

# Windprojekt Bericht II

Keno Riechers und Jan Wohland

1. August 2014



# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>abstract</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Installation des Anemometers und des Datenloggers</b>	<b>2</b>
2.1	Verwendete Geräte . . . . .	2
2.2	Verwendete Software . . . . .	2
2.3	Beschreibung des Mess-Setups . . . . .	2
<b>3</b>	<b>Vorbetrachtungen</b>	<b>5</b>
3.1	Zusammenhang Windgeschwindigkeit und erzeugte Energie . . . . .	5
3.2	Tagesgenaue Daten des Meteorologischen Instituts Burkina Faso von 2013 . . . . .	7
3.2.1	Verteilung der Windgeschwindigkeiten . . . . .	7
3.2.2	Monatsgenaue Analyse [Bobo, Ouaga, Ouahigouya] . . . . .	9
3.2.3	Tagesgenaue Analyse [Bobo, Ouaga und Ouahigouya] . . . . .	10
<b>4</b>	<b>Auswertung der Messwerte Pathiri</b>	<b>11</b>
4.1	Temperatur in der Loggerbox . . . . .	12
4.2	Verteilungen der Windgeschwindigkeiten . . . . .	12
4.3	Tagesverläufe . . . . .	16
4.4	Abschätzung erzeugbare Energie . . . . .	17
<b>5</b>	<b>Ausblick</b>	<b>20</b>
<b>6</b>	<b>Anhang</b>	<b>22</b>
6.1	Quellcode Daten des Meteorologischen Instituts . . . . .	22
6.2	Quellcode Pathiri Daten . . . . .	26

## 1 abstract

Im vorliegenden Bericht wird die Machbarkeit einer Windradinstallation in Pathiri, einem kleinen Dorf im Norden von Burkina Faso in Westafrika, untersucht. Auf Basis von Oberflächenwinddaten in 10m Höhe für 6 Standorte im Jahre 2013 wird einleitend festgestellt, dass das Windpotential in Burkina stark orts- und jahreszeitabhängig ist. Am besten geeignet wäre die Region um Bobo-Dioulasso im Westen Burkinas, wobei auch Ouahigouya und Ouagadougou, in deren Mitte Pathiri liegt, Potential aufweisen. Allerdings ist dort ein starker Jahresgang, mit deutlichen Minima in den Monaten Februar, März sowie Oktober bis Dezember festzustellen.

Die Auswertung der SEWA-eigenen Windmessungen in den Monaten Mai, Juni und Juli 2014 ergibt, dass mit dem Windgenerator AWP 3.6 im Mittel ungefähr 3 kWh elektrische Energie pro Tag gewonnen werden können. Mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 3.42 m/s und Windgeschwindigkeiten oberhalb der Cut in Speed (3 m/s) in beinahe 60% der Fällen erscheint die Installation erfolgversprechend. Wegen einem deutlichen Abwärtstrend in den letzten Wochen ist eine abschließende Bewertung der Sinnhaftigkeit der Installation im Moment aber noch nicht möglich.

Darüber hinaus müssen noch ökonomische und systemische Fragen (Verbraucher, Verteilnetz, Wartung) vor der Errichtung eines Windrades beantwortet werden. Insbesondere gilt es abzuwägen, welchen Vorteil die Windradinstallation im Vergleich zu einer größeren Photovoltaikinstallation hätte.

## 2 Installation des Anemometers und des Datenloggers

### 2.1 Verwendete Geräte

Für die Messung der Windgeschwindigkeit wurde der Datenlogger PCE-WL1 der Firma PCE Deutschland GmbH mitsamt dem zugehörigen Standardanemometer PCE-KWG verwendet.

Es können verschiedene Messintervalle bei der Programmierung des Loggers ausgewählt werden, in denen die mittlere Windgeschwindigkeit, deren Standardabweichung und die maximale Windgeschwindigkeit gespeichert werden (10s, 60s, 600s). Außerdem werden Uhrzeit, Datum und Temperatur im Loggergehäuse erfasst. Das Anemometer funktioniert im Messbereich zwischen 0,8 und 40  $\frac{m}{s}$  laut Herstellerangaben mit einer Messunsicherheit von  $u_v = 0,5 \frac{m}{s}$  bzw. 5% des Messwertes für Windgeschwindigkeiten oberhalb von 10  $\frac{m}{s}$ . Interessanterweise ist der Fehler nicht in Abhängigkeit von dem gewählten Messintervall angegeben. Dies ist in so fern verwunderlich, als das der Logger bereits eine statistische Auswertung der Primärinformationen bereit stellt. Nun ist es plausibel, dass bei einem 600s Messintervall mehr Primärdaten zur Verfügung stehen als bei einem 60s Messintervall. Der Messfehler müsste folglich ebenfalls unterschiedlich sein.

Die Umgebungstemperatur des Anemometers darf 60°C nicht überschreiten.

Der Logger ist auf Temperaturen von maximal 50°C ausgelegt, weswegen im Messaufbau einige Vorkehrungen zum Verhindern einer zu starken Erwärmung getroffen wurde (siehe unten).

### 2.2 Verwendete Software

Die Datensätze werden in .CSV Dateien gespeichert und die Auswertung erfolgte mittels Python. Die verwendeten Skripte können im Anhang gefunden werden.

### 2.3 Beschreibung des Mess-Setups

Die gesamte Installation ist an einem Eisenmast angebracht, welcher in etwa 14 Meter Höhe auf dem Wasserturm in Pathiri befestigt ist. Die GPS Koordinaten des Turmes lauten:

$$\begin{aligned}\phi &= 12^{\circ}57,35'N \\ \lambda &= 002^{\circ}04,91'W\end{aligned}$$



Abbildung 1: Wasserturm Pathiri

Am oberen Ende des Eisenmastes ist rechtwinklig ein Arm angebracht. An der Spitze des Arms ist das Anemometer montiert. Die Ausrichtung der Rotationsebene parallel zum Boden erfolgte per Augenmaß.



Abbildung 2: Dach und Box

Etwa 150cm tiefer ist ein kreisförmiges Sonnendach mit 40cm Durchmesser am Mast

befestigt. Der Mast durchstößt das Dach nicht mittig, sondern mit einem Versatz von ca. 10cm vom Mittelpunkt. Unter der größeren Dachseite ist eine Box angeschweißt, in der sich der Datenlogger befindet. Die asymmetrische Positionierung des Daches soll die Beschattung der Box optimieren. Dach und Box sind weiß gestrichen, um den Datenlogger vor Überhitzung zu schützen.



Abbildung 3: Dach und Box

Der Boden der Box ist an zwei Stellen durchlöchert. Über den Löchern sind Drahtnetze angebracht, sodass keine Insekten in die Box eindringen können. Über der einen löcherigen Stelle ist ein PC-Lüfter verklebt, der einen Luftaustausch in der Box garantieren soll. Die Stromversorgung des Lüfters wird durch eine Solarzelle auf dem Dach gewährleistet. Der Datenlogger selbst war während der ersten zwei Monate mit Kabelbindern an einer provisorischen Halterung an der seitlichen Innenwand der Box befestigt. Beim ersten Datenauslesen wurde ein kleiner Holztisch im Inneren der Box aufgestellt, auf dem der Logger positioniert wurde. Um die Luftzirkulation nicht unnötig einzuschränken wurde die Tischplatte in der Mitte mit einem großen Loch versehen. Die Box ist provisorisch mit Draht verschlossen, da bei den Arbeiten das Schloss beschädigt wurde. Der Austausch des Schlosses würde es erfordern an der Box erneut zu Schweißen, wovon angesichts der laufenden Messungen Abstand genommen wurde.

Für die Messungen wurde ein Messintervall von 600s ausgewählt.



Abbildung 4: Box Innenansicht

### 3 Vorbetrachtungen

#### 3.1 Zusammenhang Windgeschwindigkeit und erzeugte Energie

SEWA überlegt möglicherweise die Windturbine AWP 3.7 des AfricanWindPower-Projektes einzusetzen. Dabei handelt es sich um den leistungsstärkeren Nachfolger der AWP3.6. Allerdings liegen Messwerte der Leistung als Funktion der Windgeschwindigkeit bisher nur für das alte Modell vor. Deswegen wird die numerische Auswertung im folgenden auf Basis der AWP3.6 Charakteristik gemacht. Dabei sollte man im Hinterkopf behalten, dass möglicherweise mit der neuen Turbine bis zu doppelt so viel Leistung erreicht werden kann. Zumindest ist die Peakleistung von 1,2 kW (AWP3.6) auf 2kW (AWP3.7) gestiegen.

Für die AWP3.6 liegt eine Charakteristik der elektrischen Energieerzeugung gemäß Abb. 5 vor. Die Daten zeigen, dass oberhalb einer Schwelle näherungsweise ein linearer Zusammenhang der Form

$$P(v) = \theta(v - v_{min})[\alpha \cdot v + \beta] \quad (1)$$

besteht. In der Gleichung bezeichnet  $P(v)$  die Leistung als Funktion der Windgeschwindigkeit,  $v_{min}$  die Schwellgeschwindigkeit oberhalb derer Energie erzeugt wird und  $\theta$  bezeichnet die Heavyside-Funktion. Diese bewirkt, dass  $P(v)$  exakt 0 ergibt, solange die Windgeschwindigkeit unterhalb des Schwellwertes liegt.

Der in der Beschreibung der AWP3.6 nahegelegte lineare Zusammenhang ist kritisch zu hinterfragen, da die kinetische Energie der Luftströmung quadratisch mit der Geschwindigkeit zunimmt. Auch in den Ratgebern zu Windinstallation ist ein stärkerer als linearer Anstieg mit der Windgeschwindigkeit aufgeführt. Allerdings handelt es sich

bei den der Abb. 5 zugrunde liegenden Daten um Messwerte, deren Belastbarkeit hier nicht in Frage gestellt wird.

