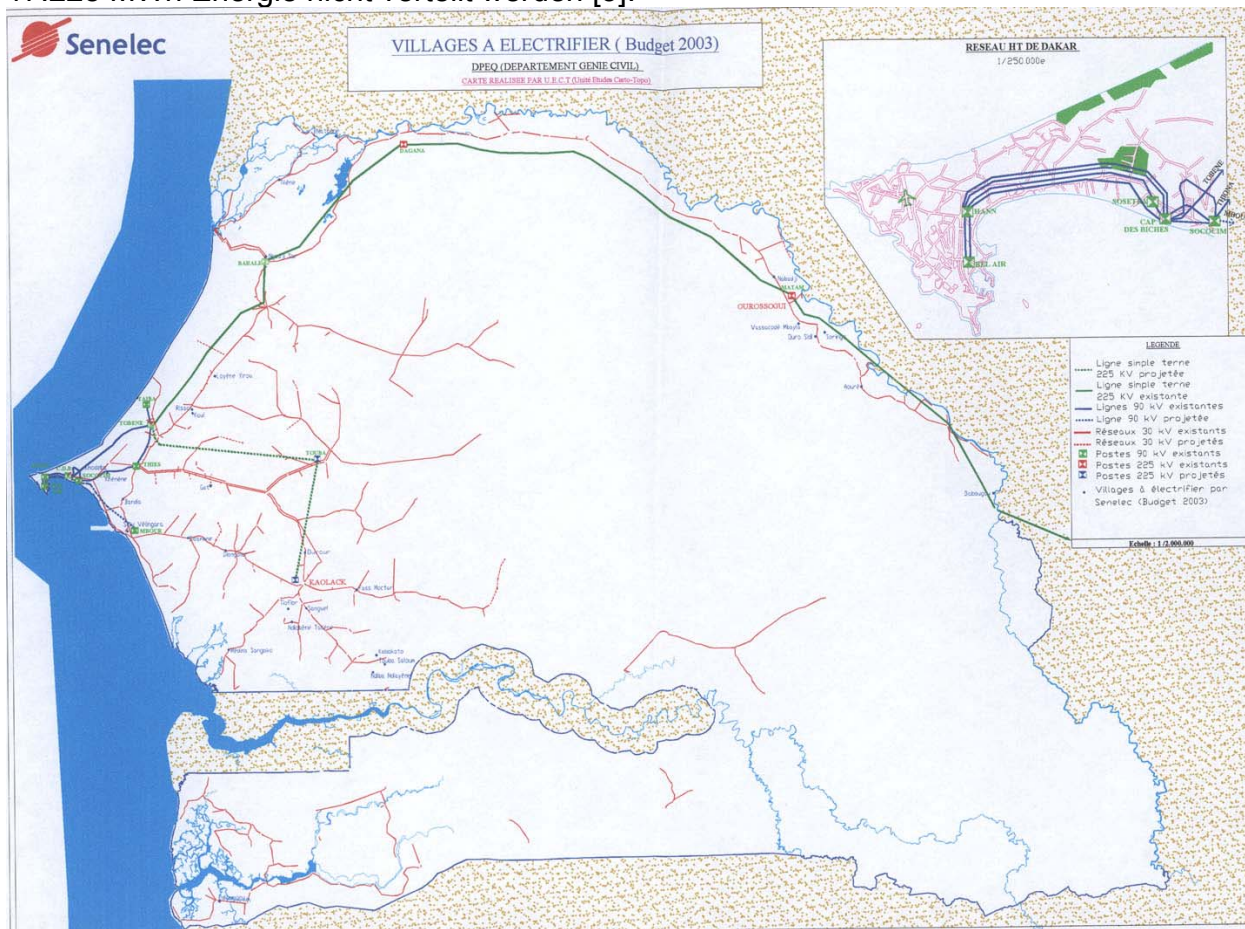


Abb. 3.1: Vom Energieversorger SENELEC betriebenes Verbundnetz im Senegal



Abb. 3.2: Geografische Karte des Senegals

### 3.3 Stromerzeugungskosten der verschiedenen Kraftwerke

Für die Kraftwerke, die vom staatlichen Energieversorger SENELEC betrieben werden, gibt die SENELEC die in Tab. 3.3 dargestellten Kosten pro erzeugter kWh an. Diese variieren sehr stark zwischen den unterschiedlichen Kraftwerkstypen und liegen im Jahr 2002 zwischen 9,79 ct/kWh im Kraftwerk C.III Vapeur und 3,85 ct/kWh im Kraftwerk C.IV. Der durchschnittliche Preis für die Stromerzeugung im Jahr 2002 lag bei der SENELEC bei 5,79 ct/kWh. Gegenüber den durchschnittlichen Stromerzeugungskosten des Vorjahres ergibt sich eine Steigerung von 7,4 %.

Kraftwerk	Kosten 2002 FCFA/kWh	Kosten 2002 ct/kWh	Kosten 2001 FCFA/kWh	Kosten 2001 ct/kWh
C.I	32,57	5,01	22,00	3,38
C.IV	25,00	3,85	21,65	3,33
C.V	37,64	5,79	39,60	6,09
Kahone	33,20	5,1	27,37	4,21
Saint-Louis	32,03	4,93	44,20	6,8

Total Diesel	27,84	4,28	25,47	3,92
C.II Vapeur	51,81	7,97	41,45	6,37
Total Vapeur	33,87	5,21	27,97	4,30
C.III Vapeur	36,73	5,65	30,37	4,67
TAG C.III	63,63	9,79	75,87	11,67
TAG 4	56,05	8,62	63,65	9,79
Total TAG	60,42	9,29	70,36	10,82
<b>SENELEC gesamt</b>	<b>37,69</b>	<b>5,79</b>	<b>35,09</b>	<b>5,40</b>

Tab. 3.3: Reale Stromerzeugungskosten der Kraftwerke der SENELEC für die Jahre 2001 und 2002 [3]

Um die Stromversorgung im Senegal zu sichern, kauft die SENELEC zusätzlich Energie bei privaten Kraftwerksbetreibern ein. Hierzu gehören die Kraftwerke des Betreibers GTI und das Wasserkraftwerk Manantali. Die Strombezugskosten aus privater Produktion sind der Tabelle 3.4 zu entnehmen. Der Strombezug von GTI betrug im Jahr 2002 5,74 ct/kWh. Diese Strombezugskosten galten aber nur bei einem Strombezug über 25 GWh. Im Februar 2002 konnte diese Menge allerdings nicht abgenommen werden, so dass im Februar 2002 ein Strombezugspreis von 52,68 FCA/kWh oder 8,1 ct/kWh an den Betreiber GTI gezahlt werden musste.

