

Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks

Vom Fachbereich
Elektrotechnik, Informationstechnik, Medientechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

zur Erlangung des akademischen Grades

**Doktor der Ingenieurwissenschaften
(Dr.-Ing.)**

genehmigte Dissertation

von

Issam Athamna, M. Sc.

aus Médenine, Tunesien

Referent: Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Korreferentin: Prof. Dr.-Ing. Silke Köhler

Tag der Einreichung: 02. März 2015

Tag der mündlichen Prüfung: 12. Juni 2015

Die Dissertation kann wie folgt zitiert werden:

urn:nbn:de:hbz:468-20150708-104759-6

[<http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn=urn%3Anbn%3Ade%3Ahbz%3A468-20150708-104759-6>]

Vorwort

Die vorliegende Arbeit ist während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal im Rahmen einer Forschungs Kooperation mit der Firma RWE Innogy GmbH entstanden.

An erster Stelle gilt mein besonderer Dank meinem Doktorvater, Herrn Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek, für die Anregung und Motivation zu dieser Arbeit, das entgegengebrachte Vertrauen sowie die Unterstützung beim Entstehen der Arbeit.

Frau Prof. Dr. Silke Köhler danke ich sehr für die Übernahme des Korreferats und für das meiner Arbeit entgegengebrachte Interesse.

Bei meinen Kollegen am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik möchte ich mich für die sehr angenehme und freundliche Arbeitsatmosphäre und die vielen interessanten Diskussionen bedanken.

Weiterhin danke ich allen beteiligten Mitarbeitern der RWE Innogy GmbH, die im Rahmen des gemeinsamen Forschungsprojekts einen Beitrag zu dieser Arbeit geleistet haben.

Zuletzt danke ich meiner Familie für ihre uneingeschränkte Unterstützung und vor allem meiner Frau Daniela, die mich bis zum Abschluss dieser Arbeit immer wieder aufgebaut, motiviert und unterstützt hat.

Wuppertal, im Juni 2015

Issam Athamna

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|------------|
| Vorwort | III |
| Inhaltsverzeichnis | V |
| 1 Einleitung | 1 |
| 1.1 Hintergrund..... | 1 |
| 1.2 Stand der Wissenschaft und Einordnung der Arbeit..... | 4 |
| 1.3 Ziel und Aufbau der Arbeit | 6 |
| 2 Grundlagen der Zuverlässigkeitsberechnung | 9 |
| 2.1 Aufbau der Zuverlässigkeitsberechnung | 9 |
| 2.2 Ausfallmodelle | 10 |
| 2.3 Berechnungsverfahren | 12 |
| 2.3.1 Analytische Verfahren..... | 12 |
| 2.3.1.1 Netzwerkanalyse | 12 |
| 2.3.1.2 Zustandsraumverfahren..... | 14 |
| 2.3.2 Netzzustandsanalyse..... | 14 |
| 2.3.3 Wiederversorgungsprozess..... | 14 |
| 2.4 Kraftwerksmodell | 15 |
| 2.5 Zuverlässigkeitskenngrößen | 16 |
| 3 Anforderungen an die Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks | 17 |
| 3.1 Aufbau und Betriebsweise von Offshore-Windparks..... | 17 |
| 3.1.1 Windparknetz | 19 |
| 3.1.2 Windenergieanlage..... | 22 |
| 3.1.3 Netzschutzsystem | 25 |
| 3.1.4 Betriebsführung und -überwachung | 26 |
| 3.2 Analyse des Störungsgeschehens in Offshore-Windparks | 26 |
| 3.2.1 Störungsgeschehen im Offshore-Windparknetz..... | 27 |
| 3.2.2 Störungsgeschehen in Windenergieanlagen | 28 |
| 3.3 Spezifika der Zuverlässigkeitsberechnung im Offshore-Bereich | 30 |
| 3.4 Anpassungsbedarf der Zuverlässigkeitsmodelle..... | 32 |
| 4 Modellbildung von Offshore-Windparks | 35 |

| | | |
|---------|--|----|
| 4.1 | Zuverlässigkeitskenngrößen für Windparks | 35 |
| 4.1.1 | Überblick der definierten Kenngrößen | 35 |
| 4.1.2 | Unterbrechung der Einspeisung..... | 37 |
| 4.1.2.1 | Unterbrechungshäufigkeit der Einspeisung..... | 37 |
| 4.1.2.2 | Unterbrechungsdauer der Einspeisung | 38 |
| 4.1.2.3 | Nichtverfügbarkeit der Einspeisung | 38 |
| 4.1.2.4 | Unterbrochene Einspeiseleistung | 38 |
| 4.1.2.5 | Nicht einspeisbare Energie | 39 |
| 4.1.2.6 | Entgangene Einspeisevergütung..... | 39 |
| 4.1.3 | Regelung der Einspeisung | 39 |
| 4.1.3.1 | Regelungshäufigkeit der Einspeisung | 39 |
| 4.1.3.2 | Regelungsdauer der Einspeisung..... | 40 |
| 4.1.3.3 | Nichtverfügbarkeit durch die Regelung der Einspeisung..... | 40 |
| 4.1.3.4 | Reduzierte Einspeiseleistung durch die Regelung | 40 |
| 4.1.3.5 | Nicht einspeisbare Energie durch die Regelung..... | 41 |
| 4.1.3.6 | Entgangene Einspeisevergütung durch die Regelung | 41 |
| 4.1.4 | Summenkenngrößen | 41 |
| 4.2 | Zustandsmodell der Windenergieanlage..... | 44 |
| 4.2.1 | Komponenten der Windenergieanlage | 44 |
| 4.2.2 | Beschreibung der Modellebenen | 45 |
| 4.2.2.1 | Ebene der Hauptkomponenten (Ebene 1)..... | 46 |
| 4.2.2.2 | Ebene der Subkomponenten (Ebene 2) | 48 |
| 4.2.2.3 | Ebene des Gesamtsystems (Ebene 0) | 58 |
| 4.2.3 | Das Vier-Zustands-Modell für Windenergieanlagen..... | 59 |
| 4.2.3.1 | Aggregation der Modellierungsebenen | 59 |
| 4.2.3.2 | Berücksichtigung geplanter Instandhaltung | 60 |
| 4.2.3.3 | Gesamtmodell auf Ebene 0..... | 60 |
| 4.2.4 | Modellbildung konkreter Windenergieanlagen | 63 |
| 4.2.4.1 | Ergebnisse Hauptkomponenten (1. Ebene) | 63 |
| 4.2.4.2 | Ergebnisse Gesamtmodell (0. Ebene)..... | 64 |
| 4.3 | Modellbildung von Wettereinflüssen..... | 66 |
| 4.3.1 | Zugänglichkeit | 66 |
| 4.3.2 | Einspeiseleistung | 69 |
| 4.3.3 | Auswirkung des Wettermodells auf die Zuverlässigkeitsberechnung..... | 71 |

| | | |
|-----------|---|------------|
| 4.4 | Leistungsregelung der Windenergieanlagen bei Ausfällen | 73 |
| 4.4.1 | Allgemeines..... | 73 |
| 4.4.1.1 | Manuelle Leistungsregelung | 76 |
| 4.4.1.2 | Automatische Leistungsregelung | 77 |
| 4.4.2 | Modellbildung in der Zuverlässigkeitsberechnung | 77 |
| 5 | Kenndaten zur Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks..... | 81 |
| 5.1 | Kenndaten für Windenergieanlagen | 82 |
| 5.2 | Kenndaten für Windparknetze | 86 |
| 6 | Realitätsgerechte Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks..... | 87 |
| 6.1 | Auswirkung verbesserter Modellbildung | 87 |
| 6.1.1 | Leistungsregelungsmodell..... | 87 |
| 6.1.2 | Wettermodell..... | 91 |
| 6.1.3 | Einflüsse der Dauerlinien | 92 |
| 6.1.4 | Zuverlässigkeitsmodell der Windenergieanlagen..... | 93 |
| 6.1.4.1 | Ergebnisse des „Vier-Zustands-Modells“ | 93 |
| 6.2 | Realistische Offshore-Windparknetze | 98 |
| 6.2.1 | Beschreibung der Windparknetze | 98 |
| 6.2.2 | Vergleich der Netzkonzepte ohne Windenergieanlagen | 99 |
| 6.2.2.1 | Ergebnisse der beiden Basisvarianten | 101 |
| 6.2.2.2 | Ergebnisse der Planungsvarianten..... | 103 |
| 6.2.3 | Berücksichtigung unterschiedlicher Windenergieanlagen-Konzepte..... | 105 |
| 6.2.4 | Monetäre Bewertung der Planungsvarianten..... | 107 |
| 6.2.5 | Wesentliche Erkenntnisse..... | 111 |
| 7 | Zusammenfassung und Ausblick | 113 |
| 8 | English Summary | 117 |
| 9 | Literaturverzeichnis..... | 121 |
| 10 | Formelzeichen, Indizes und Abkürzungen..... | 129 |
| 10.1 | Formelzeichen..... | 129 |
| 10.2 | Indizes | 132 |
| 10.3 | Abkürzungen..... | 132 |
| 11 | Anhang | 135 |
| 11.1 | Weitere Modelle auf der Subkomponentenebene | 135 |

| | | |
|--------|--|-----|
| 11.2 | Berechnungsformel der 1. und 2. Ebene | 136 |
| 11.3 | Berechnungsformel des Vier-Zustandsmodells..... | 137 |
| 11.4 | Beispielnetz 1 | 139 |
| 11.5 | Beispielnetz 2 | 140 |
| 11.6 | Zuverlässigkeitskenndaten von Offshore-Windparks | 141 |
| 11.6.1 | Zuverlässigkeitskenndaten für das Netz | 141 |
| 11.6.2 | Zuverlässigkeitskenndaten für Windenergieanlagenkomponenten..... | 144 |
| 11.6.3 | Zuverlässigkeitskenndaten für die 0. Ebene (inklusive Wettermodell)..... | 146 |
| 11.7 | Betriebsmittelkosten für Offshore-Windparks | 147 |

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

Im Zuge der Energiewende und der europäischen Agenda 20-20-20 [1] soll bis 2020 der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Endenergieverbrauch in Deutschland auf 20 % gesteigert werden – zurzeit beträgt er ca. 13 % [2]. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch soll auf 35 % steigen. Dieser Anteil wird sich künftig weiter erhöhen: Gemäß den gesteckten Zielen der Bundesregierung im Rahmen der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) [3, 4] soll der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis 2025 auf 40 bis 45 % und bis 2035 auf 55 bis 60 % steigen [3]. Den wichtigsten Anteil (ungefähr 35 %) der erneuerbaren Energien macht dabei die Windenergie aus. Die installierte Leistung durch Windenergieanlagen beträgt momentan (2014) ca. 39 GW [5, 6]. Damit ist die Windenergie für die Energiewende unverzichtbar und bildet eine starke Säule bei der Entwicklung einer Energieversorgung basierend auf erneuerbaren Energien.

Um die Ziele der Energiewende zu erreichen, wird in Deutschland der Ausbau von Windenergie und insbesondere der Offshore-Windenergie durch das EEG weiter gestärkt und vorangetrieben. Zahlreiche Offshore-Windparks werden vor den Küsten Deutschlands errichtet. Im Vergleich zur Onshore-Installation bieten sie zusätzliche Vorteile bezüglich der Kraftwerksgröße. Offshore ist die Errichtung leistungsstarker Windparks und somit eine großflächige Nutzung des Windes möglich. Derart große Windparks sind an Land nur schwer realisierbar.

Durch die höheren Windstärken und die geringeren Turbulenzen auf See verfügen Offshore-Windparks über einen größeren Ertrag und damit über deutlich höhere Jahresvolllaststunden als Onshore-Windparks. Erste Erfahrungen mit Offshore-Windparks in Deutschland haben die höheren Volllaststunden bestätigt: In den ersten drei Betriebsjahren des Offshore-Windparks *alpha ventus* wurden durchschnittlich 4225 Volllaststunden pro Jahr erzielt [7]. Im Gegensatz dazu lag die durchschnittliche Volllaststundenzahl für Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland im Jahr 2012 bei nur 1695 h [2].

Bislang spielt die Offshore-Windenergie für die Stromerzeugung in Deutschland nur eine Nebenrolle. Zurzeit beträgt sie etwa 3 % der Stromerzeugung durch Windenergie insgesamt. Zukünftig soll ihr Anteil steigen (Abbildung 1-1). Laut den Ausbauzielen und dem Energiekonzept der Bundesregierung sollen sowohl in der Ostsee als auch in der Nordsee bis zum Jahr 2020 mehrere Offshore-Windparks (OWPs) errichtet werden, die zusammen über ungefähr 6,5 GW installierte Leistung verfügen sollen. Zwischen 2020 und 2030 sollen jährlich zwei neue Offshore-Windparks in Betrieb genommen werden [3]. Gemäß den Zielen der Bundesregierung soll bis zum Jahr 2030 eine installierte Offshore-Leistung von 15 GW erreicht werden [3], sodass diese Anlagen zukünftig ein zentrales Element der Energieversorgung in Deutschland darstellen werden.

Insgesamt wurden bereits 26 Offshore-Windparks [8] in Nord- und Ostsee genehmigt, 24 davon in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ). Dies entspricht einer Gesamtleistung von etwa 9 GW. Weitere 94 Offshore-Windparks befinden sich im Genehmigungsverfahren [9]. Zurzeit sind nur acht Windparks mit einer Gesamtleistung von 1,5 GW in Betrieb; einige weitere befinden sich im Bau, die meisten sind jedoch noch in der Planungsphase (vgl. Abbildung 1-1).

Die Abbildung 1-1 wurde anhand der veröffentlichten Daten in [9] und anhand der gesetzten Ziele der Bundesregierung im Rahmen der EEG-Novelle erstellt.

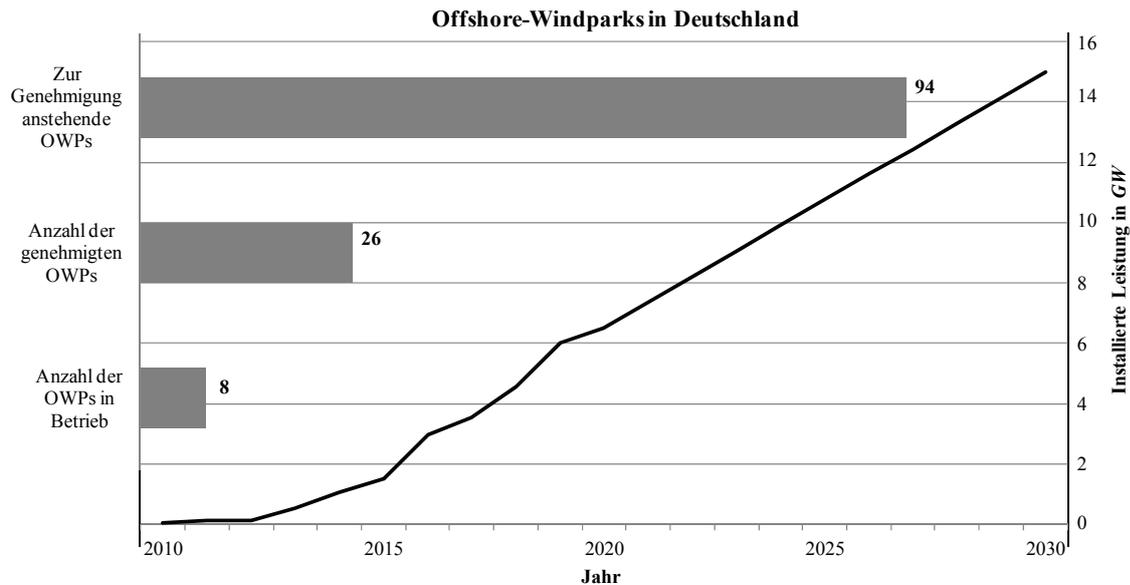


Abbildung 1-1: Prognose der Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland bis 2030

Allerdings ist die Offshore-Technik auch mit einigen Nachteilen verbunden. Der Offshore-Bereich und die Offshore-Technik sind ein relativ junges Gebiet, das für viele Windparkbetreiber sowie für große Bereiche der Windenergieindustrie ein noch unbekanntes Feld darstellt. Die meisten bisher weltweit errichteten Offshore-Windparks sind entweder erst vor Kurzem ans Netz gegangen oder sie befinden sich an küstennahen Standorten. Damit liegen für Offshore-Windparks keine ausreichend detaillierten Betriebserfahrungen vor. Wegen des Mangels an Erfahrungen auf diesem Gebiet sind Windparkbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber und Windenergieanlagenhersteller gefordert, präzise Untersuchungen und ausführliche Planungen durchzuführen, um einen optimalen, reibungslosen und zuverlässigen Betrieb und eine entsprechende Instandhaltung von Offshore-Windparks zu erzielen.

Die neu errichteten und die bereits genehmigten Offshore-Windpark-Projekte in Deutschland sind weit vom Festland entfernt und befinden sich in Regionen mit großer Wassertiefe. Die bisher geplanten Offshore-Windparks in der Nordsee haben eine durchschnittliche Küstenentfernung von 60,8 km und eine durchschnittliche Wassertiefe von 29,3 m [10]. Insbesondere die Erreichbarkeit auf See ist sehr wetterabhängig, so dass neben den im Vergleich mit Onshore-Windparks erhöhten Errichtungskosten zusätzlich höhere Betriebskosten und erschwerte Arbeitsbedingungen im Wartungsfall zu berücksichtigen sind.

Damit sind die Investitions- und Betriebskosten von Offshore-Windparks im Vergleich zu Onshore-Windparks sehr hoch. Die Höhe der Windgeschwindigkeit verursacht eine hohe Belastung der Windenergieanlagen, wodurch sich die Ausfallwahrscheinlichkeit der Anlagen erhöht. Durch die Abhängigkeit vom Wetter ist die Zugänglichkeit zum jeweiligen Windpark – zum Beispiel für Reparatur- bzw. Instandhaltungsarbeiten – in manchen Jahreszeiten sehr eingeschränkt.

Technisch gesehen bestehen Offshore-Windparks aus mehreren Komponenten. Hierzu gehören die Windenergieanlagen, die Schaltanlagen und die Netzanbindung, die alle jederzeit ausfallen und zu unterschiedlichen Störungen führen können. Durch die begrenzte, wetterabhängige Zugänglichkeit der Offshore-Windparks ist die Stillstandszeit bis zur Reparatur häufig deutlich länger als bei Onshore-Windparks. Dies führt in direkter Konsequenz zu einer deutlich höheren nicht eingespeisten Energie. Da Windenergie zukünftig einen wichtigen Baustein der Stromversorgung in Deutschland darstellen soll, stellt sich die Frage, wie sicher bzw. zuverlässig die Offshore-Windenergienutzung ist. Für die Betreiber von Windparks geht es dabei sowohl um die Zuverlässigkeit der Einzelkomponenten des Windparks als auch um die Verfügbarkeit des Gesamtsystems – vor allem, um Stillstandszeiten und damit Erlösverluste möglichst zu begrenzen.

Im Gegensatz zu der Versorgungszuverlässigkeit – seit vielen Jahren ist eine hohe Versorgungszuverlässigkeit der Verbraucher in Deutschland gewährleistet – rückt die Einspeisungszuverlässigkeit stärker in den Fokus, nicht zuletzt auch durch die Einführung des EEG und die vermehrten regenerativen Einspeiser (zum Beispiel Windenergieanlagen). Durch das EEG erhalten die Windparkbetreiber für jede eingespeiste Kilowattstunde (kWh) eine sogenannte Einspeisevergütung.

Für die Betreiber von Offshore-Windparks ist die Dimensionierung der Netzinfrastruktur von großer Bedeutung. Hier gilt es, ein optimales Verhältnis zwischen den Errichtungs- und Betriebskosten einerseits und der erzielbaren Einspeisevergütung andererseits zu finden. Denn eine zuverlässige und redundante Netzinfrastruktur kann zwar zu höheren Errichtungs- und Betriebskosten führen, aber gleichzeitig auch zu geringeren monetären Einbußen durch entgangene Einspeisevergütung im Fall einer Störung. Demgegenüber hat eine ausschließlich auf die Errichtungs- und Betriebskosten hin optimierte Netzinfrastruktur ohne Redundanzen im Störfall die höchsten Einbußen bzgl. der entgangenen Einspeisevergütung zur Folge. Die optimale Ausstattung der Netzinfrastruktur liegt zwischen beiden Extremfällen (vgl. Abbildung 1-2). Während die Errichtungs- und Baukosten den Windparkbetreibern bekannt sind, ist die entgangene Einspeisevergütung dagegen nur mithilfe komplexer Berechnungsmodelle bestimmbar.

Um die Erlösverluste bzw. die entgangene Einspeisevergütung zu ermitteln, ist es wichtig, die Auswirkung von Störfällen innerhalb der Windenergieanlage (WEA) sowie innerhalb der Windparknetze auf die gesamte eingespeiste Leistung exakt zu modellieren. Hier bietet sich die Zuverlässigkeitsberechnung als ein stochastisches Berechnungsverfahren komplexer Netze an.

Realitätsgerechten Zuverlässigkeitsberechnungen kommt bei der optimalen Dimensionierung der Netzinfrastruktur von Offshore-Windparks eine Schlüsselrolle zu. Allerdings bilden bestehende Zuverlässigkeitsmodelle nur klassische elektrische Versorgungsnetze hinreichend genau ab.

Für die Berechnung von Offshore-Windparks wichtige Spezifika – wie die Ermittlung von Zuverlässigkeitskenngrößen für die Einspeisung, die Berücksichtigung des Ausfallverhaltens der Windenergieanlagen und ihrer Einzelkomponenten, die Leistungsregelung im Störfall oder geeignete Wettermodelle – finden dagegen keine Berücksichtigung.

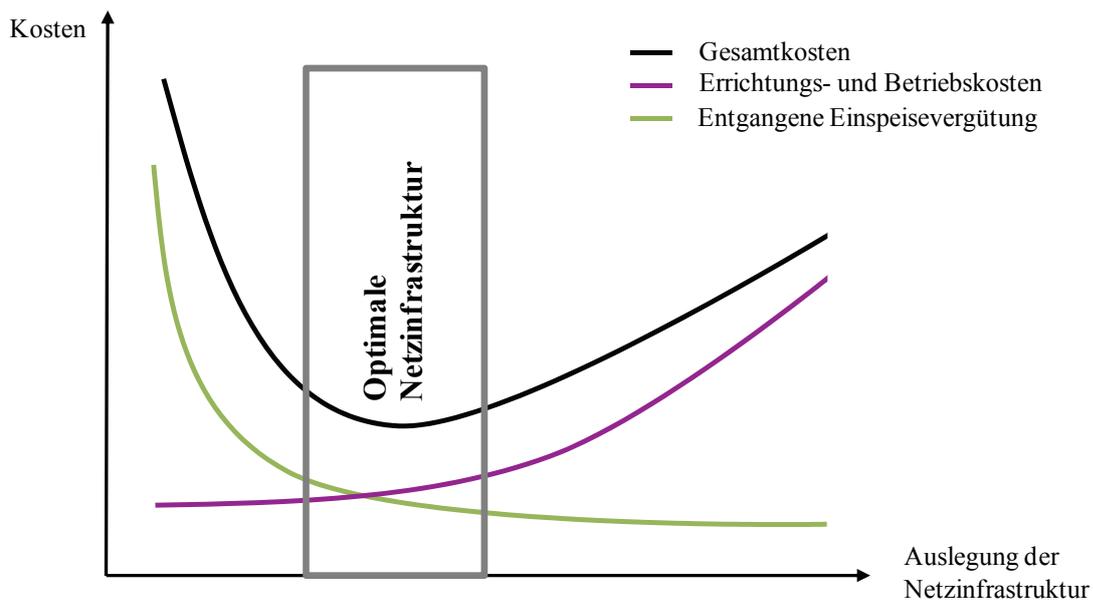


Abbildung 1-2: Qualitativer Zusammenhang von Kosten und Auslegung der Netzinfrastruktur

Im Rahmen dieser Arbeit werden neue und erweiterte Zuverlässigkeitsmodelle für Offshore-Windparks entwickelt, die die Offshore-Spezifika berücksichtigen und so realitätsgerechte Zuverlässigkeitsberechnungen zur optimalen Dimensionierung der Netzinfrastruktur ermöglichen.