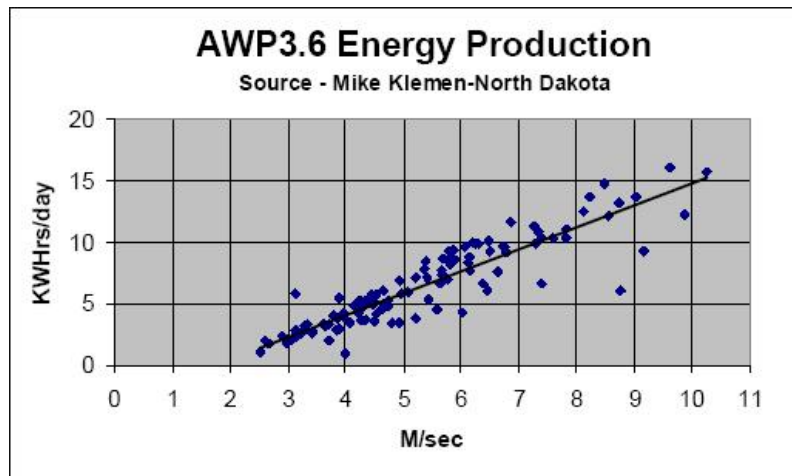


Abbildung 5: Leistung der Windturbine AWP 3.6 als Funktion der Windgeschwindigkeit. Es ergibt sich ein näherungsweise linearer Zusammenhang, wenngleich große Ausreißer festgestellt werden können. Die Ergebnisse des linearen Fits können leider nicht nachvollzogen werden, da der Hersteller die Rohdaten auf Nachfrage nicht zur Verfügung gestellt hat.

Der Abbildung werden per Augenmaß die Parameter der Geradengleichung entnommen. Es ergibt sich für die Leistung

$$P(v) = \theta \left( v - 3 \frac{m}{s} \right) \left[ 1.75 \frac{kWh \cdot s}{day \cdot m} \cdot v - 2.875 \frac{kWh}{day} \right]. \quad (2)$$

Eine Alternative für die Turbinen der AfricanWindPower könnte jene von i love windpower sein, die unter anderem in Mali produzieren. Für deren Turbine mit einem Durchmesser von 1,8 Metern ergibt sich:

$$P_{ilove}(v) = \theta \left( v - 3 \frac{m}{s} \right) \left[ 0.75 \frac{kWh \cdot s}{day \cdot m} \cdot v - 2.4 \frac{kWh}{day} \right]. \quad (3)$$

Diese Turbine ist also bei gleicher Schwellgeschwindigkeit weniger leistungsstark.

## 3.2 Tagesgenaue Daten des Meteorologischen Instituts Burkina Faso von 2013

Das Meteorologische Institut Burkina Faso<sup>1</sup> betreibt ein Messnetz von synoptischen Stationen, die unter anderem Zeitreihen der Windgeschwindigkeit in 10 Meter Höhe messen. Für das Kalenderjahr 2013 liegen SEWA diese Daten vor und sie dienen als Referenzwerte für die Messung in Pathiri. Zwischen zwei Messwerten liegen 24 h Zeitunterschied, wohingegen die typische Reaktionszeit des Windrades in der Größenordnung von Sekunden oder Minuten liegt. Die Mittelung über einen so langen Zeitraum kann wegen der Schwellgeschwindigkeit, die für die Stromerzeugung durch das Windrad vorliegt, zu fehlerhaften Ergebnissen führen. Über die tagesinterne Dynamik liegen keine Informationen vor, insbesondere ist die Standardabweichung nicht angegeben.

### 3.2.1 Verteilung der Windgeschwindigkeiten

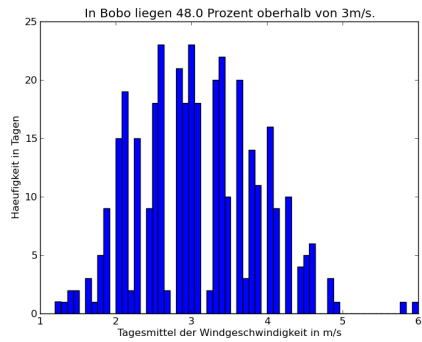
Die Verteilung der Windgeschwindigkeiten ist stark ortsabhängig, wie der Abb. 6 entnommen werden kann. Das Spektrum reicht von Bobo-Dioulasso, wo das Tagesmittel im Schnitt jeden zweiten Tag den Schwellwert von 3m/s überschreitet bis nach Dori, wo der Wind an keinem Tag im Tagesmittel ausreichend stark ist.

In Dori (Nordosten) und Po (Süden) ist der Wind eindeutig zu schwach um eine Windturbine zu betreiben. In Fada scheint eine sinnvolle Nutzung auch ausgeschlossen, da nur an etwa einem Zehntel der Tage der Schwellwert überschritten wird. Möglicherweise interessant sind Ouahigouya (23% über 3 m/s) und Ouagadougou (28%). Die starke Variabilität innerhalb des Landes erscheint etwas verwunderlich, zumal kein offener Zusammenhang mit der Breite (und damit der Entfernung zum Ozean bzw. der ITCZ) vorliegt.

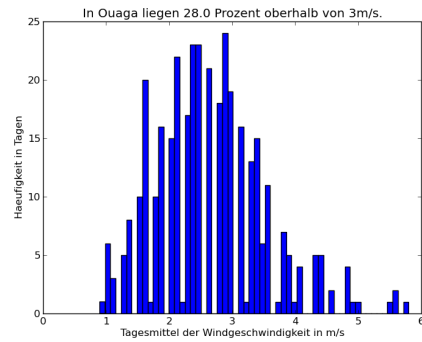
Für die weitere Evaluation werden nur die Messreihen in Bobo, Ouahigouya und Ouagadougou verwendet. Die anderen drei Städte werden nicht weiter ausgewertet, weil bereits auf Basis der Windverteilungen ihre Eignung als Windradstandort verneint werden kann. Pathiri (Installationsort des SEWA-Anemometers) liegt etwa mittig zwischen Ouahigouya und Ouagadougou.

---

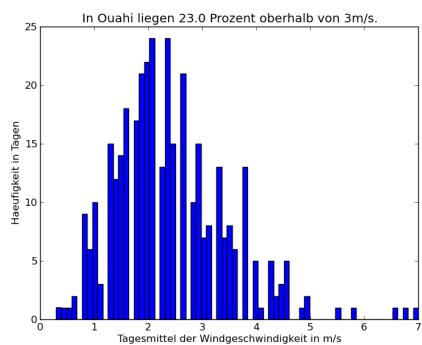
<sup>1</sup>Direction générale de l'aviation civile et de la météorologie – Ministère des Mines, des Carrières et de l'Energie ;Direction de la Météorologie Nationale; 01 B.P. 576



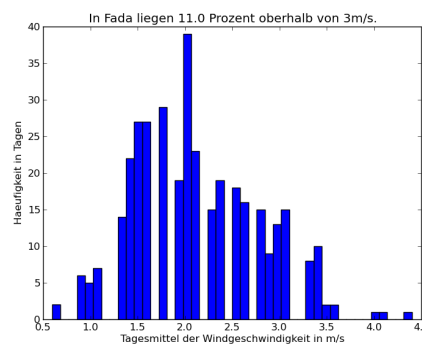
(a)



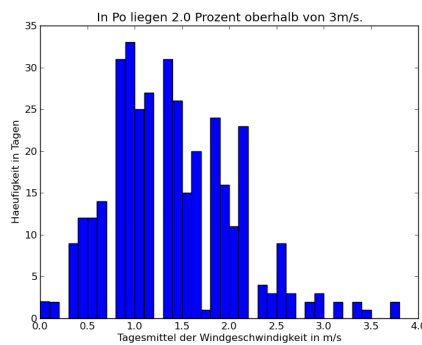
(b)



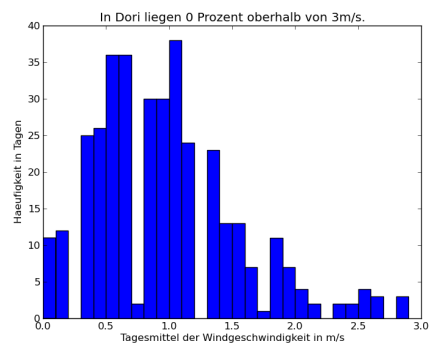
(c)



(d)



(e)



(f)

Abbildung 6: Verteilungen der Tagesmittel der Windgeschwindigkeit in absteigender Reihenfolge. In Dori, Po und Fada wird nie bzw. selten die Schwellgeschwindigkeit überschritten. Bobo ist ein sehr aussichtsreicher Kandidat, während Ouaga und Ouahigouya mittelmäßig erscheinen.

### 3.2.2 Monatsgenaue Analyse [Bobo, Ouaga, Ouahigouya]

Neben der rein kumulativen Betrachtung ist auch die zeitliche Verteilung der Windgeschwindigkeiten ein relevantes Kriterium. Ein Windrad, welches beispielsweise drei Monate am Stück still steht ist offensichtlich an der falschen Stelle errichtet worden.

Alle drei Stationen zeigen von der groben Struktur der Monatsmittelwerte her den gleichen Verlauf [vgl. Abb. 7]. Es gibt einen Peak im Juni und einen zweiten Peak um die Jahreswende herum. Die Messstationen unterscheiden sich allerdings deutlich in den konkreten Werten. Während für Bobo der Jahreswechselpeak ausgeprägter ist als jener zur Jahresmitte, ist es für Ouaga und Ouahigouya genau anders herum. Das Monatsmittel für Bobo liegt häufig über 3 m/s und fällt nie unter 2.5 m/s, sodass Bobo der aussichtsreichste Standort für eine Installation bleibt.