Zur Senkung der Strombezugskosten wurde am 19. Juli 2002 das Wasserkraftwerk Manantali in Betrieb genommen, bei dem 60 MW Leistung für die Energieversorgung des Senegals zur Verfügung stehen. Die Strombezugskosten aus dem Wasserkraftwerk Manantali beliefen sich im Jahr 2002 auf lediglich 2,58 ct/kWh.

IPP	Kosten 2002 FCFA/kWh	Kosten 2002 ct/kWh	Kosten 2001 FCFA/kWh	Kosten 2001 ct/kWh
GTI	37,28	5,74	40,24	6,16
Manantali	16,80	2,58		

Tab. 3.4: Strombezugskosten der SENELEC für Kraftwerke privater Betreiber für die Jahre 2001 und 2002 [3]

### 3.4 Tarifstruktur des Stromendkunden

Die durchschnittlichen Strombezugskosten des Endverbraucher sind in Tab.3.5 dargestellt und lagen 2001 bei 11,28 ct/kWh. Gegenüber 1992 sind die durchschnittlichen Stromkosten des Endverbraucher um 30,25 % gestiegen, was einer durchschnittlichen jährlichen Steigerung von 3,36 % pro Jahr entspricht.

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<b>FCFA/kWh</b>	56,28	58,02	70,35	72,29	71,84	72,14	72,27	73,75	74,10	73,30
<b>€ct/kWh</b>	8,66	8,93	10,82	11,12	11,05	11,10	11,12	11,35	11,40	11,28

Tab. 3.5: Durchschnittspreis des Stromendkunden [3]

## 4 Daten zu Windbedingungen

### 4.1 Meteorologische Stationen

Im Vorfeld der Prüfungsmissionen wurden seitens der Deutschen WindGuard Daten zu meteorologischen Stationen recherchiert. Weiterhin wurde die meteorologische Station in St. Louis im Rahmen der Prüfungsmission besucht, um vor Ort einen Eindruck über die Aussagefähigkeit der recherchierten Daten zu bekommen.

#### 4.1.1 St. Louis

Die meteorologische Station in St. Louis befindet sich in unmittelbarer Nähe zum Flughafen der Stadt.



Abb. 4.1: Windmessmast der meteorologischen Station am Flughafen von St. Louis

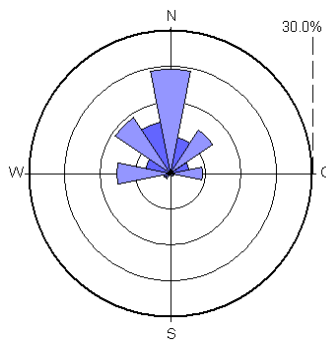
Der in Abb. 4.1 dargestellte Messmast für Windgeschwindigkeit und Windrichtung der meteorologischen Station St. Louis verfügt über eine Höhe von 12 m und wird in mehreren Windrichtungssektoren durch große Bäume und das Flughafengebäude verschattet. Allerdings weist die Hauptwindrichtung, Norden, eine vergleichsweise geringe Verschattung auf.

Die Standortkoordinaten der meteorologischen Station lauten:

N 16°02.870'

W 16°27.557'

In Abb. 4.2 ist die Windrichtungsverteilung der meteorologischen Station dargestellt, wobei die Hauptwindrichtung Norden ist und Nebenwindrichtungen aus Nordwest und Nordost auftreten. Südliche Winde treten nicht auf.



*Abb. 4.2: Windrichtungsverteilung am Windmessmast der meteorologischen Station St. Louis*

Die mittlere Windgeschwindigkeit der meteorologischen Station liegt bei 4,45 m/s in 12 m über Grund. Aufgrund der starken Verschattung des Messmastes können diese Daten lediglich als erste Anhaltspunkte für das Windpotenzial der Region gewertet werden.

#### **4.1.2 Dakar**

Die meteorologische Station in Dakar befindet sich ebenfalls am Flughafen der Stadt. Während der Prüfungsmission war es nicht mehr möglich bei Tageslicht den Standort der meteorologischen Station zu besuchen, so dass lediglich die im Vorfeld recherchierten Daten als Grundlage für eine Aussage über das Windpotenzial zur Verfügung stehen. In Abb. 4.3 ist die Häufigkeitsverteilung der Windrichtung am Standort der meteorologischen Station in Dakar aufgetragen. Auch hier wie in St. Louis gibt es eine ausgeprägte Hauptwindrichtung aus Norden. Allerdings weisen die Häufigkeiten der Windrichtung aus Nordost und Nordwest deutlich geringere Werte auf als in St. Louis. Die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit an der meteorologischen Station in Dakar liegt bei 4,4 m/s in 10 bis 12 m über Grund. Somit liegen die mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten an den meteorologischen Stationen in Dakar und St. Louis in der gleichen Größenordnung.

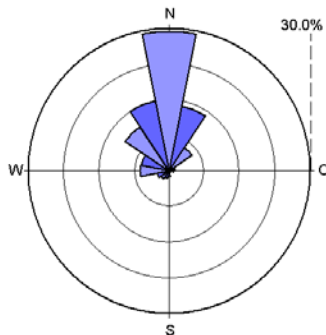


Abb. 4.3: Häufigkeitsverteilung der Windrichtungen an der meteorologischen Station von Dakar

## 4.2 Winddaten aus bereits durchgeführten Windmessungen

Bei den meteorologischen Stationen handelt es sich um sogenannte Wetterstationen, die nicht für die Windenergienutzung installiert wurden. Daher sind insbesondere die Standorte wenig bis gar nicht repräsentativ für die Windenergienutzung, d.h. aufgrund von Verschattungen durch angrenzende Gebäude und Bäume werden die gemessenen mittleren Windgeschwindigkeiten am Standort der meteorologischen Stationen oft stark beeinflusst, so dass die Daten der meteorologischen Stationen nur als erste Anhaltspunkte für das Windpotenzial gewertet werden können. Aus diesem Grund müssen Windmessungen an geeigneten Standorten durchgeführt werden, um belastbare Informationen hinsichtlich des Windpotenzials zu bekommen.

In der Vergangenheit wurden im Senegal bereits an mehreren Standorten von unterschiedlichen Organisationen Windmessungen durchgeführt, wobei der Standard der Messungen nicht den heutigen Anforderungen an die Windenergienutzung genügen. Allerdings sollten die Ergebnisse dieser Messungen genutzt werden, um einen weiteren Aufschluss über das Windpotenzial zu gewinnen.

