

# WInD-Pool – Business Case

## Windenergie-Informations-Daten-Pool

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, IWES  
Kassel, August 2015

Kontakt: WInD-Pool@iwes.fraunhofer.de

### INHALT

<b>1</b>	<b>4-Stufen Modell .....</b>	<b>2</b>
1.1	Schritt 1: Datenerfassung nach Industriestandards .....	2
1.2	Schritt 2: Nutzung des WInD-Pools.....	3
1.3	Schritt 3: Datenanalyse .....	4
1.4	Schritt 4: Anpassung der Instandhaltungsstrategie .....	5
<b>2</b>	<b>Referenzszenario .....</b>	<b>6</b>
2.1	Beschreibung der Randbedingungen.....	7
2.2	Anmerkung zu Aufwendungen und Einsparungen .....	9
2.3	Berechnung Referenzszenario .....	10
<b>3</b>	<b>Diskussion .....</b>	<b>12</b>
3.1	Beschreibung der Szenarien .....	12
3.2	Schlussfolgerung.....	15
<b>4</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>16</b>

# 1 4-Stufen Modell

In diesem Kapitel werden nachfolgend die einzelnen vier Schritte zur langfristigen Reduzierung der Instandhaltungskosten, wie in Abbildung 1 dargestellt, näher erläutert.

Die vier Schritte umfassen:

1. Schritt – Datenerfassung nach Industriestandards
2. Schritt – Nutzung des WinD-Pools
3. Schritt – Datenanalyse (RAMS-LCC)
4. Schritt – Anpassung der Instandhaltungsstrategie

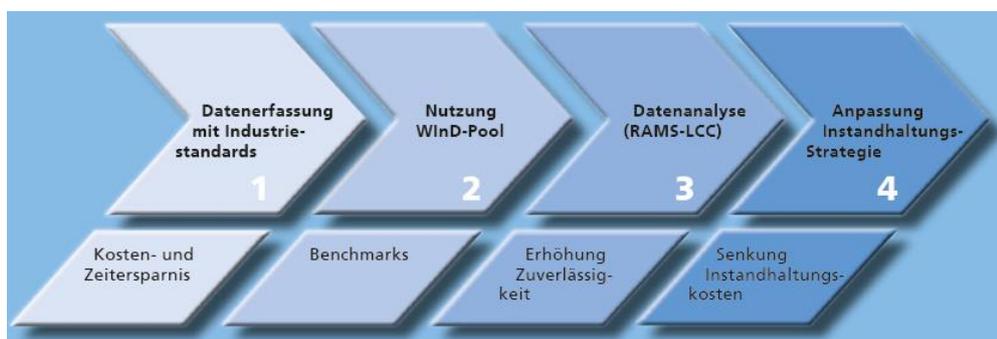


Abbildung 1: 4-Stufen zu reduzierten Instandhaltungskosten

## 1.1 Schritt 1: Datenerfassung nach Industriestandards

Die größte Herausforderung in der Datenerfassung liegt in der systematischen Sammlung der Daten, der einheitlichen Beschreibung von Bauteilen und Betriebsbedingungen, der Störungen sowie der Ausfälle. Durch die Nutzung von allgemeingültigen Industriestandards wird dies vereinfacht.

Wichtigste Voraussetzung für eine Teilnahme am WinD-Pool ist die Erfüllung des Minimaldatenkatalogs. Der Minimaldatenkatalog gewährleistet, dass eine Erstellung einheitlicher Benchmarks und Auswertungen möglich und die Beteiligung für alle Partner vorteilhaft ist. Der Datenkatalog umfasst Stamm-, Betriebs- und Ereignisdaten, wie in der nachfolgenden Tabelle aufgelistet.

Tabelle 1: Übersicht Minimaldatenkatalog

Stammdaten	Betriebsdaten	Ereignisdaten
Anlagenidentifikation	Turbinenleistung	Eindeutige Ereignis-Identität
Anlagentyp	Windgeschwindigkeit	Ereigniseintritt
Datum der Inbetriebnahme	Windrichtung	Ende der Maßnahme
Beginn der Datenerfassung		Betroffene Komponenten
Längengrad		Ereignisart
Breitengrad		

Ereignisdaten sollten unter Verwendung des Reference Designation System for Power Plants (RDS-PP®) sowie dem Zustands-Ereignis-Ursachen-Schlüssel (ZEUS) erfasst werden. Mit dem Global-Service-Protocol (GSP) steht außerdem eine Datenstruktur zum Austausch von Instandhaltungsdaten bereit. Durch diese Industriestandards ist eine

systematische Sammlung und einheitliche Zuordnung von Betriebsbedingungen, Störungen und Ausfällen zu Baugruppen möglich.

Das Erfassen der Instandhaltungsdaten (u.a. Ereignisdaten) erfolgt größtenteils durch den Servicetechniker vor Ort auf der Anlage. Mithilfe von elektronischen Hilfsmitteln (z.B. Tablets, Barcode-Scanner) können die Servicedaten mit Industriestandards systematisch gesammelt, betroffene Bauteile einheitlich beschrieben sowie Störungen, Ausfälle und Betriebsbedingungen erfasst werden. Ein theoretischer Mehraufwand durch eine zusätzliche Datenerfassung würde durch den Einsatz von elektronischen Hilfsmitteln reduziert werden.

Der Einsatz von elektronischen Hilfsmitteln ist zunächst mit Investitionskosten verbunden, da Handhelds angeschafft werden müssen. Abhängig von der Ausrüstung (PDA, Tablet, Barcode-Scanner, Kamera, usw.) kann der Preis stark variieren. Derzeit beträgt der Preis für ein handelsübliches Industrie-Tablet rund 4000€ [10].

Zum anderen ist die Einführung der Richtlinien mit einem finanziellen Mehraufwand verbunden. Dies umfasst den Erwerb der Richtlinien-Lizenzen, die Einführung in den Betrieb (z.B. Mitarbeiterschulung des Servicepersonals und der technischen Betriebsführung, Dokumentationsstruktur) sowie die Umsetzung in die vorhandenen Datenstrukturen im IT-Bereich (Änderung der Datenbanken, Implementierung von ZEUS-Strukturen, usw.).

Zur späteren Analyse der gesammelten Daten sind RAMS-LCC-Spezialisten notwendig. Der Einkauf dieser Dienstleistung, bzw. die Schulung eines Mitarbeiters und dessen Gehaltskosten stellen ebenfalls einen Kostenaufwand dar.