In Ouahigouya fällt das Monatsmittel in 8 von 12 Monaten unter 2.5 m/s, in Ouaga ist dies in 5 von 12 Monaten der Fall. Auch ohne genauere Evaluation der Verteilung (welche theoretisch sehr breit sein könnte und somit auch in den Monaten nennenswerte Energieerzeugung ermöglichen würde) ist klar, dass nur ein kleiner Teil der Windgeschwindigkeiten in den besagten Monaten ausreichend für die AWP 3.6 sein wird.

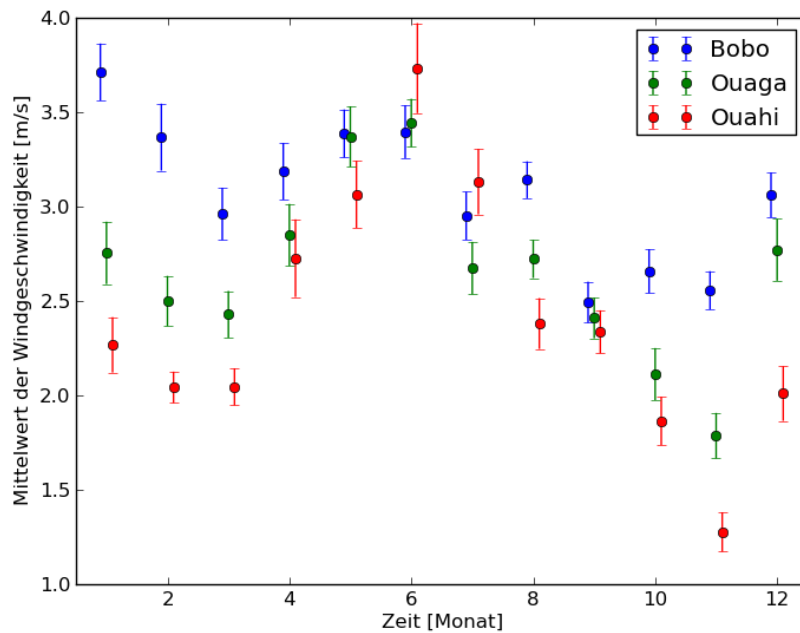


Abbildung 7: Mittelwerte der täglichen Windgeschwindigkeiten für Bobo, Ouaga und Ouahigouya. Die Fehlerbalken stellen  $\frac{STABW}{\sqrt{n}}$  dar und sind ein Indikator für die Breite der Verteilung. Zur Verbesserung der Visualisierung sind die verschiedenen Orte etwas versetzt geplottet.

### 3.2.3 Tagesgenaue Analyse [Bobo, Ouaga und Ouahigouya]

Ein monatlicher Mittelwert oberhalb der Schwellgeschwindigkeit könnte theoretisch dadurch zustande kommen, dass es an einem einzigen Tag extrem windig war. An allen anderen Tagen des Monats könnte der Wind gerade eben nicht ausreichen, damit das Windrad Energie produziert. Deswegen macht es Sinn in der feinstmöglichen Auflösung die Daten auszuwerten.

Als Observable wird hier die Anzahl der Tage verwendet an denen die mittlere Windgeschwindigkeit 3 m/s überstieg [Vgl. Abb. 8].

In Ouaga und Ouahigouya wird die Schwelle nur in den Monaten Mai, Juni und Juli (nur Ouahigouya) an mehr als 10 Tagen überschritten. Davor und danach im Jahr sinkt die Anzahl der geeigneten Tage deutlich ab. In Ouahigouya erreicht sowohl im November als auch im Februar der Wind an keinem Tag eine Stärke oberhalb von 3 m/s. Die Eignung von Ouahigouya und Ouaga als Standort für unser Windrad ist somit substanziell infrage gestellt, obwohl sich in den europäischen Sommermonaten teilweise vielversprechende Werte ergeben.

Im Vergleich erscheint Bobo deutlich geeigneter. In keinem Monat gibt es seltener als an 5 Tagen durchschnittliche Windgeschwindigkeiten über 3 m/s. Während 8 Monaten liegt mehr als ein Drittel der Tagesmittel oberhalb der Schwelle.

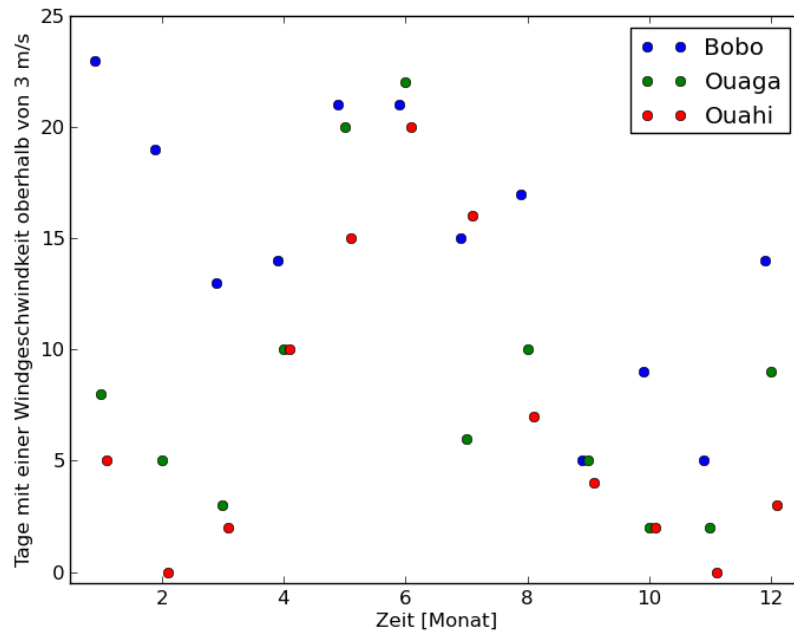


Abbildung 8: Anzahl der Tage, an denen der Wind im Mittel stärker wehte als mit 3 m/s. Man sieht im Jahresverlauf zwei unterschiedlich stark ausgeprägte Peaks zum Jahreswechsel und zur Jahresmitte. In den Zeiträumen Februar bis März sowie September bis Dezember wird in Ouaga und Ouahigouya die Schwelle nur an wenigen Tagen überschritten, zu diesen Momenten ist der sinnvolle Betrieb eines Windrades nicht möglich.

## 4 Auswertung der Messwerte Pathiri

Momentan liegen aus Pathiri Messwerte für den Zeitraum 12. Mai 2014 bis 25. Juli 2014 vor. Diese werden im Folgenden in verschiedenen Schritten ausgewertet. Als erstes werden die Verteilungen der Windgeschwindigkeiten analysiert. Diese lassen Rückschlüsse auf die typische mittlere Geschwindigkeit sowie den Anteil von Windgeschwindigkeiten oberhalb einer Schwelle zu. Danach werden die gemittelten Tagesverläufe in den Monaten Mai, Juni und Juli betrachtet um diese auf Regelmäßigkeiten zu untersuchen. Sofern SEWA mittels Windenergie Gebäude beleuchten will, ist natürlich das Windpotential während der Nacht ein wichtiges Entscheidungskriterium. Abschließend wird

die Leistungsrelation für die AWP 3.6 [Gleichung 2] ausgenutzt, um die erzeugbare Energie abzuschätzen.

#### 4.1 Temperatur in der Loggerbox

Die Maximaltemperatur in der Loggerbox beträgt  $41.75^{\circ}\text{C}$ , die Durchschnittstemperatur liegt bei  $29.8^{\circ}\text{C}$ . In jedem Moment war also gewährleistet, dass die zulässige Höchsttemperatur für den Logger von  $50^{\circ}\text{C}$  nicht überschritten wurde.

#### 4.2 Verteilungen der Windgeschwindigkeiten

Auf den gesamten Zeitraum bezogen beträgt das arithmetische Mittel der Windgeschwindigkeit  $3.42\text{ m/s}$ . 57% der Messungen ergeben Windgeschwindigkeiten über  $3\text{ m/s}$ , jeder Dritte Wert liegt sogar oberhalb von  $4\text{ m/s}$ . Die Breite der Verteilung [Abb. 9] ist mit einer Standardabweichung von  $1.67\text{ m/s}$  recht groß. Etwa zwei Drittel aller Werte liegen zwischen  $1.75\text{ m/s}$  und  $5.09\text{ m/s}$ . Da Median und arithmetisches Mittel nicht identisch sind, ist die Verteilung nicht symmetrisch. Absolute Windstille trat in etwa 110 Fällen, also während etwa 18 Stunden auf.