1.2 Stand der Wissenschaft und Einordnung der Arbeit

Bereits seit den 1980er-Jahren [11, 12, 13, 14] existieren Verfahren und Modelle zur Berechnung der Zuverlässigkeit von elektrischen Energieversorgungsnetzen in Deutschland, die seitdem kontinuierlich weiterentwickelt worden sind und bei der Planung elektrischer Energieversorgungsnetze als Standardwerkzeug einen großen Beitrag leisten. Diese Programme sind allerdings für typische Netze der öffentlichen Versorgung ausgelegt. Durch die aktuelle Entwicklung der Energieversorgung in Deutschland – und nicht zuletzt hervorgerufen durch die Errichtung zahlreicher neuer Windparks – gibt es einen erheblichen Anpassungsbedarf dieser Programme. Bei der Zuverlässigkeitsberechnung von Windparks stellt sich im Gegensatz zu typischen Versorgungsnetzen nicht nur die Frage nach der Versorgungsunterbrechung, sondern es rückt auch die Einspeiseunterbrechung in den Vordergrund.

In dieser Arbeit sollen die klassischen Zuverlässigkeitsberechnungen um die Spezifika von Offshore-Windparks erweitert werden. Damit dies erreicht werden kann, müssen drei wesentliche Aspekte berücksichtigt werden: das Windparknetz, die Windenergieanlagen und die Wetterverhältnisse.

Für die Zuverlässigkeitsuntersuchung von Windparknetzen können die vorhandenen Zuverlässigkeitsmodelle [11, 12, 13, 14] aus der konventionellen Zuverlässigkeitsberechnung prinzipiell angewendet werden. Da sich allerdings der Aufbau von Windparknetzen von dem der elektrischen Versorgungsnetze deutlich unterscheidet, müssen diese Modelle vor der Anwendung für Windparknetze entsprechend geändert bzw. angepasst werden. Daher werden die konventionellen Zuverlässigkeitsmodelle in dieser Arbeit weiterentwickelt, um Offshore-Bedingungen nachbilden zu können.

Bis heute existiert für die Zuverlässigkeitsbetrachtung von Windenergieanlagen kein geeignetes Modell. Dieses kann aber analog zu existierenden Modellen für die zuverlässigkeitstechnische Nachbildung thermischer Kraftwerke [15] entwickelt werden. Dabei müssen sowohl die Auswirkungen elektrischer als auch mechanischer Fehler in der Windenergieanlage auf die Einspeiseleistung der Anlage selbst, aber auch auf die des gesamten Windparks abgebildet werden. Dazu sollen alle für den Betrieb der Windenergieanlagen wichtigen Komponenten einzeln untersucht werden. Im Gegensatz zu anderen Ansätzen [16] sollen auch die Subkomponenten berücksichtigt werden.

Bisherige Arbeiten auf dem Gebiet der Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks haben sich am häufigsten mit dem Störungsverhalten von Windenergieanlagen beschäftigt; insbesondere für Onshore-Windenergieanlagen liegen bereits umfangreiche Daten und Erfahrungen vor [17, 18, 19, 20]. Dabei handelt es sich nur um das Störungsgeschehen innerhalb der Windenergieanlagen – allerdings unterscheiden sich die dort betrachteten Windenergieanlagen stark von den Offshore-Windenergieanlagen (hinsichtlich des Fundaments, des Kühlsystems usw.). Bezüglich letzterer wurde ausschließlich die Zuverlässigkeit für einige Komponenten analysiert und die Einflüsse der Offshore-Bedingungen auf die Verfügbarkeit der Anlagen betrachtet [19].

Im Hinblick auf die gesamten Offshore-Windparknetze wurden bisher nur wenige Untersuchungen [21] durchgeführt; diese behandeln allerdings nicht die konventionellen klassischen Zuverlässigkeitsmodelle, sondern vielmehr den Aufbau bzw. die Konfiguration solcher Netze, ohne das Ausfallverhalten von Windenergieanlagen zu berücksichtigen. In der Untersuchung [21] wird zwar die Anwendung der Zuverlässigkeitsberechnung anhand des Beispiels eines Offshore-Windparks dargestellt; allerdings werden dort die konventionellen Zuverlässigkeitsmodelle verwendet. Somit werden die Einflussfaktoren auf die Zuverlässigkeitsanalyse von Offshore-Windparks nicht berücksichtigt wie z. B. die Wettereinflüsse, die in [22] beschrieben sind.

Um die Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks durchführen zu können, wurden die Berechnungen in [23] mithilfe von einigen Vernachlässigungen und Annahmen realisiert –

so ist z. B. das Windparkmodell angepasst worden, indem die Windenergieanlagen als Verbraucher dargestellt wurden.

1.3 Ziel und Aufbau der Arbeit

Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung von Zuverlässigkeitsmodellen, die die spezifischen Bedingungen von Offshore-Windparks berücksichtigen, um eine realitätsgetreue Berechnung der Zuverlässigkeit zu ermöglichen.

Für eine realitätsgetreue Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks sind das Störungsgeschehen der einzelnen Windenergieanlagen sowie des Windparknetzes insgesamt zu berücksichtigen. Darüber hinaus müssen auch die Offshore-Spezifika – insbesondere die erschwerten Wetterverhältnisse auf See und deren Auswirkung auf die Aus-Dauer – mit berücksichtigt werden.

Die Zuverlässigkeitsberechnung basiert auf vier allgemeine Teilgebiete (Daten, Modelle, Bewertung und Verfahren) [24]. Diese Arbeit befasst sich hauptsächlich mit der Modellbildung. Da die vier Teilgebiete allerdings in Wechselwirkung zueinander stehen und damit eng miteinander verknüpft sind, werden hier auch die anderen drei Teilgebiete dahingehend erweitert, dass sie eine Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks ermöglichen.

Um die Spezifika des Offshore-Windparks zu berücksichtigen, wird die Zuverlässigkeitsberechnung um drei wesentliche Modelle erweitert: das Zuverlässigkeitsmodell der Windenergieanlage, die Modellierung der Wettereinflüsse und die Leistungsregelung für Einspeiser im Störfall. Zusätzlich werden einspeiserspezifische Zuverlässigkeitskenngrößen entwickelt, in diesem Fall für Windenergieanlagen.

Für die entwickelten Modelle sind spezifische realitätsgetreue Eingangsdaten, sog. Zuverlässigkeitskenndaten von Offshore-Windparkkomponenten, erforderlich. Zusätzlich werden die einzelnen Einspeisekennlinien der Windenergieanlagen benötigt. Das Zustandsmodell der Windenergieanlage wird durch das Markovsche Minimalschnitte-Verfahren [25] realisiert. Die Einführung des Leistungsregelungsmodells in die Zuverlässigkeitsberechnung erfordert zudem die Entwicklung neuer Zuverlässigkeitskenngrößen. Durch den Einsatz des Wettermodells werden diese Kenngrößen zusätzlich für bestimmte Betrachtungszeiträume berechnet, die ähnliche Wetterverhältnisse aufweisen.

Damit können die Zuverlässigkeitskenngrößen für die einzelnen Windenergieanlageneinspeiser sowie für den gesamten Windpark berechnet und daraus die entstehenden Kosten entgangener Einspeisung realitätsgerecht ermittelt werden.

Die Arbeit ist in sieben Kapitel gegliedert. Nach der Einleitung werden im zweiten Kapitel kurz die Grundlagen der klassischen Zuverlässigkeitsberechnung beschrieben. Im dritten Kapitel werden neben Aufbau und Betrieb von Windparknetzen die Anforderungen an die Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks erläutert. Daraus wird der Anpassungsbedarf der Zuverlässigkeitsmodelle herausgearbeitet.

Aufbauend auf den ermittelten Defiziten wird im vierten Kapitel die Modellbildung von Offshore-Windparks beschrieben. Zunächst werden die zu berechnenden Zuverlässigkeitskenngrößen erläutert. Dann werden für die Windenergieanlagenmodellierung alle Haupt- und Subkomponenten modelliert und anschließend zu einem Gesamtmodell aggregiert. Danach werden die bei der Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks zu berücksichtigenden Wettereinflüsse erörtert. Anschließend wird die Einspeisungsregelung für den Windpark analysiert und modelliert.

Im fünften Kapitel werden die Kenndaten zur Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks diskutiert. Hier wird auf die prinzipielle Problematik – nur rudimentär vorhandene Eingangsdaten – sowie auf Lösungsansätze zur Ermittlung der Zuverlässigkeitskenndaten eingegangen.

In Kapitel sechs werden unterschiedliche Planungsvarianten zweier realer Offshore-Windparknetze untersucht und so die Wirkungsweise der neu entwickelten Modelle verifiziert. Die Arbeit schließt mit einer Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse in Kapitel sieben ab.

2 Grundlagen der Zuverlässigkeitsberechnung

Die Zuverlässigkeitsberechnung ist ein probabilistisches Verfahren, welches auf Basis von Erfahrungsdaten eine Prognose für die zukünftige Versorgungszuverlässigkeit erstellt. Dadurch ist es möglich, eine Bewertung der Auslegung der Netze bereits in der Planungsphase durchzuführen. Somit ist die Zuverlässigkeitsberechnung ein wichtiges und geeignetes Werkzeug für die optimale Planung und die Formulierung von Betriebsgrundsätzen von öffentlichen, elektrischen Versorgungsnetzen.

Im Folgenden werden der prinzipielle Aufbau und die Funktionalität der Zuverlässigkeitsberechnung erläutert, da sich die realitätsgerechten Modelle für Offshore-Windparks im weiteren Verlauf der Arbeit an diesen Grundlagen orientieren werden.

2.1 Aufbau der Zuverlässigkeitsberechnung

Bisher vorliegende Zuverlässigkeitsprogramme [11, 12, 13, 14] berechnen prinzipiell die Zuverlässigkeitskenngrößen von Versorgungsnetzen, insbesondere die lastbezogenen Kenngrößen. Für die Bestimmung dieser Größen werden Eingangsdaten benötigt (vgl. Abbildung 2-1). Dies sind einerseits die netzbezogenen Daten – die Netztopologie und die Schutzdaten – und andererseits die Störungsdaten.

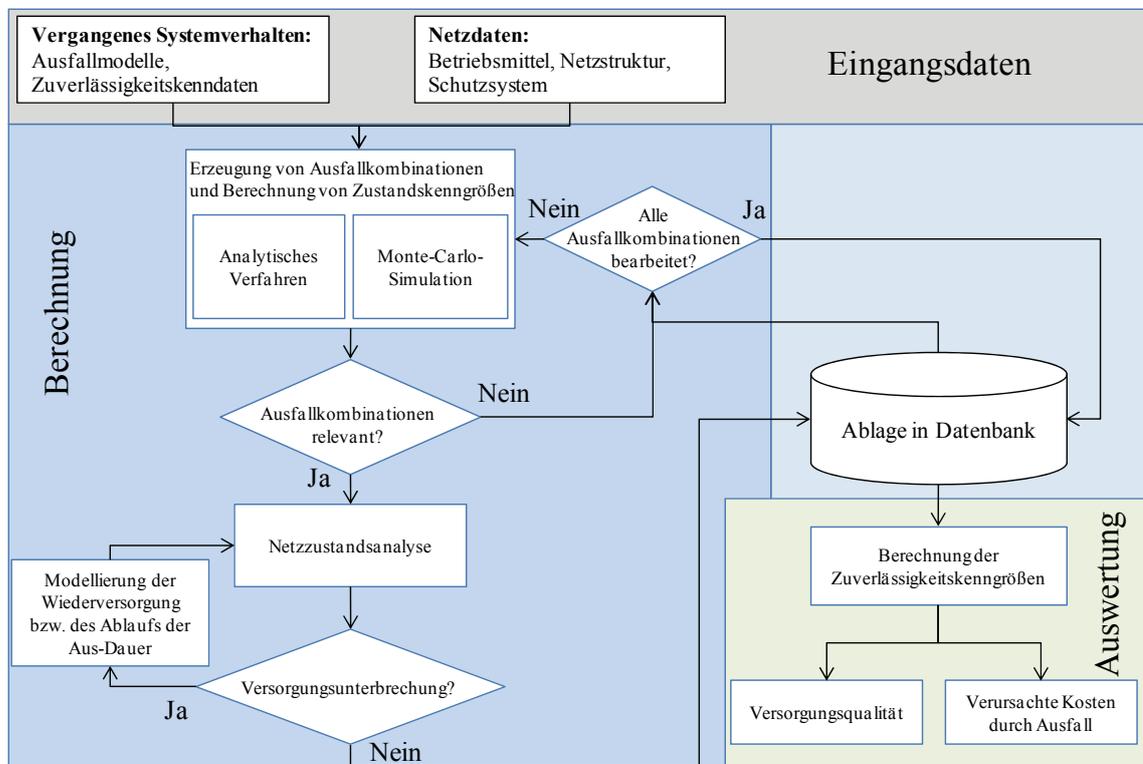


Abbildung 2-1: Prinzipieller Ablauf der Zuverlässigkeitsberechnung

Die netzbezogenen Daten stellen sowohl die elektrischen und topologischen Daten aller Betriebsmittel im Netz als auch das verwendete Schutzkonzept dar. Dies ist wichtig für die Systemabgrenzung im Fehlerfall, um den Auslösebereich der ausgefallenen Betriebsmittel festzulegen.

Auf Grundlage des langjährigen Betriebs von elektrischen Netzen konnten in den vergangenen Jahrzehnten Daten zum Systemverhalten sowie Erfahrungswerte im Fehlerfall (Störungs- und Schadensstatistiken) erhoben und gesammelt werden [26]. Aus den Störungsdaten lassen sich verlässliche Zuverlässigkeitskenndaten für die einzelnen Betriebsmittel und Ausfallmodelle ableiten.

Zu Beginn der Berechnung werden bei dem analytischen Verfahren zunächst die wichtigsten und relevanten Ausfallkombinationen generiert, deren Zustandswahrscheinlichkeit größer als die minimal eingegebene Zustandswahrscheinlichkeit ist.

Es werden der Reihe nach alle Ausfallkombinationen einzeln analysiert, indem eine Netzzustandsanalyse durchgeführt wird, um eventuelle Versorgungsunterbrechungen oder sonstige unzulässige Systemzustände festzustellen. Liegt eine Versorgungsunterbrechung vor, so wird versucht, diese durch Wiederversorgungsmaßnahmen zu beheben, um alle betroffenen Verbraucher zu versorgen. Diese Maßnahmen können z. B. durch Umschaltungen oder durch das Einschalten von Reservekomponenten erfolgen. Falls bei der untersuchten Ausfallkombination keine Wiederversorgungsmöglichkeit besteht, werden die von der Versorgungsunterbrechung betroffenen Verbraucher erst wieder versorgt, wenn die ausgefallenen Betriebsmittel repariert worden sind. Alle behandelten Ausfallkombinationen werden anschließend in Datenbanken hinterlegt.

Schließlich werden alle erzeugten Ausfallkombinationen abgearbeitet und es werden anhand von Auswertungskriterien die probabilistischen Zuverlässigkeitskenngrößen für das gesamte Netz sowie für jeden einzelnen Verbraucher im Netz berechnet. Mit diesen Kenngrößen ist es dann möglich, einen gesamten Überblick über die Versorgungsqualität des Netzes und über die einzelnen Verbraucher zu schaffen sowie die anstehenden Kosten zu bestimmen.

Bei der Zuverlässigkeitsberechnung werden die Berechnung und die Auswertung separat durchgeführt (vgl. Abbildung 2-1). Da der Berechnungsteil bei einer großen Anzahl von Ausfallkombinationen erheblich Zeit in Anspruch nehmen kann, ermöglicht die Trennung der Zuverlässigkeitsberechnung in zwei separate Programmteile mehrere Auswertungen in kürzerer Zeit durchzuführen.

2.2 Ausfallmodelle

Um eine auftretende Störung im Netz möglichst genau und realitätsnah nachbilden zu können, wurden die sogenannten Ausfallmodelle entwickelt. Diese Modelle beschreiben den Ausfall und dessen Wirkung bzw. Konsequenz für das Netz detailliert. Sie beruhen auf Erfahrungen mit dem Verhalten von elektrischen Energieversorgungssystemen in der Vergangenheit. Die Ausfälle können ein primäres Ereignis oder einen Folgeausfall darstellen.

Ein Ausfall bzw. eine Störung kann durch einen Betriebsmittelfehler, z. B. durch einen Kurzschluss, durch fehlerhafte Schalthandlungen oder durch Schutzfehlfunktionen hervorgerufen werden. Die Ausfallmodelle benötigen sogenannte Zuverlässigkeitskenndaten; dies sind betriebsmittelspezifische Kenndaten, die mithilfe von Störungsstatistiken ermittelt werden – vgl. z. B. [26]. Die Ausfallmodelle und die dazu benötigten Kenndaten sind die Eingangsdaten für die Zuverlässigkeitsberechnung. Insgesamt wurden zwölf Ausfallmodelle für die öffentlichen Versorgungsnetze entwickelt [11]. Eines der wichtigsten Ausfallmodelle ist das Modell *Aktiver Betriebsmittelfehler* (auch *Unabhängiger Einfachausfall* genannt), das den unabhängigen Ausfall von Betriebsmitteln beschreibt. Dieser Ausfall hat bei einer zeitgleichen Störung nicht die gleiche Ursache bzw. keinen kausalen Zusammenhang mit anderen Fehlern – im Gegensatz zum *Common-Mode-Ausfall*. Der *Common-Mode-Ausfall* beschreibt einen überlappenden bzw. gleichzeitigen Ausfall mehrerer Betriebsmitteln aufgrund der gleichen Ursache.

Das Ausfallmodell *Erdschluss* kommt nur bei einem Netz mit isoliertem Sternpunkt oder mit einer Erdschlusskompensation zustande. Als Folgefehler dieses Ausfallmodells kann ein *Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall* eintreten.

Ein weiteres Ausfallmodell ist die *Unabhängige Schutzüberfunktion*. Obwohl im Netz kein Kurzschluss vorliegt, löst das Schutzsystem in diesem Ausfallmodell spontan aus und führt zur Ausschaltung betriebsfähiger Betriebsmittel und damit unter Umständen zur Unterbrechung der Versorgung von Verbrauchern. Darin ähnelt es dem Ausfallmodell *Versehentliche Schalterbetätigung*, bei dem ebenfalls keine Störung im Netz existiert. Dieses Modell kommt aufgrund falscher Schalterbetätigung durch einen Mitarbeiter zustande, die zu einer versehentlichen Ausschaltung von Betriebsmitteln führt.

Im Gegensatz zur *Unabhängigen Schutzüberfunktion* liegt beim Ausfallmodell *Schutzüberfunktion* ein Kurzschluss vor. Allerdings entsteht durch die nicht konzeptgemäßen Auslösungen weiterer Schutzsysteme eine Ausweitung des Fehlers.

Beim Ausfallmodell eine *Schutzunterfunktion*, auch *Schutzversager* genannt, tritt ein Fehler im Netz auf; hierbei wird aufgrund des Versagens des zuständigen Schutzsystems der Reserveschutz ausgelöst.

Das Ausfallmodell *Schalerversager* ist das Folgeereignis eines Primärereignisses (z. B. eines unabhängigen Einfachausfalls) und beschreibt eine angeforderte Schaltmaßnahme, die wegen eines Schalterdefekts nicht ausgeführt werden kann. Bei diesem Modell kann zwischen einem Schalerversager im Normalbetrieb und einem Leistungsschalerversager bei Kurzschluss unterschieden werden.

Weitere Ausfallmodelle sind die *Verzögerte Handausschaltung*, bei der die Ausschaltung eines Betriebsmittels erforderlich ist, aber erst mit einem gewissen Zeitverzug erfolgen kann, und der *Ausfall des Reservebetriebsmittels während der Instandhaltungsarbeiten*. Ausführlich beschrieben sind diese und andere Ausfallmodelle in [11, 14, 27, 28].

In dieser Arbeit werden nur die wesentlichen Ausfallmodelle berücksichtigt (vgl. Abschnitt 3.3), die für die Offshore-Windparks relevant sind. Die Ausfallmodelle und die dazu gehörigen Zuverlässigkeitskenndaten für die Zuverlässigkeitsberechnung sind in dieser Arbeit in Tabelle 11-1, Tabelle 11-2 und Tabelle 11-3 dargestellt.

2.3 Berechnungsverfahren

2.3.1 Analytische Verfahren

In der Zuverlässigkeitsberechnung wird zwischen zwei probabilistischen Verfahren unterschieden: einerseits dem analytischen Verfahren, auch Enumerationsverfahren genannt, und andererseits dem Monte-Carlo-Simulationsverfahren, welche z. B. in [12, 29] ausführlich beschrieben sind.

Die beiden Verfahren unterscheiden sich hauptsächlich in der Art, wie die zu untersuchenden Ausfallkombinationen generiert werden. Die Auswertung des Systemzustandes und die Modellierung der Wiederversorgungsstrategien sind weitgehend identisch. Ein ausführlicher Vergleich der beiden Verfahren wird in [11] dargestellt. Für die Nachbildung der Offshore-Windparks wird in dieser Arbeit ausschließlich das analytische Verfahren verwendet.

2.3.1.1 Netzwerkanalyse

Die Netzwerkanalyse beschreibt die logische Zusammensetzung bzw. Verknüpfung von Systemkomponenten untereinander. Insgesamt sind drei unterschiedliche Strukturarten für die Zuverlässigkeitsberechnung von Interesse: die Serien-, die Parallel- und die Mischstruktur (vgl. Abbildung 2-2).