Der derzeitige Arbeits- und Zeitaufwand des Servicepersonals bei der Datenerfassung beträgt ca. 10 – 20 % der Arbeitszeit. Meist liegen die erfassten Daten noch in einer nicht-digitalen Form vor. Das Servicepersonal wird am Anlagenstandort mit einer Vorauswahl betroffener Komponenten und standardisierten Fehlercodes unterstützt. Ereignisse können bereits während des Service-Einsatzes auf der Anlage mithilfe des Handlesegerätes direkt im System erfasst werden. Zusätzliche Dokumente können eingespart werden, wodurch eine schnellere Berichterstattung möglich wird. Auch vereinfacht es die Kommunikation mit anderen relevanten Parteien, die für Wartungsprozesse zuständig sind. Der Vorteil dieses teilautomatisierten Berichtswesens wird mit einer Reduzierung des Arbeits- und Zeitaufwandes von ca. 5 % geschätzt. Vermutlich liegt die Einsparung höher, da durch eine zentrale Datensammlung Prozessabläufe optimiert werden können.

## 1.2 Schritt 2: Nutzung des WInD-Pools

Der Hauptnutzen an einer Beteiligung am WInD-Pool liegt für einen WEA-Betreiber in der Bereitstellung von Auswertungen durch das Fraunhofer IWES und die IZP Dresden. Diese „Betreiberreports“ sind erst mit einer breiten Datenbasis möglich. Durch den Zusammenschluss mehrerer Windparkbetreiber und die Auswertung einer breiten Datenbasis entsteht eine gemeinsame Wissensbasis.

In einer Kooperationsvereinbarung werden alle standardmäßig durchgeführten Auswertungen detailliert definiert. Weitere positive Nebeneffekte der Teilnahme am WInD-Pool sind die interne Optimierung der Datenerfassung und des Datenmanagements sowie die Möglichkeit zum Austausch mit anderen Teilnehmern, Wissenschaft und Forschung. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit auf Basis des WInD-Pools zukünftig

ein Frühwarnsystem zu vermehrten Schäden an bestimmten WEA-Typen bzw. Komponenten aufzubauen, da ein frühzeitiges Erkennen von Schwachstellen und Kostentreibern ermöglicht wird. Durch fundiertes Wissen über die Ausfallwahrscheinlichkeit der einzelnen Komponenten sind Schätzungen zu künftigen Lebenszykluskosten und zum optimalen Zeitpunkt für Ersatzteilanschaffungen möglich. Hierdurch kann langfristig die Strategie zur Ersatzteilvervorratung optimiert und gebundenes Kapital reduziert werden.

### 1.3 Schritt 3: Datenanalyse

Durch die Einspeisung einheitlicher Daten in den WInD-Pool kann durch das Fraunhofer IWES und die IZP Dresden eine Datenanalyse und -auswertung erfolgen.

Das Analysieren von Daten erfolgt mithilfe von RAMS-LCC-Techniken (Reliability, Availability, Maintainability and Safety Life Cycle Costing). Der Vorteil für den WEA-Betreiber liegt in der Prognose des Zuverlässigkeitsverhaltens und der Ermittlung der Anlagenverfügbarkeit seiner Anlagen. Durch eine statistisch breite Datenbasis lassen sich die Auswertungen grundlegend in **Performance-Benchmarks** und eine **Kennwertebibliothek** unterteilen:

#### **Performance-Benchmarks**

Die Auswertung der Betriebs- und Ereignisdaten der WEA eines Betreibers und der Vergleich mit den Ergebnissen der Gesamtheit bietet die Möglichkeit, die Performance der eigenen WEA und Betriebsstrategien richtig einzuordnen und entsprechend zu optimieren.

Folgende Performance-Benchmarks sind beispielsweise möglich:

- Vergleich des Windangebots (Windgeschwindigkeit und Windrichtung)
- Vergleich der Ertrags- /Volllaststunden
- Vergleich der Leistungskennlinien
- Häufigkeit der Betriebszustände (z.B. zu wenig Wind, Teillast, Volllast etc.)
- Energetische und technische Verfügbarkeit
- Ereignis- und Fehlerhäufigkeit

Die Auswertungen werden dabei jeweils über den kompletten Datenbestand, einzelne Gruppierungen, den jeweiligen Windpark und die jeweiligen WEA durchgeführt.

#### **Kennwertebibliothek zur Anlagenzuverlässigkeit**

Basierend auf einem großen Datenbestand kann durch verschiedene Analysemethoden und dem Generieren von Zuverlässigkeitskennzahlen das Zuverlässigkeitsverhalten einer WEA und ihrer Komponenten beschrieben werden.

Zuverlässigkeitskennzahlen beschreiben im Allgemeinen Lebenszykluseigenschaften, wie z.B. einen Getriebschaden als Funktion in Abhängigkeit vom erzeugten Strom. Auf diese Weise kann jeder WEA-Komponente eine mathematische Funktion zugeordnet werden, durch die das Zuverlässigkeitsverhalten abgeleitet werden kann. Der WInD-Pool schafft hierfür die notwendige Datenbasis und ermöglicht so die Ermittlung von Zuverlässigkeitskennwerten und -funktionen. Optimierungsprozesse der zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung können dadurch individuell auf die Belange der einzelnen Betreiber zugeschnitten werden.

Es können ebenfalls Prognosen sowohl über geplante Instandsetzungen als auch über ungeplante Ausfälle getroffen werden.

## 1.4 Schritt 4: Anpassung der Instandhaltungsstrategie

Aufgrund der analysierten Datenbasis können neue Instandhaltungsstrategien entwickelt werden. Betreiber und WEA-Hersteller haben die Möglichkeit auf diese ausgewertete Datensammlung zurückzugreifen. Mithilfe der ausgewerteten Betriebsdaten kann nun eine Optimierung der Wartung und der Instandhaltung erfolgen, indem beispielsweise Maßnahmen priorisiert und in Zeiten mit geringerem Windaufkommen verlegt werden. Durch präventive Maßnahmen und Maßnahmengruppierungen könnte die Anzahl der WEA-Kontrollen und die Anzahl der „ungeplanten“ WEA-Ausfälle reduziert werden. Hierdurch ist anzunehmen, dass jeder 10. Besuch an der WEA eingespart werden kann.