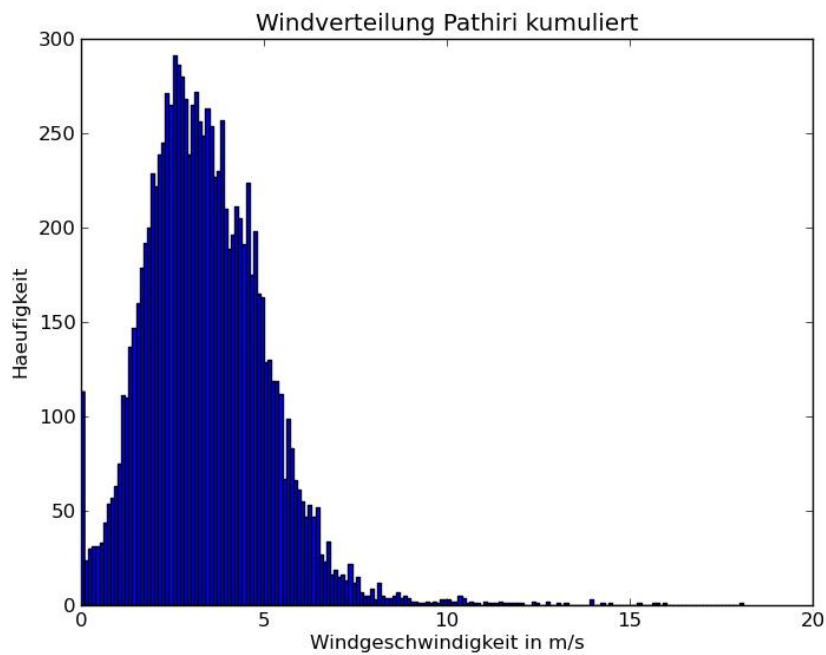


Abbildung 9: Verteilung der Windgeschwindigkeiten im gesamten Zeitraum. In fast 60% der Fälle ist der Wind stark genug um das AWP3.6 zu betreiben.

Neben der globalen Betrachtung liefert auch die Analyse von Teilmengen des Gesamtdatensatzes interessante Hinweise. Wie Abb. 10 a) zeigt ist der Wind in den Abendstunden schwächer als tagsüber. Beispielsweise sinkt der Mittelwert auf nur 2.85 m/s und der Anteil von Wind über 3m/s sinkt auf unter 40%. Darüber hinaus kann derselben Abbildung entnommen werden, dass auch Windstille überproportional oft zwischen 18 und 24 Uhr eintritt (etwa 65 von 110 Fälle).

Auf den ersten Blick ersichtlich in den Abb. 10 b) bis d) ist ein Starkwindereignis im Juni welches Windgeschwindigkeiten bis etwa 18 m/s mit sich brachte. Weniger leicht zu erkennen, aber in Tabelle 1 dokumentiert, ist die deutliche Windabnahme im Juli im Vergleich zu Mai und Juni. Während sich die relevanten Zahlen (Durchschnitt, Anteile oberhalb bestimmter Schwellen) für Mai und Juni im wesentlichen auf hohem Niveau gleichen, brechen sie zum Juli hin deutlich ein. Der nutzbare Anteil (also mehr als 3 m/s) fällt von 60% auf 49%, der Mittelwert sinkt um 0.55 m/s auf 3.08m/s. Zudem finden fast alle Windstillen während des Julis statt. Diese Abnahme könnte ein Hinweis auf einen jahreszeitlichen Trend sein, wie er in den Daten des Meteorologischen Instituts für 2013 vorkommt [Vergleich Abb. 7]. Sollte dies der Fall sein, ist mit einer weiteren deutlichen Abnahme der Windgeschwindigkeiten in den Folgemonaten zu rechnen.

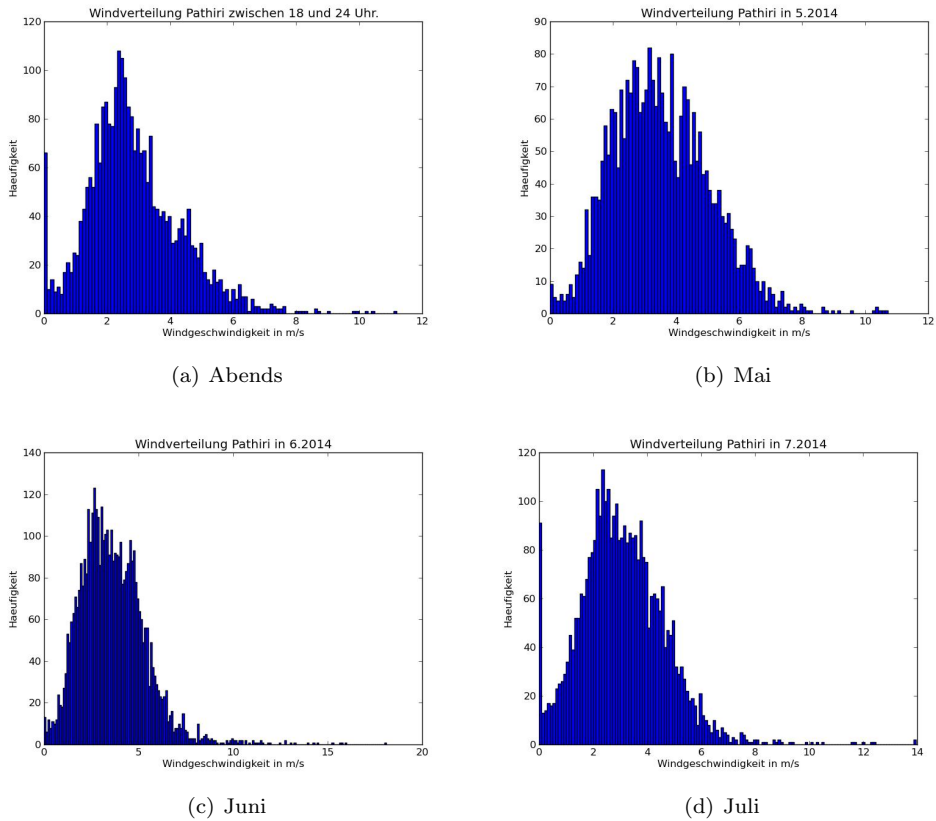


Abbildung 10: Windverteilung in den Abendstunden sowie während der unterschiedlichen Monate. Die Monatsverteilungen sind mit unterschiedlich skalierten x-Achsen dargestellt, um den gesamten Wertebereich darstellen zu können.

Separat dazu wurden die Tage gezählt, an denen das Tagesmittel oberhalb von 3 m/s lag. Im Mai und Juli wurde das Ergebnis auf den ganzen Monat extrapoliert<sup>2</sup>. In jedem Monat wird die 3m/s Schwelle im Tagesmittel mindestens an 27 Tagen überschritten.

<sup>2</sup>Durch Multiplikation mit  $\frac{\text{Tage im Monat}}{\text{Tage im Datensatz für diesen Monat}}$ .

	Mittelwert $\frac{m}{s}$	Median $\frac{m}{s}$	Standardabweichung $\frac{m}{s}$	Anteil über 3m/s	Anteil über 3.5m/s	Anteil über 4 m/s
kumuliert	3.42	3.26	1.67	0.57	0.44	0.33
kumuliert abends	2.85	2.65	1.47	0.38	0.27	0.19
Mai	3.53	3.39	1.54	0.6	0.47	0.36
Juni	3.63	3.43	1.78	0.6	0.48	0.38
Juli	3.08	2.97	1.58	0.49	0.36	0.25

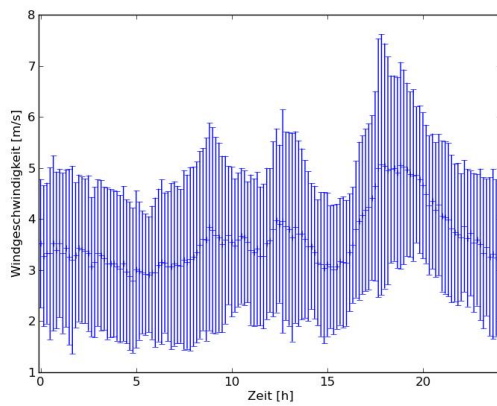
Tabelle 1: Charakteristische Informationen der Windverteilungen. Ab 3 m/s kann die AWP3.6 elektrische Energie produziert werden. Man sieht eine deutliche Abnahme beim Vergleich der kumulierten Werte mit den kumulierten Abendwerten sowie beim Vergleich der Monate Mai und Juni mit den Juli-Werten.

### 4.3 Tagesverläufe

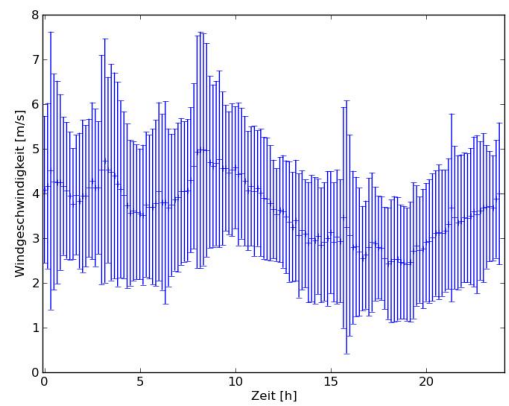
Die gemittelten Tagesverläufe geben Aufschluss über eventuell vorhandene täglich wiederkehrende Strukturen. Hier wurden die verschiedenen Monate einzeln betrachtet. Obwohl im Mai und im Juli der Datensatz nicht komplett ist, erscheint er mit 19, bzw. 24 vollständigen Tagen ausreichend umfangreich um repräsentativ für den Monat zu sein. In den Abbildungen 11 wurde zu jeder Uhrzeit über alle entsprechenden Messwerte des Monats gemittelt und als Fehler die Standardabweichung angegeben, sodass 68% aller Messwerte zu dieser Uhrzeit innerhalb des markierten Intervalls liegen.

Zunächst einmal fällt auf, dass in den einzelnen Monaten die Schwankungen der Mittelwerte nicht von dem Rauschen des Signals überragt werden. So ist beispielsweise die Phase von 16 bis 22 Uhr im Mai eindeutig von höheren Windgeschwindigkeiten geprägt, sogar wenn man die Verteilungsbreite mit berücksichtigt. Dann lässt sich feststellen, dass die Standardabweichung grob betrachtet unabhängig ist von der Tageszeit. Es lässt sich also keine Tageszeit isolieren, wo der Wind im Laufe des Monats besonders gleichmäßig war.