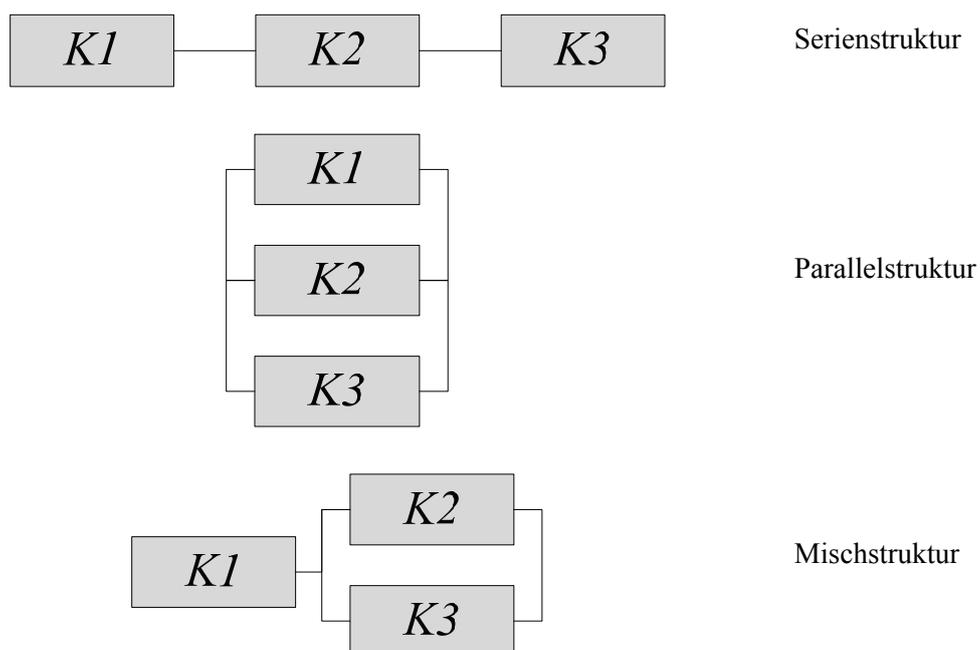


Abbildung 2-2: Blockschaltbild zur Netzwerkanalyse

Die Serienstruktur beschreibt ein System, das nur in Betrieb ist, wenn alle Systemkomponenten funktionsfähig sind. Somit bildet sie eine Reihenschaltung.

Hingegen reicht es in der Parallelstruktur aus, wenn nur eine Systemkomponente im Betrieb ist, damit das gesamte System betriebsfähig bleibt. Diese Struktur stellt damit einen redundanten Aufbau dar.

Bei der Mischstruktur sind eine Parallelstruktur und eine Serienstruktur gleichzeitig in einem System vorhanden.

Die drei Strukturen können anhand des Zustandsblockschaltbildes dargestellt werden (Abbildung 2-2). Für die Serienstruktur sind z. B. drei unabhängige Komponenten ($K1, K2, K3$) eines Systems in Reihe geschaltet.

Für die Zuverlässigkeitsberechnung einer seriellen Struktur wird folgende Formel eingesetzt:

$$P(B_{ges}) = P(B_1) \cdot P(B_2) \cdot P(B_3) \quad (2-1)$$

$$P(A_{ges}) = 1 - P(B_{ges}) \quad (2-2)$$

$$\lambda_{ges} = \sum_{i=1}^3 \lambda_i \quad (2-3)$$

$$T(B_{ges}) = \frac{1}{\lambda_{ges}} \quad (2-4)$$

$$E(H_{Ages}) = \frac{P(B_{ges})}{T(B_{ges})} \quad (2-5)$$

$$T(A_{ges}) = \frac{P(A_{ges})}{E(H_{Ages})} \quad (2-6)$$

Für die parallele Struktur kommt folgende Formel zum Einsatz:

$$P(A_{ges}) = P(A_1) \cdot P(A_2) \cdot P(A_3) \quad (2-7)$$

$$P(B_{ges}) = 1 - P(A_{ges}) \quad (2-8)$$

$$\mu_{ges} = \sum_{i=1}^3 \mu_i \quad (2-9)$$

$$T(A_{ges}) = \frac{1}{\mu_{ges}} \quad (2-10)$$

$$E(H_{Ages}) = \frac{P(A_{ges})}{T(A_{ges})} = E(H_{Bges}) \quad (2-11)$$

$$T(B_{\text{ges}}) = \frac{P(B_{\text{ges}})}{E(H_{B_{\text{ges}}})} \quad (2-12)$$

Die Mischstruktur stellt die Kombination beider Verfahren dar und kann anhand der Formeln (2-1) bis (2-12) berechnet werden.

Minimalschnittverfahren:

Dieses Verfahren bildet die möglichen Ausfallkombinationen eines Systems, die für den Systemausfall hinreichend und notwendig sind. Ist nur eine Komponente der Ausfallkombination (dieses Schnitts) in Betrieb, ist damit das gesamte System in Betrieb.

Dieses Verfahren stellt den Fehlzustand eines Systems als eine UND-Verknüpfung der Komponentenausfallzustände dar. Damit können durch dieses Verfahren nicht relevante Ausfallkombinationen bereits im Vorfeld eliminiert werden und müssen so nicht aufwändig analysiert werden. In [25] ist dieses Verfahren detailliert beschrieben.

Mit Hilfe der Netzwerkanalyse und des Minimalschnittverfahrens wird in dieser Arbeit das Zuverlässigkeitsmodell der Windenergieanlage in Abschnitt 4.2 aufgebaut.

2.3.1.2 Zustandsraumverfahren

Die Zustandsraumverfahren beschreiben die möglichen Zustände eines Systems und die Wechselwirkung dieser Zustände untereinander. Man unterscheidet hier zwischen dem kombinatorischen und dem Markov-Verfahren. In dieser Arbeit wird das homogene (zeitunabhängige) Markov-Verfahren verwendet, da dieses insbesondere für elektrische Netze geeignet ist und damit eine noch realitätsgerechtere Berechnung ermöglicht [11].

2.3.2 Netzzustandsanalyse

Die Zustandsanalyse ist im Prinzip eine Lastflussrechnung; allerdings werden hier determinierte Folgefehler, z. B. durch Überlastungen, nicht mit berücksichtigt. Sie stellt ein wichtiges Werkzeug für die Ermittlung der Leistungsflüsse des Netzes im gestörten Betrieb dar und dient insbesondere der Ermittlung der nicht versorgten Verbraucher bzw. – im Fall von Offshore-Windparks – der Ermittlung der Windenergieanlagen, die nicht einspeisen können. Die üblichen Verfahren zur Netzzustandsanalyse werden in [14] beschrieben.

2.3.3 Wiederversorgungsprozess

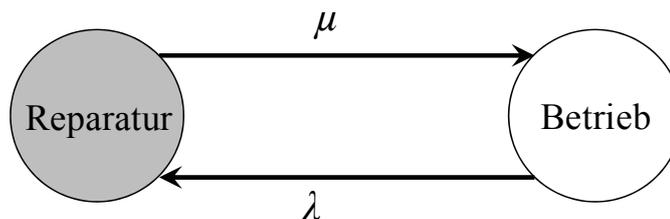
Wenn eine Störung zur Versorgungsunterbrechung führt, bleiben zunächst die betroffenen Verbraucher unversorgt. Durch geeignete Maßnahmen (z. B. eine Schalthandlung) können solche Verbraucher aber wieder versorgt werden. In der Zuverlässigkeitsberechnung wird ein Wiederversorgungsprozess nachgebildet, um den Versorgungszustand der betroffenen Verbraucher sukzessive zu verbessern. Dieser Prozess bildet den Ablauf bis zur vollständigen Wiederversorgung ab. Der Wiederversorgungsprozess sucht nach möglichen Schaltmaßnahmen oder anderen Wiederversorgungsmaßnahmen im Netz und führt diese durch. Diese Maßnahmen können in der Schließung offener Trennstellen, in einem Sammelschienenwechsel, in der

Schließung von Sammelschienenkupplungen oder im Einschalten von Reservekomponenten bestehen.

Zusätzlich zu den Schaltmaßnahmen gibt es noch die Möglichkeit durch quasi-stetige Maßnahmen den Wiederversorgungsprozess durchzuführen. Zu diesen Maßnahmen gehören z. B. eine Anpassung der Transformatorstufenschalter oder die Anpassung der Generator-Arbeitspunkte [27].

2.4 Kraftwerksmodell

Die Kraftwerke sind im Vergleich zu anderen Betriebsmitteln die komplexesten Komponenten im elektrischen Energieversorgungssystem. Sie sind im Gegensatz zu Netzkomponenten vergleichsweise unzuverlässig und können die Verfügbarkeit des gesamten elektrischen Netzes beeinträchtigen. Das übliche *2-Zustands-Modell* (vgl. Abbildung 2-3) der Betriebsmittel kann auch für das Kraftwerk verwendet werden. Es besteht aus zwei Zuständen: Zustand *Betrieb*, in dem sich das Kraftwerk im Normalbetrieb befindet, und Zustand *Reparatur*, bei dem das Kraftwerk einen Ausfall hat und repariert wird. Dieses Modell setzt voraus, dass bei dem betrachteten Kraftwerk immer ein Bedarf besteht.



λ : Ausfallhäufigkeit, μ : Reparaturrate

Abbildung 2-3: Das 2-Zustands-Modell für Netzbetriebsmittel und Kraftwerk

Allerdings gibt es verschiedene Kraftwerksarten, die sich nach Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken unterscheiden lassen. Das *2-Zustands-Modell* eignet sich nur für die Grundlastkraftwerke. Hier besteht immer ein Bedarf für den Einsatz des Kraftwerks.

Um die anderen Kraftwerkstypen zu beschreiben, kann das erweiterte *4-Zustands-Modell* herangezogen werden. In diesem Modell werden zwei zusätzliche Zustände hinzugefügt. Diese Zustände berücksichtigen den Fall, dass kein Bedarf für den Einsatz des Kraftwerks besteht („Reserve“ sowie „Reparatur kein Bedarf“).

Das *4-Zustands-Modell* erfordert im Gegensatz zum *2-Zustands-Modell* weitere Kenndaten, wie z. B. die Übergangsraten α , β und die Startversagerwahrscheinlichkeit s .

Kraftwerke sind komplexe Systeme und manche Fehler können dazu führen, dass die Anlage in einen gestörten Betrieb übergeht. Darüber hinaus dauert der Start bei einigen Kraftwerken lange. Diese beiden Faktoren werden jedoch im *4-Zustands-Modell* für Kraftwerke nicht berücksichtigt.

In [15] wurde das Betriebsverhalten von Kraftwerkssystemen analysiert und daraus wurde ein vollständiges Zuverlässigkeitsmodell entwickelt (Abbildung 2-4). Dieses wird durch das 6-Zustands-Modell abgebildet. Es beschreibt alle möglichen Zustände des thermischen Kraftwerks. Zusätzlich zu der Unterscheidung zwischen „Bedarf“ und „kein Bedarf“ berücksichtigt dieses Modell den Startzustand sowie den gestörten Betrieb des Kraftwerks.

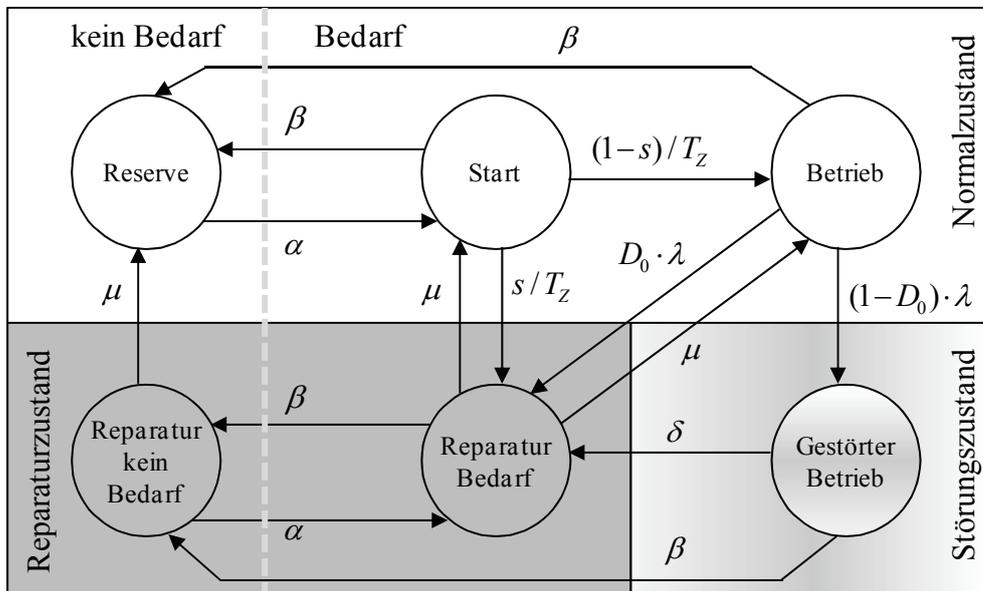


Abbildung 2-4: 6-Zustands-Modell für Kraftwerke

An das 6-Zustands-Modell wird in Abschnitt 4.2 die Nachbildung der Windenergieanlage angelehnt.

2.5 Zuverlässigkeitskenngrößen

Die Zuverlässigkeitskenngrößen werden in der üblichen Zuverlässigkeitsberechnung für die Verbraucher sowie für das gesamte Netz berechnet. Sie sind das Resultat der Zuverlässigkeitsberechnung. Mithilfe dieser Kenngrößen können daher die betrachteten Netze analysiert und ausgewertet werden. Die üblichen Kenngrößen für das öffentliche Netz sind:

- Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen
- Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen
- Nichtverfügbarkeit
- Unterbrochene Leistung
- Nicht zeitgerecht gelieferte Energie
- Unterbrechungskosten

In [27] sind diese Kenngrößen detailliert und ausführlich beschrieben. Von diesen Kenngrößen können weitere Zuverlässigkeitskenngrößen abgeleitet werden. Die abgeleiteten Kenngrößen (wie z. B. SAIDI, CAIDI etc.) sind in [27, 29] aufgeführt.

3 Anforderungen an die Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks

3.1 Aufbau und Betriebsweise von Offshore-Windparks

Das elektrische System von Offshore-Windparks kann in drei Abschnitte unterteilt werden: die Windenergieanlagen, das Mittelspannungsnetz und das Umspannwerk (vgl. Abbildung 3-1). Die Windenergieanlagen speisen in Abhängigkeit vom vorhandenen Windaufkommen ihre Leistung in das Mittelspannungsnetz (MS-Netz) ein. Das MS-Netz, dessen Spannung bei Offshore-Windparks (in Deutschland) üblicherweise $U_n = 33 \text{ kV}$ beträgt, wird auch als Innerparkverkabelung bezeichnet. Es besteht aus MS-Seekabeln und MS-Schaltanlagen, die einerseits die einzelnen Windenergieanlagen miteinander verbinden und andererseits die Verbindung der Windenergieanlagen mit dem Umspannwerk bilden. Im Umspannwerk befinden sich die Transformatoren und die MS- sowie die HS-Schaltanlagen. Ein solches Umspannwerk hat die Aufgabe, die Spannung auf Hochspannungsebene zu transformieren, die im Offshore-Bereich (in Deutschland) meist $U_n = 155 \text{ kV}$ beträgt, und stellt damit eine Verbindung zum Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) her. Das Umspannwerk ist die zentrale Plattform für die Übertragung der gesamten eingespeisten Leistungen aller Windenergieanlagen des Windparks in das Netz des ÜNBs. Die Oberspannungsseite der Transformatoren wird oft als der Anschlusspunkt zum ÜNB bezeichnet. Für die Innerparkverkabelung, inklusiv der dazugehörigen Windenergieanlagen, und das Umspannwerk ist der Offshore-Windparkbetreiber (OWB) verantwortlich.

Abbildung 3-1 stellt die Abgrenzung der Verantwortung von OWB und ÜNB dar und ist zugleich die Betrachtungsgrenze dieser Arbeit. Im Rahmen dieser Arbeit wird alles in der Modellierung berücksichtigt, was in Verantwortung des OWB ist.

Der Übertragungsnetzbetreiber ist zuständig für die Leistungsübertragung bzw. die Netzanbindung vom Anschlusspunkt des Offshore-Windparks bis zum Festland (Netzverknüpfungspunkt). Für die Leistungsübertragung wird eine der beiden möglichen Anbindungsarten zum Festland eingesetzt: die Hochspannungsdrehstromübertragung (auch AC-Übertragung genannt) oder die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ oder auch DC-Übertragung genannt). Die Hochspannungsdrehstromübertragung eignet sich für kurze Entfernungen und kleinere Leistungen. Bei großer Entfernung vom Festland kommt das HGÜ-Konzept zum Einsatz. Diese beiden Technikvarianten werden auf deutschem Seegebiet verwendet.

Darüber hinaus bestimmen die Übertragungsnetzbetreiber die sogenannten Netzanschlussbedingungen (Grid Codes). Diese Regeln beinhalten die Voraussetzungen – wie z. B. die Sternpunktbehandlung, das Schutzsystem, das dynamische Verhalten, die Frequenzhaltung und die Spannungshaltung –, die vom OWB am Netzanschlusspunkt PCC

(Point of Common Coupling) eingehalten werden müssen. Die einzuhaltenden Voraussetzungen beschreibt [30] im Detail.

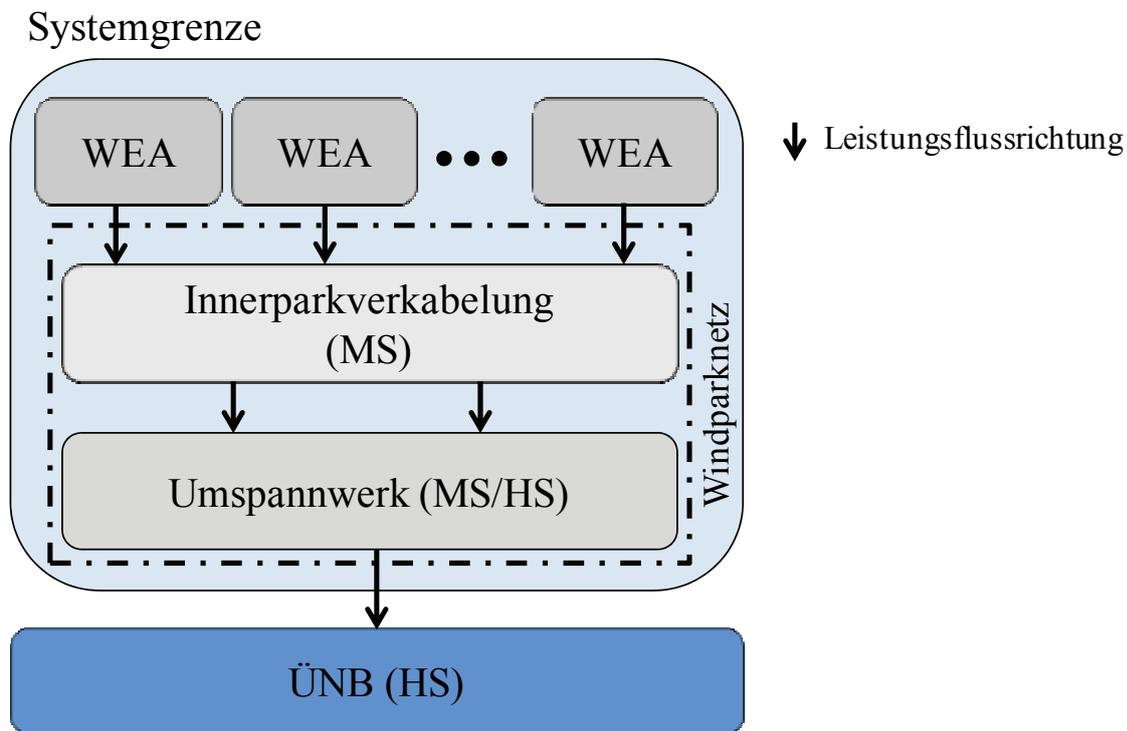


Abbildung 3-1: Systemgrenzen im Offshore-Bereich

In Deutschland werden zukünftig sogenannte Cluster-Netze (vgl. Abbildung 3-2) betrieben; diese kommen zumeist bei dem HGÜ-Übertragungskonzept zum Einsatz. Clusternetze bestehen aus mehreren Windparks, die mit der gleichen Konverter-Station – auch Umrichter-Station (US) genannt – verbunden sind. Die Verbindungsstrecke zwischen den Offshore-Windparks und der Konverter-Station folgt über HS-Drehstromseekabel ($U_n = 155 \text{ kV}$). Windparks im gleichen Clusternetz liegen geografisch nah beieinander und können zusätzlich durch HS-Drehstromseekabel verbunden sein, um die Redundanz zu erhöhen. Clusternetze können wiederum auch untereinander durch eine Verbindungskupplung zwischen den jeweiligen Konverter-Stationen zusammen geschaltet sein (vgl. Abbildung 3-2).

Die OWB erhalten für die eingespeiste Energie eine sogenannte Einspeisevergütung; diese wird in §50 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) bestimmt [31]. Die Grundvergütung liegt bei $3,90 \text{ Cent/kWh}$. Die Grundvergütung kann erhöht werden, wenn bestimmte Kriterien erfüllt werden. Diese Kriterien sind z. B. der Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Offshore-Windparks (vor oder nach dem 1. Januar 2020), die Entfernung von der Küste (liegt der Windpark innerhalb der 12-Meilen-Zone oder in der ausschließlichen Wirtschaftszone [AWZ]?) oder die Wassertiefe (sind es mehr oder weniger als 20 m Meerestiefe). Die Förderdauer beträgt insgesamt 20 Jahre. Der gesamte Vergütungssatz kann in zwei unterschiedlichen Fördermodellen bestimmt werden. Das erste ist das Stauchungsmodell mit einer erhöhten Anfangsvergütung von $19,40 \text{ Cent/kWh}$ für insgesamt acht Jahre. Das zweite Modell, das Basismodell, verfügt über eine Anfangsvergütung von $15,40 \text{ Cent/kWh}$ über zwölf Jahre.

Danach erhalten die OWB bei beiden Modellen für die restliche Förderdauer (zwölf Jahre beim Stauchungsmodell und acht Jahre beim Basismodell) eine Grundvergütung von $3,90 \text{ Cent/kWh}$.