Im Rahmen der Prüfungsmission wurden vier Standorte besichtigt, an denen in der Vergangenheit Windmessungen durchgeführt wurden und eingeschränkt Datenmaterial zur Verfügung steht. Bei den Standorten handelt es sich um den Standort Mboro, Mboro sur mer, Potou sowie um den Standort Mbakhana ca. 25 km östlich von St. Louis.

### 4.2.1 Mboro

In Mboro wurden bereits 1991 und 1992 zehn kleine Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung zwischen 3 und 5 kW im Rahmen eines italienischen Entwicklungshilfeprojektes errichtet. Diese Anlagen, die im Inselbetrieb mit einem Dieselgenerator zur Bewässerung eingesetzt werden sollten, waren nur bis 1995 in Betrieb. Heute liegen die WEA auf dem Gelände in einem völlig zerstörtem Zustand.



Abb. 4.4: Windpark in Mboro mit 10 WEA, die zwischen 1991 und 1995 in einem Inselnetz zur Bewässerung in Betrieb waren.

Das Centre d'Etudes et de Recherche sur les Energies Renouvelables (CERER) verfügt über Windmessdaten, die an dem Standort in 10 m über Grund gemessen wurden. Allerdings gibt es keinerlei Informationen über den Standort des Messmastes und die Bedingungen unter denen diese Messungen durchgeführt wurden. Eine Auswertung der Messdaten von Januar 1998 bis November 1998 ergibt die in Abb. 4.5 und 4.6 dargestellten Ergebnisse.

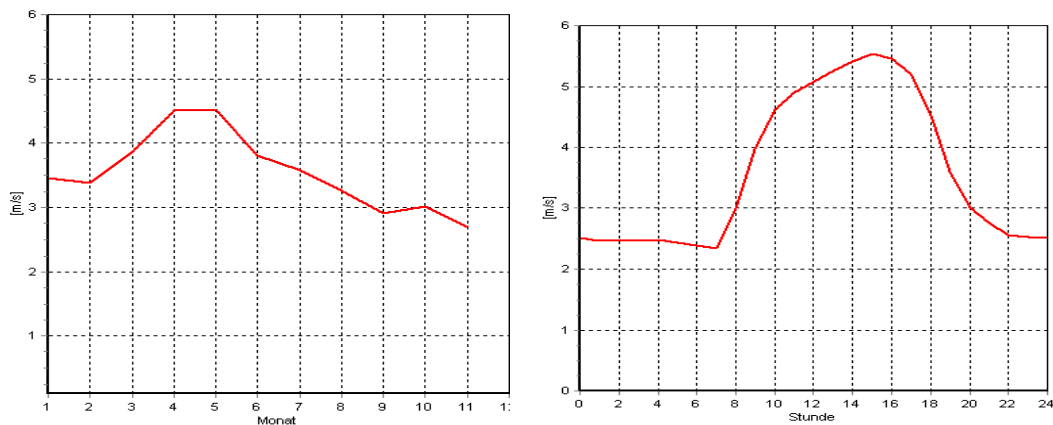


Abb. 4.5: Tages- und Jahrgang der Messungen zwischen Januar und November 1998 am Standort Mboro.

Die mittlere Windgeschwindigkeit während der Messperiode beträgt 3,72 m/s wobei sich der in Abb. 4.5 dargestellte Tagesgang und Jahresgang ergibt. Die Windrichtungsverteilung weist wieder eine ausgeprägte Hauptwindrichtung aus Norden auf (Abb. 4.6).

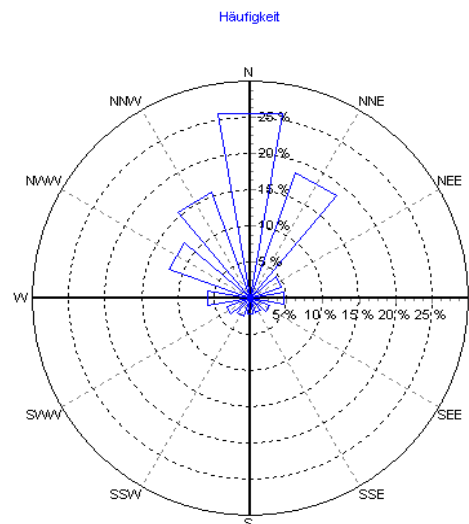


Abb. 4.6: Windrichtungsverteilung zwischen Januar 1998 und November 1998 am Standort Mboro

Die mittlere Windgeschwindigkeit an diesem Standort ist verglichen zu den Daten der meteorologischen Stationen sehr klein, zumal der Standort wesentlich windreicher einzuschätzen ist als der der meteorologischen Station in St. Louis. Da keinerlei Information über Position sowie Art des Messmastes vorliegen, muss die Aussagekraft dieser Messdaten als sehr gering eingeschätzt werden.

#### 4.2.2 Mboro sur mer

In Mboro sur mer erfolgt zur Zeit eine Windmessung im Rahmen eines kanadischen Projektes welches von der Association Sénégalaise des Energies Renouvelable et Alternatives (ASERA) koordiniert wird. In einem Gespräch mit Herrn Moustapha Lô der ASERA wurde deutlich, dass die ASERA in mehrere Projekte der Windenergienutzung im Senegal eingebunden ist. So hat die ASERA bereits auf diesem Gebiet für unterschiedliche Organisationen gearbeitet (PNUD, niederländische und spanische Organisationen, USAID, usw.). Als Ausführungsagent der ASERA tritt die private Gesellschaft SAER.SA mit Sitz in Dakar [6]. Die SAER.SA verfügt weiterhin über ein europäisches Büro in Zaandam, Niederlande. Der Windmessmast in Mboro sur mer (Abb. 4.7) verfügt über eine Höhe von 20 m mit Windgeschwindigkeitssensoren auf 10,

15 und 20 m über Grund. Der Messmast befindet sich direkt am Strand, wird jedoch nur aus nördlicher Richtung frei angeströmt. Winddaten dieser Messung stehen z.Z. nicht zur Verfügung. Es sollte jedoch versucht werden diese Winddaten zu bekommen, auch wenn die Messung für eine spätere Windenergienutzung eine zu geringe Höhe aufweist.



*Abb. 4.7: Windmessmast in Mboro sur mer mit einer Höhe von 20 m, der von der ASERA in Kooperation mit einer kanadischen Geberorganisation betrieben wird.*

#### **4.2.3 Potou**

Eine weitere Windmessung wurde in Potou durchgeführt und sollte von der CERER ausgewertet werden. Im Rahmen der Prüfungsmission wurde der umgestürzte Messmast gefunden (Abb. 4.8), der eine Höhe von 10 m aufwies. Ein Versuch die Messdaten, die im Datenlogger gespeichert sein sollten, auszulesen ist allerdings gescheitert, so dass von dieser Messung keine Daten zur Verfügung stehen.