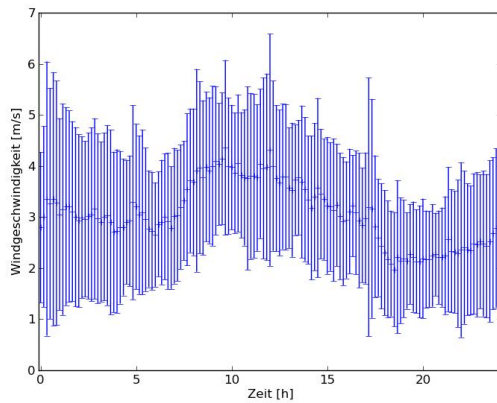
Im Vergleich der verschiedenen Monate kann konstatiert werden, dass sich die Verläufe nicht wiederholen. Insbesondere lassen sich die Unterschiede zwischen den Monaten nicht durch eine Anhebung oder Absenkung der Amplitude erklären. So werden während des Mais zwischen 16 und 22 Uhr überdurchschnittliche Geschwindigkeiten erreicht, im Juni ist die gesamte zweite Tageshälfte von unterdurchschnittlichen Werten geprägt. Im Juli hingegen ergibt sich ein dreigeteiltes Bild. Morgens (0-8 Uhr) schwankt die Windgeschwindigkeit um den Mittelwert herum, danach wurden hohe Werte gemessen (8 - 16 Uhr) und der Rest des Tages war wieder unterdurchschnittlich.



(a) Mai 2014



(b) Juni 2014



(c) Juli 2014

Abbildung 11: Plots der Windgeschwindigkeiten im Tagesverlauf als Mittel über die einzelnen Monate. Der Fehlerbalken repräsentiert die Standardabweichung, sodass etwa  $2/3$  aller Werte innerhalb des von den Balken angezeigten Intervalls liegen. Die Verläufe der verschiedenen Monate unterscheiden sich deutlich, von einer über den gesamten Messzeitraum hinweg besonders windreichen oder windarmen Tageszeit kann nicht geredet werden.

#### 4.4 Abschätzung erzeugbare Energie

Mit den gemessenen Windgeschwindigkeiten und der Relation (2) kann nun eine Abschätzung auf Basis der Charakteristika der alten Version der Windturbine vorgenom-

men werden. Dabei sei noch einmal darauf hingewiesen, dass es sich dabei um eine grobe Minimalabschätzung handelt. Für die neue Windturbine (AWP3.7), die leistungsstärker sein soll liegen uns bisher keine Leistungsmesswerte vor.

In Abbildung 12 dargestellt ist das auf einen Tag bezogene Wochenmittel

$$\langle E(\textit{week}) \rangle = \frac{1}{7} \sum_{\textit{day}=1}^7 \frac{1}{144} \sum_{t=1}^{144} P(v(\textit{week}, \textit{day}, t)), \quad (4)$$

dabei beschreibt  $P(\textit{week}, \textit{day}, t)$  die erzeugbare Leistung in der Woche  $\textit{week}$ , dem Tag  $\textit{day}$  und dem Zeitschritt  $t$ . Der Faktor  $\frac{1}{144}$  ist nötig, weil  $P(\textit{week}, \textit{day}, t)$  in der Einheit  $\frac{kWh}{\textit{day}}$  angegeben wird und sich jedes Element der Summe über  $t$  nur auf den 144. Teil eines Tages bezieht. Der Faktor  $\frac{1}{7}$  führt dazu, dass nicht die in einer Woche erzeugbare Energie, sondern die im Mittel pro Tag erzeugbare Energie dargestellt wird.

Als Fehlerbalken wurde der gesamte Bereich der täglich erzeugten Energie angegeben. Das untere Ende eines Fehlerbalkens zeigt also die Energieproduktion am windärmsten Tag der Woche, während das obere Ende die Energieproduktion am windreichsten Tag der Woche darstellt.

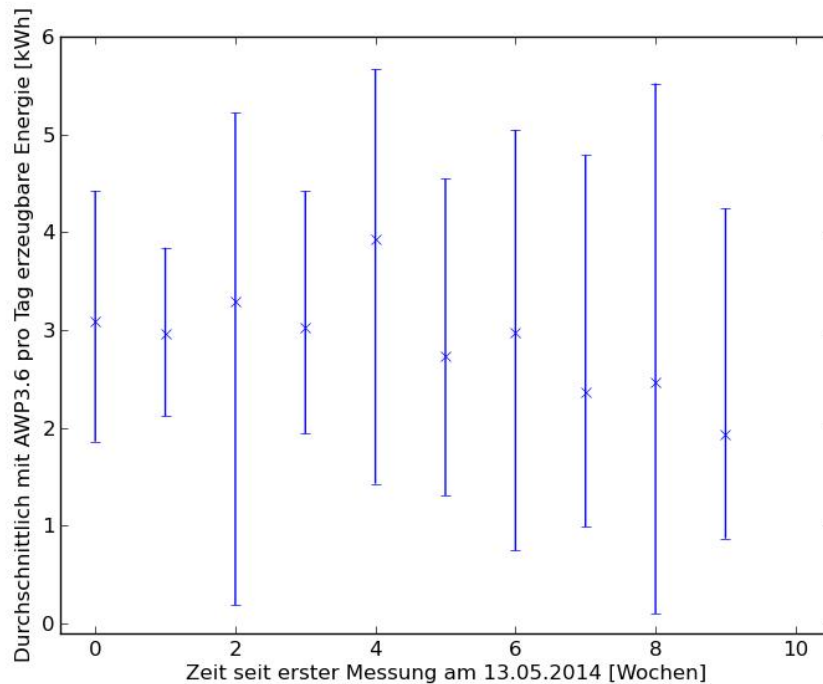


Abbildung 12: Täglich erzeugbare Energie mit der Windturbine AWP3.6 berechnet auf Basis der Windmessung in Pathiri.

Während der 10 vollständigen Wochen im Datensatz wären im Mittel immer Energien zwischen 2 kWh und 4kWh pro Tag erzeugbar. Eine Standardinstallation von SEWA mit 5 CFLs à 11W könnte mit der Ladung eines Tages zwischen 36 und 72 Stunden betrieben werden. Würde man dieselbe Energiemenge mittels Photovoltaik vor Ort erzeugen wollen, benötigte man dafür eine Maximalleistung von 500 bis 1000 Wp<sup>3</sup>.

In zwei Wochen gibt es Tage an denen weniger als 0.5 kWh produziert werden. Im allgemeinen ist die Schwankungsbreite sehr groß, an einem windreichen Tag wird in der Regel ein vielfaches der Energie produziert, die an einem windarmen Tag erzeugt werden kann. Dies stellt hohe Anforderungen an das Systemdesign hinsichtlich Speichermöglichkeiten.

Der Abbildung lässt sich bereits mit dem Auge ein Abwärtstrend zum Ende hin entnehmen, der direkt aus der gemessenen Verringerung der Windgeschwindigkeiten

<sup>3</sup>Abschätzung vorgenommen mit: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?map=africa&lang=en>. Ein fiktives System mit 100Wp Maximalleistung, das mit Inklination = 0° in Ouagadougou nach Süden ausgerichtet ist erzeugt täglich etwa 400Wh. Die jahreszeitlichen Schwankungen gemäß diesem Tool liegen in der Größenordnung von 5%.

im Juli resultiert. Die drei Wochen mit den geringsten mittleren erzeugbaren Energien sind die letzten drei Wochen der Messreihe.

## 5 Ausblick

In dem betrachteten Zeitraum wäre bezüglich der Windgeschwindigkeiten dem Bau des Windrades nicht zu widersprechen. Die Windgeschwindigkeiten sind ausreichend um in mehr als 50% der Zeiten Strom zu erzeugen. Die Phasen mit geringen Windgeschwindigkeiten verteilen sich relativ gleichmäßig, sodass pro Monat höchstens 3 Tage auftreten, an denen das Tagesmittel die Cut in Geschwindigkeit nicht übertrifft.

Dabei weht der Wind während der Abendstunden (18 - 24 Uhr) deutlich schwächer. Es kann also nur in geringem Maße Leistung für die Beleuchtung von Räumen direkt entnommen werden.

Dennoch kann eine Bewertung der technischen Sinnhaftigkeit der Windradinstallation in Pathiri nicht vor Ende des Jahres 2014 stattfinden. Es muss zwingend abgewartet werden, ob die Windgeschwindigkeiten in Pathiri ähnlich stark absinken wie dies in Ouaga und Ouahigouya der Fall ist. Anderfalls läuft man Gefahr ein Windrad zu errichten, dass in den Monaten Oktober bis Dezember an 87 von 92 Tagen still steht (Vgl. Werte für Ouahigouya in Abb. 8).

Neben den hier behandelten Aspekten gilt es offene Fragen anzugehen:

- **Kosten:** Die AWP 3.7 kostet 5000 US-Dollar (3700 Euro) zuzüglich Transportkosten aus Südafrika. Zudem muss ein Turm errichtet werden, an den relativ hohe statische Anforderungen gestellt werden. Aufgrund der zwingenden Zentralität des Systems werden für Kabel ebenfalls deutlich höhere Kosten entstehen als bei den bisherigen SEWA Projekten. Darüber hinaus wären die Ausgaben vergleichbar mit denen eines größeren PV Projektes. Eine Solaranlage, die im Mittel 3 kWh pro Tag erzeugt und damit die oben errechneten Erträge mit der AWP3.6 (!) erbringen würde, müsste etwa eine Maximalleistung von 750 Wp aufweisen und würde paneelseitig etwa 4400€ kosten<sup>4</sup>. Die Kosten für eine ähnlich Leistungsstarke Solarinstallation würden also vielleicht unterhalb der Kosten für Windturbine, Turm und Transport liegen. Der größte Unsicherheitsfaktor ist die unbekannte Leistungscharakteristik der AWP3.7.
- **Zentralität:** Mit einem Windrad würde man ein zentrales System schaffen, an das mehrere Verbraucher angeschlossen werden. Anstelle davon die Schule und das CSPS mit dem Solarpaneel auf dem jeweiligen Dach zu versorgen, würden beide durch das Windrad am Dorfrand betrieben. In Situationen mit Energiemangel (windarme Woche) könnten daraus nutzerseitig Konflikte entstehen. So könnte die Maternité der Schule vorwerfen, dass sie tagsüber alle Energie verbraucht habe und nun für die Nachtgeburt kein Licht mehr vorhanden ist. Da aus Lärmschutz und Verschattungsgründen ein gewisser Abstand zwischen dem

---

<sup>4</sup>Ein Paneel à 85Wp kostet bei Microsow etwa 500€.

