



TECHNISCHE  
UNIVERSITÄT  
WIEN



# 370.007 FACHVERTIEFUNG ENERGIESYSTEME

## STANDORT VON WINDKRAFTANLAGEN

GRUPPE: D

DATUM: 09.06.2020

AUTOREN: TANJA MOSER 01526699

ANDREAS PATHA 01609934

TIM EDINGER 01525912

KONSTANTIN KOBEL 01525841

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung (Konzept)</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Berechnungen</b>	<b>4</b>
2.1	Leistung und Ertrag . . . . .	4
2.2	Windgeschwindigkeit . . . . .	5
2.3	Luftdichte . . . . .	5
2.4	Barwertmethode . . . . .	6
<b>3</b>	<b>Offshore vs. Onshore</b>	<b>8</b>
3.1	Ertrag . . . . .	8
3.2	Betriebskosten und Investitionskosten . . . . .	11
3.3	Barwert . . . . .	13
3.4	Lebensdauer . . . . .	15
<b>4</b>	<b>Standort in Europa</b>	<b>17</b>
4.1	Ertrag . . . . .	17
4.2	Barwert . . . . .	22

# 1 Einleitung (Konzept)

Für die 5. Abgabe möchten wir unterschiedlichen Standorte von Windenergieanlagen miteinander vergleichen.

Im Speziellen sollen zwei Aspekte mit einander verglichen werden:

- Offshore vs. Onshore
- Standort in Europa (Äquatornähe vs. Polnähe)

In beiden Fällen wird von unterschiedlichen Höhen der Windenergieanlagen ausgegangen.

Der Vergleich erfolgt auf Basis folgender Punkte:

- Ertrag
- Betriebskosten und Investitionskosten
- Barwert
- Lebensdauer

Die relevanten Daten werden folgenden Quellen entnommen:

- Informationen zu den Betriebs- und Investitionskosten einer Onshore Windenergieanlage: [Ökonomische Bewertung der Windkraft](#), [Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen](#), [Betriebskosten](#)
- Informationen zu den Betriebs- und Investitionskosten einer Offshore Windenergieanlage: [Investitionskosten](#)
- Winddaten für das Jahr 2018, für Europa: [MERRA-2 meteorological re-analysis](#)

Ebenfalls wird auf die vom Institut zur Verfügung gestellten Daten (<http://www.sciencedirect.com/>, <https://scholar.google.com/>, <http://catalogplus.tuwien.ac.at/>) zurückgegriffen.

## 2 Berechnungen

### 2.1 Leistung und Ertrag

Wind stellt strömende Luftmassen dar. Da es sich um eine bewegte Masse handelt, kann die kinetische Energie dieser Masse berechnet werden.

Die Formel zur Berechnung der kinetischen Energie einer bewegten Masse  $m$  mit einer Geschwindigkeit  $v$  ist allgemein

$$E_{Wind} = \frac{1}{2} * m * v^2 \quad (1)$$

Ersetzt man die Masse durch das Produkt aus dem Volumen und der Dichte und leitet man die Formel nach der Zeit ab, erhält man

$$P_{Wind} = \frac{1}{2} * \rho_L * \dot{V}_L * v^2 \quad (2)$$

Das zeitabhängige Volumen kann nun durch das Produkt aus der Windgeschwindigkeit und der Querschnittsfläche ersetzt werden. Dadurch erhält man schlussendlich

$$P_{Wind} = \frac{1}{2} * \rho_L * A * v^3 \quad (3)$$

Zusätzlich zur Leistung des Windes muss der Leistungsbeiwert berücksichtigt werden. Der Leistungsbeiwert gibt den Quotienten aus genutzter zu ankommender Windleistung  $c_p = \frac{P}{P_0}$  an. Für Windenergieanlagen generell gilt, dass der Leistungsbeiwert maximal 0.5926 betragen kann. Es ist also nur möglich knapp unter 60% der Energie des Windes in elektrische Energie umzuwandeln (ohne Berücksichtigung des Wirkungsgrades des Getriebes und des Generators).

Die schlussendlich von einer Windenergieanlage produzierte Leistung errechnet sich aus folgender Formel:

$$P = P_{Wind} * c_p * \eta \quad (4)$$

Mangels genauer Messwerte zum Leistungsbeiwert und dem Wirkungsgrad der Windenergieanlage, haben wir das Produkt aus beide aus den Nennwerten errechnet.

Daraus ergibt sich

$$c_p * \eta = \frac{P_N}{\frac{1}{2} \bar{\rho} * A * v_N^3} \quad (5)$$

Für den Fall der Onshore Windenergieanlage entspricht das einem Faktor von  $2.6156e-07$ . Im Falle der Offshore Anlage beträgt dieser Faktor  $2.6124e-07$ .

Der Ertrag entspricht dem Integral über die Leistung.

Demnach gilt

$$E_A = \sum_i E_i = T * \sum_i h_i * P_{el,i} \quad (6)$$

## 2.2 Windgeschwindigkeit

Die für die folgenden Berechnungen notwendigen Winddaten werden aus dem Tool "MERRA 2" (Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications Version 2) exportiert. Da diese Daten in einer Höhe von 2 Metern über dem Erdboden gemessen wurden, muss die Windgeschwindigkeit auf die entsprechende Höhe umgerechnet werden.

Für die Umrechnung bedienen wir uns der logarithmischen Höhenformel. Mit ihrer Hilfe kann die Windgeschwindigkeit in einer Referenz-Höhe auf eine andere Höhe umgerechnet werden.