Durch eine optimierte Instandhaltungsstrategie ergeben sich verkürzte Stillstandzeiten und damit geringere Produktionsausfälle, da der Ausfall von Komponenten insgesamt reduziert wird. Weiterhin minimiert sich auch der Instandhaltungsaufwand. Vor allem bei Offshore-Anlagen hat eine solche Steigerung der Betriebsbereitschaft eine große Bedeutung, da die Zugänglichkeit zu solchen Anlagen aufgrund Witterungsbedingungen häufig stark eingeschränkt ist. Es ist anzunehmen, dass sich die Volllaststunden einer Offshore/ Onshore-Anlage durch eine verbesserte Instandhaltungsstrategie um vier Volllaststunden pro Jahr erhöhen lässt.

Zusätzlich ermöglicht die WInD-Pool-Beteiligung statistisch verlässliche Vorhersagen über den Erfolg von betrieblichen Konzepten. Des Weiteren haben WEA-Betreiber und Hersteller die Möglichkeit, basierend auf anonymen Benchmarks und Schwachstellenanalysen die Leistung ihrer Windparks durch die Bereitstellung notwendiger Informationen durch den WInD-Pool zu optimieren. Über die Identifizierung von Schwachstellen können Aussagen über das Ausfallverhalten von Komponenten gemacht werden. Mit diesen Erkenntnissen könnte der Wartungsaufwand reduziert werden, während die Zuverlässigkeit und speziell die energetische Verfügbarkeit schätzungsweise um 0,5 Prozentpunkte steigt.

## 2 Referenzszenario

Anhand folgenden Referenzszenarios und einer Sensitivitätsanalyse (siehe Kapitel 3) wird unter konservativen Annahmen der Nutzen einer WInD-Pool-Beteiligung quantifiziert. Nachfolgend werden die Randbedingungen und die getroffenen Annahmen sowie die monetäre Auswirkung näher erläutert.

Für das Referenzszenario werden wie in Abbildung 2 dargestellt, verschiedene Annahmen getroffen und Randbedingungen festgelegt.

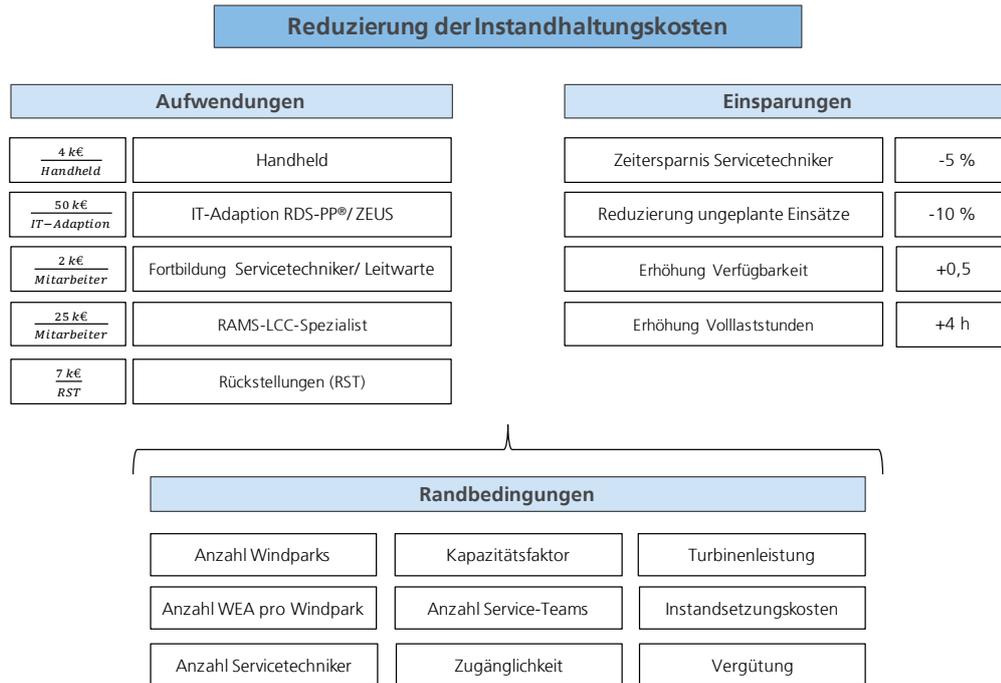


Abbildung 2: Referenzszenario im Business Case

## 2.1 Beschreibung der Randbedingungen

In Tabelle 2 werden die in Abbildung 2 dargestellten Randbedingungen näher erläutert.

**Tabelle 2: Randbedingungen für das Referenzszenario**

Nr.	Bezeichnung	Variable	Einheit	Offshore	Onshore
1	Betreiber	B	-	1	1
2	Anzahl Windparks	WP	-	1	x
3	Anzahl WEA je Windpark	WEA	-	80 (40)	200 (100)
4	Windturbinenleistung je WEA	P	MW	5	3
5	Anzahl Service-Teams	$W_{\text{Team}}$	-	3	3
6	Anzahl Techniker je Service-Team	$W_{\text{Tech}}$	-	4	3
7	Mitarbeiter der Leitwarte (Betriebsführung)	$W_{\text{Leitw}}$	-	12	12
8	Zugänglichkeit Arbeitsschiff in der Nordsee	ZU	%	65,88	100,00
9	Jährlich geplante Einsätze	JgE	-	2	2
10	Jährlich ungeplante Einsätze	JuE	-	1	1
11	Kosten Wartungseinsatz	$C_{\text{Wartung}}$	€/Tag	3000	1500
12	Kosten Instandsetzung WEA	$C_{\text{Inst.}}$	€/Jahr	25 741	6504
13	Volllaststunden	VLS	h/Jahr	3650	1440
14	Kapazitätsfaktor	$K_{\text{Faktor}}$	%	41,67	16,44
15	Vergütung	VG	€/MWh	108,00	59,40
16	Jahresgesamststunden Servicetechniker	AZ	h/Jahr	2640	2640
17	Lohnkosten je Servicetechniker	$C_{\text{Tech}}$	€/Jahr	60 000	60 000

1-4 Offshore: Betrachtung eines Windparks mit 80 Windenergieanlagen. Die Annahme resultiert aus der Anlagenanzahl und der durchschnittlich installierten Leistung der genehmigten und in Bau befindlichen Windparks in der Nordsee, Stand 2013 [6].