Windrad und den Nutzern unabdingbar ist, ergeben sich zwingend längere Transportwege. Damit einher geht die Notwendigkeit der Abkehr vom 12V Gleichstromsystem, da sonst die Verluste zu groß würden.

Der Vorteil eines zentralen Systemes läge darin, dass weniger Leistung und Speicherkapazität installiert werden müsste als in einem dezentralen System mit den selben Nutzern. Bei dezentralen Anlagen muss jedes einzelne System zufällig auftretene Spitzen, die wetterseitig oder vom Verbraucher induziert werden, auffangen können. Zumindest das Nutzerverhalten würde sich beim Zusammenschalten mehrerer Verbraucher vermutlich glätten.

- **Nutzen:** Die hier betrachtete Windanlage würde bezüglich ihrer Leistung deutlich über die bisherigen SEWA Projekte hinaus gehen. Unter der Annahme, dass jede Lampe pro Nacht 4 Stunden verwendet wird, könnten im Mittel 70 Lampen benutzt werden<sup>5</sup>. Deswegen gilt es generell zu überlegen welche Bedürfnisse mit der Energie befriedigt werden sollen.
- **Wartung:** Die AWP3.7 soll laut Handbuch alle 6 Monate gewartet werden. Dabei fallen beobachtende Aufgaben (Geräusentwicklung, Vibration) sowie handwerkliche Tätigkeiten (Schrauben fest ziehen, einfetten) an. Außerdem besteht die Herausforderung, dass der Turm entweder erklimmen oder gelegt werden muss. Es erscheint äußerst schwierig diese Aufgaben vollständig an die Dorfgemeinschaft zu übertragen, sodass für die Wartung weitere Reisen notwendig werden würden.
- **Selbstwert:** Hat die Errichtung eines funktionierenden Windrades unter schwierigen Bedingungen in Burkina vielleicht einen eigenen Wert? Könnte man dadurch zeigen, dass alle Formen Erneuerbarer Energien hier ihren Beitrag zur technischen Entwicklung des Landes leisten könnten?

---

<sup>5</sup> $N = \frac{E}{P/N \cdot t} = \frac{3000Wh}{11W/Lampe \cdot 4h} \approx 70$ , wobei  $E = 3kWh$  die mittlere erzeugbare Energie pro Tag,  $P/N = 11W/Lampe$  die Leistung pro Lampe und  $t = 4h$  die Nutzdauer ist.

## 6 Anhang

### 6.1 Quellcode Daten des Meteorologischen Instituts

```
1 # meteo.py
2 # Wertet den Datensatz 2013 fuer die verschiedenen synoptischen
   Stationen des Metereologischen Instituts Burkina Fasos aus.
3 # Alle Geschwindigkeiten in m/s.
4
5 # Noetige Module laden
6 import numpy as np
7 import matplotlib.pyplot as plt
8 import matplotlib
9
10 #Funktionsdefinitionen
11 def tage_ueber(Ort, Schwelle, Monat):
12     i = 0
13     for j in np.arange(31):
14         if Ort[Monat-1,j] > Schwelle:
15             i = i+1
16     return i
17
18 def tage_ueber_jahr(Ort, Schwelle):
19     A=[]
20     for monat in np.arange(1,13):
21         A.append(tage_ueber(Ort, Schwelle, monat))
22     return A
23
24 #Funktion fuer Umwandlung der Strings Dezimalzahlen mit Komma in
   flaotDezimalzahlen mit Punkt
25 def str2float(x):
26     if x == '0' or x == '1' or x == '2' or x == '3' or x == '4' or x ==
       '5' or x == '6' or x == '7' or x == '8':
27         return float(x)
28     if x == '':
29         return -99
30     else:
31         return float(x.split(',')[0]+'.'+x.split(',')[1])
32
33 def day_max(month):
34     if month == 1 or month == 3 or month == 5 or month == 7 or month ==
       8 or month == 10 or month == 12:
35         return 31
36     if month == 4 or month == 6 or month == 9 or month == 11:
37         return 30
38     else:
39         return 28
40
41 def Ortsliste(Ort):
```

```

42     A=[]
43     for i in np.arange(12):
44         A = A + Ort[i,np.arange(day_max(i+1))].tolist()
45     return A
46
47
48
49 #Auslesen der Daten als String
50 rawdata = np.loadtxt('Vent.csv', delimiter=';', dtype=str, skiprows
51                       =3, usecols=np.arange(3,34))
52
53 data = np.zeros((rawdata.shape[0], rawdata.shape[1]))
54
55 for i in np.arange(rawdata.shape[0]):
56     data[i,:] = map(str2float, rawdata[i,:])
57
58 Bobo, Dori, Fada, Ouaga, Ouahi, Po = data[np.arange(0,12),:], data[np
59 .arange(12,24),:], data[np.arange(24,36),:], data[np.arange
60 (36,48),:], data[np.arange(48,60),:], data[np.arange(60,72),:]
61
62
63
64
65 ### Funktionsaufrufe
66 # Plot des monatlichen Mittelwertes aller Stationen mit STABW als
67 Fehler
68
69 mean, error = [],[]
70
71 # error ist hier definiert als Standardabweichung/Wurzel(30). Dabei ist
72 30 naeherungsweise die Anzahl der Tage pro Monat.
73
74 for Ort in [Bobo, Dori, Fada, Ouaga, Ouahi, Po]:
75     for monat in np.arange(12):
76         mean.append(Ort[monat,np.arange(day_max(monat+1))].mean())
77         error.append(Ort[monat,np.arange(day_max(monat+1))].std()/np.sqrt
78 (30))
79
80 mean_Bobo = mean[0:12]
81 error_Bobo = error[0:12]
82 mean_Dori = mean[12:24]
83 error_Dori = error[12:24]
84 mean_Fada= mean[24:36]
85 error_Fada = error[24:36]
86 mean_Ouaga= mean[36:48]
87 error_Ouaga = error[36:48]
88 mean_Ouahi= mean[48:60]
89 error_Ouahi = error[48:60]
90 mean_Po= mean[60:72]
91 error_Po = error[60:72]
92
93

```

```

85
86 plt.clf()
87
88 #plt.errorbar(x = np.arange(1,13),fmt='o', y = mean_Bobo, label='Bobo
    ')
89 #plt.errorbar(x = np.arange(1,13),fmt='o', y = mean_Dori, label='Dori
    ')
90 #plt.errorbar(x = np.arange(1,13),fmt='o', y = mean_Fada, label='Fada
    ')
91 #plt.errorbar(x = np.arange(1,13),fmt='o', y = mean_Ouaga, label='
    Ouaga')
92 #plt.errorbar(x = np.arange(1,13),fmt='o', y = mean_Ouahi, label='
    Ouahi')
93 #plt.errorbar(x = np.arange(1,13),fmt='o', y = mean_Po, label='Po')
94
95 plt.errorbar(x = np.arange(0.9,12.9),fmt='o', y = mean_Bobo, yerr =
    error_Bobo, label='Bobo')
96 #plt.errorbar(x = np.arange(1,13),fmt='o', y = mean_Dori, yerr =
    std_Dori, label='Dori')
97 #plt.errorbar(x = np.arange(1,13),fmt='o', y = mean_Fada, yerr =
    std_Fada, label='Fada')
98 plt.errorbar(x = np.arange(1,13),fmt='o', y = mean_Ouaga, yerr =
    error_Ouaga, label='Ouaga')
99 plt.errorbar(x = np.arange(1.1,13.1),fmt='o', y = mean_Ouahi, yerr =
    error_Ouahi, label='Ouahi')
100 #plt.errorbar(x = np.arange(1,13),fmt='o', y = mean_Po, yerr = std_Po
    , label='Po')
101
102 plt.xlabel('Zeit [Monat]')
103 plt.ylabel('Mittelwert der Windgeschwindigkeit [m/s]')
104 plt.xlim(0.5, 12.5)
105 plt.legend()
106 plt.savefig('Mittelwerte.png', format = 'png')
107
108 # Plot der Tage, deren durchschnittliche Windgeschwindigkeit oberhalb
    einer bestimmten Schwelle lag
109 Schwelle = 3
110
111 d_Bobo = tage_ueber_jahr(Bobo, Schwelle)
112 d_Dori = tage_ueber_jahr(Dori, Schwelle)
113 d_Fada = tage_ueber_jahr(Fada, Schwelle)
114 d_Ouaga = tage_ueber_jahr(Ouaga, Schwelle)
115 d_Ouahi = tage_ueber_jahr(Ouahi, Schwelle)
116 d_Po = tage_ueber_jahr(Po, Schwelle)
117
118 plt.clf()
119 plt.plot(np.arange(0.9,12.9), d_Bobo, 'o', label='Bobo')
120 #plt.plot(np.arange(1,13), d_Dori,'o', label='Dori')
121 #plt.plot(np.arange(1,13), d_Fada,'o', label='Fada')