Die Formel lautet

$$v_H = v_{ref} \frac{\ln \frac{H}{z_0}}{\ln \frac{H_{ref}}{z_0}} \quad (7)$$

- $v_{ref}$  entspricht der Windgeschwindigkeit in der Referenzhöhe. In unserem Fall entspricht das den Daten aus MERRA 2.
- $v_H$  ist die resultierende Windgeschwindigkeit, auf der Höhe der Windenergieanlage.
- $H_{ref}$  gibt die Höhe an, für die die Referenz-Windgeschwindigkeit  $v_{ref}$  gemessen wurde. In unserem Fall ist dieser Wert  $2m$ .
- $H$  entspricht der Höhe, in welche die Windgeschwindigkeiten umgerechnet werden sollen. Für die Anlage aus dem Onshore/Offshore Vergleich entspricht dieser Wert  $91m$ .
- $z_0$  gibt die Rauigkeit der Erdoberfläche an. Der Faktor bezeichnet die Unebenheit der Oberflächenhöhe. Für den Fall der Offshore-Windenergieanlage kann ein Wert von  $10^{-4}$  angenommen werden. Für Windenergieanlagen, die Onshore gebaut sind, gehen wir von einem Wert von  $0.05$ , für landwirtschaftliche Gelände mit offenem Erscheinungsbild, aus. (Beide Werte können der Tabelle 2-1, im Skriptum "Fachvertiefung Energiesysteme 370.007 - Windenergieanlagen", entnommen werden.)

## 2.3 Luftdichte

Um die Leistung des Windes und somit, in weiterer Folge, die Leistung einer Windenergieanlage zu berechnen, muss die Luftdichte bekannt sein.

Die Luftdichte errechnet sich zu

$$\rho_L = \frac{p}{R_s * T} \quad (8)$$

- $p$  entspricht dem Luftdruck in Pascal.

- $R_s$  ist die spezifische Gaskonstante. Für Luft kann ein Wert von  $287.058 \frac{J}{kg \cdot K}$  angenommen werden.
- $T$  entspricht der Temperatur in Kelvin.

Wie bereits in Kapitel Windgeschwindigkeit erwähnt, gelten die Messdaten aus MERRA 2 für eine Höhe von  $2m$ . Da es für die Temperatur jedoch keine zuverlässige Methode gibt um sie auf eine gewisse Höhe umzurechnen, wird dieser Faktor als bekannte Rechengenauigkeit vermerkt.

## 2.4 Barwertmethode

Die Barwertmethode ist eine Methode der dynamischen Wirtschaftlichkeitsberechnung bei der der Barwert (= Net Present Value  $NPV$ ) errechnet wird. Sie liefert eine Aussage über die Sinnhaftigkeit einer Investition.

Zur Bestimmung des Barwertes einer Investition werden alle Zahlungsströme (= Cash Flows), eines bestimmten Betrachtungszeitraumes, auf den Zeitpunkt  $t = 0$ , mit dem erwarteten Zinssatz  $r$ , abgezinst und addiert. Damit werden alle Zahlungen auf den Zeitpunkt 0 bezogen.

Die Berechnung des Net Present Values erfolgt mit folgender Formel:

$$NPV = -I_0 + \frac{E_1 - A_1}{(1+r)} + \frac{E_2 - A_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{E_n - A_n}{(1+r)^n} + \frac{L}{(1+r)^n} \quad (9)$$

Andere Schreibweisen dieser Formel sind

$$NPV = -I_0 + \frac{CF_1}{(1+r)} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n} + \frac{L}{(1+r)^n} \quad (10)$$

oder

$$NPV = -I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+r)^i} + \frac{L}{(1+r)^n} \quad (11)$$

- $NPV$  entspricht dem Nettobarwert der Investition in Euro.
- $I_0$  sind die Investitionskosten zum Zeitpunkt 0 in Euro.
- $E_i$  sind die Einnahmen in der Periode  $i$  in Euro.
- $A_i$  sind die Ausgaben und Kosten in der Periode  $i$  in Euro.
- $CF_i$  entspricht dem Cash Flow in der Periode  $i$  in Euro. ( $E_i - A_i$  entspricht einem Cash Flow)

- $r$  ist der gewählte Kalkulationszinssatz bei der Barwertrechnung bzw. der gesuchte Zinssatz bei der Berechnung des internen Zinsfuß.
- $L$  ist der Restwert der Investition am Ende des Betrachtungszeitraums in Euro.
- $n$  entspricht der Dauer des Betrachtungszeitraums in Jahren.

Wie bereits eingangs beschrieben, trifft die Barwertmethode eine Aussage über die Sinnhaftigkeit einer Investition.

Wenn der Wert  $NPV$  größer als 0 ist, lohnt sich die Investition. Ist der  $NPV$  kleiner als 0, sollte von einer Investition abgesehen werden.

### 3 Offshore vs. Onshore

Der erste Punkt behandelt den Vergleich von Windenergieanlagen, die an Land (Onshore) gebaut wurden, mit Windenergieanlagen, die im Meer (Offshore) gebaut wurden.

Für unseren Vergleich wurden eine Windenergieanlage mit Standort Joldelund (Längengrad:  $54.9^\circ$ /Breitengrad:  $9.1^\circ$ , Onshore) und eine Windenergieanlage mit Standort Butendiek (Längengrad:  $54.9^\circ$ /Breitengrad:  $7.75^\circ$ , Offshore) gewählt. Beide Standorte haben den selben Längengrad um Abweichungen, die nicht durch die Onshore/Offshore Installation bedingt sind, zu minimieren.

Da im Windpark Butendiek Windenergieanlagen vom Typ SWT-3.6-120 verbaut sind, werden die Parameter dieser Anlage für den Vergleich verwendet:.

Diese sind wie folgt.

- Nabhöhe:  $91\text{Meter}$
- Rotordurchmesser:  $120\text{m}$
- Nabendurchmesser:  $3\text{m}$
- Nennleistung:  $3.6\text{MW}$
- Einschaltgeschwindigkeit:  $3\text{m/s}$
- Nennwindgeschwindigkeit:  $12.5\text{m/s}$
- Ausschaltwindgeschwindigkeit:  $25\text{m/s}$

Wie bereits in der Einleitung beschrieben, wird der Vergleich auf Basis von vier unterschiedlichen Betrachtungspunkten stattfinden.

#### 3.1 Ertrag

Im ersten Schritt sollen die Onshore und Offshore Windenergieanlagen anhand des Ertrags verglichen werden. Als Betrachtungszeitraum wird das Jahr 2018, vom ersten Jänner bis zum 31. Dezember, gewählt.

Wie bereits in Kapitel "Leistung und Ertrag" beschrieben, wird das Produkt aus Leistungsbeiwert und Gesamtwirkungsgrad auf Basis der Nenndaten angenommen.