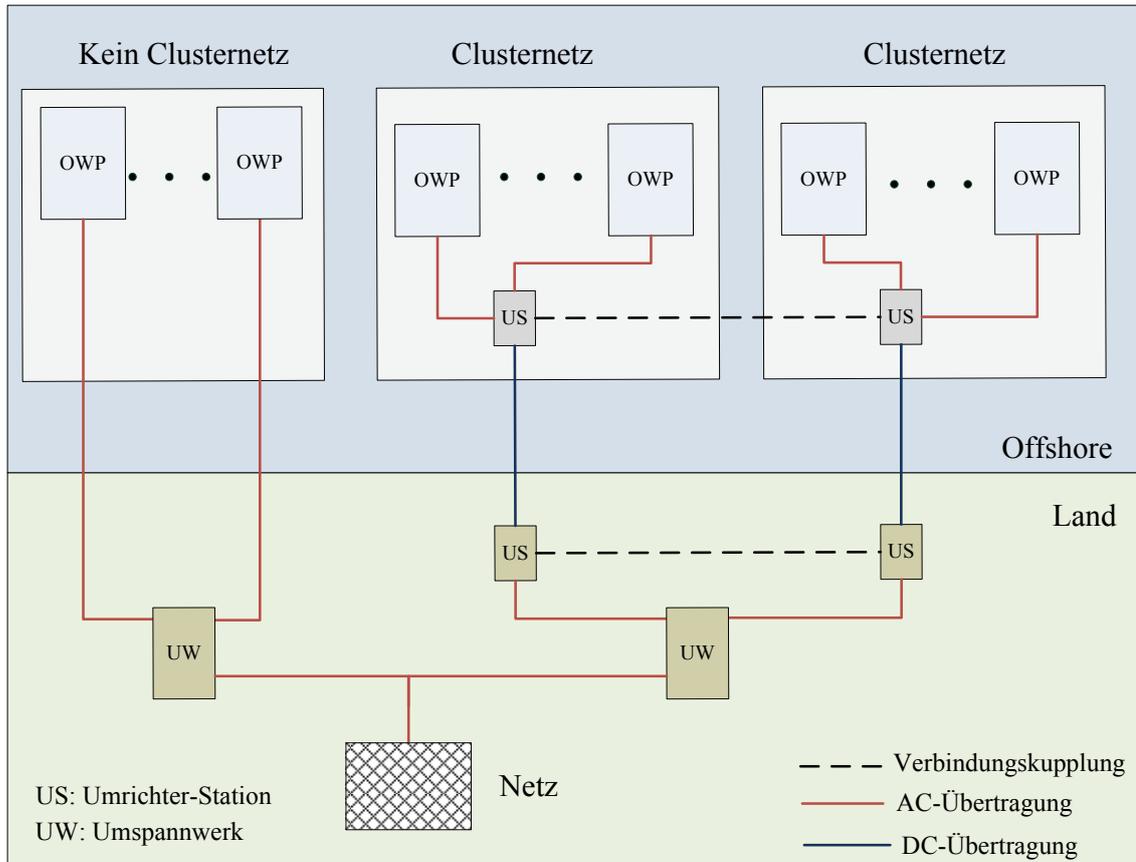


Abbildung 3-2: Die möglichen Netzanbindungsarten von OWP mit der ÜNB am Land

Eine Verlängerung der erhöhten Anfangsvergütung von $15,40 \text{ Cent/kWh}$ ist bei beiden Modellen bei der Erfüllung weiterer Kriterien möglich. So kann die erhöhte Anfangsvergütung für jede über 12 Seemeilen hinausgehende weitere Seemeile (Entfernung des Windparks von der Küste) um 0,5 Monate verlängert werden. Für jeden über 20 m Wassertiefe hinausgehenden vollen Meter verlängert sich die erhöhte Anfangsvergütung weiterhin um 1,7 Monate. Bei Offshore-Windparks, die erst nach dem 1. Januar 2018 in Betrieb gehen, gelten die Degressionsregelungen, wodurch der Vergütungssatz sinkt. Für den Verlängerungszeitraum gilt in beiden Modellen eine Anfangsvergütung von $15,40 \text{ Cent/kWh}$.

3.1.1 Windparknetz

Das Windparknetz besteht aus der Innerparkverkabelung und dem Umspannwerk, das sich bei den größeren Offshore-Windparks meist offshore befindet. Das Innerparkverkabelungsnetz wiederum besteht aus mehreren Strängen, die aus mehreren oft identischen oder gleich dimensionierten Windenergieanlagen gebildet werden, die miteinander mittels MS-Seekabel verbunden sind. Jeder Strang ist direkt mit dem jeweiligen MS-Abgang des Umspannwerks verbunden. Es existieren unterschiedliche Innerparkverkabelungsaufbauten von Offshore-Windparks [32], die sich von OWP zu OWP stark unterscheiden.

Die wichtigsten Netzaufbauten für die Offshore-Anwendung sind das vermaschte Netz, das Strahlennetz oder Stichnetz und das Ringnetz (vgl. Abbildung 3-3). Ein typischer Netzaufbau in vielen Offshore-Windparks ist das Stichnetz, das sich in vielen bereits in Betrieb befindlichen Offshore-Windparks wie z. B. *Liligrund* [33] etabliert hat. Dieser Netzaufbau besteht aus mehreren Strängen bzw. Stichen, welche die Windenergieanlagen an das Umspannwerk anbinden, untereinander aber nicht verbunden sind.

Ein anderer Aufbau ist das Ringnetz, das zwischen zwei Strängen eine offene Trennstelle hat und somit eine Redundanz aufweist. Die Trennstelle, die im Normalbetrieb geöffnet ist, besteht aus einem ausgeschalteten MS-Seekabel, welches ferngesteuert zugeschaltet werden kann. Im Fehlerfall oder bei Instandhaltungsarbeiten innerhalb eines Stranges kann durch Schließen der offenen Trennstelle eine Wiedereinspeisung aller funktionsfähigen Windenergieanlagen gewährleistet werden. Bei nicht ausreichender Kabeldimensionierung (Kabelkapazität) wird die Wiedereinspeisung nur mit einer reduzierten Einspeiseleistung fortgeführt.

Ein weiterer Netzaufbau ist das vermaschte Netz. Dies ist eine Kombination aus Stich- und Ringnetz, die bereits in manchen Offshore-Windparks wie z. B. *Baltic 1* verwendet wird. In manchen Darstellungen [32] wird das Sternnetz aufgeführt, das allerdings in den großen flächigen Windparks nicht anwendbar ist. Dieser Aufbau unterscheidet sich gegenüber dem Strahlennetz, so dass die Windenergieanlagen in diesem Aufbau direkt mit dem Umspannwerk verbunden sind. Allerdings kommen auch Sternnetze (auch Clusternetze genannt) zwischen mehreren Windparknetzen zum Einsatz, die an der gleichen Konverter-Station angeschlossen sind.

Die Innerparkverkabelung erfolgt über Drehstromkabel. Diese Kabel werden ein bis zwei Meter tief in den Meeresboden verlegt. Je nach Windenergieanlagenleistung werden unterschiedliche Kabelquerschnitte verwendet. Diese steigen prinzipiell proportional zur Anzahl der daran angeschlossenen Windenergieanlagen an.

Das Umspannwerk besteht aus mehreren MS-Schaltanlagen, auf die alle Stränge verteilt sind, HS-Schaltanlagen, an denen HS-Kabel angebunden sind, den Transformatoren (Dreiwicklungs- oder Zweiwicklungstransformatoren), Kompensationsanlagen, Eigenbedarfstransformatoren, Wartungseinrichtungen und Notfallsystemen. Die Konfiguration bzw. die Planung des Umspannwerks hängt von vielen Kriterien ab, z. B. dem Platzbedarf sowie dem Gewicht und von der Anzahl der im Umspannwerk benötigten Betriebsmittel. Die Hauptsammelschienen im Umspannwerk gibt es in unterschiedlichen Ausführungen wie z. B. Einfach-, Doppel- oder Ringsammelschienen oder Sammelschienen mit Längs- oder Querkupplungen.

Der Aufbau der Innerparkverkabelung kann durch unterschiedliche interne sowie externe Faktoren beeinflusst werden. Ein möglicher Faktor ist z. B. die Einschränkung und die Vorgabe des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) [34] bezüglich der Kabelverlegung und insbesondere der Trassenführung dieser Kabel. Weitere Faktoren für die Planung der Innerparkverkabelung sind die Windparkfläche sowie die Aufteilung der Windenergieanlagen auf die einzelnen Stränge, die eine sehr große Rolle spielen.

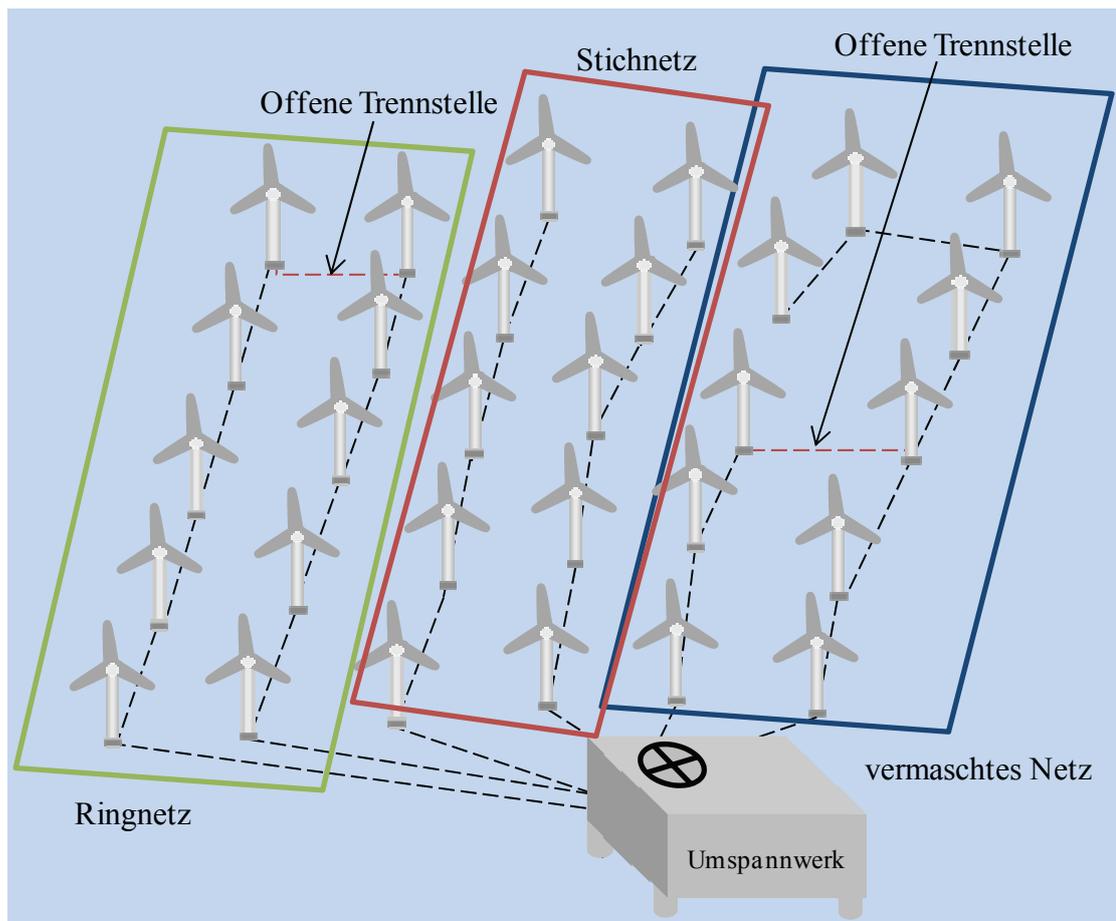


Abbildung 3-3: Die wichtigsten Netztopologien im Offshore-Bereich

Durch die Zusammenfassung mehrerer Windenergieanlagen entsteht die sog. Nachlaufströmung bzw. der Wake-Effekt, der zur Verminderung der Einspeiseleistung der betreffenden Windenergieanlagen führt. Dieser Effekt (auch Abschattungseffekt genannt) ist von der Windrichtung, der Windgeschwindigkeit und dem Abstand zwischen den Anlagen abhängig. Der Abschattungseffekt soll – bei vertretbaren Netzkosten – möglichst minimiert werden. Durch die Entwicklung der Windenergieanlagen wird die Anlagengröße steigen – durch die Erhöhung des Rotordurchmessers und durch den Anstieg der Nabenhöhe – somit steigen ebenfalls die Abstände zwischen den Anlagen in Windparks auf $1000\text{ m} - 1500\text{ m}$ [35], um die Abschattungseffekte zu minimieren.

Für die Netzüberwachung und die Betriebsführung des Offshore-Windparks ist eine Leitstelle zuständig. Die Netzleitstelle überwacht alle wichtigen Betriebsmittel im Netz und ihre Zustände, um die Netzanschlussbedingungen (auch Grid Codes genannt) einzuhalten und gegebenenfalls einzugreifen. Z. B. wird mithilfe interner Regelung der Anlagen die erzeugte Spannung an die Anforderungen der Übertragungsnetzbetreiber angepasst. Desweiteren ist nach [30] das Wiederanfahren nach Stillstand des Windparks mit maximal 10 % der Nennleistung pro Minute erlaubt. Bei der Frequenzerhöhung von mehr als 50,2 Hz schreibt [30] eine Wirkleistungsreduzierung der Anlagen vor. Die Reduzierung soll die maximale Leistungsänderungsgeschwindigkeit von 25 % der momentan verfügbaren Leistung pro Sekunde erreichen können [30].

Die Anbindung der einzelnen Windenergieanlagen zum MS-Netz geschieht durch den Transformator und die Schaltanlage, die im Turm montiert sind. Ein Aufbau der MS-Schaltanlage der Windenergieanlage ist in Abbildung 3-4 dargestellt.

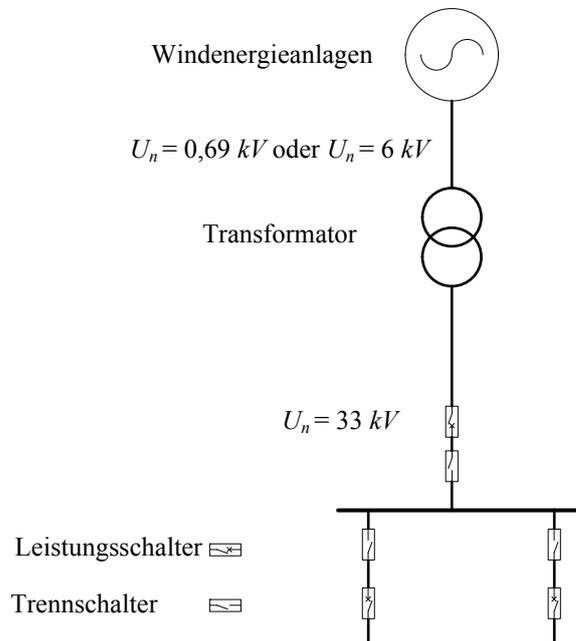


Abbildung 3-4: MS-Anlage der Windenergieanlage

3.1.2 Windenergieanlage

Eine Windenergieanlage (vgl. Abbildung 3-5) wandelt die kinetische Energie des Windes (aerodynamische Energie) in elektrische Energie um und speist diese in das Windparknetz ein. Der Umwandlungsprozess geschieht zunächst mithilfe der Rotorblätter, die durch den Wind in eine Drehbewegung versetzt werden. Diese Drehbewegung erzeugt Rotationsenergie (mechanische Energie), die über den Triebstrang an einen Generator weitergeleitet wird. Im Generator vollzieht sich die Umwandlung in elektrische Energie. Manche Generatoren (wie z. B. der Asynchrongenerator) benötigen ein Getriebe, um auf die benötigte Generatordrehzahl zu kommen. Die Drehbewegung wird mithilfe des Getriebes an die Generatordrehzahl angepasst. Die Windenergieanlagen unterscheiden sich hauptsächlich durch das Generator-Umrichter-System bzw. das Generatorkonzept voneinander. Mithilfe des Transformators, der entweder im Turm oder in der Gondel installiert ist, folgt die Einspeisung der Leistung in dem MS-Netz (Innerparkverkabelung).

Die Bauform der derzeit verwendeten und weit verbreiteten Windenergieanlagen, die offshore zum Einsatz kommen, besteht aus einer horizontalen Achsen-Stellung (horizontale Drehachse), drei Rotorblättern, Schnellläufern, einer variablen Drehzahl, Luvläufern (bei einem Luvläufer hat der Rotor den ersten Kontakt mit dem Wind vor dem Turm) und einem Pitch-geregelten Blattverstellungssystem. In dieser Arbeit werden diese Windenergieanlagentypen vorgestellt und beschrieben.

Drehzahlvariable Windenergieanlagen haben gegenüber Windenergieanlagen mit einer festen Drehzahl den Vorteil, dass sie eine optimale Leistungsausbeute ermöglichen. Gleichzeitig führt der variable Drehzahlbetrieb zu einer Reduzierung der Belastung der Getriebe [36].

Die meisten neuen Windenergieanlagen sind Multi-Megawatt Anlagen. Sie haben eine Nennleistung, die höher als 1 MW ist. Ihr Rotordurchmesser beträgt bis zu 130 m [37] und sie sind mit einem Windnachführungssystem ausgestattet. Es werden ausschließlich Luvläufer eingesetzt.

Im aktuellen Markt existieren mehrere Windenergieanlagenkonzepte; die wichtigsten davon und weitere Windenergieanlagentypen sind in [38] aufgelistet.

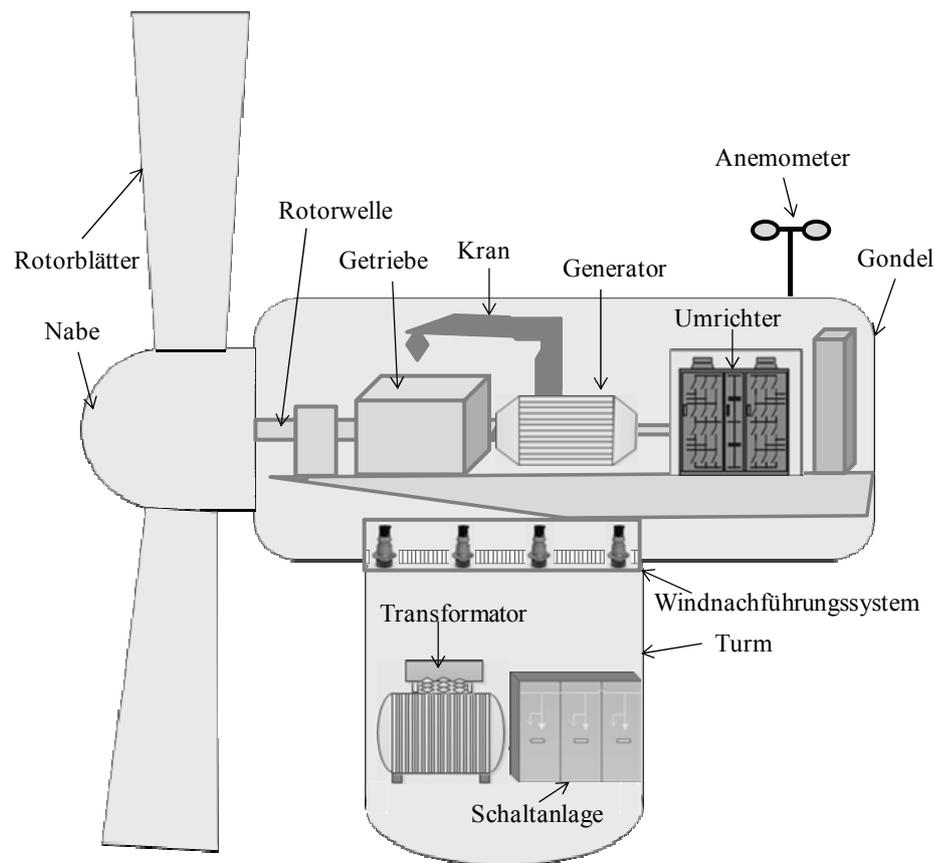


Abbildung 3-5: Windenergieanlagen-Maschinenhaus und Turm

Vor der Küste herrscht überwiegend stärkerer Wind als auf dem Festland. Diese höhere Windstärke fordert sinnvolle leistungsstarke Windenergieanlagen im Multi-Megawatt Bereich. Dies ist jedoch mit enormen Kosten verbunden, die sich unter anderem durch den Errichtungs- und Wartungsaufwand ergeben.

Offshore-Windenergieanlagen (OWEA) unterscheiden sich sehr stark von Onshore-Anlagen. Insbesondere verfügen die OWEA über eine höhere Nennleistung. In Offshore-Anlagen werden ausschließlich Multi-Megawatt Anlagen verwendet. Diese Windenergieanlagen sind mit Korrosionsschutz ausgestattet, da die Luft auf See sehr salzhaltig ist. Die Tragstruktur – Turm und Fundament – ist wegen der extremen Wetterbedingungen, der Entfernung von der Küste und der Wassertiefe im Offshore-Bereich ebenfalls unterschiedlich im Vergleich zu den

Onshore-Anlagen. Darüber hinaus befinden sich sowohl der Umrichter als auch der Transformator oft in der Gondel, um den Kabelquerschnitt im Turm klein zu halten [39]. In den heutigen Multi-Megawatt Anlagen werden ausschließlich drehzahlvariable Generatorsysteme eingesetzt [40]. Dies dient einerseits der Verbesserung des Wirkungsgrades (der Leistungsausbeute) und andererseits der Verringerung der dynamischen Belastung [41]. Die drehzahlvariablen Generatorsysteme erfordern einen Frequenzumrichter, um die Frequenz – entsprechend der Netzfrequenz – konstant zu halten. Anders als bei Onshore-Anlagen ist für den Offshore-Einsatz ein geschlossenes Kühlsystem für den Frequenzumrichter erforderlich.

Moderne Windenergieanlagen zeichnen sich durch ihren modularen Aufbau [42] aus. Dieser erleichtert die Wartungs- und Reparaturarbeiten unter den erschwerten Bedingungen im Offshore-Bereich und reduziert damit die Reparaturdauer. In Offshore-Anlagen ist z. B. der Kran, anders als bei Onshore-Anlagen, in der Gondel untergebracht.

Die Betriebskosten (Wartungs-, Reparatur-, Versicherungskosten, technische und kaufmännische Betriebsführungskosten) sind bei Offshore-Anlagen sehr hoch; sie übersteigen die jährlichen Betriebskosten der Anlagen an Land um ca. 36 % (bezogen auf die erzeugte Energiemenge) [43].

Es existieren mehrere Windenergieanlagen-Konzepte, die sich im Generatortyp, im Getriebe und im dazugehörigen elektrischen System (Umrichter) stark unterscheiden. Da die meisten neuen Konzepte drehzahlvariabel sind, kommt das dänische Konzept [37] mit Asynchrongenerator und direkter Netzanbindung ohne Frequenzumrichter nicht mehr für die Offshore-Anwendung infrage. Insgesamt gibt es vier wichtige Anlagen-Konzepte für die Offshore-Anwendung:

- den doppelt gespeisten Asynchrongenerator,
- den Asynchrongenerator mit Vollumrichter,
- den fremderregten Synchrongenerator
- und den permanent erregten Synchrongenerator.

Der doppelt gespeiste Asynchrongenerator (DGAG) mit Schleifringläufer verfügt über Teilumrichter. Bei diesem Konzept ist ein Getriebe vorhanden. Der Teilumrichter ist mit dem Läuferkreis (Rotor) verbunden. Durch diese Leistungselektronik ist es möglich, die Rotorfrequenz sowie die Rotordrehzahl zu regeln. Dieses Konzept ermöglicht für den Betrieb einen breiten Drehzahlbereich von $\pm 30\%$ [44] um die Nenndrehzahl. Der Ständer ist direkt mit dem Netz verbunden. Der Vorteil dieses Konzeptes liegt darin, dass diese Art von Windenergieanlage einen kleineren Umrichter benötigt, weil über den Umrichter nur 20–30 % [44] der gesamten Generatornennleistung eingespeist wird. Ein weiterer Vorteil ist auch der Teilleistungsbetrieb bei Ausfall eines Teilumrichters (vgl. Abschnitt 4.2.2.2). Darüber hinaus ermöglicht dieses Konzept eine Regelung der Blind- sowie der Wirkleistung. Allerdings unterliegt dieses Konzept einer sehr aufwendigen Regelung insbesondere in Bezug auf die „Fault Ride Through“ Fähigkeit. Bei diesem Konzept, das eine höhere Drehzahl benötigt, ist ein Getriebe unverzichtbar. Eine Netzstörung kann zu einer großen Spannung im Rotor führen [36].