Auffallend an der Messung war allerdings die Wahl des Standortes. Um den Windmessmast vor Diebstahl zu sichern, wurde er auf dem Gelände eines mit relativ hohen Büschen bewachsenen Anwesens installiert ohne Berücksichtigung einer freien Anströmung der Sensoren. Zusätzlich befand sich das Gelände an einem Hang, der in nördlicher Richtung (Hauptwindrichtung) anstieg.

Auch wenn Winddaten an diesem Standort zur Verfügung stehen würden, wäre deren Aussagekraft aufgrund der sehr schlechten Wahl des Standortes minimal und würden keine zusätzliche Information über das Windpotenzial am Standort liefern.



Abb. 4.8: Umgestürzter Windmessmast in Potou mit einer Höhe von 10 m

#### 4.2.4 Mbakhana

Eine weitere Windmessung wurde am Standort Mbakhana durchgeführt, deren Daten von Herrn Jagsdorf des Unternehmens Faktor 4 Energy Projects GmbH ausgewertet wurden [4]. Grundlage dieser Daten waren Windmessungen die im Rahmen einer „Etude Faisabilité“ von der spanischen Gesellschaft Desarrollos Eólicos S.A. angefertigt und dem senegalesischen Ministerium für Energie, Bergbau und Industrie vorgelegt wurde. Laut Stellungnahme von Herrn Jagsdorf kommt die Studie zu dem Schluss, dass eine kommerzielle Windenergienutzung an diesem Standort nicht möglich ist. Die durchgeführte Windmessung am Standort Mbakhana erfolgte in zwei unterschiedlichen Höhen, in 15 und 30 m über Grund und zwar zwischen dem 25. Juli 1998 und dem 17. Juli 1999. In den Ausführungen von Herrn Jagsdorf wird am Standort Mbakhana eine

mittlere Jahreswindgeschwindigkeit von 4,7 m/s in 15 m über Grund und 5,6 m/s in 30 m über Grund angegeben.

Im Rahmen der Prüfungsmission wurde ein Gelände besucht, bei dem es sich vermutlich um den Standort der Windmessung handelte. Die Standortkoordinaten lauten:

N 16°04.312'

W 16°23.538'

Der in Abb. 4.9 dargestellte Standort weist eine Höhe von 34 m über Meer auf und befindet sich ca. 25 km östlich der Stadt St. Louis.



*Abb. 4.9: Vermuteter Standort durchgeführter Windmessungen in Mbakhana*

Nach Aussagen von Herrn Jagsdorf gibt es keinerlei Informationen über die verwendete Messtechnik, so dass auch diese Messung nur als erster Anhaltspunkt für das Windpotenzial im Senegal verwendet werden kann [4].

## 5 Abschätzung von Stromerzeugungskosten aus Windenergie im Senegal

Um eine Aussage über die Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten im Senegal zu erzielen, wird im Folgenden eine Abschätzung der Stromerzeugungskosten aus Windenergie vorgenommen und über der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit in 30 m über Grund dargestellt. Die Randbedingungen der Kostenrechnung sind der Tab. 5.1 zu entnehmen:

WEA-Preis	700,- €/ kW
Investitionsnebenkosten	30 % WEA-Preis
Betriebskosten	5,7 % vom WEA-Preis
Prognostizierte Preissteigerung der nächsten 15 Jahre	3,0 %
Kalkulatorischer Zins	8,0 bzw. 11,5 %
Technische Verfügbarkeit	98 %
Parkwirkungsgrad	92 %

Tab. 5.1: Randbedingungen der Kostenrechnung

Der Preis von WEA wird sich am internationalen Markt orientieren und wird mit 700,- €/kW angenommen. Die Investitionsnebenkosten, wie Kosten für Fundamente, Netzanbindung, Infrastruktur, Planung usw., werden mit 30 % des WEA-Preises abgeschätzt. Die Betriebskosten belaufen sich auf 5,7 % des WEA-Preises pro Jahr, wobei eine Preissteigerung der Betriebskosten von durchschnittlich 3 % pro Jahr angenommen wird. Hinsichtlich des kalkulatorischen Zinssatzes, der sich aus der Eigenkapitalverzinsung und der Verzinsung des Fremdkapitals zusammensetzt, werden unterschiedliche Varianten betrachtet mit 8,0 und 11,5 %. Die technische Verfügbarkeit des Windparks wird mit 98 % und der Parkwirkungsgrad mit 92 % angenommen.

Es werden die vier folgenden unterschiedlichen Varianten betrachtet:

- Variante 1: Kalkulatorischer Zins von 11,5 % ohne Investitionskostenzuschuss
- Variante 2: Kalkulatorischer Zins von 11,5 % mit einem Investitionskostenzuschuss von 300,- €/kW
- Variante 3: Kalkulatorischer Zins von 8,0 % ohne Investitionskostenzuschuss
- Variante 4: Kalkulatorischer Zins von 8,0 % mit Investitionskostenzuschuss von 300,- €/kW

Die Variante 1 ist als Kostenschätzung zu betrachten, der keinerlei Förderung zukommt und bei der eine Verzinsung des Eigenkapitals von 15 % und des Fremdkapitals von 10 % bei einem Verhältnis von Eigen- zu Fremdkapital von 30 zu 70 zu Grunde gelegt wird.

Bei der Variante 2 wird von einem Investitionskostenzuschuss ausgegangen, der bei 300,- €/kW liegt. Dies können beispielsweise Befreiung von Importzöllen sein aber auch Investitionskostenzuschüsse von internationalen Geberorganisationen.

Bei der Variante drei wird mit zinsgünstigen Krediten gerechnet, bei dem für das Fremdkapital lediglich 5 % an Zins gezahlt werden muss.

In der Variante vier werden sowohl die Zinsvergünstigungen als auch der Investitionskostenzuschuss kumuliert.

Die Nachfolgende Abbildungen 5.1 bis 5.4 stellen die Stromerzeugungskosten der unterschiedlichen Varianten über der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit in 30 m über Grund dar. Weiterhin wird eine Vergütung der vermiedenen Stromerzeugungskosten der SENELEC angenommen, die im Jahr 2002 bei 5,79 ct/kWh lag (siehe Tab. 3.3). Die in den Grafiken dargestellte mittlere Vergütung der nächsten 15 Jahre sieht eine Steigerung von durchschnittlich 2,0 % vor, so dass die mittlere Vergütung über 15 Jahre mit 6,69 ct/kWh angesetzt wurde.