Das Ziel für den ersten Vergleich ist eine Dauerlinie der Windgeschwindigkeit zu erhalten. In dieses Diagramm soll dann die zum jeweiligen Zeitpunkt erzeugte Leistung eingefügt



werden.

Um die Windgeschwindigkeiten für die Dauerlinie zu erhalten, müssen diese zuerst umgerechnet werden. Die Umrechnung wird wie in Kapitel "Windgeschwindigkeit" beschrieben, mit der logarithmischen Höhenformel, durchgeführt.

Eine mögliche Umsetzung in MATLAB ist folgende:

```
function speed = convertWindspeedToHeight(data, refHeight
    , height, z)
    speed = data.*(log(height/z)/log(refHeight/z));
end
```

Anhand der resultierenden Windgeschwindigkeits-Daten kann dann die von der Windenergieanlage erzeugte Leistung, zum jeweiligen Zeitpunkt, errechnet werden.

```
offEffFactor = offRatedPower / (0.5 * mean(
    calculateAirDensity(Butendiek.Pressure, Butendiek.
    Temperature, spezGaskonst)) * offRotorArea *
    offRatedWind ^ 3);
offWindSpeed = sort(convertWindspeedToHeight(Butendiek.
    WindSpeed, 2, offHeight, offZ), "descend");
offPWind = 0.5 .* calculateAirDensity(Butendiek.Pressure
    , Butendiek.Temperature, spezGaskonst) .* offRotorArea
    .* offWindSpeed .^ 3;
offP = offPWind .* offEffFactor;
offP(offWindSpeed < offCutInWind) = 0;
offP(offWindSpeed > offRatedWind) = offRatedPower;
offP(offWindSpeed > offCutOutWind) = 0;
```

Die für die Leistung benötigte Luftdichte, wird in folgender Funktion berechnet:

```
function airDensity = calculateAirDensity(pressure,
    temperature, rs)
    airDensity = pressure.*100./(rs.*temperature);
end
```

Aus diesen Berechnungen resultieren die in Abbildung 1 und 2 dargestellten Diagramme.

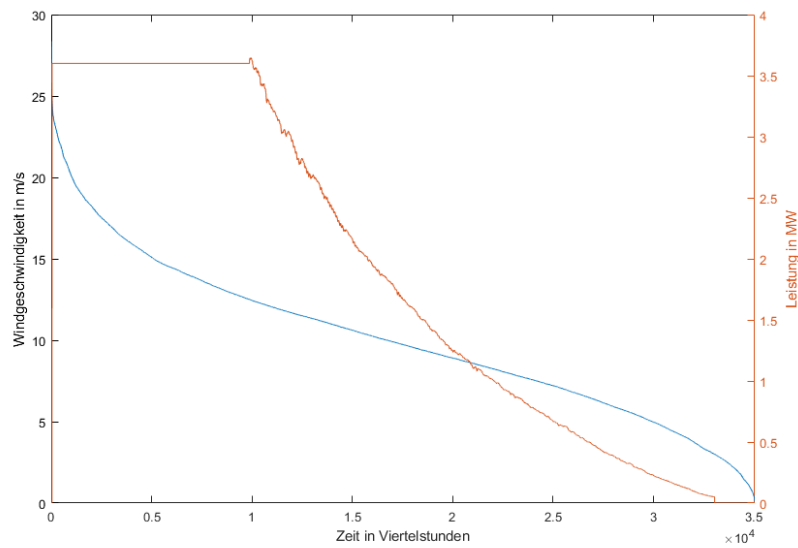


Abbildung 1: Dauerlinie der Windgeschwindigkeit und der erzeugten Leistung, für den Standort Butendiek.

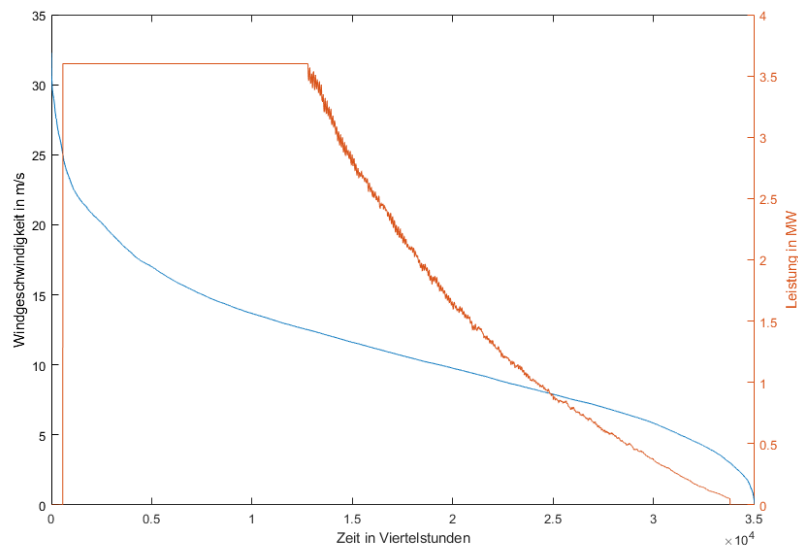


Abbildung 2: Dauerlinie der Windgeschwindigkeit und der erzeugten Leistung, für den Standort Joldelund.

Der Vergleich von Abbildung 1 und 2 zeigt deutlich, dass die betrachtete Windenergieanlage (SWT-3.6-120) für den Offshore Betrieb konzipiert wurde. Die Anlaufgeschwindigkeit

und die Abschaltgeschwindigkeit wurden so parametrisiert, dass sich die Anlage im Offshore-Betrieb nur eine geringe Zeit im Flautebereich und so gut wie nie im abgeschalteten Zustand befindet.

Der Ertrag kann nun entsprechend Formel 6 errechnet werden. In Abbildung 3 ist der

	Butendiek	Joldelund
Ertrag (in GWh)	16.441	18.021
Volllaststunden (in h)	4566.9	5005.8

Verlauf der Volllaststunden, in Abhängigkeit der Höhe der Windenergieanlage, dargestellt.