Dieses Konzept erfordert zusätzliche Wartungsarbeit für die Schleifringe, die die Rotorleistung durch den Teilumrichter übertragen.

Ein weiteres Generatorkonzept ist der Asynchrongenerator mit Kurzschlussläufer (AG). Dieses Konzept verfügt über einen Vollumrichter und benötigt ebenso ein mehrstufiges Getriebe.

Der fremderregte Synchrongenerator (SG) ist ein getriebeloses Konzept und speist seine gesamte Leistung über einen Vollumrichter. Durch das Nichtvorhandensein eines Getriebes reduziert sich der Wartungsaufwand; somit erhöht sich die Anlagenverfügbarkeit. Der Nachteil dieses Konzepts: Wegen der geringeren Generatordrehzahl wird ein höheres Drehmoment benötigt. Dies führt zur Erhöhung der Generatorgröße.

Ein anderes Synchrongenerator-Konzept ist der permanenterregte Synchrongenerator (PMSG) mit Vollumrichter. Dieses Konzept kann entweder ohne Getriebe oder mit einem einstufigen Getriebe betrieben werden. Im Gegensatz zum fremderregten Synchrongenerator wird hier keine zusätzliche Leistung zum Aufbau des magnetischen Feldes benötigt. Dies hat den Vorteil einer hohen Leistungsdichte. Allerdings sind die Herstellungskosten enorm hoch.

Der Nachteil der Generatorsysteme mit Vollumrichter besteht in höheren Beschaffungskosten und höheren Verlusten. Außerdem ist dieses Konzept bei einem Umrichterausfall nicht teilleistungsbetriebsfähig.

Detaillierte Beschreibungen aller derzeitigen Windenergieanlagen-Konzepte und Generatorsysteme finden sich bei [36, 37, 38, 44, 45].

Offshore-Windenergieanlagen verfügen über Überwachungssysteme wie z. B. SCADA oder CMS (Control Monitoring System). Diese Systeme können permanent den aktuellen Zustand der wichtigsten Windenergieanlagenkomponenten (Generator, Getriebe etc.) ermitteln, an die Leitstelle weitergeben und somit den sicheren Betrieb der Anlage gewährleisten.

Im Gegensatz zu Onshore-Anlagen und aufgrund der begrenzten Zugänglichkeit der Offshore-Anlagen sind Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten nur in bestimmten Zeiträumen möglich. Dafür stehen nur bestimmte Zeitfenster zur Verfügung, die oft im Sommer liegen. Zusätzlich zu den schlechteren Wetterbedingungen sind die Wartungskosten im Vergleich mit Onshore-Anlagen sehr hoch. Aus diesem Grund werden die Anlagen maximal einmal pro Jahr gewartet [46].

3.1.3 Netzschutzsystem

Schutzsysteme haben die Aufgabe, den Fehlerfall vom Normalbetrieb zu unterscheiden und im Störfall wie – z. B. bei einem Kurzschluss – einzugreifen, um die Betriebsmittel vor möglichem Schaden zu schützen und die Fehlerausbreitung zu verhindern oder zu begrenzen.

Schutzsysteme für Windparks sollen einen Über- und Unterspannungsschutz sowie einen Überstromschutz gewährleisten.

Für den Schutz der Betriebsmittel (Transformator, Sammelschiene oder Kabel) liegen zahlreiche unterschiedliche Netzschutzsysteme vor. Als Beispiel seien Distanzschutz,

Differenzialschutz und UMZ-Schutz genannt, die ihre Anwendung in Windparknetzen finden. Mithilfe dieser Systeme werden im Fehlerfall die betroffenen Bereiche anhand des zugehörigen Leistungsschalters vom Netz abgetrennt, um eine Fehlerausweitung zu verhindern, die zur Zerstörung der Betriebsmittel führen könnte. Diese Systeme werden in Offshore-Windparks auch eingesetzt, um die Netzanschlussbedingungen einzuhalten. Laut [30] sollen in einem Offshore-Windpark mindestens zwei voneinander unabhängige Schutzsysteme eingesetzt werden, die unterschiedliche Schutzprinzipien verwenden. Diese beiden Schutzsysteme sollen in Schnellzeit arbeiten. Transformatoren sollen mit Differenzialschutz ausgestattet sein.

3.1.4 Betriebsführung und -überwachung

Ähnlich wie konventionelle Kraftwerke verfügt der Offshore-Windpark über eine Windparkleitstelle, die sich an Land befindet. Diese überwacht alle Windparkkomponenten rund um die Uhr, um bei Störungen einzugreifen und um die Netzanschlussbedingungen einzuhalten. Für die Betriebsführung und -überwachung von Windenergieanlagen werden zwei wesentliche Systeme verwendet: SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) und CMS (Control Monitoring System).

CMS dient der Zustandsüberwachung einiger kritischer Komponenten der Anlagen. CMS liefert rund um die Uhr Messdaten. Die GL-Llyod-Richtlinie schreibt vor, dass dieses System (CMS) mindestens die Hauptlager, das Hauptgetriebe, den Generator sowie die Gondel mit Turm mittels Beschleunigungssensoren überwachen muss [47].

Die Daten werden über die integrierten Datenleitungen (oft Glasfaser) in den Seekabeln oder durch Radar- oder Satellitenkommunikation übertragen.

Mithilfe von SCADA-Systemen ist eine Fernüberwachung der Hauptkomponenten der Windenergieanlagen möglich. Durch die installierte Mess-Sensorik können diese Werte alle 10 Minuten an das SCADA-System gesendet werden. Somit ermöglicht dieses System eine allgemeine Übersicht über den gesamten Windpark. Mithilfe dieses Systems sind Daten wie z. B. die aktuell gelieferte Leistung sowie die Überwachungssignale bezüglich der Temperatur der Lager und des Schmieröls verfügbar. Darüber hinaus gibt das SCADA-System im Falle einer Grenzwertüberschreitung eine Warnung aus.

3.2 Analyse des Störungsgeschehens in Offshore-Windparks

Im Folgenden wird untersucht, welche Fehlerarten bei Windenergieanlagen sowie im Windparknetz vorkommen, welche Ursachen sie haben und welche Auswirkungen solche Ausfälle auf den allgemeinen Betrieb und damit auf die Zuverlässigkeitsanalyse haben.

Bisherige Arbeiten wie [16], [17], [19] oder [48] haben sich stärker mit dem Ausfallverhalten der Windenergieanlage selbst als mit dem des Windparknetzes auseinandergesetzt. Dies liegt an der wesentlich höheren Ausfallwahrscheinlichkeit der Windenergieanlage im Gegensatz zu einzelnen Netzkomponenten (vgl. Abbildung 3-6).

3.2.1 Störungsgeschehen im Offshore-Windparknetz

Die aktuell in Betrieb befindlichen Offshore-Windparks sind noch nicht lange in Betrieb; daher liegen auch noch kaum Daten über typische Ausfallursachen vor. Die meisten Ausfälle in aktuellen Offshore-Windparks sind entweder durch Produktions- oder Installationsfehler entstanden [49]. Daher fließen solche Fehlerarten nicht in die stochastische Zuverlässigkeitsberechnung mit ein. Allerdings können Ursachen wie Naturkatastrophen (Blitzeinschlag, Sturm etc.), Komponentenversagen und externe Ursachen vorkommen. Als externe Ursachen sind Kollisionen von Schiffen oder Hubschraubern mit den Plattformen, Notankerungen von Schiffen mit Beschädigung von Kabeln sowie Arbeiten auf See denkbar. Darüber hinaus können interne Ereignisse im Fall des Versagens von Komponenten und Bauteilen im Windpark auftreten, wie z. B. Fehler im Messsystem. In [50] wurden die möglichen Schäden der wichtigen Komponenten im Offshore-Bereich in drei Kategorien (niedrig, mittel und hoch) unterteilt und ihre Eintrittswahrscheinlichkeit berechnet. Die unterschiedlichen Schäden verursachen unterschiedliche Ertragsverluste; diese werden – neben der Schadenshöhe – stark von der Beschaffung und Installation der Ersatzteile beeinflusst. Die möglichen Schäden eines Offshore-Windparks sind in [50] beschrieben. Um die Auswirkungen zu minimieren, werden insbesondere auf der Übertragungstrecke die Netze nach dem (n-1)-Kriterium ausgelegt. Bei HVDC-Stationen (Konverter-Stationen), an die mehreren Offshore-Windparks angeschlossen sind, können zusätzliche Verbindungen nicht nur zwischen Offshore-Windpark und HVDC-Station sondern auch zwischen HVDC-Stationen untereinander, die Redundanz erhöhen.

Die Modellierung des Störungsgeschehens in Offshore-Windparks basiert – ähnlich wie die des öffentlichen Versorgungsnetzes, also eines typischen Mittelspannungsnetzes – auf Ausfallmodellen (vgl. Kapitel 2). Die Ausfallmodelle und die zugehörigen Daten werden den Betriebsmitteln, den Schutzrelais bzw. den Schutzsystemen und den einzelnen Schaltgeräten zugeordnet.

Unterbrechungen der Einspeisung des Windparks können durch Betriebsmittelfehler (z. B. fehlerhafte Schaltanlagen) durch Schutzfehlfunktionen, durch Kurzschlüsse mit Schutzauslösung oder Fehlschaltungen verursacht werden. Solche Fehlschaltungen können automatisch sowie manuell erfolgen.

Die üblichen Ausfallmodelle [11] im typischen Mittelspannungsnetz der öffentlichen Versorgung sind nicht alle relevant für die Zuverlässigkeitsberechnung von Windparknetzen. Nach den Anforderungen der ÜNB [30] werden die Offshore-Windparks nicht über Erdschlusskompensationen oder isolierte Sternpunkte verfügen; stattdessen werden sie starr bzw. niederohmig geerdet [51]. Dadurch können die Ausfallmodelle Erdschluss sowie Mehrfacherdschluss vernachlässigt werden. Ebenfalls kann der Common-Mode-Ausfall vernachlässigt werden. Die für ein Windparknetz relevanten Ausfallmodelle sind:

- Unabhängiger Einfachausfall
- Schutzversager

- Leistungsschaltversager
- Schutzüberfunktion
- Ausfall während determinierter Ausschaltung der Reservekomponente

Die Reparaturdauer bei einem Ausfall von Betriebsmitteln hängt – neben den Wetterbedingungen – auch von der Verfügbarkeit der Ersatzteile bzw. Ersatzkomponenten ab. Wegen des begrenzten Platzangebots im Offshore-Bereich ist es nicht möglich, mehrere Reservekomponenten auf See bereitzuhalten.

3.2.2 Störungsgeschehen in Windenergieanlagen

Im Vergleich zu anderen Betriebsmitteln im Windpark verursacht die Windenergieanlage mit großem Abstand die höchste Ausfallhäufigkeit (vgl. Abbildung 3-6). In unterschiedlichen Studien wurden Ausfallhäufigkeiten von Windenergieanlagen ermittelt; diese weist je nach der Quelle der Statistik [48] (WMEP, LWK-SH, VTT und Elforsk) große Unterschiede auf. Der Grund für diese Unterschiede liegt in den betrachteten Leistungsklassen der Windenergieanlagen, den Generatorkonzepten, den Standorten und den Komponenten. Dies wird in Kapitel 5 noch ausführlicher erörtert.

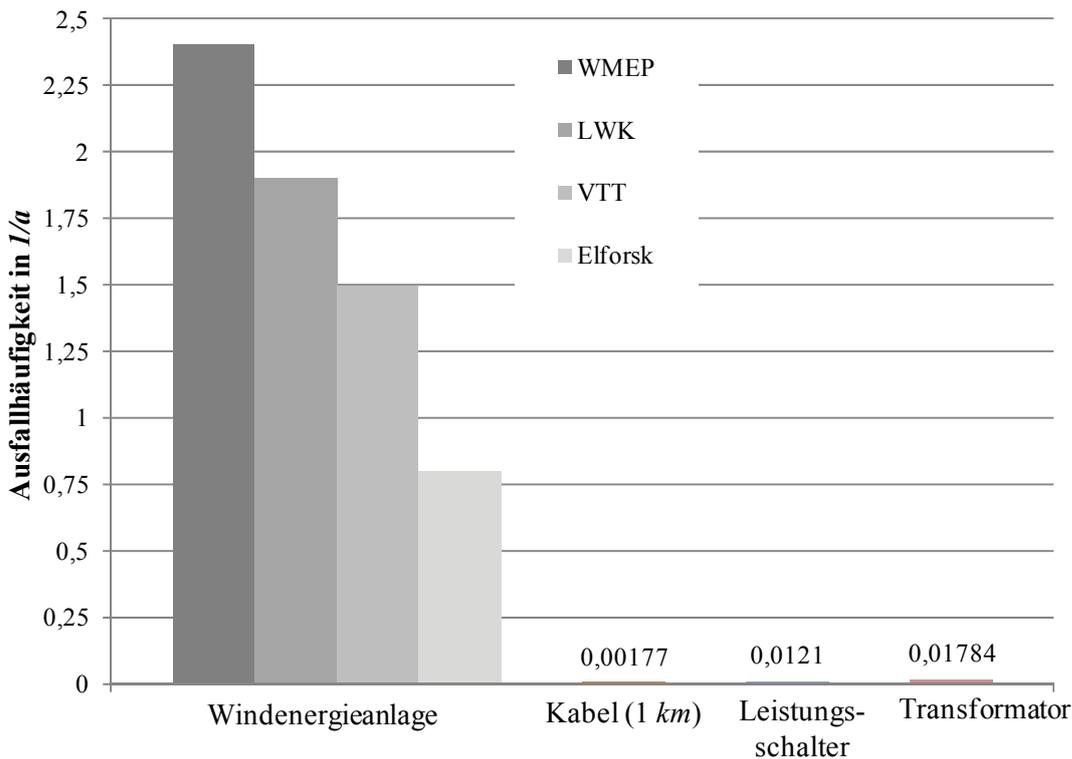


Abbildung 3-6: Ausfallhäufigkeit der Windparkkomponenten

Eine Windenergieanlage besteht prinzipiell aus fehlerbehafteten Komponenten. Diese können in mechanische und elektrische Komponenten unterteilt werden. In Abbildung 3-7 ist ein Vergleich zwischen den beiden Komponentenarten dargestellt. Hierbei haben die elektrischen Komponenten deutliche höhere Ausfallhäufigkeiten als die mechanischen.

Eine Windenergieanlage ist ein komplexes System mit hohen dynamischen Beanspruchungen. Sie verfügt über zahlreiche Komponenten. Diese Komponenten weisen ein unterschiedliches Ausfallverhalten auf (vgl. Abbildung 3-7). Einige Komponenten haben eine höhere Reparaturdauer mit niedriger Ausfallhäufigkeit, andere Komponenten können in kurzer Zeit repariert werden und haben eine höhere Ausfallhäufigkeit. Für die Zuverlässigkeitsberechnung ist es von großer Bedeutung, das System – in diesem Fall die Windenergieanlage – realitätsnah abzubilden, um das Störungsgeschehen genauer nachzubilden bzw. analysieren zu können. Dies erfordert eine Nachbildung aller betriebsnotwendigen Komponenten der Windenergieanlage in einzelnen Modellen. Diese Modelle sollen anschließend in einem Gesamtmodell für die Zuverlässigkeitsberechnung der Windenergieanlage zusammengefasst werden (vgl. Abschnitt 4.2).

Im Rahmen des wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramms (WMEP) in [18] wurden Störungsdaten von ungefähr 1500 Windenergieanlagen an Land über 15 Jahre hinweg erhoben. Diese Daten haben gezeigt, dass die meisten Ausfälle innerhalb der Windenergieanlagen aufgrund von Bauteildefekten zustande kamen. Weitere Ursachen für Schäden innerhalb der Windenergieanlage sind die Anlagenregelung, Sturm, Blitzschlag und Bauteilloockerung.

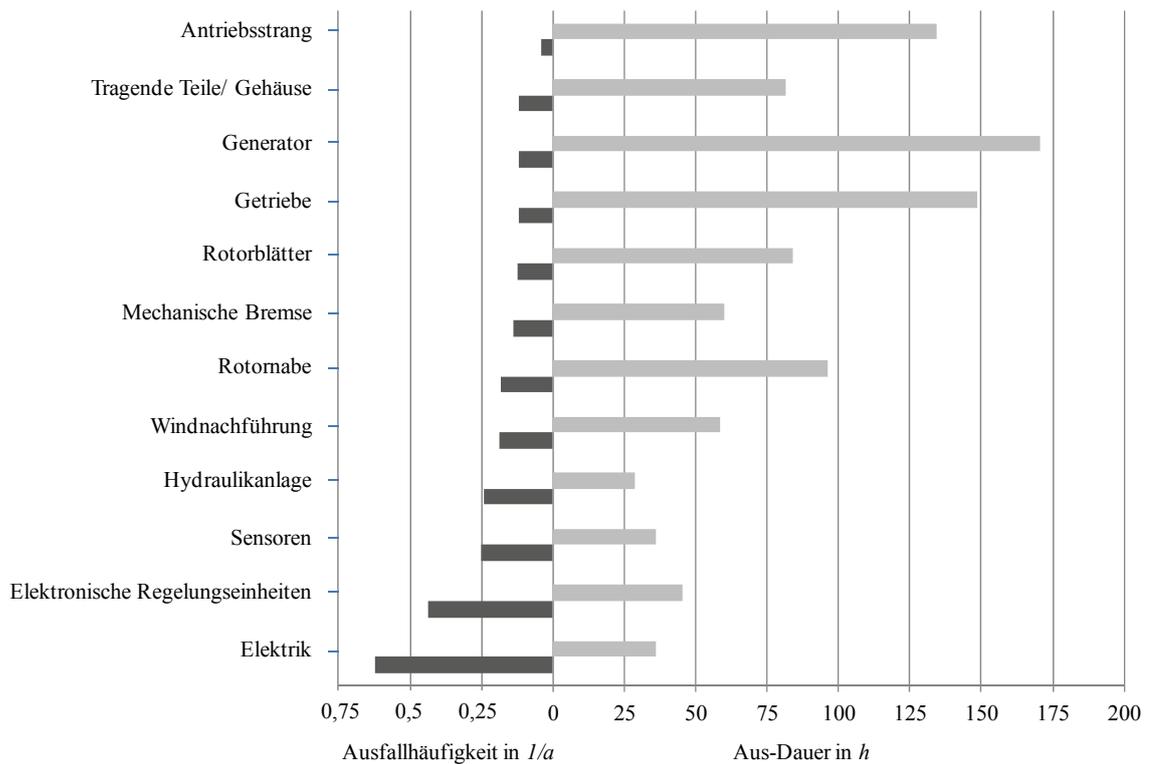


Abbildung 3-7: Ausfallhäufigkeit und Aus-Dauer von Windenergieanlagenkomponenten [18]

Die Störungen innerhalb der Windenergieanlagen haben unterschiedliche Folgen: Ungefähr 73 % der erfassten Störungen führten zum direkten Anlagenstillstand. Andere Folgen sind Überdrehzahl, Überlast, Vibration, Geräuschentwicklung, Verursachung von Folgeschäden und reduzierte Leistungsabgabe [18].

Um die Stillstandszeit der Windenergieanlage durch interne Störungen realitätsnah nachbilden zu können, sollen möglichst alle Windenergieanlagenkomponenten und ihre dazugehörigen Subkomponenten betrachtet werden.

Offshore-spezifische Daten liegen aus Mangel an Erfahrungen nicht vor. Allerdings unterliegen einige Komponenten der Windenergieanlage wegen des höheren Salzgehalts der Luft auf See einer erhöhten Korrosionsgefahr. Daher müssen für diese Arbeit die aus Onshore-Statistiken ermittelten Daten geeignet adaptiert werden (vgl. Kapitel 5).

3.3 Spezifika der Zuverlässigkeitsberechnung im Offshore-Bereich

Das Ziel einer herkömmlichen Zuverlässigkeitsberechnung besteht darin, eine realitätsgerechte Versorgungszuverlässigkeit der üblichen Versorgungsnetze und der angeschlossenen Verbraucher zu ermitteln. Da aber der Offshore-Windpark ein Einspeisernetz darstellt, sind diese Ziele bzw. Aufgaben für die Offshore-Spezifika nicht relevant, vielmehr steht hier die Einspeisezuverlässigkeit im Vordergrund. Damit stellt der Offshore-Bereich die Zuverlässigkeitsberechnung vor eine neue Herausforderung. Dies bedeutet, dass die Zuverlässigkeitsberechnung um die neue Aufgabe erweitert werden muss.

Dieser Abschnitt beschreibt die Spezifika der neuen Aufgaben. Hierzu wird das Vorgehen bei der Zuverlässigkeitsberechnung eines Offshore-Windparks beschrieben, sofern dies mit bisher existierenden Programmen möglich ist.

Bei der Zuverlässigkeitsanalyse des Windparknetzes sind drei wesentliche Punkte für die Berechnung zu behandeln:

- die Zuordnung der Zuverlässigkeitskenndaten,
- die Modellbildung der Komponenten
- und die Modellierung des Störgeschehens.

Damit die Zuordnung der Zuverlässigkeitskenndaten (Ausfallhäufigkeit und Aus-Dauer) zu den jeweiligen Betriebsmitteln möglich ist, müssen diese Daten für alle wichtigen Komponenten vorhanden sein. Die relevanten Komponenten sind die Kabel, die Sammelschienen, die Trennschalter, die Leistungsschalter, die Transformatoren und die Windenergieanlagen, die wiederum aus mechanischen und elektrischen Komponenten bestehen.

Die Modellierung der Komponenten des Netzes ist notwendig, um zwischen den einzelnen Auslösebereichen (Schutzbereichen) alle Komponenten differenzieren zu können.

In einem Windparknetz werden verschiedene Schutzsysteme verwendet. Das Schutzsystem hat eine entscheidende Rolle im Fehlerfall. Sind zum Beispiel alle Betriebsmittel individuell geschützt (in Offshore-Windparknetzen in der Regel mit Differentialschutz), dann bildet jede Komponente innerhalb des Windparknetzes einen eigenen Auslösebereich. Dadurch wird bei einem Fehler lediglich das betroffene Betriebsmittel abgeschaltet.

Die typischen Zuverlässigkeitsprogramme berechnen die Häufigkeit und die Dauer von Unterbrechungen des Verbrauchers für ein typisches Mittelspannungsnetz. Im Windparknetz

gibt es jedoch nur Einspeisungen und keine Verbraucher. Damit ist eine übliche Zuverlässigkeitsberechnung eines derartigen Netzes nicht sinnvoll, vielmehr müssen einspeisungsbezogene Zuverlässigkeitskenngrößen ermittelt werden.