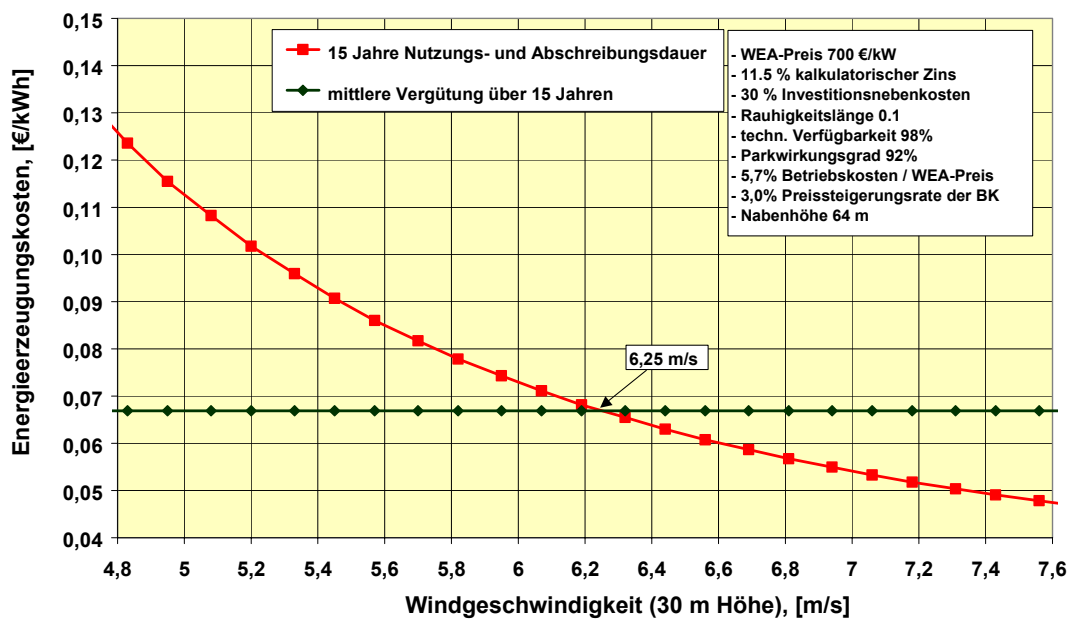


Abb. 5.1: Variante 1, Stromerzeugungskosten bei 11,5 % kalkulatorischem Zins ohne Investitionskostenzuschuss

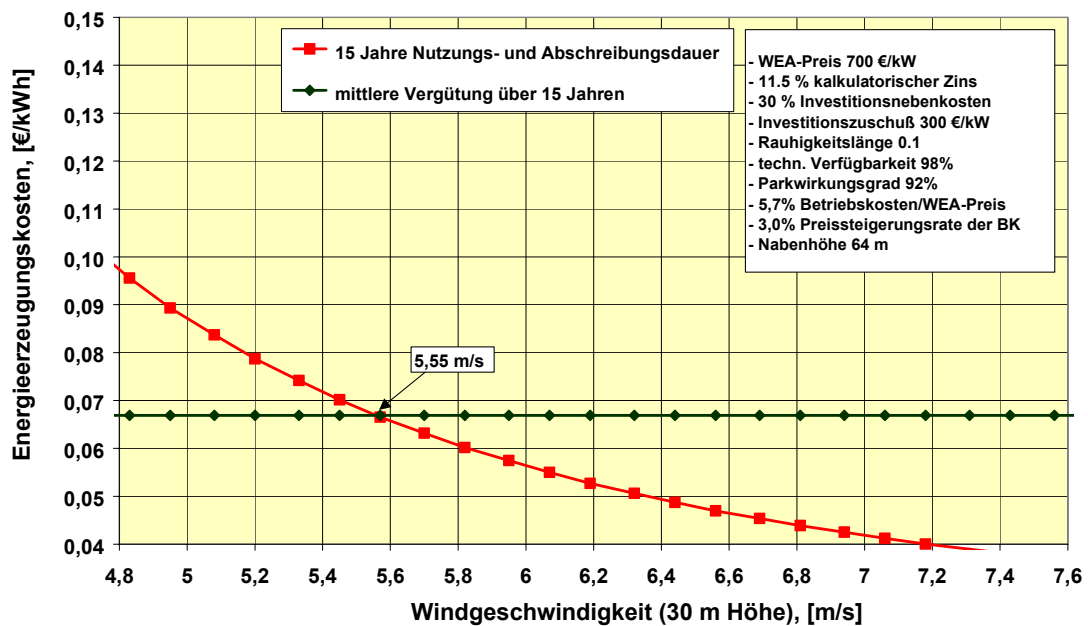


Abb. 5.2: Variante 2, Stromerzeugungskosten bei 11,5 % kalkulatorischem Zins und einem Investitionskostenzuschuss von 300,- €/kW

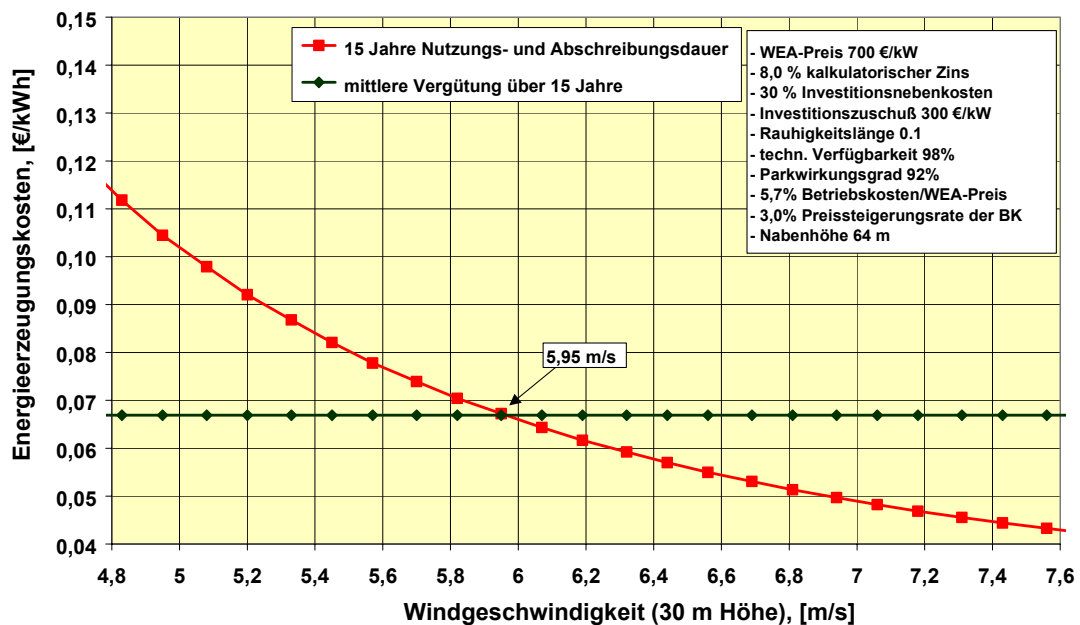


Abb. 5.3: Variante 3, Stromerzeugungskosten bei 8 % kalkulatorischem Zins ohne Investitionskostenzuschuss