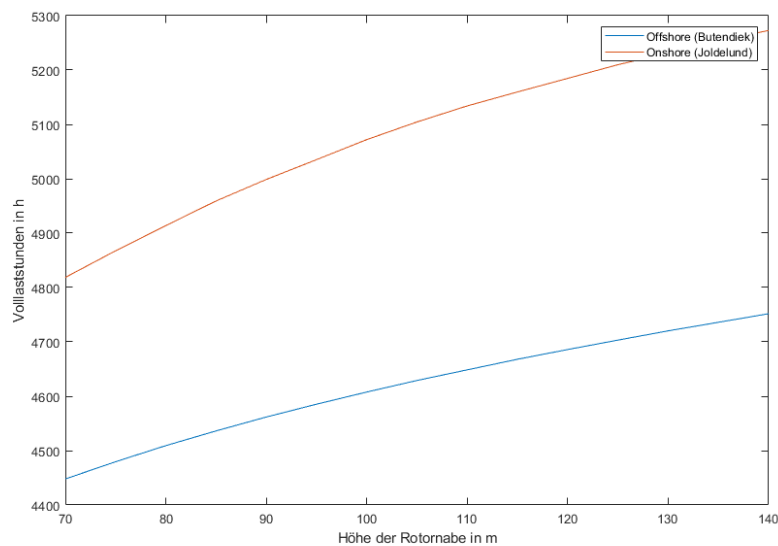


Abbildung 3: Verlauf der Volllaststunden für unterschiedliche Höhen.

Da die Rauigkeit für Wasserflächen wesentlich geringer ist als für offenes landwirtschaftliches Gelände, steigt der Ertrag der Onshore-Windenergieanlage mit zunehmender Höhe wesentlich stärker, als der Ertrag der Offshore-Windenergieanlage.

### 3.2 Betriebskosten und Investitionskosten

Die Errichtung von Offshore-Windenergieanlagen bringt signifikant höhere technische und finanzielle Aufwände für die Planung, Errichtung, den Betrieb und den Rückbau mit sich. Die (in den meisten Fällen) höheren Erträge, Anlagennennleistungen und Einspeisevergütungen tragen jedoch dazu bei, dass Offshore Windenergie wirtschaftlich genutzt

wird.

Ein großer Vorteil von Offshore Windparks ist die Möglichkeit jeweils 50 bis 80 Windenergieanlagen in Einheiten bzw. Clustern zu errichten.

Generell setzen sich die Investitionskosten einer Windenergieanlage aus folgenden Faktoren zusammen:

- **Planungskosten.** Die Planung setzt sich zusammen aus der technischen Planung (der Auswahl der geeigneten Anlagen, deren Konzipierung, Fundamentierung und Netzanschluss), der Genehmigungsplanung und der Suche nach einem geeigneten Standort.  
Der Großteil der Kosten fällt im Bereich der Genehmigungsplanung, für Untersuchungen, Gutachten und Genehmigungen an.
- **Anlagekosten** (inkl. Fundament, Transport und Errichtung). Die Anlagenkosten umfassen die Kosten für den Kauf der Anlage, den Transport und die Errichtung, sowie die Errichtung von notwendigen Fundamenten.  
Dieser Posten verursacht in der Regel 80 – 85% der gesamten Investitionskosten.
- **Infrastrukturkosten.** Im Bereich der Infrastrukturkosten werden die Kosten für den Wegebau, Kranstellflächen, Verkabelung und Netzanschluss zusammengefasst. Diese Position hängt stark vom Projektstandort und den Boden- und Geländebedingungen ab.  
Je nach Voraussetzungen können diese Kosten 10 – 20% der Gesamtinvestitionskosten ausmachen.

Die Betriebskosten setzen sich zusammen aus

- **Wartungskosten.** Windenergieanlagen müssen in regelmäßigen Abständen gewartet werden, um die Funktionstüchtigkeit der Anlage zu gewährleisten.  
Während die dadurch entstehenden jährlichen Aufwände früher, durch Unsicherheitsfaktoren, noch relativ hoch waren, betragen sie jetzt ungefähr 0.7 – 0.9% des Ab-Werk-Preises der Windkraftanlage.
- **Reperaturkosten.** Zusätzlich zur Wartung kann es vorkommen, dass Windenergieanlagen repariert werden müssen.  
Die jährlichen Kosten für Reparaturen können mit 0.5 – 1.0% des Ab-Werk-Preises der Windkraftanlage beziffert werden.
- **Versicherungen.** Sie verringern das Risiko für den Betreiber zusätzliche Kosten durch Schadenersatzansprüchen Dritter und Maschinenausfälle tragen zu müssen.  
Die jährlichen Versicherungskosten betragen in etwa 0.5 – 0.6% des Ab-Werk-Preises der Anlage.

- **Grundstücksnutzungsentgelte.** Da die Grundstücke, auf denen die Anlagen errichtet werden oftmals nicht im Besitz der Betreiber sind, fallen zusätzlich Kosten für die Pacht an.  
Je nach Topographie der Standorte können sich diese Kosten bei Onshore-Anlagen auf 10.000 bis 25.000€ pro Jahr belaufen. Für Offshore-Anlagen sind diese Kosten wesentlich geringer.
- **Technische Überwachung und Verwaltung.** Um den Betrieb des Windparks zu überwachen, sind eine technische und kaufmännische Betriebsführung notwendig. Tätigkeiten umfassen das Erstellen von Gewinn- und Verlustrechnungen sowie Bilanzen. Weiters muss eine technische Überwachung der Windkraftanlagen stattfinden.  
Jährliche Kosten können mit circa 0.7 – 1.0% des Ab-Werk-Preises der Windkraftanlage einkalkuliert werden.

Das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme beziffert die Kosten et al. aktueller deutscher Offshore-Projekte mit einer Spanne von 75€ bis 138€ pro *MWh*.

Im Vergleich dazu betragen die Kosten für einen Onshore-Windpark circa 61,5€ pro *MWh*. (Kosten des Windparks Großhofen.)