Onshore: Betrachtung eines Windparkbetreibers, der 200 Windenergieanlagen mit einer durchschnittlichen installierten Leistung von 3 MW aus verschiedenen Windparks betreut. Der Trend bei Onshore-Anlagen geht zu größeren Anlagenklassen (3-5 MW) [6].

Die Werte in den Klammern beziehen sich auf die Sensitivitätsanalyse (siehe Kapitel 3).

5-6 Es wird angenommen, dass rund drei Service-Teams im On- und Offshore-Bereich mit jeweils drei Servicetechnikern im Einsatz sind.

Zusatz Offshore: Die Wartung im Offshore-Bereich wird im Regelfall durch ein Arbeitsschiff durchgeführt. Hierfür wird ein Kapitän mit berücksichtigt.

Zusatz Onshore: Je nach Entfernung zwischen den Windparks, könnten weitere Serviceteams notwendig sein, dies wird hier nicht betrachtet.

- 7 Sowohl für den Offshore- als auch für den Onshore-Bereich soll die Leitwarte jeweils mit drei Personen sowie einer Ersatzperson im Dreischichtbetrieb besetzt sein.
- 8 Wartungsarbeiten an Offshore-Anlagen werden in der Regel mit Versorgungsschiffen oder mit Helikoptern durchgeführt. Die Zugänglichkeit per Schiff zu einer Offshore-WEA wird im Wesentlichen durch die Wellenhöhe bestimmt. In der Regel werden Wettersituationen mit einer signifikanten Wellenhöhe von mehr als 1,50 m als „Weather Days“ bezeichnet. Ab dann kann die WEA nicht mehr gefahrlos mit einem Arbeitsschiff erreicht werden. Die wetterabhängige Zugänglichkeit verbessert sich mit der Größe der Schiffstypen. Da für normale Inspektionen nur wenig Equipment mitgeführt werden muss, reichen relativ kleine Arbeitsboote aus. Austauscharbeiten von Großkomponenten erfordern hingegen Schwimmkräne. Für das Referenzszenario wird angenommen, dass die Wartung mithilfe eines Arbeitsschiffes durchgeführt wird. Die Zugänglichkeit bei einer Wellenhöhe von 1,50 m betrug im Jahr 2013 65,88% [6].
- 9-11 Eine WEA wird pro Jahr in der Regel zweimal gewartet [12]. Dabei wird angenommen, dass bei Offshore-WEA eine regelmäßige und kleinere Wartung mit Arbeitsschiffen bzw. Helikoptern erfolgt, Kosten je Wartungseinsatz an einer Anlage ca. 3000€ - 4000€. Bei Onshore-WEA erfolgt die Wartung mit regulären Einsatzfahrzeugen (Pkw), Kosten je Wartungseinsatz an einer Anlage ca. 1500€ - 2000€.
- Für das Referenzszenario wird von mindestens einem ungeplanten Einsatz an der WEA ausgegangen.
- 12 Durchschnittliche Servicekosten (exkl. Komponentenkosten) je ungeplantem Einsatz. Ermittlung anhand Ausfallhäufigkeit und Instandhaltungskosten der einzelnen Komponenten. Die Datenbasis stammt von dem **Wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramm (WMEP)**. Hierbei wurden über 10 Jahre etwa 1500 WEA durch das Fraunhofer IWES messtechnisch begleitet. Ziel des WMEP war es, statistisch belegte Erfahrungswerte zum praktischen Einsatz der Windenergie in einem energiewirtschaftlich relevanten Maßstab zu sammeln und nach einheitlichen Kriterien auszuwerten.
- 13-14 Kapazitätsfaktor: Prozentualer Anteil der Volllaststunden pro Jahr bezogen auf die Gesamtstundenzahl eines Jahres.
- Onshore-Volllaststunden (Stand 2013): Der Wert liegt deutlich unter dem 5-Jahres-Mittel (1619 Volllaststunden) und dem 10-Jahres-Mittel (1641 Volllaststunden). Die Berechnung der Volllaststunden basiert auf den Hochrechnungsdaten der vier ÜNB [2, 3, 4, 5, 8, 13].
- Offshore-Volllaststunden (Stand 2011): Offshore werden deutlich höhere Volllaststunden erreicht als Onshore. Mittelwert verschiedener Windparks ab einer Leistung von 45 MW [6].
- 15 Werte entsprechen durchschnittlicher Einspeisevergütung über die Lebenszeit. Berücksichtigung der Windparks im EEG-Förderzeitraum von 20 Jahren [6].
- Offshore-WEA: Anfangsvergütung 15,4 ct/kWh für zwölf Jahre, Grundvergütung 3,9 ct/kWh für restliche Lebenszeit [7, EEG, §50].

Onshore-WEA: Anfangsvergütung 8,9 ct/KWh für fünf Jahre, Grundvergütung 4,95 ct/KWh für restliche Lebenszeit [7, EEG, §49].

- 16 Durchschnittliche Arbeitszeit eines Servicetechnikers von 12 Stunden/ Tag und 220 Arbeitstagen pro Jahr. Annahme anhand Experteninterviews.
- 17 Annahme durchschnittliche Lohnkosten für einen Servicetechniker ohne Sonderleistungen und Gefahren-/ Schichtzuschläge, usw. [9, 11].

## 2.2 Anmerkung zu Aufwendungen und Einsparungen

In Tabelle 3 werden die in Abbildung 2 aufgezeigten Einsparungen und Aufwendungen dargestellt und nachfolgend beschrieben.

**Tabelle 3: Randbedingungen für das Referenzszenario (onshore/ offshore)**

18	<b>Einsparungen</b>				
	a	Zeitersparnis Servicetechniker	$r_{\text{Zeit}}$	%	5
	b	Reduzierung ungeplante Einsätze	$r_{\text{Einsatz}}$	%	10
	c	Erhöhung Verfügbarkeit	$r_{\text{Verfüg.}}$	-	0,5
	d	Erhöhung Volllaststunden	$r_{\text{Volllaststd.}}$	h	4
19	<b>Aufwendungen</b>				
	a	Handheld	$C_{\text{Handheld}}$	k€	4
	b	Fortbildung Servicetechniker/Leitwarte	$C_{\text{Fortbildung}}$	k€	2
	c	IT-Adaption von RDS-PP®/ ZEUS	$C_{\text{IT-Impl.}}$	k€	50
	d	RAMS-LCC-Spezialist	$C_{\text{Spezialist}}$	k€	25
	e	Rückstellungen	$C_{\text{RST}}$	k€	7