Der Aufbau interner Offshore-Windparks ist von Windpark zu Windpark unterschiedlich (vgl. Abbildung 3-3); so kann es sich z. B. um ein Ring- oder ein Stichnetz handeln. Bei einem Ringnetz ist immer eine offene Trennstelle – als ein im Normalbetrieb ausgeschaltetes MS-Kabel – zwischen zwei Strängen vorhanden.

Ein solches Netz bietet bei einem Ausfall – im Rahmen einer Wiederversorgungsmaßnahme – die Möglichkeit, durch das Schließen der offenen Trennstelle die Auswirkung des Ausfalls zu begrenzen, indem die betriebsfähigen, aber aufgrund des Ausfalls ausgeschalteten Windenergieanlagen, wieder zugeschaltet werden können. Weitere Schaltmöglichkeiten können durch die Sammelschienenkupplung im Umspannwerk durchgeführt werden. Es wird jedoch anhand einer Lastflussrechnung deutlich (erkennbar), dass es bei Umschaltmaßnahmen zu Überlastungen einzelner Komponenten (Betriebsmittel) kommt. Eine Überlastung ist eine Überschreitung der maximal zulässigen Übertragungskapazität (übertragbare Leistung) der Betriebsmittel (z. B. Kabel oder Transformator). Eine Wiedereinspeisung der Windenergieanlagen durch Umschaltmaßnahmen kann dann – zusätzlich zu der ausgefallenen Komponente – durch die Überlastung zu einem Ausfall weiterer Komponenten führen. Somit ist die Wiedereinspeisung nur über eine Leistungsnachregelung bzw. Leistungsreduzierung der Windenergieanlagen durchführbar.

Ein weiterer wichtiger Aspekt im Offshore-Bereich ist die Abhängigkeit vom Winddargebot. Der Leistungsverlauf der Windenergieanlagen wird anhand der sog. geordneten Jahresdauerlinie abgebildet, die in Abbildung 3-8 für eine typische Offshore-Anlage dargestellt ist. Die geordnete Jahresdauerlinie stellt die eingespeiste Leistung einer Windenergieanlage nach ihrer Größe sortiert über ein Jahr dar und bildet damit die Dargebotsabhängigkeit der Windenergieanlage ab. Durch die Verwendung unterschiedlicher geordneter Jahresdauerlinien können die Standortabhängigkeit sowie die verursachten Abschattungseffekte jeder Windenergieanlage im Windpark berücksichtigt werden.

Die Abschattungseffekte können anhand des vorgestellten Modells des Wake-Effekts in [52] berechnet werden. Es existieren bereits Simulationsprogramme [53], um solche Effekte in Windparknetzen nachzubilden.

Die geordnete Jahresdauerlinie wird bei bestehenden Anlagen aus gemessenen Daten ermittelt. Es besteht in der Planungsphase eines Windparks aber auch die Möglichkeit, diese durch die Korrelation der Leistungskennlinie der Windenergieanlage einerseits – diese wird vom WEA-Hersteller angegeben – und der gemessenen Windstärke am Standort andererseits (mithilfe installierter Messmasten) zu ermitteln. Die Leistungskennlinie gibt das Verhältnis zwischen Windgeschwindigkeit und Einspeiseleistung an. Die Windenergieanlage kann erst ab einer bestimmten Anlaufwindgeschwindigkeit (oft zwischen 3 und 5 m/s) Leistung einspeisen. Bei Erreichen der Nennwindgeschwindigkeit (oft zwischen 11 und 15 m/s) kann die Windenergieanlage ihre maximale Leistung einspeisen. Die Windenergieanlage wird bei

Erreichen der sogenannten Abschaltgeschwindigkeit (meist zwischen 25 und 30 m/s) aus Sicherheitsgründen außer Betrieb genommen.

Aus dieser Dauerlinie ergibt sich der sogenannte Kapazitätsfaktor C_f , der das Verhältnis zwischen der tatsächlich jährlichen produzierten Energie E_J für einen Windpark oder eine Windenergieanlage und der theoretisch möglichen Energie (im Nennbetrieb) beschreibt. Die Formel für die Berechnung des Faktors C_f ist [19]:

$$C_f = E_J \cdot \frac{100}{P_n \cdot 8760h} \% \quad (3-1)$$

Dabei ist P_n die Nennleistung eines Windparks oder einer Windenergieanlage. Dieser Faktor (C_f) zeigt einen großen Unterschied zwischen Onshore- und Offshore- Standorten. In Dänemark (2012) [54] wurde der Faktor für Offshore-Windparks berechnet und lag bei 42,6 % für das Jahr 2012. Für Onshore-Standorte beträgt dieser Faktor im gleichen Jahr nur 24 %. In Abbildung 3-8 ist dieser Unterschied dargestellt.

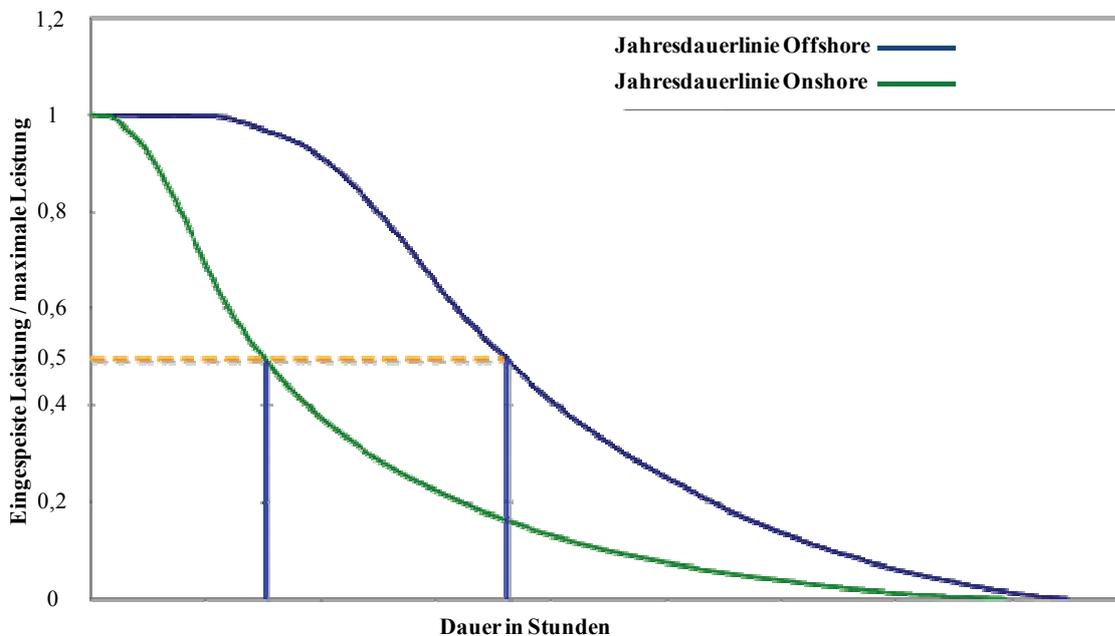


Abbildung 3-8: Geordnete Jahresdauerlinie [55]

Durch die extremen Wetterbedingungen ist das Wetter im Offshore-Bereich von sehr großer Bedeutung. Neben seiner Auswirkung auf die Einspeiseleistung beeinflusst das Wetter auch die Zugänglichkeit der Windparkkomponenten. Sind die Wellen zum Beispiel sehr hoch, werden Reparatur- oder Wartungsarbeiten verzögert. Dies hat Auswirkungen auf die Stillstandszeiten der einzelnen Windenergieanlagen und somit auf die Verfügbarkeit des gesamten Windparknetzes.

3.4 Anpassungsbedarf der Zuverlässigkeitsmodelle

Aus der Zuverlässigkeitsberechnung typischer Offshore-Windparks konnte im Wesentlichen folgender Anpassungsbedarf für Zuverlässigkeitsberechnungsprogramme abgeleitet werden:

- In den typischen Zuverlässigkeitsberechnungsprogrammen wird die Versorgungsunterbrechung der Verbraucher berechnet. Da es in Offshore-Windparks nur Einspeisungen gibt, soll im Offshore-Windparknetz die Leistungsunterbrechung der Windenergieanlagen berechnet werden. Hierzu muss das Zuverlässigkeitsmodell so angepasst werden, dass die auf die Einspeisung bezogenen Zuverlässigkeitskenngrößen (wie z. B. die Unterbrechungshäufigkeit der eingespeisten Leistung, die Unterbrechungsdauer etc.) berechnet werden können.
- Der Aufbau des Offshore-Windparknetzes unterscheidet sich von den klassischen Versorgungsnetzen insbesondere bei der Verkabelung der Anlagen untereinander, der Umspannwerk-Konfiguration sowie den vorhandenen Umschaltmöglichkeiten (offene Verbindungskabel oder Sammelschienenkupplung). Umschaltungen (beispielweise das Schließen offener Verbindungskabel) kommen nur beim Eintreten eines Ausfalls bzw. einer Störung im Offshore-Windpark zustande. Allerdings verursachen viele Umschaltmöglichkeiten eine Betriebsmittelüberlastung. Dadurch können mehrere Windenergieanlagen des betroffenen Halbringes – trotz der Umschaltungsmöglichkeiten – nicht einspeisen. Die Windenergieanlagen müssen daher im Fall der Umschaltung heruntergeregelt werden, um eine Überlastung zu vermeiden und so das Umschalten zu ermöglichen. Durch die Netzleitstelle können im Fehlerfall die Einspeiseleistung aller Windenergieanlagen heruntergeregelt werden, sodass es bei Umschaltungen nicht zu Überlastungen und weiteren Betriebsmittelausfällen kommt. Diese automatische Leistungsregelung des Einspeisers ist mit klassischen Zuverlässigkeitsmodellen nicht möglich. In der Zuverlässigkeitsmodellierung des Windparknetzes soll die automatische Regelung der Einspeiseleistung beim Auftreten eines Ausfalls realisiert werden. Durch die Regelung der Windenergieanlage im Fehlerfall entsteht zusätzliche reduzierte Einspeiseleistung. Diese fordert die Einführung von regelungsspezifischen Zuverlässigkeitskenngrößen.
- In den klassischen Zuverlässigkeitsmodellen werden lediglich Verbraucher durch ihre geordnete Jahresdauerlinie nachgebildet. Für Windenergieanlagen wird aber die Einspeisekennlinie benötigt. Diese Einspeisekennlinie (ebenfalls eine geordnete Jahresdauerlinie) soll die eingespeiste Leistung innerhalb eines Jahres darstellen. Im Zuverlässigkeitsmodell soll eine Kennlinie jeder Windenergieanlage individuell zugeordnet werden können, um Abschattungseffekte berücksichtigen zu können.
- Die Wettereffekte spielen in Offshore-Windparknetzen eine große Rolle. Die örtliche Windverfügbarkeitsverteilung beeinflusst nicht nur die Stromproduktion der Windenergieanlagen, sondern auch deren Zugänglichkeit (Instandhaltung, Wartung und Reparatur). Die Zugänglichkeit bei Reparaturbedarf beeinflusst die Aus-Dauer sehr stark. Sie weist daher große Unterschiede zwischen Sommer und Winter auf. Dieser Einfluss gilt auch für Einspeisekennlinien. In dem Zuverlässigkeitsmodell sollen diese Unterschiede berücksichtigt werden.
- Da die Windenergieanlage – durch die sehr hohe Ausfallwahrscheinlichkeit – das schwächste Glied im Windparknetz darstellt, muss ihr Ausfallverhalten exakt berücksichtigt

werden. Allerdings existiert für die Zuverlässigkeitsbetrachtung der Windenergieanlagen bisher kein geeignetes Modell. Die Modellierung der Windenergieanlage soll in Anlehnung an das bereits existierende *6-Zustands-Modell* für thermische Kraftwerke [15] entwickelt werden. Dazu ist eine Modellierung auf unterschiedlichen Detaillierungsebenen mit anschließender Aggregation erforderlich.

4 Modellbildung von Offshore-Windparks

4.1 Zuverlässigkeitskenngrößen für Windparks

4.1.1 Überblick der definierten Kenngrößen

Die Zuverlässigkeitskenngrößen geben eine quantitative Beschreibung der Zuverlässigkeit jeder Windenergieanlage sowie des gesamten Windparks – sowohl offshore als auch onshore – an. Dadurch können unterschiedliche Windparkkonzepte bereits in der Planungsphase untersucht und bewertet werden.

Da es sich beim Offshore-Windparknetz um ein besonderes Netz handelt, in dem nur Einspeiser und keine Verbraucher vorhanden sind, sind die Zuverlässigkeitskenngrößen klassischer Netze der elektrischen Energieversorgung – wie in [27] beschrieben – nicht ausreichend. Für Offshore-Windparks müssen einspeiserorientierte Kenngrößen entwickelt werden.

In Abbildung 4-1 sind die möglichen Zustände einer Windenergieanlage bei Ausfällen im Windparknetz dargestellt. Zuerst wird zwischen einem Ausfall mit Einspeisungsunterbrechung und einem Ausfall ohne Einspeisungsunterbrechung unterschieden. So führt z. B. ein Ausfall der Schaltanlage einer Windenergieanlage in einem Stichnetz (vgl. Abbildung 3-3) direkt zu einer Einspeisungsunterbrechung der betroffenen Anlage (Zustand Nr. 6 in Abbildung 4-1) und kann sich – je nach Positionierung (Ausfallort) und vorhandenem Schutzsystem – zusätzlich auf die benachbarten Windenergieanlagen auswirken.

Der Ausfall einer Reservekomponente oder z. B. der letzten, unbelasteten Kabelstrecke eines offenen Ringes (vgl. Ringnetz in Abbildung 3-3) führt zu keiner Einspeisungsunterbrechung (Zustand Nr. 5 in Abbildung 4-1).

Als Folgezustand der beiden Zustände 5 und 6 sind je zwei weitere Zustände möglich. Diese führen entweder zu einer Einspeisungsregelung von einer oder mehreren Windenergieanlagen oder zu keiner Einspeisungsregelung von Windenergieanlagen. Diese Zustände können entweder mit oder ohne Durchführung einer Schalthandlung erreicht werden und hängen stark von der Dimensionierung der Kabel und Transformatoren im Netz ab.

Bei einem Kabelausfall in einem Ringnetz (vgl. Ringnetz in Abbildung 3-3), der in direkter Nähe zum Umspannwerk liegt, wird bei geschlossenem Ringbetrieb zwar keine Einspeisungsunterberechnung vorliegen, aber alle Einspeiser des betroffenen Halbrings müssen ihre Leistung reduzieren (Einspeisungsregelung). Dies stellt den Zustand 3 in Abbildung 4-1 dar.

Ein Ausfall einer Reservekomponente führt weder zu einer Einspeisungsunterbrechung noch zu einer Einspeisungsregelung (vgl. Zustand Nr. 1 in Abbildung 4-1).

Der Ausfall einer Schaltanlage einer Windenergieanlage – die in der Mitte eines Strangs liegt – im vermaschten Netz (vgl. Abbildung 3-3) führt nicht nur zum Ausfall der betroffenen Anlage,

sondern zu weiteren bedingten Abschaltungen der in Richtung der offenen Trennstelle liegenden Windenergieanlagen und damit zu einer Einspeiseunterbrechung. Um die betriebsfähigen abgeschalteten Windenergieanlagen wieder in Betrieb zu nehmen, wird im Rahmen der Wiederversorgungsmaßnahmen die offene Trennstelle geschlossen. Diese Schaltheandlung kann den Zustand der betriebsfähigen Windenergieanlagen verändern und führt zur Leistungsregelung einiger Anlagen im Netz (Zustand Nr. 4 in Abbildung 4-1). Dadurch müssen einige Windenergieanlagen ihre eingespeiste Leistung reduzieren, um eine Betriebsmittelüberlastung zu vermeiden. Allerdings führt diese Schaltheandlung bei ausreichend dimensionierten Kabeln im Netz zu keiner Einspeisungsregelung (Zustand Nr. 2 in Abbildung 4-1).

Der Zustand zur Einspeisungsregelung wird in Abschnitt 4.4 näher erläutert.

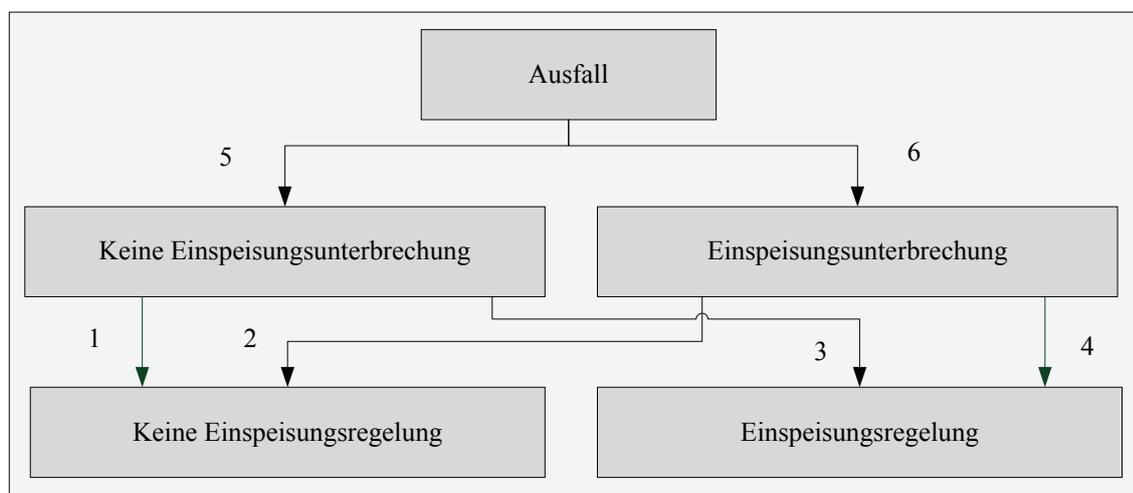


Abbildung 4-1: Die möglichen Zustände einer Windenergieanlage bei Ausfällen im Windparknetz

Für die Zuverlässigkeitsbetrachtung sind die Zustände nach Abbildung 4-1 wichtig, die eine Einspeisungsunterbrechung oder Einspeisungsregelung aufweisen, da innerhalb dieser beiden Zustände eine Einspeiseleistungsminderung vorliegt. Bei der Einspeisungsunterbrechung ist die gesamte Einspeiseleistung der betroffenen Anlage unterbrochen. Im Fall einer Einspeisungsregelung geht ein Teil der Leistung – durch die Reduzierung der Einspeiseleistung aufgrund der Regelung der Windenergieanlage – verloren (vgl. Abschnitt 4.4). Dadurch ergeben sich neue Zuverlässigkeitskenngrößen, die für eine realistische Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks notwendig sind. Diese müssen – zusätzlich zu den Unterbrechungskenngrößen – einspeisungsorientierte sowie regelungsorientierte Kenngrößen enthalten. In Tabelle 4-1 werden die neu definierten Zuverlässigkeitskenngrößen für Einspeisungen aufgelistet. Die definierten Kenngrößen können jeweils für einen gesamten Windpark oder für einzelne Einspeisungen (WEA) ermittelt werden.

In Tabelle 4-1 werden einige Einheiten pro Jahr ($1/a$) angegeben, da die Berechnung über das gesamte Jahr erfolgt. Allerdings wird durch die Einführung des Wettermodells (vgl. Abschnitt 4.3) die Zuverlässigkeit in unterschiedlichen Betrachtungszeiträumen berechnet.

Tabelle 4-1: Zuverlässigkeitskenngrößen einzelner Einspeisungen (WEA) bzw. des gesamten Offshore-Windparks

| Bezeichnung | Formelzeichen | Einheit |
|---|---------------|----------------|
| Unterbrechungshäufigkeit der Einspeisung | H_u | $1/a$ |
| Regelungshäufigkeit der Einspeisung | H_{ur} | $1/a$ |
| Unterbrechungsdauer der Einspeisung | T_u | h oder min |
| Regelungsdauer der Einspeisung | T_{ur} | h oder min |
| Nichtverfügbarkeit der Einspeisung | Q_u | min/a |
| Nichtverfügbarkeit durch die Regelung der Einspeisung | Q_{ur} | min/a |
| Unterbrochene Einspeiseleistung | P_u | MW/a |
| Reduzierte Einspeiseleistung durch die Regelung | P_{ur} | MW/a |
| Nicht einspeisbare Energie | E_u | MWh/a |
| Nicht einspeisbare Energie durch die Regelung | E_{ur} | MWh/a |
| Entgangene Einspeisevergütung | K_u | $€/a$ |
| Entgangene Einspeisevergütung durch die Regelung | K_{ur} | $€/a$ |

4.1.2 Unterbrechung der Einspeisung

4.1.2.1 Unterbrechungshäufigkeit der Einspeisung

Die Unterbrechungshäufigkeit beschreibt klassisch die Anzahl der Unterbrechungen eines Verbrauchers bezogen auf den Betrachtungszeitraum. Sie wird meist in der Einheit $1/a$ angegeben. Diese Zuverlässigkeitskenngröße wird in dieser Arbeit auf Einspeiser übertragen, d. h., sie beschreibt die Häufigkeit der vollständigen Einspeisungsunterbrechung einer Windenergieanlage. Die Häufigkeit der Einspeiseunterbrechung $H_{u,WEA}$ kann anhand der unten angegebenen Formel berechnet werden.

$$H_{u,WEA} = \sum_i^n p_{i,u} \cdot H_{u,i} \quad (4-1)$$

$H_{u,i}$ ist die Häufigkeit der aktuellen Ausfallkombination i , und n ist die Anzahl der analysierten Ausfallkombinationen.

Dabei ist $p_{i,u}$ die bedingte Wahrscheinlichkeit, dass die aktuelle Ausfallkombination i zur Einspeiseunterbrechung führt. $p_{i,u}$ errechnet sich aus der geordneten Jahresdauerlinie der

Windenergieanlage und gibt die Wahrscheinlichkeit der jährlichen Einspeisung der Windenergieanlage an. Die bedingte Wahrscheinlichkeit $p_{i,u}$ berechnet sich dabei über

$$p_{i,u} = \frac{1}{8760h} \cdot \sum_j \tau_j$$

$$\tau_j = \begin{cases} \tau_{P_j} & \text{wenn } P_j > 0 \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (4-2)$$

wobei τ_j die Dauer der einzelnen Einspeisungsstufen und τ_{P_j} die Einspeisedauer der Windenergieanlage mit der Leistung P_j ist.

4.1.2.2 Unterbrechungsdauer der Einspeisung

Die Unterbrechungsdauer beschreibt klassisch die Zeitspanne vom Beginn bis zum Ende der Unterbrechung eines Verbrauchers. Sie errechnet sich aus der Gewichtung der Dauer der einzelnen Versorgungsunterbrechungen. Sie wird meist in den Einheiten h oder min angegeben. Diese Zuverlässigkeitskenngröße wird in dieser Arbeit auf Einspeiser übertragen, d. h., sie beschreibt die Zeitspanne vom Beginn bis zum Ende der Einspeisungsunterbrechung einer Windenergieanlage.

$$T_{u, WEA} = \sum_i^n \frac{p_{i,u} \cdot H_{u,i}}{H_{u, WEA}} \cdot T_{u,i} \quad (4-3)$$

Dabei ist $T_{u,i}$ die Dauer der Ausfallkombination i .