Der aktuelle Marktführer für Offshore-Windparks, Siemens, hat sich jedoch die Selbstverpflichtung aufgelegt die Stromgestehungskosten bis 2020 auf 100€ und bis 2025 auf 80€ zu reduzieren. Wesentliche Faktoren für die Umsetzung sind Maßnahmen im Bereich der Anlagentechnik, einschließlich der Fundamente, Kosteneinsparungen durch Innovationen bei Wartung und Betrieb inklusive der Offshore-Logistik sowie verbesserte Netzanbindungslösungen. Durch Innovationen z.B. in der Generatortechnik, Leistungssteigerungen und größere Rotordurchmesser sollen ebenfalls Kosten eingespart werden können.

### 3.3 Barwert

In diesem Teil soll die Onshore-Windenergieanlage mit der Offshore-Windenergieanlage anhand des Barwertes verglichen werden.

Für den Vergleich wird davon ausgegangen, dass die gesamte Produktion am Spotmarkt verkauft wird. Aufgrund mangelnder Informationen zu den genauen Investitionskosten der Offshore- sowie der fiktiven Onshore-Anlage, werden diese Kosten im Barwert-Vergleich nicht berücksichtigt.

Die Spotpreise werden der Datei *Spotpreis.m* entnommen, wobei davon ausgegangen wird, dass die Spotpreise in den Jahren 2016 und 2018 gleich waren.

Der Betrachtungszeitraum wird mit 25 Jahren angenommen. Der Einspeisetarif wird mit

0.082€/kWh lt. OEMAG einkalkuliert.

Die Berechnung des Barwertes erfolgt analog zu dem in Kapitel "Barwertmethode" beschriebenen Vorgehen.

Das resultierende Diagramm ist in Abbildung 4 dargestellt.

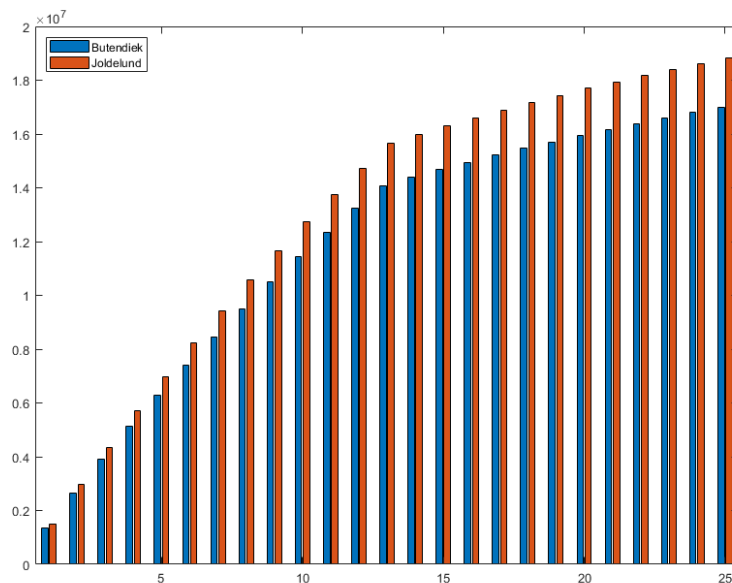


Abbildung 4: Vergleich des Barwertes der Offshore- und der fiktiven Onshore-Anlage.

Wie zu erwarten ist der Barwert der Onshore-Anlage höher, was dem höheren Ertrag der Anlage geschuldet ist.

Bei ungefähren Investitionskosten von 4 Millionen € (Referenz vom Windpark Großhofen, mit 22 Millionen € für 6 Windkraftanlagen) erreicht die Onshore-Windenergieanlage bereits im dritten Jahr einen positiven NPV. Für den Offshore-Standort wird ein positiver NPV erst im vierten Jahr erreicht.

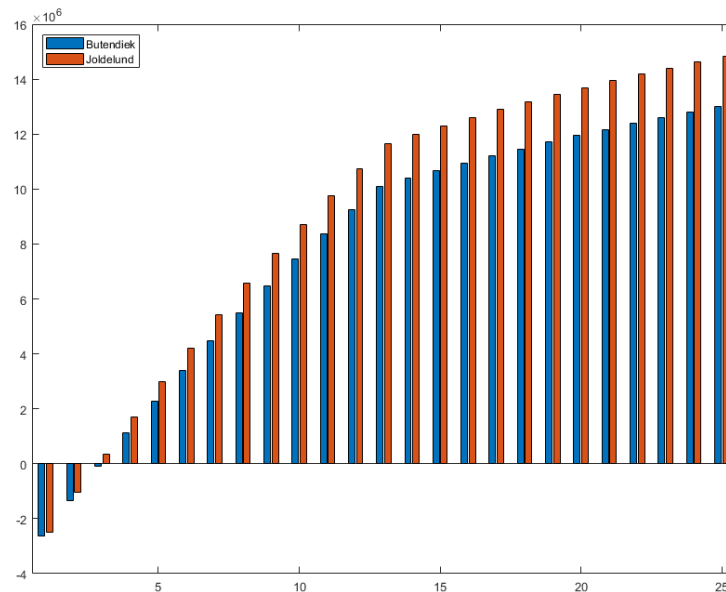


Abbildung 5: Vergleich des Barwertes der Offshore- und der fiktiven Onshore-Anlage mit Investitionskosten von 4 Millionen €.

### 3.4 Lebensdauer

Eine Windenergieanlage ist während ihrer Laufzeit enormen Belastungen ausgesetzt. Aufgrund diesen Belastungen werden sie für eine technisch machbare Lebensdauer von ungefähr 20 Jahren ausgelegt.

Es wäre zwar technisch möglich einzelne Komponenten für eine längere Lebensdauer auszuliegen, jedoch wäre dies unter Umständen unwirtschaftlich, da einige wichtige Komponenten eine Lebensdauer von 20 Jahren nicht überschreiten.

Aus diesem Grund wird die Lebensdauer der Gesamtanlage, sowie der einzelnen Anlagenkomponenten, auf 20 Jahre ausgelegt. Diese Dauer wird als ein wirtschaftlicher Kompromiss bei der Auslegung angesehen und dient gleichzeitig als eine Richtlinie für die Konstruktionsingenieure. Dementsprechend müssen die Berechnungen und Untersuchungen der gefertigten Windanlagenkomponenten beweisen, dass sie, in den veranschlagten 20 Jahren, nur eine sehr geringe Versagenswahrscheinlichkeit aufweisen.