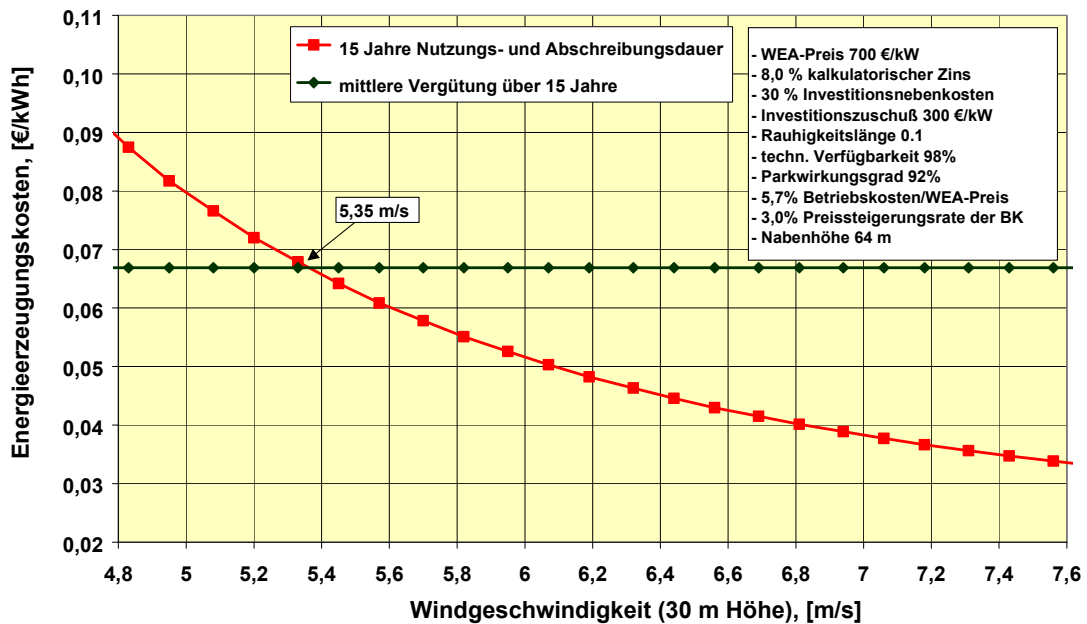


Abb. 5.4: Variante 4, Stromerzeugungskosten bei 8 % kalkulatorischem Zins und einem Investitionskostenzuschuss von 300,- €/kW

Entsprechend den Berechnungen der unterschiedlichen Varianten würde sich eine Kostendeckung der Stromerzeugungskosten aus Windenergie im Senegal mit den vermiedenen Kosten der SENELEC am jeweiligen Schnittpunkt der Stromerzeugungskostenkurve mit der Kurve der mittleren Vergütung über 15 Jahre ergeben. Es ergibt sich somit eine Kostendeckung an folgenden Standortqualitäten:

	Kostendeckung
Variante 1	6,25 m/s in 30 m ü. Gr.
Variante 2	5,55 m/s in 30 m ü. Gr.
Variante 3	5,95 m/s in 30 m ü. Gr.
Variante 4	5,35 m/s in 30 m ü. Gr.

Tab. 5.2: Benötigte mittlere Jahreswindgeschwindigkeit am Standort des Windparks zur Kostendeckung der Stromerzeugungskosten aus Windenergie im Senegal in Abhängigkeit der betrachteten Varianten zur Kostenabschätzung

Ohne jegliche Förderung wird eine mittlere Jahreswindgeschwindigkeit von 6,25 m/s in 30 m über Grund benötigt, um im Senegal wirtschaftlich einen Windpark zu betreiben. Würden zinsgünstige Kredite sowie ein Investitionszuschuss in der Größenordnung von 300,- €/kW installierter Windparkleistung zur Verfügung stehen, so sinken die

Anforderungen an die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit auf 5,35 m/s in 30 m über Grund.

## 6 Potenzielle Standorte für Windmessungen

Da die zur Verfügung stehenden Winddaten (Kap. 4) für eine Aussage ob Windparks im Senegal unter wirtschaftlichen Bedingungen betrieben werden können, nicht ausreichen, wurden im Rahmen der Prüfungsmission potenzielle Standorte für Windmessungen gesucht, die im Folgenden beschrieben werden.

### 6.1 Standort Cayar

Der Standort Cayar befindet sich ca. 60 km nördlich von Dakar direkt an der Küste auf einer Höhe von 21 m über Meer. Der Standort verfügt in unmittelbarer Nähe über eine 30 kV-Leitung des Verbundnetzes der SENELEC, bei der eine Kapazität von 4-6 MVA zur Verfügung stehen würde. Weiterhin wäre es möglich die Leitung mit einem zweiten System aufzurüsten.

Der Standort verfügt über ein mobiles Telefonnetz, so dass die Datenübertragung von Windmessdaten per Modem erfolgen könnte.



Abb. 6.1: Möglicher Standort für den Aufbau einer Windmessung in Cayar

#### Standortkoordinaten in Cayar:

N 14°54.177'

W 17°07.625'

## 6.2 Standort Mboro

Der Standort Mboro befindet sich auf dem Gelände des Windparks mit den 11 kleinen WEA, die zur Bewässerung genutzt wurden. Es handelt sich um ein sehr exponierten Standort in 47 m über Meeresspiegel. Die Entfernung zur Küste beträgt ca. 3 km. Eine Netzanbindung wäre an einem ca. 1 km entfernten 30 kV Netzknoten möglich. Der Empfang des mobilen Telefonnetzes ist am Standort Mboro möglich, so dass eine Datenübertragung per Modem an diesem Standort möglich wäre.



Abb. 6.2: Möglicher Standort für den Aufbau einer Windmessung in Mboro

### Standortkoordinaten in Mboro:

N 15°07.753'

W 16°54.698'

## 6.3 Standort Lompoul

Der Standort Lompoul befindet sich in einigen 100 m Entfernung zum Küstenstreifen. Bisher existiert hier kein Anschluss an das Verbundnetz der SENELEC. Allerdings ist beabsichtigt ggf. bis Ende 2005 eine 30 kV-Leitung nach Lompoul zu verlegen. Allerdings steht Lompoul hierbei nicht an oberster Priorität. Auch sonst ist der Standort wenig erschlossen und verfügt über keinen Empfang des mobilen Netzes.