4.1.2.3 Nichtverfügbarkeit der Einspeisung

Die Nichtverfügbarkeit ist die Wahrscheinlichkeit dafür, dass ein Windpark oder eine Einspeisung (WEA) zu einem bestimmten Zeitpunkt in einem Zustand mit einer Einspeisungsunterbrechung anzutreffen ist. Sie kann in den Einheiten h/a oder min/a angegeben werden.

$$Q_{u, WEA} = H_{u, WEA} \cdot T_{u, WEA} \quad (4-4)$$

4.1.2.4 Unterbrochene Einspeiseleistung

Die unterbrochene Leistung bezeichnet die Summe der nicht einspeisbaren Leistungen $P_{u,i}$, für alle Einspeisungsunterbrechungen (i) einer Windenergieanlage – bezogen auf einen Betrachtungszeitraum. Sie hat die Einheit MW/a . In die nicht einspeisbare Leistung $P_{u,i}$, geht die Unterbrechungshäufigkeit und die jeweils unterbrochene Leistung der Windenergieanlage ein, die direkt nach Eintritt der individuellen Unterbrechung nicht zur Verfügung steht, nicht jedoch die Unterbrechungsdauer. Die Höhe der nicht einspeisbaren Leistung $P_{u,i}$ gibt einen Hinweis auf das unmittelbare Ausmaß einer einzelnen Einspeisungsunterbrechung. Die Kenngröße unterbrochene Leistung $P_{u, WEA}$ quantifiziert dagegen den Umfang aller Unterbrechungen einer Windenergieanlage und ist somit geeignet die Güte der Netzeinbindung von Windenergieanlagen unterschiedlicher Leistung (P_{max}) zu bewerten und zu vergleichen.

Die berechnete unterbrochene Leistung lautet:

$$P_{u,WEA} = \sum_i^n P_{u,i} \quad (4-5)$$

$$P_{u,i} = H_{u,i} \cdot E_g \cdot P_{max} \quad (4-6)$$

Dabei ist P_{max} die maximale Einspeiseleistung (Wirkleistung).

Der Einspeisungsgrad E_g dient der Charakterisierung der Dauerlinie. E_g ist gegeben als Verhältnis der Fläche unter der geordneten Jahresdauerlinie der Einspeisung bezogen auf 8760 h (äquivalent zum Lastgrad bei Verbrauchern).

$$E_g = \frac{1}{8760h} \sum_{i=1}^{8760} \frac{P_i}{P_{max}} \cdot 1h \quad (4-7)$$

P_i ist die Einspeiseleistung der i -ten Stunde (Wirkleistung).

4.1.2.5 Nicht einspeisbare Energie

Die nicht einspeisbare Energie ist die Summe der an einer Windenergieanlage oder im gesamten Windpark nicht einspeisbaren Energien, die bei den einzelnen Unterbrechungen – bezogen auf den Betrachtungszeitraum – festgestellt wurde. Sie hat die Einheit MWh/a .

$$E_{u, WEA} = \sum_i^n P_{u,i} \cdot T_{u,i} \quad (4-8)$$

4.1.2.6 Entgangene Einspeisevergütung

Die entgangene Einspeisevergütung ist der entgangene Gewinn, der aufgrund der nicht eingespeisten Energie – bezogen auf den Betrachtungszeitraum – entsteht. Sie wird üblicherweise in der Einheit $€/a$ angegeben.

$$K_{u, WEA} = E_{u, WEA} \cdot K_{Einsp. Verg.} \quad (4-9)$$

$K_{Einsp. Verg.}$ stellt die Einspeisevergütung nach dem aktuellen Vergütungssatz dar. Sie wird in der Einheit $€/kWh$ angegeben.

4.1.3 Regelung der Einspeisung

4.1.3.1 Regelungshäufigkeit der Einspeisung

Die neu entstandene Größe zur Einspeisungsregelung beschreibt die Häufigkeit, in der in einem Betrachtungszeitraum die betriebsfähige Windenergieanlage heruntergeregelt werden muss. Sie wird in der Einheit l/a angegeben.

$$H_{ur, WEA} = \sum_i^n p_{i,ur} \cdot H_{u,i} \quad (4-10)$$

$p_{i,ur}$: Bedingte Wahrscheinlichkeit, dass die Ausfallkombination i zur Einspeisungsregelung führt. Damit wird die Wahrscheinlichkeit angegeben, ob die Windenergieanlage auf eine

bestimmte Regelstufe R_S (vgl. Abschnitt 4.4) heruntergeregelt wird. Dies geschieht anhand der geordneten Jahresdauerlinie der Windenergieanlage und kann mithilfe der folgenden Formel bestimmt werden:

$$P_{i,wr} = \frac{1}{8760h} \cdot \sum_l \tau_l \quad (4-11)$$

$$\tau_l = \begin{cases} \tau_{P_l} & \text{wenn } P_l \geq R_S \cdot P_{\max} \\ 0 & \text{sonst.} \end{cases}$$

Dabei sind τ_l die Dauer der einzelnen Einspeisungsstufen und τ_{P_l} die Einspeisedauer der Windenergieanlage mit der Leistung P_l .

4.1.3.2 Regelungsdauer der Einspeisung

Die Regelungsdauer beschreibt die Dauer, über die in einem Betrachtungszeitraum die betriebsfähige Windenergieanlage heruntergeregelt werden muss. Sie wird in den Einheiten h oder min angegeben.

$$T_{wr,WEA} = \sum_i^n \frac{P_{i,wr} \cdot H_{u,i}}{H_{wr,WEA}} \cdot T_{wr,i} \quad (4-12)$$

Dabei ist $T_{wr,i}$ die Regelungsdauer der Ausfallkombination i .

4.1.3.3 Nichtverfügbarkeit durch die Regelung der Einspeisung

Die Nichtverfügbarkeit durch die Einspeisungsregelung ist die Wahrscheinlichkeit dafür, dass ein Windpark oder eine Einspeisung zu einem bestimmten Zeitpunkt in einem Zustand mit Einspeisungsregelung anzutreffen ist. Sie kann in den Einheiten h/a oder min/a angegeben werden.

$$Q_{wr,WEA} = H_{wr,WEA} \cdot T_{wr,WEA} \quad (4-13)$$

4.1.3.4 Reduzierte Einspeiseleistung durch die Regelung

Die reduzierte Einspeiseleistung durch die Regelung bezeichnet die Summe der nicht einspeisbaren Leistungen $P_{ur,i}$, die bei allen Einspeisungsregelungen (i) einer Windenergieanlage festgestellt wurden – bezogen auf einen Betrachtungszeitraum. Sie hat die Einheit MW/a . In die nicht einspeisbare Leistung durch die Regelung, geht die Regelungshäufigkeit und die jeweils reduzierte Leistung der Windenergieanlage ein, die direkt nach Eintritt der individuellen Regelung nicht zur Verfügung steht, nicht jedoch die Regelungsdauer. Die Höhe der nicht einspeisbaren Leistung durch die Regelung $P_{ur,i}$ gibt einen Hinweis auf das unmittelbare Ausmaß einer einzelnen Einspeisungsregelung einer Windenergieanlage und ist somit geeignet die Güte der Netzeinbindung inkl. der Umschaltmöglichkeiten von Windenergieanlagen unterschiedlicher Leistung (P_{\max}) zu bewerten und vergleichen.

Die berechnete reduzierte Einspeiseleistung durch die Regelung lautet:

$$P_{ur,WEA} = \sum_i^n P_{ur,i} \quad (4-14)$$

$$P_{ur,i} = H_{ui} \cdot R_g \cdot P_{max} \quad (4-15)$$

Der Regelungsgrad R_g dient mithilfe der Dauerlinie zur Charakterisierung der Einspeiseleistung im Regelungsfall. R_g stellt damit die Wahrscheinlichkeit für die Reduzierung der Einspeiseleistung im Regelungsfall dar. Die Wahrscheinlichkeit wird anhand der Regelstufe R_S bestimmt.

$$R_g = \frac{1}{8760h} \cdot \sum_l^{8760} L_l \cdot 1h \quad (4-16)$$

$$L_l = \begin{cases} \frac{P_l}{P_{max}} & \text{wenn } P_l \geq R_S \cdot P_{max} \\ 0 & \text{sonst.} \end{cases}$$

Mit L_l ist das Verhältnis der eingespeisten Leistung (pro Stunde) P_l zu der maximalen Einspeiseleistung P_{max} der Windenergieanlage angegeben.

4.1.3.5 Nicht einspeisbare Energie durch die Regelung

Die nicht einspeisbare Energie durch die Regelung ist die Summe der an einer Windenergieanlage oder im gesamten Windpark nicht einspeisbaren Energie, die bei den einzelnen Regelungsvorgängen – bezogen auf den Betrachtungszeitraum – festgestellt wurde. Sie hat die Einheit MWh/a .

$$E_{ur,WEA} = \sum_i^n P_{ur,i} \cdot T_{ur,i} \quad (4-17)$$

4.1.3.6 Entgangene Einspeisevergütung durch die Regelung

Die entgangene Einspeisevergütung durch die Regelung ist der entgangene Gewinn, der aufgrund von Einspeisungsregelungen – bezogen auf den Betrachtungszeitraum – entsteht. Sie wird üblicherweise in der Einheit $€/a$ angegeben.

$$K_{ur,WEA} = E_{ur,WEA} \cdot K_{Einsp. Verg.} \quad (4-18)$$

4.1.4 Summenkenngrößen

Neben den einzelnen, zuvor definierten Kenngrößen lassen sich diese auch für Windenergieanlagen sowie für den gesamten Windpark angeben und fassen die Unterbrechungs- sowie die Regelungskenngrößen zusammen. Diese sind:

- Gesamt-Häufigkeit der Einspeiseunterbrechung und der Einspeiseregulierung (l/a) H_{uges} :

$$H_{uges} = H_u + H_{ur} - H_{(u \wedge ur)} \quad (4-19)$$

$H_{(u \wedge ur)}$ ist die Schnittmenge der Unterbrechungshäufigkeit und der Regelungshäufigkeit

- Durchschnittliche Dauer für die Einspeiseunterbrechung und Einspeiseregulierung (in h)

T_{uges} :

$$T_{uges} = T_u + T_{ur} \quad (4-20)$$

- Gesamt-Nichtverfügbarkeit (h/a) Q_{uges} :

$$Q_{uges} = H_{uges} \cdot T_{uges} \quad (4-21)$$

- Reduzierte Einspeiseleistung durch Unterbrechung und Regelung (MW/a) P_{uges} :

$$P_{uges} = P_u + P_{ur} \quad (4-22)$$

- Gesamte nicht einspeisbare Energie (MWh/a) E_{uges} :

$$E_{uges} = E_u + E_{ur} \quad (4-23)$$

- Gesamte entgangene Einspeisevergütung ($€/a$) K_{uges} :

$$K_{uges} = K_u + K_{ur} \quad (4-24)$$

Als weitere, hoch aggregierte Zuverlässigkeitskenngröße für Windparks hat sich in der Branche die sog. Energieverfügbarkeit E_V etabliert. Sie kann aus der nicht einspeisbaren Energie des gesamten Windparks $E_{uges,WP}$ und der gesamten Windparkenergie E_G abgeleitet werden. Sie kann wie folgt berechnet und in Prozent angegeben werden:

$$E_V = \frac{(E_G - E_{uges,WP})}{E_G} \cdot 100\% \quad (4-25)$$

Die gesamte Windparkenergie E_G stellt die gesamte, theoretisch mögliche Einspeiseenergie – unter Berücksichtigung der Dauerlinien – des Windparks dar. Sie lässt sich wie in Formel (4-26) beschrieben berechnen und hat die Einheit MWh/a oder GWh/a .

$$E_G = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{8760} P_{ji} \cdot 1 \frac{h}{a} \quad (4-26)$$

$$E_{uges,WP} = \sum_{j=1}^m E_{uges,j} \quad (4-27)$$

Dabei beschreibt m die Anzahl der Windenergieanlagen im Windpark und P_{ji} die Wirkleistung der i -ten Stunde der Windenergieanlage j .

In dieser Arbeit wird die Wirkleistung als Bezugsgröße zur Berechnung der Zuverlässigkeitskenngrößen herangezogen, da die Wirkleistung für die Vergütung entscheidend ist.

4.2 Zustandsmodell der Windenergieanlage

Die Analyse des Störungsgeschehens des Offshore-Windparks (vgl. Abschnitt 3.2) hat ergeben, dass die Windenergieanlagen eine deutlich höhere Störungsanfälligkeit als die anderen Offshore-Windpark-Betriebsmittel aufweisen. Dies liegt daran, dass die Windenergieanlagen sehr komplexe Systeme darstellen, die aus mehreren fehlerbehafteten Komponenten bestehen. Um die gesamte Anlage realitätsgerecht abbilden zu können, müssen die Komponenten der Windenergieanlage detailliert modelliert werden.

In diesem Kapitel werden die Modelle der Hauptkomponenten, der Subkomponenten und der gesamten Windenergieanlagen dargestellt.

4.2.1 Komponenten der Windenergieanlage

Die prinzipiellen Hauptkomponenten der Windenergieanlagen sind in einem Blockdiagramm dargestellt (Abbildung 4-2). Dieses beschreibt neben dem Aufbau der Anlage das Betriebsverhalten der einzelnen Komponenten. Je nach verwendetem Konzept (vgl. Abschnitt 3.1.2) können einige Hauptkomponenten entfallen. Der Energiefluss innerhalb der gesamten Anlagen beginnt mit der ersten Kontaktaufnahme des Rotors mit dem Wind. Dadurch entsteht eine Drehbewegung am Triebstrang. Die Drehbewegung wird mittels Getriebe an die Anforderungen des Generators angepasst. Der Generator erzeugt elektrischen Strom, der mithilfe der Umrichter auf die geforderte Frequenz eingestellt wird. Die Umrichtersysteme sowie die elektrischen Bauteile sind in der Hauptkomponente Elektrik zusammengefasst. Mithilfe des Transformators wird der erzeugte Strom in das MS-Netz des Windparks eingespeist. In den Windenergieanlagen befinden sich zahlreiche Mess- und Überwachungssensoren, die permanent Messwerte über den Komponentenzustand sowie über das Wetter ermitteln. Durch die Regelungseinheiten können z. B. bei Änderung der Windrichtung die Azimutmotoren die Gondel in die gewünschte Richtung drehen. Im gestörten Zustand, wie z. B. bei einer Drehzahlüberhöhung der Generatorwelle, wird die Anlage durch die mechanische Bremse gestoppt. Die meisten Komponenten befinden sich in der Gondel. Die Komponenten Umrichter und Transformator können je nach WEA-Hersteller entweder in der Gondel oder im Turm platziert sein.

Für die Zuverlässigkeitsbetrachtung ist die Unterteilung der Windenergieanlagen in voneinander unabhängige Hauptkomponenten und deren Modellbildung von großer Bedeutung. Diese Komponenten können wiederum aus Teilkomponenten bestehen.

Die Hauptkomponenten können in zwei Gruppen unterteilt werden: die mechanischen und die elektrischen Komponenten. Diese beiden Gruppen weisen ein unterschiedliches Ausfallverhalten auf. Die mechanischen Komponenten sind gekapselt und meistens nicht redundant ausgelegt. Die elektrischen Komponenten sind häufig redundant ausgelegt.

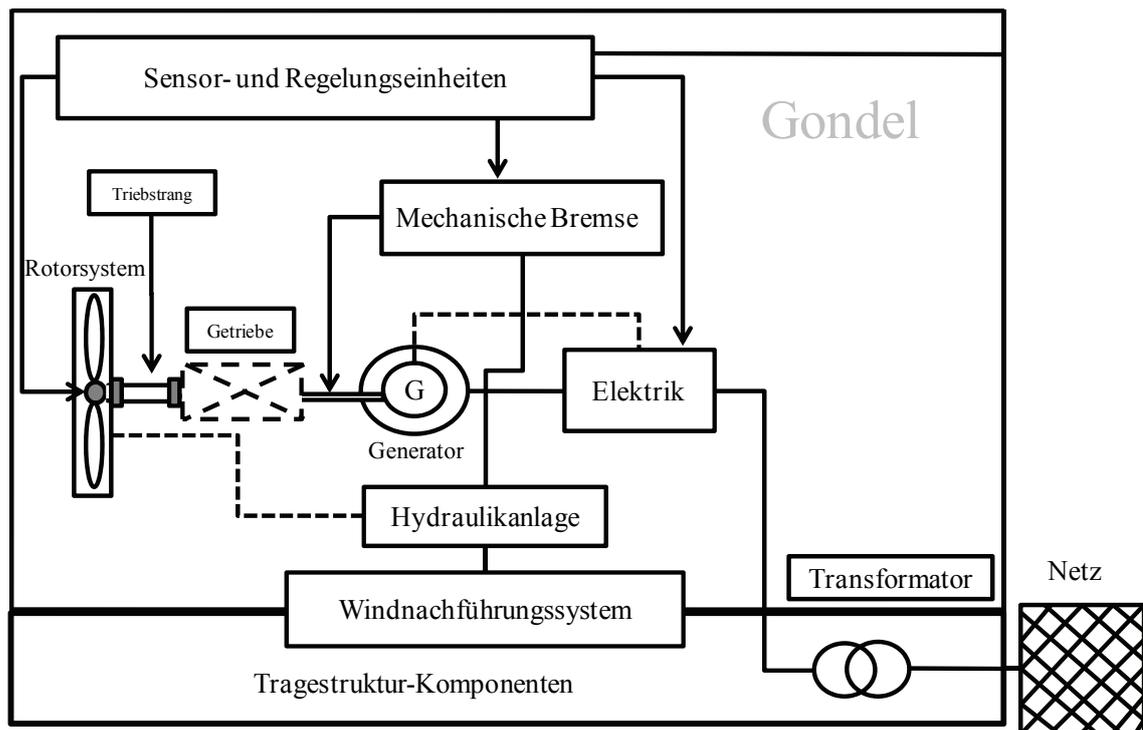


Abbildung 4-2: Blockdiagramm der Windenergieanlage

Nicht redundante Komponenten führen beim Ausfall zum Stillstand der gesamten Windenergieanlage. Zu ihnen gehören Rotorsystem, Triebstrang, Getriebe, Generator, Tragestruktur-Komponenten und der Transformator.

Es gibt zwei unterschiedliche Redundanzarten in einer Windenergieanlage: den redundanten Betrieb und die redundante Auslegung (redundancy design). Beim redundanten Betrieb übernimmt beim Ausfall einer Komponente eine andere Komponente deren Aufgabe. Bei der redundanten Auslegung werden mehrere gleiche Komponenten als Reserve eingebaut. Beim Ausfall einer Komponente übernimmt eine Reservekomponente (meist eine elektrische Komponente) deren Funktion. Redundante Komponenten sind z. B. die Blattverstellung, Sensoren und die Elektrik.

Bei Redundanz wird zwischen Voll- und Semiredundanz (partial redundancy) unterschieden. Vollredundanz ist zumeist bei den Sensoren (wie z. B. Anemometer, Windfahne) vorhanden und Semiredundanz (Teilredundanz) kommt häufig beim Umrichtersystem vor.

4.2.2 Beschreibung der Modellebenen

Um eine realitätsnahe Zuverlässigkeitsberechnung zu erzielen, ist es wichtig, die Windenergieanlage in einem möglichst exakten Zuverlässigkeitsmodell nachzubilden. Dazu wird das Ausfallverhalten der einzelnen Komponenten der Windenergieanlage (Rotor, Getriebe, Wechselrichter, Schutzeinrichtungen etc.) analysiert und in Markov-Modelle für die einzelnen Komponenten umgesetzt (vgl. Abschnitt 2.3). Die Modelle der Einzelkomponenten werden dann entsprechend ihrem Zusammenwirken zu einem Gesamtmodell der Windenergieanlage kombiniert. Für die Systemgrenze der Windenergieanlage mit dem Windparknetz wurde die

Oberspannungsseite des Windenergieanlagen-Transformators festgelegt. Damit gehören der Transformator zur Windenergieanlage und die Schaltanlage zum Windparknetz.

In dieser Arbeit ist die Zuverlässigkeitsmodellierung der Windenergieanlagen in drei Ebenen unterteilt:

- Ebene 0 stellt das finale Zuverlässigkeitsmodell der Windenergieanlage dar.
- Ebene 1 stellt die Zuverlässigkeitsmodelle der einzelnen Hauptkomponenten der Windenergieanlage dar.
- Ebene 2 stellt die Zuverlässigkeitsmodelle der einzelnen Subkomponenten der Hauptkomponenten der Windenergieanlage dar.

In diesem Kapitel wird das Ausfallverhalten der Hauptkomponenten (1. Ebene) und der zugehörigen Subkomponenten (2. Ebene) der Windenergieanlage modelliert. Diese Modelle werden entsprechend ihrem Zusammenwirken zu einem Gesamtmodell der Windenergieanlage (0. Ebene) kombiniert.

Die Modellierung des Ausfallverhaltens von Windenergieanlagenkomponenten wird durch Blockschaltdiagramme sowie durch Zustandsdiagramme dargestellt (vgl. Abschnitte 2.3.1.1 und 2.3.1.2).

4.2.2.1 Ebene der Hauptkomponenten (Ebene 1)

Als Hauptkomponenten bezeichnet man alle Systemanteile, die für den Betrieb der Windenergieanlage unabdingbar sind. Sie fasst mehrere Teilkomponenten zusammen, die gemeinsam eine Aufgabe ausführen.

Nach den bisherigen Untersuchungen der üblichen Windenergieanlagenkonzepte im Offshore-Bereich (vgl. Abschnitt 3.2.1) ergeben sich auf der ersten Ebene kaum Unterschiede, d. h. die Hauptkomponenten sind bei vielen Konzepten fast identisch.

Die definierten Hauptkomponenten sind:

- das Rotorsystem,
- das Pitchsystem bzw. das Blattverstellungssystem,
- der Triebstrang,
- das Getriebe,
- der Generator,
- die Elektrik,
- der Transformator,
- die Tragestruktur-Komponenten,
- das Windnachführungssystem,
- die Sensor- und Regelungseinheiten

- sowie die mechanische Bremse.

Die Hydrauliksysteme sind dezentral und in die Hauptkomponenten wie z. B. das Pitchsystem und das Windnachführungssystem integriert. Deshalb wird in dieser Arbeit das Hydrauliksystem nicht als Hauptkomponente betrachtet.

Die mechanische Bremse ist oft für den täglichen Betrieb der Windenergieanlage nicht wichtig, da eine aerodynamische Bremse (Blattverstellungssystem) zum Anhalten der Windenergieanlage bevorzugt wird. Allerdings wird beim Ausfall dieser Komponente die Windenergieanlage aus dem Betrieb genommen.

Das Markov-Modell und das Blockdiagramm der Hauptkomponenten sind in Abbildung 4-3 dargestellt. Die Hauptkomponenten sind in Reihe geschaltet, d. h., wenn eine Hauptkomponente ausfällt, ist die gesamte Windenergieanlage nicht mehr in Betrieb. Die Windenergieanlage ist erst wieder in Betrieb, wenn alle Hauptkomponenten in Betrieb sind.