- 18 a-d Erläuterung hierzu siehe Kapitel 1 „4-Stufen Modell“
- 19 a Je Service-Team werden ein Handheld und ein Ersatzhandheld angeschafft. Kosten für einen Offshore geeigneten Outdoor-Tablet-PC (Handheld) betragen ca. 4000€ [10].
- b Fortbildungskosten für den Umgang mit dem Handheld und RDS-PP® sowie der ZEUS Software (Zuordnung des ZEUS-Schlüssels zur RDS-PP®-Komponentenbezeichnung). Diese Kosten können externe Schulungen (Seminar-, Übernachtungs- und Fahrtkosten) wie auch In-House-Schulungen enthalten. Es werden Mitarbeiter der Service-Teams und der Leitwarte geschult.
- c Kosten für die Implementierung (Erstellung Konzept, Koordination, Umsetzung, Validierung, Dokumentation) von RDS-PP® und ZEUS in die IT-Struktur. Hierin sind die Kosten für Lizenzen, sowie anteilig die Gehaltskosten für einen IT-Mitarbeiter für ca. drei Monate enthalten.
- d Kosten für die Weiterbildung bzw. Gehaltskosten eines Mitarbeiters zum RAMS-LCC Spezialisten, der Teile seiner Arbeitszeit zur regelmäßigen Datenanalyse nutzt bzw. alternativ der Einkauf dieser Dienstleistung.
- e Rückstellungen für z.B. Ersatzbeschaffungen bei Handhelds oder regelmäßiger Schulungen der Mitarbeiter.

## 2.3 Berechnung Referenzszenario

Für die Berechnung des Referenzszenarios ist es notwendig die Zusammenhänge in nachfolgenden Formeln auszudrücken.

Die Aufwendungen teilen sich in zwei Teile auf. Zum einen in die Anfangsaufwendungen für Handhelds, Schulungen der Mitarbeiter und Implementierung der Standards (RDS-PP®, ZEUS) und zum anderen in laufende Aufwendungen für RAMS-LCC-Analysen und Rückstellungen.

$$\text{Anfangsaufwendungen} = \left( \begin{array}{c} \#W_{\text{Team}} * \#C_{\text{Handheld}} \\ + \\ C_{\text{Fortbildung}} * (\#W_{\text{Tech}} + \#W_{\text{Leitw}}) \\ + \\ C_{\text{IT-Impl.}} \end{array} \right)$$

$$\text{Laufende Aufwendungen} = (C_{\text{Spezialist}} + C_{\text{RST}})$$

Die Einsparungen können mit folgender Formel ausgedrückt werden. Hierin sind die im Kapitel 1 genannten Vorteile berücksichtigt.

$$\text{Einsparungen} = \left( \begin{array}{c} C_{\text{Tech}} * \#W_{\text{Team}} * \Gamma_{\text{Zeit}} \\ + \\ \#WEA * \#JuE * C_{\text{Inst.}} * \Gamma_{\text{Einsatz}} \\ + \\ P * VG * \#WEA * K_{\text{Faktor}} * (ZU * \frac{r_{\text{Verfüg.}}}{100} * 8760) \\ + \\ P * VG * \#WEA * r_{\text{Volllaststd.}} \end{array} \right)$$

Bei der Ermittlung der Reduzierung der Instandhaltungskosten werden im ersten Jahr die Anfangsaufwendungen sowie die laufenden Aufwendungen berücksichtigt.

$$\text{Reduzierung der Instandhaltungskosten im ersten Jahr} = \frac{\text{Einsparungen} - \text{Anfangsaufwendungen} - \text{Laufende Aufwendungen}}{\text{Gesamtvergütung Windpark}}$$

In den nachfolgenden Jahren kommen nur die laufenden Aufwendungen zum Abzug.

$$\text{Reduzierung der Instandhaltungskosten für nachfolgende Jahre} = \frac{\text{Einsparungen} - \text{Laufende Aufwendungen}}{\text{Gesamtvergütung Windpark}}$$

Für die beschriebenen Annahmen werden in Tabelle 4 die Ergebnisse zusammengefasst.

**Tabelle 4: Ergebnisse aus dem Referenzszenario**

		Offshore	Onshore
<b>Anfangsaufwendungen</b>			
Handhelds	k€	18	18
Fortbildung Servicetechniker/ Leitwarte	k€	20	20
IT-Adaption von RDS-PP®/ ZEUS	k€	50	50
<b>Summe Anfangsaufwendungen</b>	<b>k€</b>	<b>88</b>	<b>88</b>
<b>Laufende Aufwendungen</b>			
RAMS-LCC-Spezialist	k€	25	25
Rückstellungen	k€	7	7
<b>Summe laufende Aufwendungen</b>	<b>k€</b>	<b>32</b>	<b>32</b>
<b>Jährliche Einsparungen</b>			
Zeitersparnis Servicetechniker	k€	9	9
Reduzierung ungeplante Einsätze	k€	206	130
Erhöhung Verfügbarkeit	k€	788	257
Erhöhung Volllaststunden	k€	173	143
<b>Summe jährliche Einsparungen</b>	<b>k€</b>	<b>1176</b>	<b>538</b>
<b>Einsparungen abzügl. Anfangsaufwendungen</b>	<b>k€</b>	<b>1088</b>	<b>450</b>
<b>Amortisation in Monaten</b>		<b>2,3</b>	<b>5,0</b>
<b>Reduzierung Instandhaltungskosten</b>	<b>k€</b>	<b>1056</b>	<b>418</b>

Trotz verschiedener Anfangsaufwendungen und laufender Aufwendungen ist eine Reduzierung der Instandhaltungskosten möglich.

Bemerkenswerte Ergebnisse des Referenzszenarios sind:

- Trotz zusätzlich anfallender laufender Aufwendungen übersteigen die Einsparungen die Aufwendungen.
- Die Anfangsaufwendungen können bereits im ersten Jahr getilgt werden.
- Die höchste Einsparung wird durch die Erhöhung der Verfügbarkeit erzielt.

## 3 Diskussion

### 3.1 Beschreibung der Szenarien

Das bisher beschriebene Referenzszenario bezieht sich auf eine feste Auswahl von Eingangsparametern. Zur genaueren Untersuchung der Einflussparameter auf die Reduzierung der Instandhaltungskosten werden diese im Nachgang wie in Tabelle 5 dargestellt näher betrachtet.