*Abb. 6.3: Möglicher Standort für den Aufbau einer Windmessung in Lompoul*

**Standortkoordinaten:**

N 15°25.864'

W 16°42.979'

**6.4 Standort Potou**

Auch der Standort Potou liegt in einigen 100 m Entfernung zum Küstenstreifen. Laut Senelec und ASER ist der Bau einer 30 kV-Leitung nach Potou 2004 bzw. 2005 vorgesehen und genießt eine höhere Priorität als der Bau einer Leitung nach Lompoul. Der Empfang des nationalen mobilen Telefonnetzes ist in Potou möglich, so dass eine Datenfernübertragung nutzbar wäre.



Abb. 6.4: Möglicher Standort für den Aufbau einer Windmessung in Potou

**Standortkoordinaten:**

N 15°43.184'

W 16°31.539'

### 6.5 Bewertung der Standorte

Von den vier dargestellten potenziellen Standorten für Windmessungen, Cayar, Mboro, Lompoul und Potou weisen insbesondere die Standorte Cayar und Mboro alle notwendigen Randbedingungen für die Installation von Windmessmasten auf. Nach ersten Einschätzungen kann an beiden Standorten mit einem vergleichsweise hohem Windpotenzial gerechnet werden. Weiterhin verfügen beide Standorte über Netzanschlusskapazitäten an das Verbundnetz der SENELEC und über den Empfang des nationalen Mobilfunknetzes. Außerdem spricht aus heutiger Sicht nichts gegen eine spätere Errichtung eines Windparks an beiden Standorten falls die Windbedingungen einen wirtschaftlichen Betrieb an den Standorten zulassen.

Bei einem Vergleich der Standorte Lompoul und Potou ist eine Errichtung eines Windmessmastes am Standort Potou vorzuziehen. Dieser Standort liegt etwas exponierter, so dass die Windverhältnisse hier besser eingeschätzt werden. Weiterhin wird zeitlich erst Potou eine Anbindung an das Verbundnetz bekommen, so dass ggf. Die Errichtung eines Windparks erst in Potou möglich werden wird.

## 7 Mögliche Leistungen im Rahmen des TERNA Projektes

Im Rahmen eines TERNA Projektes wäre es sinnvoll, sowohl Maßnahmen zur Windpotenzialbestimmung an ausgesuchten Standorten durchzuführen, als auch die senegalesische Seite bei der Planung im Bereich der Energiebereitstellung zu unterstützen.

### 7.1 Notwendige Aktivitäten zur Windpotenzialbestimmung

Die in der Prüfungsmission gesammelten Erkenntnisse hinsichtlich des Windpotenzials im Senegal können nur als erste Hinweise dienen. Um eine zuverlässige Aussage über das Windpotenzials im Senegal zu erreichen, ist die Durchführung von Windmessungen unerlässlich.

Es wird vorgeschlagen 2 bis 3 Windmessenrichtungen an den Standorten Cayar, Mboro und Potou zu errichten. Die Windmessmasten sollten eine Höhe von 40 m nicht unterschreiten, da heutige WEA Nabenhöhen ab 60 m aufweisen und nur durch Windmessungen in Höhen ab 40 m zuverlässige Aussagen hinsichtlich des Jahresenergieertrages des geplanten Windparks angestellt werden können. Die Windmessmasten sollten mit folgenden Sensoren bestückt sein:

- 3 kalibrierte Anemometer je Messmast in 40 m, 25 m und 10 m über Grund,
- 1 Windrichtungssensor auf 40 m,
- 2 Temperatursensoren,
- 1 Luftdrucksensor,
- Solarenergieversorgung,
- 1 GSM Modem zur Datenfernübertragung für jeden Messmast,
- 1 Datenlogger zur Messwertaufnahme je Messmast.

Grundsätzlich wäre es möglich die Windmessmasten im Senegal produzieren zu lassen oder direkt von Deutschland zu liefern. Die Fundamente der Messmasten müssen vor Ort durch den senegalesischen Partner erstellt werden. Weiterhin sollte der Transport der Messmasten vom Hafen zu den ausgewählten Standorten durch den senegalesischen Partner erfolgen. Für die Errichtung und Installation der Messtechnik wird es notwendig sein einen Experten aus Deutschland in den Senegal zu senden. Der senegalesische Partner sollte Personal für die Errichtung der Messmasten zur Verfügung stellen.

Die Sammlung der Windmessdaten erfolgt automatisch durch den Datenlogger am Messmast. Das Auslesen der Daten kann ggf. über Modem erfolgen, wenn sicher gestellt ist, dass das Mobilfunknetz an den ausgesuchten Standorten ausreichend stabil ist. Für etwaige Störungen sollte der senegalesische Partner in die Lage versetzt werden eigenständig, monatlich die Daten an den ausgesuchten Standorten per Laptop auszulesen und per e-mail nach Deutschland zu versenden.

Die Windmessungen sollten mindestens über ein Jahr betrieben werden, so dass eine Langzeitkorrelation mit den Daten der meteorologischen Stationen erfolgen kann.

## 7.2 Kostenschätzung für die Messtechnik zur Windpotenzialbestimmung

Im Folgenden wird eine Kostenschätzung für die Messausrüstung und den Versand von 3 Windmessmasten mit einer Höhe von 40 m in den Senegal vorgenommen. Die Messmasten werden optional für den Fall einer Lieferung aus Deutschland in der Kostenschätzung aufgeführt. Ansonsten kann der Preis für Messmasten als Richtwert bei einer Produktion im Senegal verwendet werden.

	Anzahl	Einzelpreis	Gesamtpreis
Geräte	[-]	[€]	[€]
Messequipment für 40m Mast entsprechend Kap. 7.1	3	9'000.00 €	27'000.00 €
Transport in Senegal	1	Ca. 1'500.00 €	1'500.00 €
Summe			<b>28'500.00€</b>
<b>Meßmasten (optional)</b>			
40m Meßmast mit Jütbaum	3	4.100 €	12'300.00 €
Transport in Senegal			ca. 2'500.00 €
Summe			<b>14'800.00 €</b>

Bei allen angegebenen Preise handelt es sich um Preise ohne Mehrwertsteuer.