Offshore- sowie Küstenstandorte weisen durchschnittlich höhere Windgeschwindigkeiten auf. (In unserem Beispiel beträgt die durchschnittliche Windgeschwindigkeit, in einer Höhe von 91m, für den Standort Butendiek  $10.0624m/s$  und für den Standort Joldelund  $11.2643m/s$ .)

Allerdings weht der Wind hier gleichmäßig horizontal, was zu geringeren Turbulenzen und somit theoretisch zu einer längeren Lebensdauer der Anlage führt. Jedoch kompensieren Effekte wie der Wellengang, der Salzgehalt von Luft und Wasser sowie Strömungsturbulenzen in der Luft und im Wasser diesen Vorteil wieder. Das führt schlussendlich dazu, dass die tatsächliche Lebensdauer auch unter der werkseitig angegebenen Zeitspanne von 20 Jahren liegen kann.

Um die theoretische Lebensdauer der Anlage von Herstellerseite garantieren zu können, müssen sie speziell für den Offshore-Bereich konzipiert werden. So müssen zum Beispiel besondere normgemäße Rostschutz- und Korrosionsbeständigkeitskriterien, bezüglich der aggressiven salzhaltigen Luft und des Wassers, erfüllt werden.

Sowohl für Onshore- als auch für Offshore-Anlagen gilt, dass eine gewissenhafte Wartung und Instandhaltung die Lebensdauer der Anlage verlängern kann.



## 4 Standort in Europa

Im diesem Teil sollen mehrere Standorte in Europa verglichen werden. Besonders der Einfluss der geographischen Breite auf den Ertrag soll beleuchtet werden. (Äquatornähe vs. Polnähe)

Für den Vergleich wurden die Standorte Helsinki (60° 10' N, 24° 56' O), Wien (48° 12' N, 16° 22' O) und Neapel (40° 50' N, 14° 15' O) gewählt.

Die betrachtete Windenergieanlage ist vom Typ Senvion 3.4M122 NES, wie sie zum Beispiel im Windpark Scharndorf vorkommt.

Die Parameter der Anlage sind wie folgt:

- Nabenhöhe: 85 – 140m
- Rotordurchmesser: 122m
- Nabendurchmesser: 2.4m
- Nennleistung: 3.4MW
- Einschaltgeschwindigkeit: 3m/s
- Nennwindgeschwindigkeit: 12.5m/s
- Ausschaltwindgeschwindigkeit: 22m/s

### 4.1 Ertrag

Der Ertrag der Windenergieanlage wird analog zum Vorgehen in Kapitel Öffshore vs. Onshore - Ertrag berechnet.

Die Winddaten werden ebenfalls aus dem Tool "MERRA 2" exportiert, was zur Folge hat, dass die Windgeschwindigkeiten auf die Höhe der Windenergieanlage umgerechnet werden müssen. Die Umrechnung erfolgt ebenfalls gleich wie bei der Berechnung für den Offshore/Onshore Vergleich.

Daraus resultiert folgende Funktion in MATLAB:

```
function [income, hours] = calculateIncomeEurope(location  
    , speed, height, ratedPower, ratedWind, cutin, cutout,  
    pressure, temperature, area, z, spezGaskonst)  
    volllaststunden = zeros(length(height), 1);  
    ertrag = zeros(length(height), 1);  
    leistung = zeros(length(height), 35040);
```

```
for h=1:length(height)
    effFactor = ratedPower / (0.5 * mean(
        calculateAirDensity(pressure,
            temperature, spezGaskonst)) * area *
        ratedWind ^ 3);
    windSpeed = sort(
        convertWindspeedToHeight(speed, 2,
            height(h), z), "descend");
    PWind = 0.5 .* calculateAirDensity(
        pressure, temperature, spezGaskonst) .*
        area .* windSpeed .^ 3;
    P = PWind .* effFactor;
    P(windSpeed < cutin) = 0;
    P(windSpeed > ratedWind) = ratedPower;
    P(windSpeed > cutout) = 0;
    leistung(h,:) = P;
    ertrag(h) = sum(P);
    volllaststunden(h) = sum(P)/ratedPower;
end
income = ertrag ./ 4;
hours = volllaststunden ./ 4;
end
```

Die folgenden Abbildungen stellen die Leistungsdauerlinien des jeweiligen Standortes, für unterschiedliche Höhen, dar.

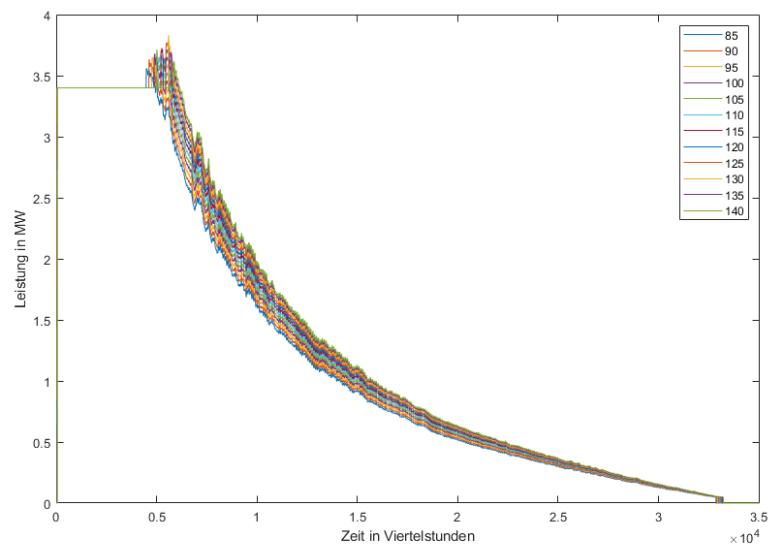


Abbildung 6: Leistungsdauerlinie für unterschiedliche Höhen von 85 – 140m, für den Standort Helsinki.