```

```

122 plt.plot(np.arange(1,13), d_Ouaga,'o', label='Ouaga')
123 plt.plot(np.arange(1.1,13.1), d_Ouahi,'o', label='Ouahi')
124 #plt.plot(np.arange(1,13), d_Po,'o', label='Po')
125
126 plt.xlabel('Zeit [Monat]')
127 plt.ylabel('Tage mit einer Windgeschwindigkeit oberhalb von 3 m/s')
128 plt.xlim(0.5, 12.5)
129 plt.ylim(ymin=-0.5)
130 plt.legend()
131 plt.savefig('Tage_oberhalb_3.png', format = 'png')
132
133 tage_kumuliert = 'Bobo = ' + str(sum(d_Bobo)) + ' Dori = ' + str(sum(
    (d_Dori)) + ' Fada = ' + str(sum(d_Fada)) + ' Ouaga = ' + str(
    sum(d_Ouaga)) + ' Ouahi = ' + str(sum(d_Ouahi)) + ' Po = ' +
    str(sum(d_Po))
134 print tage_kumuliert
135
136
137
138
139 #Plot der Histogramme
140 Position = 'Bobo'
141 for Ort in [Bobo, Dori, Fada, Ouaga, Ouahi, Po]:
142     plt.clf()
143     n, bins, patches = plt.hist(Ortsliste(Ort), bins = max(Ortsliste(
        Ort))*10)
144     plt.xlabel('Tagesmittel der Windgeschwindigkeit in m/s')
145     plt.ylabel('Haeufigkeit in Tagen')
146     #Errechnen des Anteils oberhalb des Schwellwertes
147     bin_min = 0
148     if Schwelle < max(Ortsliste(Ort)):
149         while bins[bin_min]< Schwelle:
150             bin_min = bin_min + 1
151             nutzbar = np.sum(n[bin_min : len(n)])*1.0/np.sum(n)*100
152     else:
153         nutzbar = 0
154     plt.title('In ' + Position + ' liegen ' + str(np.round(nutzbar,0)) +
        ' Prozent oberhalb von ' + str(Schwelle) +'m/s.')
155     plt.savefig(Position+'_Verteilung.png', format = 'png')
156     if Position == 'Bobo':
157         Position = 'Dori'
158     elif Position == 'Dori':
159         Position = 'Fada'
160     elif Position == 'Fada':
161         Position = 'Ouaga'
162     elif Position == 'Ouaga':
163         Position = 'Ouahi'
164     elif Position == 'Ouahi':
165         Position = 'Po'

```

## 6.2 Quellcode Pathiri Daten

```
1 # wind_analysis.py
2 # Liest csv Winddaten des Windloggers in Pathiri (installiert im Mai
   2014) und wertet diese aus. Das Skript ist folgendermassen
   aufgebaut:
3 # - Module laden
4 # - Daten laden und in korrektes Format umwandeln
5 # - Definition von Funktionen
6 # - Funktionsaufrufe und Ausgabe
7 #     1. Temperaturcheck
8 #     2. Windanalyse
9 #     3. Energieanalyse
10
11 # Noetige Module laden
12 import numpy as np
13 import matplotlib.pyplot as plt
14 import matplotlib
15
16 #Dateilink ggf anpassen
17 Zeitfenster = ['MAY14', 'JUN14', 'JUL14'] # add 'JUL14', 'AUG14', 'SEP14
   ', 'OCT14', 'NOV14' etc.
18 Zeitfenster_int=[05,06,07] # Monate als Integer
19
20 #Auslesen der Daten als String
21 rawdata = np.loadtxt('Daten/' + Zeitfenster[0] + '.CSV', delimiter =
   ', ', dtype=str, skiprows=2, usecols=(0,1,3,4,5,6))
22 for i in np.arange(1, len(Zeitfenster)):
23     rawdata = np.append(rawdata, np.loadtxt('Daten/' + Zeitfenster[i] +
   '.CSV', delimiter = ', ', dtype=str, skiprows=2, usecols
   =(0,1,3,4,5,6)), axis=0)
24
25 data=np.zeros((rawdata.shape[0], rawdata.shape[1]+1))
26
27 # Konvertieren der Datumsangaben, Zeitangaben und Messgroessen in
   floats
28 # data beinhaltet folgende Informationen:
29 # 0.Spalte Tag
30 # 1.Spalte Monat
31 # 2.Spalte Zeit t als Dezimalzahl t = hh + mm/60
32 # 3.Spalte Temperatur T in Grad
33 # 4. - 6. Spalte Winddaten in m/s (Durchschnitt, Maximalwert,
   Standardabweichung)
34
35 for i in [2,3,4,5]:
36     data[:, i+1] = map(float, rawdata[:, i])
37 for j in np.arange(rawdata.shape[0]):
38     data[j, 0] = int(rawdata[j, 0].split('-')[0])
39     data[j, 1] = int(rawdata[j, 0].split('-')[1])
```

```

40 data[j,2] = float(rawdata[j,1].split(':')[0]) + float(rawdata[j,1].
41 split(':')[1])/60
41 #
-----
42 # Funktionsdefinitionen zur Berechnung der theoretisch pro Tag, Woche
    und Monat erzeugbaren Energien. Dabei wird linearer Zusammenhang
    zwischen
43 # erzeugter elektrischer Energie und Windgeschwindigkeit angenommen.
    Unterhalb der Cut in Geschwindigkeit von 3 m/s wird angenommen,
    dass
44 # ueberhaupt kein Strom produziert wird.
45
46 def power(wind):
47     if wind > 3:
48         return 1.75 * wind - 2.875 #kWhr/day
49     else:
50         return 0
51
52 def day_max(month):
53     if month == 1 or month == 3 or month == 5 or month == 7 or month ==
54         8 or month == 10 or month == 12:
55         return 31
56     if month == 4 or month == 6 or month == 9 or month == 11:
57         return 30
58     else:
59         return 28
60 #Berechnung wie viel Energie an einem Tag verbraucht wird. i_start,
    i_stop geben das Intervall an, innerhalb dessen alle Messwerte
    des betrachteten Tages liegen.
61 def daily_energy(day,month):
62     i_start = 0
63     res=0
64     while data[i_start,1] < month and i_start + 1 < data.shape[0]:
65         i_start = i_start + 1
66     while data[i_start,0] < day and i_start + 1 < data.shape[0]:
67         i_start = i_start + 1
68     i_stop = i_start
69     while data[i_stop,0] == day and i_stop + 1 < data.shape[0]:
70         i_stop = i_stop + 1
71     # power() gibt erzeugte Energie pro Tag an. Der Tag hat i_stop-
        i_start Eintraege. Jeder Eintrag muss also mit 1/(i_stop-
        i_start) gewichtet werden.
72     for j in np.arange(i_start, i_stop):
73         res = res + power(data[j,4])/(i_stop-i_start)
74     return res
75
76 def weakly_energy(starting_day,month):

```

```

77     res = 0
78     res_min = 1000
79     res_max = 0
80     for i in np. arange(7):
81         if starting_day + i > day_max(month):
82             res = res + daily_energy(starting_day + i - day_max(month),
83                                     month +1)
84             if res_min > daily_energy(starting_day + i - day_max(month),
85                                     month + 1):
86                 res_min = daily_energy(starting_day + i - day_max(month),
87                                     month + 1)
88             if res_max < daily_energy(starting_day + i - day_max(month),
89                                     month + 1):
90                 res_max = daily_energy(starting_day + i - day_max(month),
91                                     month + 1)
92         else:
93             res = res + daily_energy(starting_day + i, month)
94             if res_min > daily_energy(starting_day + i, month):
95                 res_min = daily_energy(starting_day + i, month)
96             if res_max < daily_energy(starting_day + i, month):
97                 res_max = daily_energy(starting_day + i, month)
98     return res, res_min, res_max
99
100
101 def monthly_energy(month):
102     res=0
103     for i in np.arange(day_max(month)):
104         res = res + daily_energy(i+1,month)
105     return res
106
107 def find(month):
108     i_start = 0
109     i_stop = 0
110     while data[i_start,1] < month:
111         i_start = i_start + 1
112     i_stop = i_start
113     while data[i_stop,1] == month and i_stop + 1 < data.shape[0]:
114         i_stop = i_stop + 1
115     return [i_start, i_stop]
116
117 def tage_ueber(month):
118     hilfe, ueber = 0,0
119     start, stop = find(month)
120     if data[start,0]==data[start+143,0]:
121         ersterganzertag = data[start,0]
122     else:
123         while data[start,0] == data[start+hilfe,0]:
124             hilfe = hilfe + 1
125         start = start + hilfe
126     ersterganzertag = data[start,0]

```

```

121     hilfe = 0
122     if data[stop,0]==data[stop-143,0]:
123         letzterganzertag = data[stop,0]
124     else:
125         while data[stop,0] == data[stop-hilfe,0]:
126             hilfe = hilfe + 1
127             stop = stop - hilfe
128             letzterganzertag = data[stop,0]
129     tage = letzterganzertag - ersterganzertag + 1
130
131     for tag in np.arange(tage):
132         if np.mean(data[tag*144: (tag+1)*144,4]) >= 3:
133             ueber = ueber + 1
134     return ueber, tage
135
136
137     #