## 7.3 Energiepolitikberatung im Bereich Erneuerbarer Energien

Die senegalesische Seite hat mehrmals um eine Unterstützung im Rahmen der senegalesischen Energiepolitik gebeten. Hierbei handelt es sich um mögliche Instrumente zur Förderung Erneuerbarer Energien sowie um die Hilfestellung bei der Bewertung und Beschaffung von Finanzierungen für den Ausbau Erneuerbarer Energien im Energiesektor des Senegals. Im Gegensatz zum Energieprogramm PERACOD (PN:03.2057.2) [5], das eine Förderung der ländlichen Elektrifizierung und der nachhaltigen Bereitstellung mit Haushaltsbrennstoffen im Senegal vorsieht, sollte es sich bei der Energiepolitikberatung im Rahmen eines TERNA Projektes um die Unterstützung der netzgebundenen Anlagen handeln. Wie in Kapitel 3 dargestellt wurde, ist der Elektrizitätsbedarf im Senegal durch starke Zuwächse gekennzeichnet. Des Weiteren weist das Verbundnetz große Betriebsunterbrechungszeiten auf, die im Wesentlichen auf technische Störungen und auf einen Mangel bei der Stromproduktion zurückzuführen sind. Der staatliche Energieversorger SENELEC verfügt jedoch nur über sehr begrenzte finanzielle Mittel, so dass die SENELEC die derzeitige Situation allein kaum positiv verändern kann. Im Rahmen eines möglichen TERNA Projektes sollte daher versucht werden, Möglichkeiten internationaler Finanzierungen und der Beteiligung von internationaler privater Gesellschaften beim Ausbau von Kraftwerken im Bereich der Erneuerbaren Energien aufzuzeigen. Die Beratung sollte sich auf die Schaffung von geeigneten Rahmenbedingungen für die Integration Erneuerbaren

Energien in das netzgebundene Energiesystem des Senegals konzentrieren. Synergieeffekte aus dem Energieprogramm PERACOD sollten hierbei unbedingt genutzt werden.

Als mögliche Partner eines entsprechenden TERNA Projektes stehen auf senegalesischer Seite die Direction de l'Energie (DE) und der staatliche Energieversorger SENELEC zur Verfügung. Insbesondere die SENELEC hat sich im Rahmen der Projektprüfung sehr engagiert und versucht alle notwendigen Informationen einzuholen. Vor dem Hintergrund des Aufbaus und der Betreuung von Windmessmasten zur Windpotenzialbestimmung erscheint die SENELEC mit ihren über das ganze Land verteilten Einrichtungen als ein geeigneter Partner. Hinsichtlich einer möglichen Energiepolitikberatung muss allerdings die zentrale Rolle der Direction de l'Energie (DE) mit ihrem direkten Zugang zur Politik berücksichtigt werden.

## 8 Zusammenfassung

Im Rahmen der Prüfungsmission zwischen dem 1.12.2003 und dem 10.12.2003 wurden sowohl Daten zum Windpotenzial als auch energiewirtschaftliche Daten gesammelt. Hinsichtlich des Windpotenzials weisen die Messungen an den meteorologischen Stationen als auch die Messung am Standort Mbakhana auf ein nur mäßiges Windpotenzial (ca. 4,5 m/s auf 12 m an den meteorologischen Stationen und 4,7 m/s auf 15 m Höhe in Mbakhana). Allerdings weisen die meteorologischen Stationen Verschattungen durch Gebäude und Bäume auf, so dass an exponierten Standorten zur Windenergienutzung ggf. etwas höhere mittlere Jahreswindgeschwindigkeiten zu erwarten sind. Über die Windmessung in Mbakhana gibt es keinerlei Informationen weder zum Windmessmast noch zur verwendeten Sensorik. Allerdings stehen für diesen Standort Windmessdaten in 30 m über Grund zur Verfügung, die einen mittleren Wert von 5,6 m/s ergeben.

Aufgrund der Kraftwerksstruktur im Senegal sind die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten mit 5,79 ct/kWh für das Jahr 2002 relativ hoch. Außerdem sind die Stromerzeugungskosten in den Kraftwerken der SENELEC 2002 gegenüber dem Vorjahr um 7,45 gestiegen. Der mittlere Strompreis des Endverbrauchers lag 2001 sogar bei 11,28 ct/kWh. Nach Aussagen von Vertretern des staatlichen Energieversorgers wäre man ggf. bereit für Strom aus Windenergie die durchschnittlich vermiedenen Stromerzeugungskosten von 5,79 ct/kWh zu zahlen. Ziel des Energieversorgers ist es die großen Stromausfallzeiten im Senegal zu reduzieren.

Zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten wurden im Rahmen der Projektprüfung Kostenschätzungen durchgeführt, wobei unterschiedliche Annahmen hinsichtlich Investitionskostenzuschüssen und zinsgünstigen Krediten gemacht wurden. Bei reinen Weltmarktkonditionen scheint der wirtschaftliche Betrieb von Windparks im Senegal bei Annahme einer Vergütung durch die SENELEC basierend auf den vermiedenen Stromerzeugungskosten ihrer Kraftwerke schwierig bis unmöglich. Die bestehenden Informationen zum Windpotenzial weisen nicht genügend hohe mittlere Jahreswindgeschwindigkeiten auf, um eine Kostendeckung zu erreichen. Allerdings würde durch die Verwendung zinsgünstiger Kredite und zusätzlicher Einnahmen über

CO<sub>2</sub>-Zertifikate eine Kostendeckung möglich werden. Die bisherige Stromerzeugung im Senegal basiert vor allem auf Dieselmotoren, die über schlechte Wirkungsgrade verfügen.

Eine abschließende Einschätzung, ob die Errichtung von Windparks im Senegal unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten möglich ist, kann nur durch die Durchführung von Windmessungen erfolgen. Hierbei sollten Windmessungen auf einer Höhe von mindestens 40 m durchgeführt werden, die den internationalen Anforderungen an die Windenergienutzung genügen.

## 9 Referenz

- [1] **Republique du Senegal:** Loi N° 2002-01 abrogeant et remplaçant l'article 19, alinéas 4 et 5, et le chapitre IV de la loi n°98-29 du avril 1998 relative au secteur de l'Electricité. 26. décembre 2001.
- [2] **Teplitz-Sembitzky, W.:** TERNA Teilmaßnahme Senegal – Kommentare und Fragen zum senegalesischen Projektantrag. August 2003
- [3] **SENELEC:** Rapport annuel Mouvements d'Energie – Année 2002. Dakar 2002
- [4] **Jargsdorf, B.:** Fachliche Stellungnahme "Etude de Faisabilité d'une Centrale Éolienne". Factor 4 Energy Projects GmbH, August 1999
- [5] **PERACOD (PN: 03.2057.2):** Programm zur Förderung der ländlichen Elektrifizierung und der nachhaltigen Bereitstellung mit Haushaltsbrennstoffen, Senegal
- [6] **SAER. SA:** Société Africaine des Energies Renouvelables. Company Profile
- [7] **Republique du Senegal:** Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie. 09 avril 2003.