Zur weiteren Analyse werden in einer Sensitivitätsanalyse sieben unterschiedliche Szenarien durchgespielt.

Die Veränderungen der Eingangsparameter sind in Tabelle 5 zusammengefasst. Die farblich kenntlich gemachten Zellen stellen die Änderungen der unterschiedlichen Szenarien zum Referenzszenario dar.

Tabelle 5: Darstellung der unterschiedlichen Szenarien

	Randbedingungen	Aufwendungen	Einsparungen
<b>1: Referenzszenario (RS)</b>	siehe Beschreibung Referenzszenario	siehe Beschreibung Referenzszenario	siehe Beschreibung Referenzszenario
<b>2: Reduzierte Einsparungen</b>	siehe Beschreibung Referenzszenario	siehe Beschreibung Referenzszenario	Reduzierte Einsparungen
<b>3: Erhöhte Aufwendungen</b>	siehe Beschreibung Referenzszenario	Erhöhte Aufwendungen	siehe Beschreibung Referenzszenario
<b>4: Kleinerer Betreiber</b>	Weniger WEA	siehe Beschreibung Referenzszenario	siehe Beschreibung Referenzszenario
<b>5: Kleinerer Betreiber &amp; erhöhte Aufwendungen (3 &amp; 4)</b>	Weniger WEA	Erhöhte Aufwendungen	siehe Beschreibung Referenzszenario
<b>6: Erhöhte Verfügbarkeit als einzige Einsparung</b>	siehe Beschreibung Referenzszenario	siehe Beschreibung Referenzszenario	Erhöhte Verfügbarkeit als einzige Einsparung
<b>7: Kleinerer Betreiber &amp; erhöhte Verfügbarkeit (4 &amp; 6)</b>	Weniger WEA	siehe Beschreibung Referenzszenario	Erhöhte Verfügbarkeit als einzige Einsparung

In Tabelle 6 sind die Veränderungen der Parameter für den Offshore-Bereich zusammengefasst. Die wesentlichen Änderungen in Bezug auf das Referenzszenario sind farbig hinterlegt.

Tabelle 6: Sensitivitätsanalyse im Offshore-Bereich

Sensitivitätsanalyse -Offshore-								
Szenario		RS	2	3	4	5	6	7
Zeitersparnis Servicetechniker	%	5	0,5	5	5	5	0	0
Reduzierung ungeplante Einsätze	%	10	1	10	10	10	0	0
Erhöhung Verfügbarkeit	-	0,5	0,05	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Erhöhung Volllaststunden	h	4	1	4	4	4	0	0
Anzahl der WEA pro Windpark	-	80	80	80	40	40	80	40
<b>Anfangsaufwendungen</b>								
Handhelds	k€	18	18	18	18	18	18	18
Fortbildung Servicetechniker/ Leitwarte	k€	20	20	20	20	20	20	20
IT-Adaption von RDS-PP*/ ZEUS	k€	50	50	100	50	100	50	50
<b>Summe Anfangsaufwendungen</b>	<b>k€</b>	<b>88</b>	<b>88</b>	<b>138</b>	<b>88</b>	<b>138</b>	<b>88</b>	<b>88</b>
<b>Laufende Aufwendungen</b>								
RAMS-LCC-Spezialist	k€	25	25	50	25	50	25	25
Rückstellungen	k€	7	7	15	7	15	7	7
<b>Summe laufende Aufwendungen</b>	<b>k€</b>	<b>32</b>	<b>32</b>	<b>65</b>	<b>32</b>	<b>65</b>	<b>32</b>	<b>32</b>
<b>Einsparungen</b>								
Zeitersparnis Servicetechniker	k€	9	1	9	9	9	0	0
Reduzierung ungeplante Einsätze	k€	206	21	206	103	103	0	0
Erhöhung Verfügbarkeit	k€	788	79	788	394	394	788	394
Erhöhung Volllaststunden	k€	173	43	173	86	86	0	0
<b>Summe Einsparungen</b>	<b>k€</b>	<b>1176</b>	<b>144</b>	<b>1176</b>	<b>593</b>	<b>593</b>	<b>788</b>	<b>394</b>
<b>Einsparungen abzgl. Anfangsaufw.</b>	<b>k€</b>	<b>1088</b>	<b>56</b>	<b>1038</b>	<b>505</b>	<b>455</b>	<b>700</b>	<b>306</b>
<b>Reduzierung Instandhaltungskosten</b>	<b>k€</b>	<b>1056</b>	<b>23</b>	<b>973</b>	<b>472</b>	<b>390</b>	<b>668</b>	<b>274</b>
<b>Einspeisevergütung</b>								
Pro Windenergieanlage	k€	1971	1971	1971	1971	1971	1971	1971
<b>Gesamtvergütung Windpark</b>	<b>k€</b>	<b>157 680</b>	<b>157 680</b>	<b>157 680</b>	<b>78 840</b>	<b>78 840</b>	<b>157 680</b>	<b>78 840</b>
<b>Reduzierung der Instandhaltungskosten</b>								
1. Jahr	%	0,67	0,01	0,62	0,60	0,49	0,42	0,35
2. Jahr	%	0,73	0,07	0,70	0,71	0,67	0,48	0,46
3. Jahr	%	0,73	0,07	0,70	0,71	0,67	0,48	0,46

In Abbildung 3 wird die Reduzierung der Instandhaltungskosten in den ersten drei Jahren graphisch dargestellt.

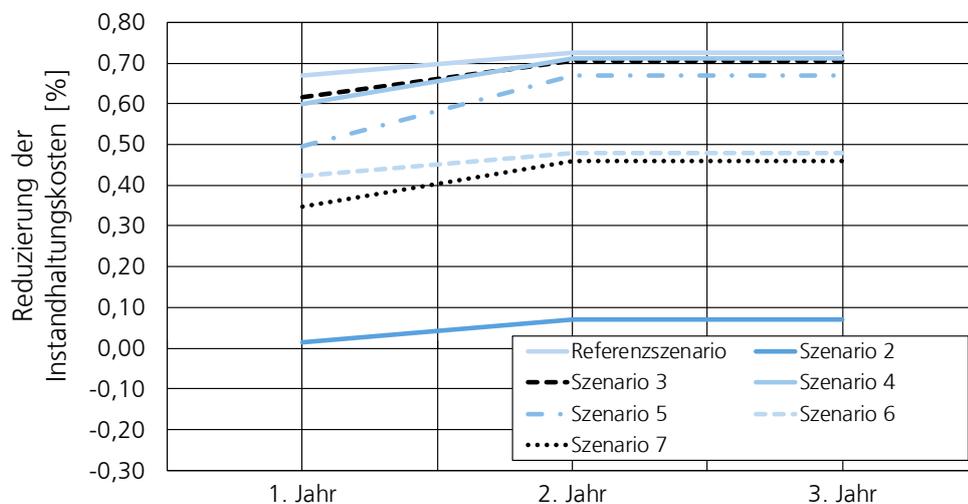


Abbildung 3: Reduzierung der Instandhaltungskosten für den Offshore-Bereich

Im Offshore-Bereich ist sehr deutlich zu erkennen, dass eine Kostenreduzierung für die Instandhaltung in allen Szenarien erreicht werden kann. Aufgrund der Tilgung der Anfangsaufwendungen im ersten Jahr fällt die Reduzierung der Instandhaltungskosten anfangs gering aus.