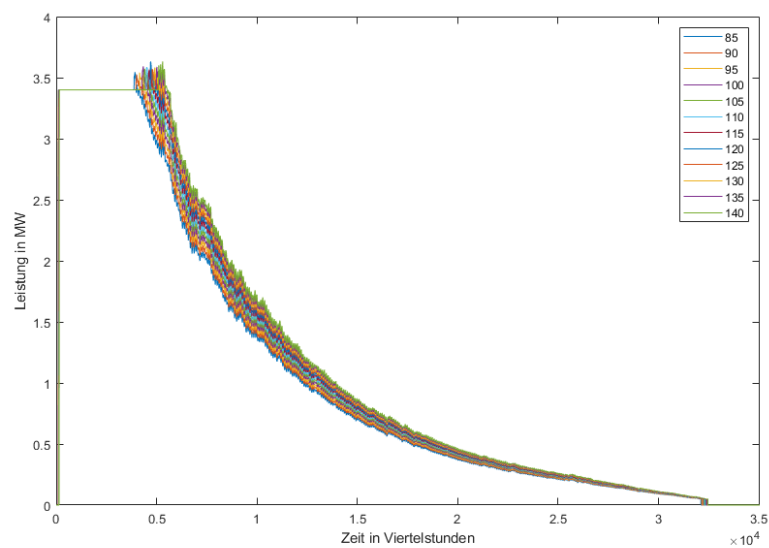


Abbildung 7: Leistungsdauerlinie für unterschiedliche Höhen von 85 – 140m, für den Standort Wien.

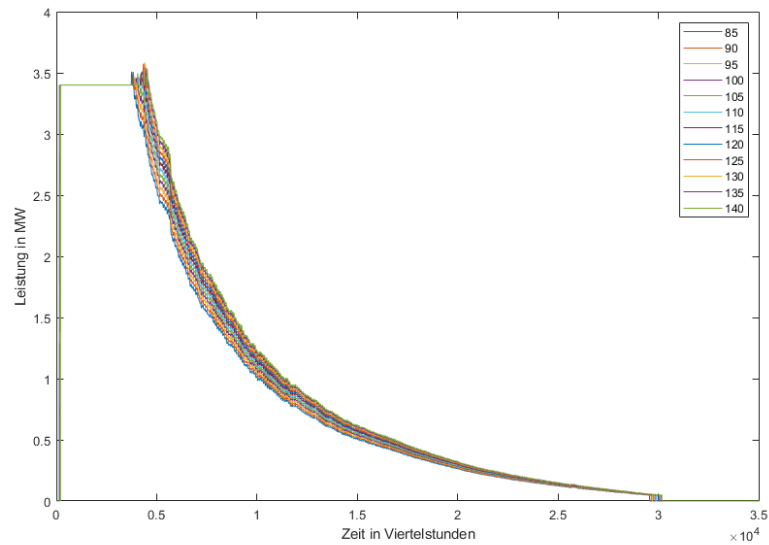


Abbildung 8: Leistungsdauerlinie für unterschiedliche Höhen von 85 – 140m, für den Standort Neapel.

In Abbildung 9 ist der Vergleich des jährlichen Ertrags, der unterschiedlichen Standorte, dargestellt.

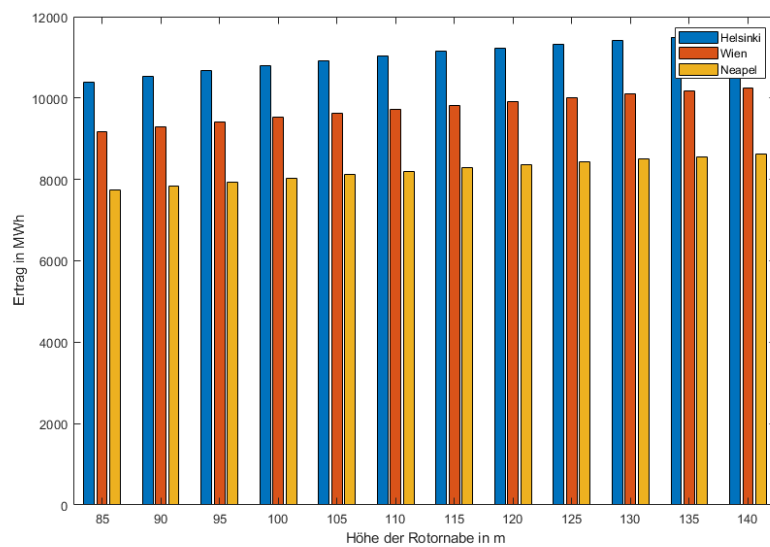


Abbildung 9: Der jährliche Ertrag der einzelnen Standorte, bei unterschiedlichen Höhen.

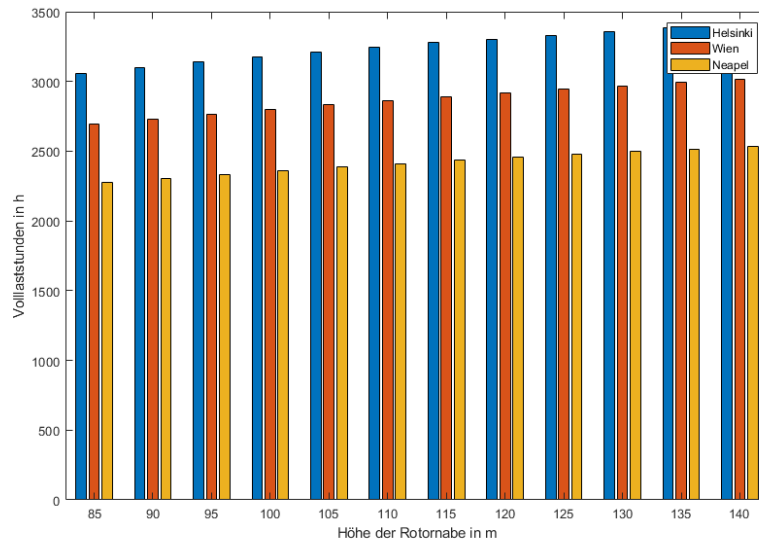


Abbildung 10: Die jährlichen Volllaststunden der einzelnen Standorte, bei unterschiedlichen Höhen.