```

---

```

138 #Funktionsaufrufe und Ausgabe
139
140 # 1. Temperaturcheck
141 T_max, T_avg = np.max(data[:,3]), np.mean(data[:,3])
142 n_50 = 0
143 n_45 = 0
144 for i in range(data.shape[0]):
145     if data[i,3] > 45:
146         n_45 = n_45 + 1
147     if data[i,3] > 50:
148         n_50 = n_50 + 1
149 ueber_45, ueber_50 = round(float(n_45)/data.shape[0],1), round(float(
150     n_50)/data.shape[0],1)
151
152 print ('Die Maximaltemperatur betraegt %s Grad C, die
153     Durchschnittstemperatur liegt bei %s Grad C. %s Prozent der Werte
154     liegen oberhalb von 45 Grad C, %s der Werte liegen oberhalb von
155     50 Grad C.' %(T_max, round(T_avg,1), ueber_45, ueber_50))
156
157 # 2. Windanalyse
158
159 Schwellen = np.arange(1,5,0.5) # Ab wann ist Betrieb der Anlage
160     sinnvoll?
161 # Angaben der Africanwindpower Start up = 3.5m/sec, Cut in = 3m/sec
162
163 # 2.1 kumuliert
164 kum_mean, kum_median, kum_std = np.mean(data[:,4]), np.median(data
165    [:,4]), np.std(data[:,4])
166
167 n, bins, patches = plt.hist(data[:,4], bins = max(data[:,4])*10)

```

```

162 plt.xlabel('Windgeschwindigkeit in m/s')
163 plt.ylabel('Haeufigkeit')
164 plt.title('Windverteilung Pathiri kumuliert')
165 plt.savefig('Histogramm_Wind_kumuliert.jpeg', format='jpeg')
166
167 #Analyse der Daten
168 nutzbar = np.zeros(len(Schwellen))
169 for i in range(len(Schwellen)):
170     bin_min = 0
171     while bins[bin_min]< Schwellen[i]:
172         bin_min = bin_min + 1
173 #Prozentsatz ueber Schwellwert
174     nutzbar[i] = np.round(np.sum(n[bin_min : len(n)])*1.0/np.sum(n),3)
175
176 print ('Bezueglich des kumulierten vollstaendigen Datensatzes ergeben
        sich folgende Werte fuer die durchschnittlichen
        Windgeschwindigkeiten: \n\n Der Mittelwert liegt bei %.2f m/s, der
        Median liegt bei %.2f m/s, die Standardabweichung betraegt %.2f m
        /s. \n Fuer die Schwellgeschwindigkeiten %s m/s \n ergeben sich
        Anteile von %s, die oberhalb der jeweiligen Schwelle liegen. \n\n
        ' %(kum_mean, kum_median, kum_std, Schwellen, nutzbar))
177
178 # 2.2 monatlich
179 for mon in Zeitfenster_int:
180     mon_wind = data[np.arange(find(mon)[0], find(mon)[1]+1),4]
181     mon_mean, mon_median, mon_std = np.mean(mon_wind), np.median(
        mon_wind), np.std(mon_wind)
182
183     plt.clf()
184     n, bins, patches = plt.hist(mon_wind, bins = max(mon_wind)*10)
185     plt.xlabel('Windgeschwindigkeit in m/s')
186     plt.ylabel('Haeufigkeit')
187     plt.title('Windverteilung Pathiri in ' + str(mon)+' .2014')
188     plt.savefig('Histogramm_Wind_'+str(mon)+' .jpeg', format='jpeg')
189
190     #Analyse der Daten
191     nutzbar = np.zeros(len(Schwellen))
192     for i in range(len(Schwellen)):
193         bin_min = 0
194         while bins[bin_min]< Schwellen[i] and bin_min + 1 < len(bins):
195             bin_min = bin_min + 1
196     #Prozentsatz ueber Schwellwert
197     nutzbar[i] = np.round(np.sum(n[bin_min : len(n)])*1.0/np.sum(n)
        ,3)
198
199 print ('Bezueglich des monatlichen Datensatzes (%s.2014) ergeben
        sich folgende Werte fuer die durchschnittlichen
        Windgeschwindigkeiten: \n\n Der Mittelwert liegt bei %.2f m/s,
        der Median liegt bei %.2f m/s, die Standardabweichung betraegt

```

```

    %.2f m/s. \n Fuer die Schwellgeschwindigkeiten %s m/s \n
    ergeben sich Anteile von %s, die oberhalb der jeweiligen
    Schwelle liegen. \n\n' %(mon, mon_mean, mon_median, mon_std,
    Schwellen, nutzbar))
200
201 # 2.3 abends
202 i_abends = []
203 for i in range(data.shape[0]):
204     if data[i,2] > 18:
205         i_abends.append(i)
206 abend_wind = data[i_abends,4]
207
208 abend_mean, abend_median, abend_std = np.mean(abend_wind), np.median(
    abend_wind), np.std(abend_wind)
209
210 plt.clf()
211 n, bins, patches = plt.hist(abend_wind, bins = max(abend_wind)*10)
212 plt.xlabel('Windgeschwindigkeit in m/s')
213 plt.ylabel('Haeufigkeit')
214 plt.title('Windverteilung Pathiri zwischen 18 und 24 Uhr.')
215 plt.savefig('Histogramm_Wind_abends.jpeg', format='jpeg')
216
217 #Analyse der Daten
218 nutzbar = np.zeros(len(Schwellen))
219 for i in range(len(Schwellen)):
220     bin_min = 0
221     while bins[bin_min]< Schwellen[i] and bin_min + 1 < len(bins):
222         bin_min = bin_min + 1
223 #Prozentsatz ueber Schwellwert
224     nutzbar[i] = np.round(np.sum(n[bin_min : len(n)])*1.0/np.sum(n),3)
225
226 print ('Bezueglich des vollstaendigen Datensatzes ergeben sich
    folgende Werte fuer die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten in
    den Abendstunden (18 bis 24 Uhr): \n\n Der Mittelwert liegt bei
    %.2f m/s, der Median liegt bei %.2f m/s, die Standardabweichung
    betraegt %.2f m/s. \n Fuer die Schwellgeschwindigkeiten %s m/s \n
    ergeben sich Anteile von %s, die oberhalb der jeweiligen
    Schwelle liegen. \n\n' %(abend_mean, abend_median, abend_std,
    Schwellen, nutzbar))
227
228 # 2.4 durchschnittlicher Tagesverlauf
229
230 for month in Zeitfenster_int:
231     v_mittel = []
232     v_std = []
233     starting_line = find(month)[0]
234     for zeit in np.arange(144):
235         mittel = []
236         if not month == Zeitfenster_int[len(Zeitfenster_int)-1]:

```

```

237     for tage in np.arange(day_max(month)):
238         mittel.append(data[starting_line + tage * 144 + zeit,4])
239         v_mittel.append(np.mean(mittel))
240         v_std.append(np.std(mittel))
241     else:
242         for tage in np.arange(data[data.shape[0]-1,0]-1):
243             mittel.append(data[starting_line + tage * 144 + zeit,4])
244             v_mittel.append(np.mean(mittel))
245             v_std.append(np.std(mittel))
246     plt.clf()
247     plt.errorbar(np.arange(144)*24.0/144,v_mittel, v_std, fmt='+')
248     plt.xlabel('Zeit [h]')
249     plt.ylabel('Windgeschwindigkeit [m/s]')
250     plt.xlim(-0.1,24.1)
251     plt.savefig('Tagesverlauf_'+str(month)+'.jpeg', format='jpeg')
252
253 # 2.5 Tage mit Tagesmittel ueber 3 m/s
254 genug=[]
255 for monat in Zeitfenster_int:
256     genug.append(tage_ueber(monat)[0]*day_max(monat)/tage_ueber(monat)
257                 [1])
258     plt.clf()
259     plt.plot(Zeitfenster_int,genug, '+')
260     plt.xlim(Zeitfenster_int[0]-0.1, Zeitfenster_int[len(Zeitfenster_int)
261                 -1]+0.1)
262     plt.ylim(min(genug)-1, max(genug)+1)
263     plt.xlabel('Monat')
264     plt.ylabel('Tage mit durchschnittlicher Windgeschwindigkeit ueber 3m/
265             s')
266     plt.savefig('tage_ueber_Pathiri.jpeg',format='jpeg')
267
268
269
270 #3. Energieanalyse
271
272 #3.1 Analyse der pro Tag erzeugbaren Energie im Wochenmittel unter
273     Darstellung des jeweiligen Maximums und Minimums pro Woche als
274     positiver oder negativer Fehler
275     wochenuebersicht=[]
276     pos_abweichung=[]
277     neg_abweichung=[]
278     tage, monate = 12,5
279     wochenanzahl = 10 #muss momentan noch selber ausgerechnet und per
280         Hand eingegeben werden.
281     #wird beim Jahreswechsel Probleme bereiten
282     for k in np.arange(wochenanzahl):

```

```

280     wochenuebersicht.append(weakly_energy(tage, monate)[0]/7)
281     pos_abweichung.append(abs(weakly_energy(tage, monate)[2] -
    weakly_energy(tage,monate)[0]/7))
282     neg_abweichung.append(abs(weakly_energy(tage, monate)[1] -
    weakly_energy(tage,monate)[0]/7))
283     if tage +7 > day_max(monate):
284         tage = tage + 7 - day_max(monate)
285         monate = monate + 1
286     else:
287         tage = tage + 7
288
289     plt.clf()
290     plt.errorbar(np.arange(len(wochenuebersicht)), wochenuebersicht, np.
    array((neg_abweichung, pos_abweichung)), fmt='x')
291     plt.xlim(-0.5, len(wochenuebersicht)+0.5)
292     plt.ylim(ymin=-0.1)
293     plt.xlabel('Zeit seit erster Messung am 13.05.2014 [Wochen]')
294     plt.ylabel('Durchschnittlich mit AWP3.6 pro Tag erzeugbare Energie [
    kWh]')
295     plt.savefig('Energieproduktion', format = 'jpeg')

```