In den Folgejahren, hier exemplarisch durch die ersten zwei Folgejahre dargestellt, fallen lediglich laufende Aufwendungen an. Deutlich wird hierbei, dass selbst bei sehr gering angenommenen Eingangsparametern (Szenario 2) ein positives Ergebnis bereits im ersten Jahr zu vermerken ist.

Durch Szenario 3, 4 und 6 ist anhand des Graphen in Abbildung 3 und der aufgelisteten Werte in Tabelle 6 deutlich zu erkennen, dass auch kleinere Windparkbetreiber aus dem vorgeschlagenen Vorgehen Nutzen ziehen können.

In Tabelle 7 sind die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für den Onshore-Bereich dargestellt.

Tabelle 7: Sensitivitätsanalyse im Onshore-Bereich

Sensitivitätsanalyse -Onshore-								
Szenario		RS	2	3	3	4	5	6
Zeitersparnis Servicetechniker	%	5	0,5	5	5	5	0	0
Reduzierung ungeplante Einsätze	%	10	1	10	10	10	0	0
Erhöhung Verfügbarkeit	-	0,5	0,05	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Erhöhung Volllaststunden	h	4	1	4	4	4	0	0
Anzahl der WEA pro Windpark	-	200	200	200	100	100	200	100
<b>Anfangsaufwendungen</b>								
Handhelds	k€	18	18	18	18	18	18	18
Fortbildung Servicetechniker/ Leitwarte	k€	20	20	20	20	20	20	20
IT-Adaption von RDS-PP®/ ZEUS	k€	50	50	100	50	100	50	50
<b>Summe Anfangsaufwendungen</b>	<b>k€</b>	<b>88</b>	<b>88</b>	<b>138</b>	<b>88</b>	<b>138</b>	<b>88</b>	<b>88</b>
<b>Laufende Aufwendungen</b>								
RAMS-LCC-Spezialist	k€	25	25	50	25	50	25	25
Rückstellungen	k€	7	7	15	7	15	7	7
<b>Summe laufende Aufwendungen</b>	<b>k€</b>	<b>32</b>	<b>32</b>	<b>65</b>	<b>32</b>	<b>65</b>	<b>32</b>	<b>32</b>
<b>Einsparungen</b>								
Zeitersparnis Servicetechniker	k€	9	1	9	9	9	0	0
Reduzierung ungeplante Einsätze	k€	130	13	130	65	65	0	0
Erhöhung Verfügbarkeit	k€	257	26	257	128	128	257	128
Erhöhung Volllaststunden	k€	143	36	143	71	71	0	0
<b>Summe Einsparungen</b>	<b>k€</b>	<b>538</b>	<b>75</b>	<b>538</b>	<b>274</b>	<b>274</b>	<b>257</b>	<b>128</b>
<b>Einsparungen abzgl. Anfangsaufw.</b>	<b>k€</b>	<b>450</b>	<b>-13</b>	<b>400</b>	<b>186</b>	<b>136</b>	<b>169</b>	<b>40</b>
<b>Reduzierung Instandhaltungskosten</b>	<b>k€</b>	<b>418</b>	<b>-45</b>	<b>335</b>	<b>153</b>	<b>71</b>	<b>136</b>	<b>8</b>
<b>Einspeisevergütung</b>								
Pro Windenergieanlage	k€	257	257	257	257	257	257	257
<b>Gesamtvergütung Windpark</b>	<b>k€</b>	<b>51 322</b>	<b>51 322</b>	<b>51 322</b>	<b>25 661</b>	<b>25 661</b>	<b>51 322</b>	<b>25 661</b>
<b>Reduzierung der Instandhaltungskosten</b>								
1. Jahr	%	0,81	-0,09	0,65	0,60	0,28	0,27	0,03
2. Jahr	%	0,99	0,08	0,92	0,94	0,81	0,44	0,37
3. Jahr	%	0,99	0,08	0,92	0,94	0,81	0,44	0,37

In Abbildung 4 wird die Reduzierung der Instandhaltungskosten in den ersten drei Jahren graphisch dargestellt.

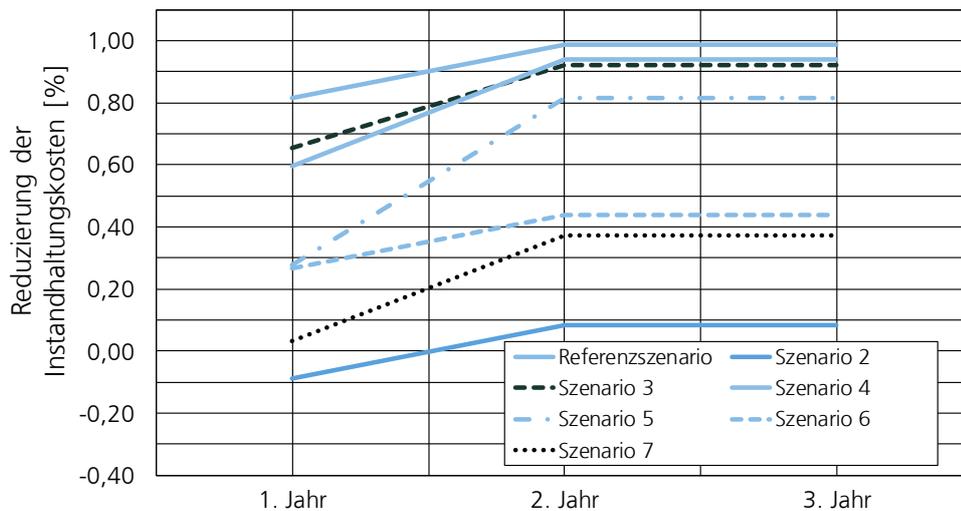


Abbildung 4: Reduzierung der Instandhaltungskosten für den Onshore-Bereich

Auch im Onshore-Bereich ist eine Reduzierung der Instandhaltungskosten zu verzeichnen. Lediglich in Szenario 2 ist ein negatives Ergebnis sichtbar, das sich in den Folgejahren ins Positive entwickelt.