Bereits die Leistungsdauerlinien der einzelnen Standorte zeigen, dass sich die Windenergieanlage am Standort Helsinki mit ungefähr 1450 Stunden (bei einer Höhe von 140m) die längste Zeit im Volllastbereich befindet. Im Vergleich dazu läuft die selbe Anlage in Neapel nur circa 1150 Stunden im Volllastbereich (ebenfalls bei einer Höhe von 140m).

Abbildung 9 bestätigt die Beobachtung von den Leistungsdauerlinien, dass der Ertrag in Helsinki am höchsten ist, während er in Neapel am geringsten ist.

Für eine Höhe von 85m beträgt die Differenz zwischen dem Standort Helsinki und dem Standort Wien 1.228GWh. Die Differenz zwischen Wien und Neapel beträgt 1.429GWh.

Ebenfalls interessant zu sehen ist, dass der Ertrag in Wien zwischen den Erträgen von Helsinki und Neapel liegt, obwohl es sich hierbei um den einzigen Binnenstandort handelt.

Der Vergleich der installierte Windkraftkapazität, der jeweiligen Länder, ergibt eine gegenteilige Beobachtung.

Staat	Finnland	Österreich	Italien
Installierte Windkraftkapazität in MW (2019)	2.284	3.159	10.512

Ein Grund für den Ausbau der installierten Windkraftkapazität in Italien sind Ziele der EU, die für 2010 einen Windkraftanteil von 25% vorsahen. Seither gibt es in Italien ein

jährliches Wachstum der installierten Windkraftkapazität von 30%. Bis 2020 soll eine installierte Windkraftkapazität von 12.000 MW erreicht werden.

## 4.2 Barwert

Für die Berechnung des Barwertes wird davon ausgegangen, dass die gesamte Produktion am Spotmarkt verkauft wird. Die Investitionskosten werden mit 4 Millionen € angenommen. Die Spotpreise werden der Datei *Spotpreis.m* entnommen, wobei davon ausgegangen wird, dass die Spotpreise in den Jahren 2016 und 2018 gleich waren.

Der Betrachtungszeitraum wird mit 25 Jahren angenommen. Der Einspeisetarif wird mit 0.082 €/kWh lt. OEMAG einkalkuliert.

Die Berechnung des Barwertes erfolgt analog zu dem in Kapitel "Barwertmethode" beschriebenen Vorgehen.

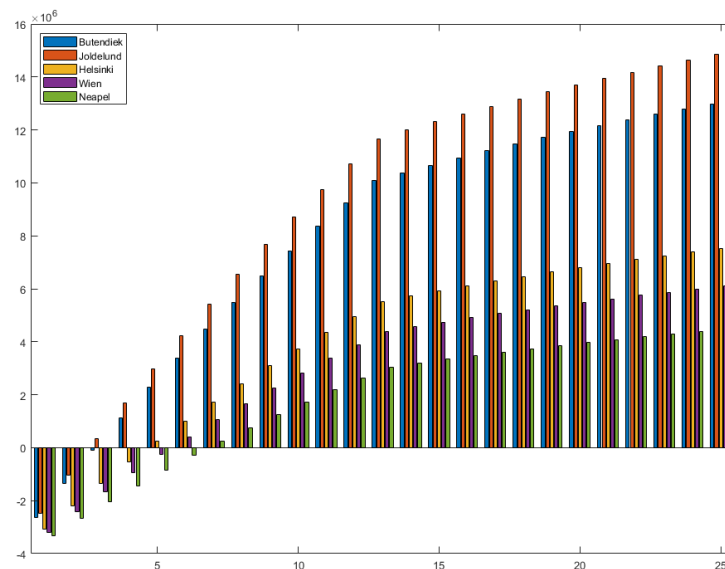


Abbildung 11: Der Barwert der Windenergieanlage, für die unterschiedlichen Standorte in Europa.

Abbildung 11 stellt das daraus resultierende Diagramm dar.

Die Dauer der einzelnen Standorte, bis sie einen positiven Barwert erreichen, ist folgende:

	Butendiek	Joldelund	Helsinki	Wien	Neapel
Jahre bis zu einem positiven NPV	3	2	4	5	6

Der Vergleich der Barwerte verdeutlicht noch einmal die bereits beim Ertrag festgestellten Unterschiede der Standorte.

Küstenstandorte haben gegenüber Binnenstandorte, zusätzlich zu höheren Windgeschwindigkeiten, den Vorteil, dass es aufgrund des thermischen Unterschiedes zwischen Küste und Gewässer zu auflandigen bzw. ablandigen Winden kommt. Diese Winde treten zu den Zeiten auf, zu denen die Spotpreise in der Regel höher sind, da die Nachfrage groß ist (in der Früh bzw. am Abend).

Aufgrund der Beobachtungen in den vorangegangenen Kapiteln kann man jedoch sagen, dass für den Bau von Windkraftanlagen ein Küstenstandort in Polnähe zu bevorzugen ist.

## Abbildungsverzeichnis

1	Dauerlinie der Windgeschwindigkeit und der erzeugten Leistung, für den Standort Butendiek. . . . .	10
2	Dauerlinie der Windgeschwindigkeit und der erzeugten Leistung, für den Standort Joldelund. . . . .	10
3	Verlauf der Volllaststunden für unterschiedliche Höhen. . . . .	11
4	Vergleich des Barwertes der Offshore- und der fiktiven Onshore-Anlage. . .	14
5	Vergleich des Barwertes der Offshore- und der fiktiven Onshore-Anlage mit Investitionskosten von 4 Millionen €. . . . .	15
6	Leistungsdauerlinie für unterschiedliche Höhen von 85 – 140m, für den Standort Helsinki. . . . .	19
7	Leistungsdauerlinie für unterschiedliche Höhen von 85 – 140m, für den Standort Wien. . . . .	19
8	Leistungsdauerlinie für unterschiedliche Höhen von 85 – 140m, für den Standort Neapel. . . . .	20
9	Der jährliche Ertrag der einzelnen Standorte, bei unterschiedlichen Höhen. .	20
10	Die jährlichen Volllaststunden der einzelnen Standorte, bei unterschiedlichen Höhen. . . . .	21
11	Der Barwert der Windenergieanlage, für die unterschiedlichen Standorte in Europa. . . . .	22