Im Allgemeinen ist auch im Onshore-Bereich von einer Reduzierung der Instandhaltungskosten auszugehen, selbst bei kleineren Windparkbetreibern, was in Szenario 3, 4 und 6 gut zu erkennen ist. Selbst bei einer Steigerung eines einzelnen Parameters kann bereits eine Kostenreduzierung verzeichnet werden.

### 3.2 Schlussfolgerung

Die Beschreibung des Referenzszenarios hat gezeigt, dass die vorgeschlagene Methodik, die Betriebserfahrungen effizient für Instandhaltungsoptimierungen zu nutzen, nicht nur technische, sondern auch wirtschaftliche Vorteile aufweist.

Abhängig von der vorhandenen Infrastruktur und festen Arbeitsabläufen ist ein gewisser Aufwand notwendig, um eine Reduzierung der Instandhaltungskosten zu erhalten.

Die Durchführung der Sensitivitätsanalyse unter Annahme verschiedenster Einflussparameter zeigt, dass in allen Szenarien, sowohl für Offshore- als auch für Onshore-Windparks, von einer Instandhaltungskostenreduzierung ausgegangen werden kann.

Durch die Quantifizierung des Nutzens an einer WInD-Pool-Beteiligung können die allgemeinen Vorteile einer Umsetzung des 4-Stufen Modells in diesem Dokument aufgezeigt werden.

## 4 Literaturverzeichnis

- [1] Abschlussbericht für das Verbundprojekt „Erhöhung der Verfügbarkeit von Windkraftanlagen“, gefördert vom Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Available: [http://wind-fgw.de/pdf/EVW\\_Abschlussbericht\\_%F6ffentlich.pdf](http://wind-fgw.de/pdf/EVW_Abschlussbericht_%F6ffentlich.pdf), (2015, Mrz. 26).
- [2] BERR, Barrow Offshore Wind Farm 2nd Annual Report: JULY 2007 - JUNE 2008. Available: [http://www.decc.gov.uk/assets/decc/what%20we%20do/a%20low%20carbon%20uk/1\\_20091120130307\\_e\\_@@\\_barrowannualreportjuly-2007tojune2008final.pdf](http://www.decc.gov.uk/assets/decc/what%20we%20do/a%20low%20carbon%20uk/1_20091120130307_e_@@_barrowannualreportjuly-2007tojune2008final.pdf), (2013, Jan. 09).
- [3] BERR, Scroby Sands Offshore Wind Farm 3rd Annual Report: January 2007 – December 2007. Available: <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.berr.gov.uk/files/file46398.pdf>, (2012, Jan. 30).
- [4] Danish Energy Agency, Register of wind turbines. Available: [http://www.ens.dk/en-US/Info/FactsAndFigures/Energy\\_statistics\\_and\\_indicators/OverviewOfTheEnergySector/RegisterOf-WindTurbines/Sider/Forside.aspx](http://www.ens.dk/en-US/Info/FactsAndFigures/Energy_statistics_and_indicators/OverviewOfTheEnergySector/RegisterOf-WindTurbines/Sider/Forside.aspx), (2012, Jan. 09).
- [5] Fraunhofer IWES, alpha ventus: Forschung und Industrie präsentieren gemeinsame Erfolge. Available: [http://rave2012.iwes.fraunhofer.de/img/pdfs/RAVE\\_Presseinfo\\_20120508.pdf](http://rave2012.iwes.fraunhofer.de/img/pdfs/RAVE_Presseinfo_20120508.pdf), (2013, Jan. 09)
- [6] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, „Windenergie Report 2013 (WERD 2013)“, Kassel, 2014.
- [7] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien: Erneuerbarer-Energien-Gesetz – EEG, 2014.
- [8] L. van Pijkeren, B. Hoefakker, Offshore Windfarm Egmond aan Zee: 5 years of Operation. Available: <http://www.agentschapnl.nl/sites/default/files/bijlagen/20111212%20Workshop%20WEZ%20NoordzeeWind%20Hoefakkers%205%20yrs%20of%20Operation.pdf>.
- [9] PMSG Personal Markt Services GmbH, Hamburg. Available: [www.gehaltsvergleich.com/gehalt/Service-Techniker-Service-Technikerin-Windkraftanlagen](http://www.gehaltsvergleich.com/gehalt/Service-Techniker-Service-Technikerin-Windkraftanlagen), (2014, Dez. 15).
- [10] Shopping Guide GmbH, München. Available: [www.ciao.de/sr/q-notebook+panasonic,ix-2,pm-200,ps-2,cpcm-0.20,exname-amazon-ebay&AID=3&bns=1&KID=11298&mckv=Sq2Ht1N6|pcrid|4583674518|pkw|Toughbook|pmt|bb](http://www.ciao.de/sr/q-notebook+panasonic,ix-2,pm-200,ps-2,cpcm-0.20,exname-amazon-ebay&AID=3&bns=1&KID=11298&mckv=Sq2Ht1N6|pcrid|4583674518|pkw|Toughbook|pmt|bb), (2015, Jan. 10).
- [11] Statistisches Bundesamt Deutschland, 2014, Eigene Berechnungen auf Basis von Eurostat, Online-Datenbank vom 02.Mai 2014.
- [12] Windkraft PR, Public relations & news: Christian Schwarz, Köln. Available: [www.erneuerbare-energie-windenergie.de/windenergie-kosten](http://www.erneuerbare-energie-windenergie.de/windenergie-kosten), (2015, Jan. 10).
- [13] Vattenfall, Kentish Flats Offshore Wind Farm: FEPA Monitoring Summary Report. Available: [http://www.vattenfall.co.uk/en/file/1\\_Kentish\\_flats\\_FEPA\\_monitoring.pdf\\_16403566.pdf](http://www.vattenfall.co.uk/en/file/1_Kentish_flats_FEPA_monitoring.pdf_16403566.pdf).