Aus diesem Verhalten kann man die Zustandsübergangswahrscheinlichkeiten zwischen „in Betrieb“ und „nicht in Betrieb“ berechnen. Aufgrund der Übersichtlichkeit ist in der Abbildung 4-3 – sowie in den weiteren Diagrammen – nur die erste Ordnung des Markov-Modells dargestellt. Die aufgeführte Nomenklatur in der Abbildung 4-3 gilt für alle folgenden Diagramme dieses Kapitels. Sie wird aus Gründen der Übersichtlichkeit im Folgenden nicht mehr dargestellt.

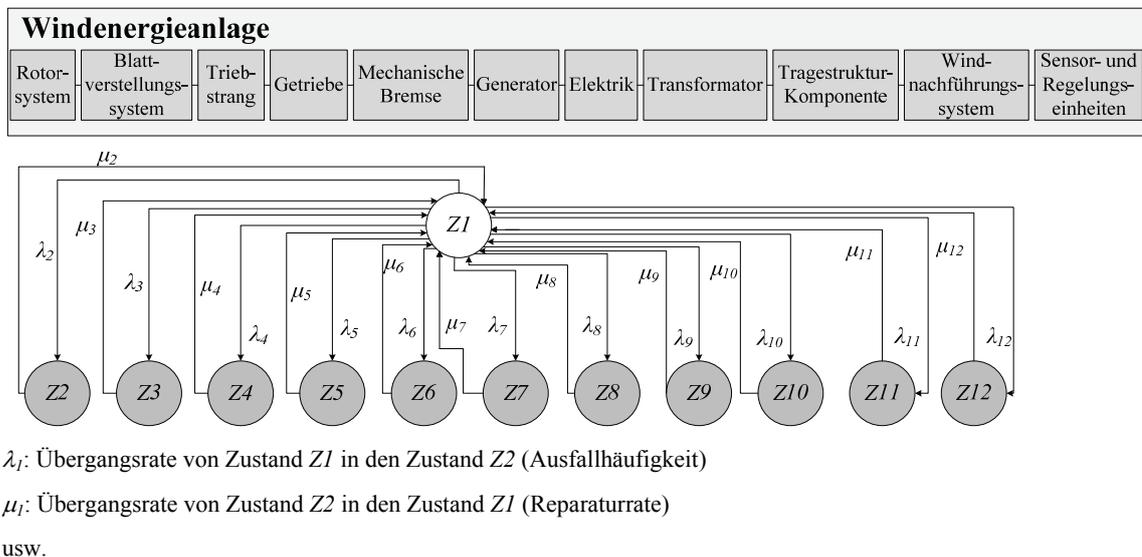


Abbildung 4-3: vereinfachtes Zustandsmodell und Blockdiagramm der Hauptkomponenten

Das Zustandsmodell sowie das Blockdiagramm der Hauptkomponenten-Ebene sind in Abbildung 4-3 dargestellt. Insgesamt ergeben sich zwölf mögliche Zustände (1. Ausfallordnung). Lediglich in Zustand Z1 ist die Windenergieanlage in Betrieb, in diesem Zustand sind alle Hauptkomponenten in Betrieb. Alle anderen stellen die Reparaturzustände (Z2 - Z12) der einzelnen Hauptkomponenten dar, da ein Ausfall einer der Hauptkomponenten zum Ausfall der gesamten Windenergieanlage führt.

Da auf dieser Ebene keine Unterschiede der Zuverlässigkeitsmodelle der meisten Windenergieanlagen-Konzepte vorliegen, ist es erforderlich, die jeweiligen Hauptkomponenten in Subkomponenten zu unterteilen und diese zu modellieren.

4.2.2.2 Ebene der Subkomponenten (Ebene 2)

Unter einer Subkomponente versteht man eine Teilkomponente oder ein Teilsystem einer vordefinierten Hauptkomponente, die deren Systemintegrität sichert, d. h., wenn eine Subkomponente ausfällt, ist das Hauptsystem total bzw. teilweise funktionsunfähig und dadurch die gesamte Anlage außer Betrieb bzw. gestört.

Die Hauptkomponenten enthalten Subkomponenten, die eine Unterscheidung zwischen „Redundanz“ und „Nicht-Redundanz“ aufweisen. Bei redundanten Subkomponenten übernimmt im Fehlerfall die redundante Subkomponente den Betrieb von einer anderen funktionsunfähigen Subkomponente.

Bei der Zuverlässigkeitsberechnung ist es für eine realitätsgerechte Modellierung wichtig, eine detaillierte Beschreibung der möglichen Betriebszustände der jeweiligen Hauptkomponenten durchzuführen. Das ist die – je nach Anlagenkonzept – vorhandene oder nicht vorhandene Redundanz auf Subkomponentenebene abzubilden.

Tragestruktur-Komponente

Die Tragestruktur-Komponente beschreibt das Bauwerk und die Struktur der Windenergieanlage und trägt alle Komponenten derselben. Die Tragestruktur-Komponente besteht aus vier Subkomponenten: Fundament, Turm, Gondel und Übergangsstück. Es existieren unterschiedliche Formen von Gründungsstruktur bzw. Fundament. Im Offshore-Bereich kommen sieben Fundamenttypen infrage: Jackets (vierbeinige, fachwerkartige Stahlkonstruktionen), Tripods (dreibeinige Gründungsstrukturen aus Stahl), Monopiles (ein zentrales Fundamentrohr), Schwergewichtsgründungen (massive Flächengründungen aus Stahl- oder Betonkästen), Tripiles (dreibeiniges Stahlrohr), Bucket-Fundament (Saugpfähle) und schwimmende Fundamente. Die Komponente Turm enthält alle Turmabschnitte (aus Stahl oder Beton). Die Komponente Gondel enthält das gesamte Maschinengehäuse. Das Übergangsstück verbindet den Turm mit dem Fundament.

Wie in Abbildung 4-4 dargestellt, sind die Subkomponenten in Reihe geschaltet. Sie weisen keine Redundanz auf. Dieses Modell gilt für alle üblichen Windenergieanlagentypen.

Die möglichen Zustände, die bei dieser Komponente auftreten können, wenn eine der vier Subkomponenten ausfällt, sind in Abbildung 4-4 dargestellt. *Z1* stellt den Zustand dar, bei dem alle vier Subkomponenten in Betrieb sind und damit auch die gesamte Hauptkomponente. Fällt eine der vier Subkomponenten aus, führt dies zum Ausfallzustand (*Z2*, *Z3*, *Z4* und *Z5*) und damit ist die komplette Tragestruktur-Komponente nicht betriebsfähig.

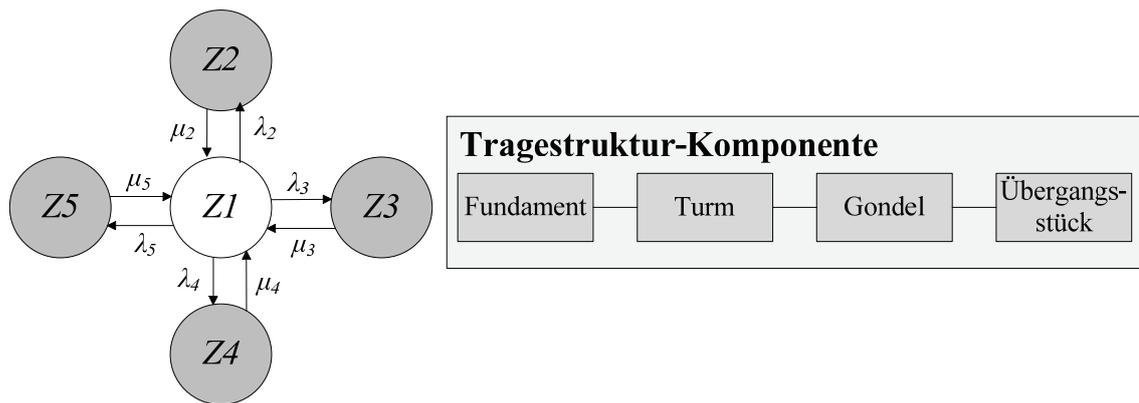


Abbildung 4-4: Zustandsmodell (1. Ordnung) und Blockdiagramm der Tragestruktur-Komponente

Rotorsystem

Das Rotorsystem ist eine sehr wichtige Hauptkomponente und die am meisten belastete Komponente der Windenergieanlage. Sie hat die Aufgabe, Wind in mechanische Rotationsenergie umzuwandeln. Die Komponente besteht aus drei gleich aufgebauten Rotorblättern. Diese sind mittels Blattlager mit einer starren Rotornabe verbunden, die die Leistung auf die Rotorwelle überträgt. Zusätzlich verfügt das Rotorsystem über ein Schmierungs-system und über Schutzeinrichtungen. Das Rotorsystem besteht aus den folgenden Subkomponenten:

- Rotorblätter: diese Subkomponente enthält alle drei Rotorblätter
- Rotornabe (inkl. Spinner)
- Blattlager: insgesamt drei Blattlager
- Schmierungs-system: besteht aus Schmierpumpe und Schlauch
- Schutzeinrichtung: ist in die Rotornabe integriert und besteht aus Frontdeckel sowie Blitzschutzsystem

Das Rotorsystem ist eine Reihenschaltung von fünf Subkomponenten. Diese Hauptkomponente ist dann in Betrieb, wenn alle Subkomponenten in Betrieb ($Z1$) sind. Fällt eine der fünf Subkomponenten, wie z. B. die Rotorblätter oder die Rotornabe, aus, ist das gesamte System außer Betrieb ($Z2$, $Z3$, $Z4$, $Z5$ und $Z6$). Die möglichen Zustände sowie die Blockschaltung sind in Abbildung 4-5 zu sehen. Damit ist das Rotorsystem nicht redundant. Dieses Modell gilt für alle Windenergieanlagen-Konzepte.

Abweichend von der angegebenen Anordnung im RDS-PP-Code [56] wurde in dieser Arbeit die Blattverstelleinrichtung aus dem Rotorsystem herausgenommen, da dieses Modul als eigenes selbstständiges System arbeiten kann; somit kann es aus zuverlässigkeitstechnischer Sicht als Hauptkomponente betrachtet werden, die in den heutigen Anlagen eine entscheidende Rolle spielt.

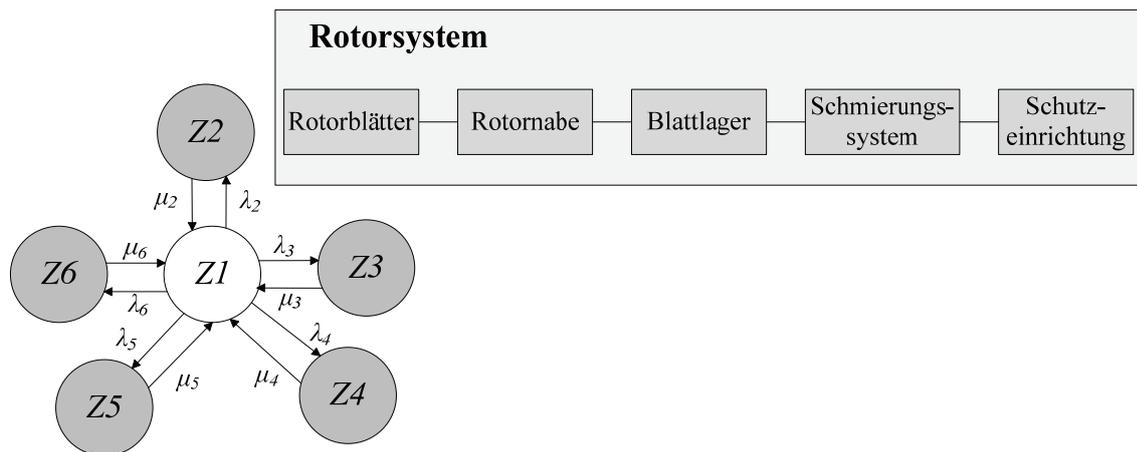


Abbildung 4-5: Zustandsmodell (1. Ordnung) und Blockdiagramm des Rotorsystems

Blattverstellungssystem (Pitch-Regelung):

Wie bereits in Abschnitt 3.1.2 beschrieben, werden in dieser Arbeit ausschließlich die pitch-geregelten Blattverstellungssysteme berücksichtigt. Für diese Hauptkomponente gibt es unterschiedliche Ansätze, die von dem jeweiligen WEA-Hersteller abhängig sind. Es gibt zwei Lösungsansätze für die Blattverstellung: zum einen das elektrische und zum anderen das hydraulische Pitch-System. Bei den heute üblichen Offshore-Anlagen werden die Rotorblätter individuell verstellt. Mithilfe von Sensoren (wie zum Beispiel Winkelgebern) wird die Rotorblattposition erfasst und abgeglichen. Das Blattverstellungssystem hat in der Windenergieanlage zwei Hauptaufgaben: Zum einen regelt sie die Leistung und die Drehzahl des Rotors, zum anderen sorgt sie bei Bedarf für den Stillstand des Rotors (Fahnenstellung). Da das Blattverstellungssystem oft für die Notbremsung der Anlagen verwendet wird (alternativ zur mechanischen Bremse), verfügt diese Komponente aus Sicherheitsgründen über ein Notversorgungssystem (Speicher/Akkumulator), das eine Redundanz gegenüber der normalen Energieversorgung gewährleistet. Diese Redundanz ist eine Notfallredundanz, die im Fall einer Störung der Energieversorgung die gesamte Anlage zum Stillstand bringt.

1. Hydraulische Blattverstellung

Die hydraulische Blattverstellung wird von vielen Anlagenherstellern eingesetzt und verwendet. Sie besteht hauptsächlich aus drei Subkomponenten: Blattverstellmechanik, hydraulische Systeme und Sensorik. Die Blattverstellmechanik besteht aus Blockventilen (auch Steuerventile genannt), Akkumulatoren und drei Pitch-Zylindern (Stellzylindern). Sie ist in die Rotornabe integriert und verfügt über Nothydraulikspeicher für jeden Stellzylinder. Die hydraulischen Systeme bestehen aus Hydraulikaggregat, Schleifring, Hydraulikpumpe, Ventilblock und Hydraulikleitung. Die Sensorik besteht z. B. aus der Abfrageeinheit, dem Positionssensor oder dem Drucksensor.

Das Hydraulikaggregat kann entweder nur für die Blattverstellung eingesetzt oder mit anderen Komponenten geteilt werden (wie z. B. Windnachführungssystem oder mechanische Bremse). Die Modellierung wird hier auf der Basis durchgeführt, dass das Hydrauliksystem ausschließlich für die Blattverstellung verwendet wird.

Je nach dem gewählten Aufbau des hydraulischen Blattverstellungssystems [37] können den jeweiligen Subkomponenten Teilkomponenten hinzugefügt werden, z. B. eine Schubstange in der Blattverstellmechanik.

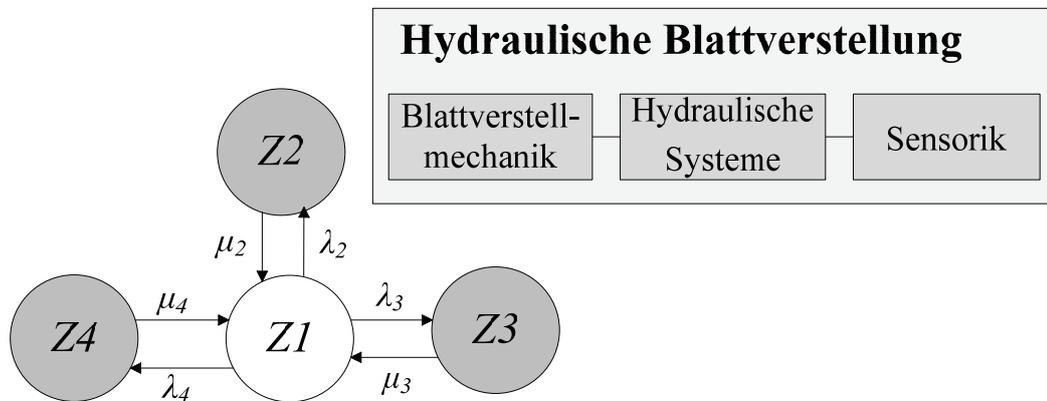


Abbildung 4-6: Zustandsmodell (1. Ordnung) und Blockdiagramm der hydraulischen Blattverstellung

Die hydraulische Blattverstellung ist eine Reihenschaltung von drei Subkomponenten und ist nicht redundant ausgelegt (siehe Abbildung 4-6). Im Betriebszustand $Z1$ sind alle Subkomponenten in Betrieb. Bei den anderen Zuständen ($Z2$: Ausfall der Blattverstellmechanik, $Z3$: Ausfall des Hydrauliksystems und $Z4$: Ausfall der Sensorik) ist das gesamte System außer Betrieb.

Bei den meisten Windenergieanlagen, die mit einem hydraulischen Antrieb für die Blattverstellung arbeiten, soll im Störfall ein sogenannter Notfallbetrieb gewährleistet sein. Hierzu werden gewisse Redundanzen insbesondere bei der Energieversorgung bereitgestellt [37].

2. Elektrische Blattverstellung

Die elektrische Blattverstellung gewinnt bei neuen Anlagen immer mehr an Bedeutung. Durch ihre erweiterbaren Regelungsmöglichkeiten und ihren präzisen Verstellmotor [37] stellt sie eine bessere Alternative zur hydraulischen Blattverstellung dar. Darüber hinaus wird auch das Dichtigkeitsproblem [37] vermieden, das bei hydraulischen Antrieben auftreten kann. Der elektrische Antrieb wird von vielen Windenergieanlagenherstellern verwendet und besteht aus folgenden Subkomponenten:

- Steuerbox: insgesamt drei – jeweils eine für jedes Rotorblatt
- Energieversorgung: Hauptleitungsdaten und Leistungsversorgung sowie integrierte Speicher
- Pitch-Motoren : insgesamt drei Pitch-Motoren mit den dazugehörigen Untersetzungsgetrieben
- Sensoren: wie z. B. Drehgeber, Sensor Ring oder Winkelgeber
- Schleifring (auch Slip Rings genannt)

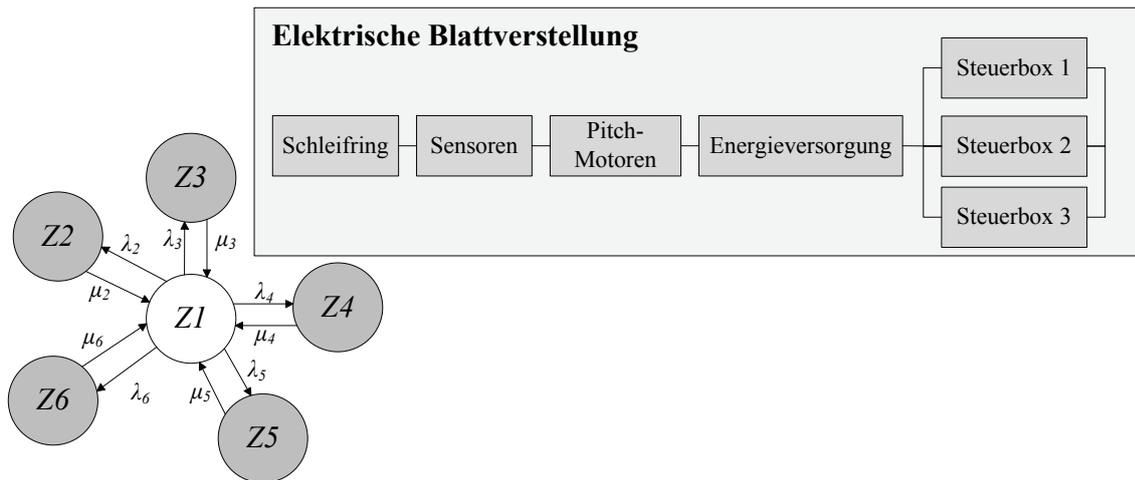


Abbildung 4-7: Zustandsmodell (1. Ordnung) und Blockdiagramm der elektrischen Blattverstellung [57]

Das Ausfallverhalten der Steuerboxen ist im Zustandsdiagramm zusammengefasst, sodass der Ausfall jeder Subkomponente ($Z2$ bis $Z6$) zum Nicht-Betriebs-Zustand führt. In $Z1$ sind alle Komponenten in Betrieb, und somit befindet sich die gesamte elektrische Blattverstellung in Betrieb.

Die elektrische Blattverstellung weist eine Notfall-Redundanz bei der Energieversorgung sowie eine Vollredundanz bei der Steuerbox (Abbildung 11-1) auf. Das verwendete Modell ist in Abbildung 4-7 dargestellt [58].

Elektrik

Für die Elektrik sind die folgenden sechs Subkomponenten wichtig:

- Umrichtersystem (inklusive die Kühlung)
- Sicherung
- Leitungen
- Kompensationssystem
- Energieversorgung: stellt den Eigenbedarf der Anlage sicher
- Nebensysteme (Erdung/ Blitzschutz, Kran, Notbeleuchtung, sicherheitsbezogene Kommunikation, Branderkennung, Korrosionsschutz)

Diese sechs Subkomponenten sind bei allen aktuellen Windenergieanlagen-Konzepten vorhanden. Sie sind in Reihe geschaltet.

Die möglichen Zustände dazu sind entweder der Betriebszustand $Z1$, in dem alle Komponenten in Betrieb sind, oder die Nicht-Betriebs-Zustände $Z2$ bis $Z7$, in denen eine Subkomponente ausgefallen ist.

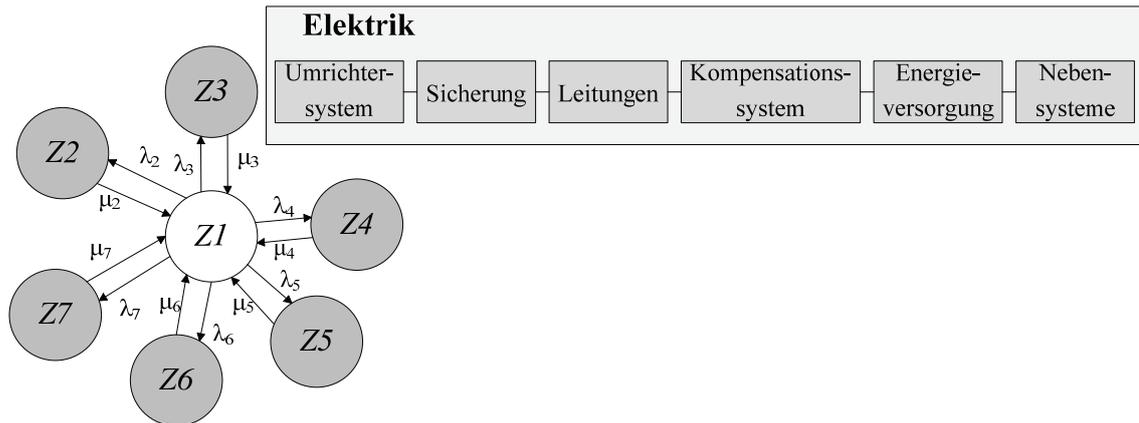
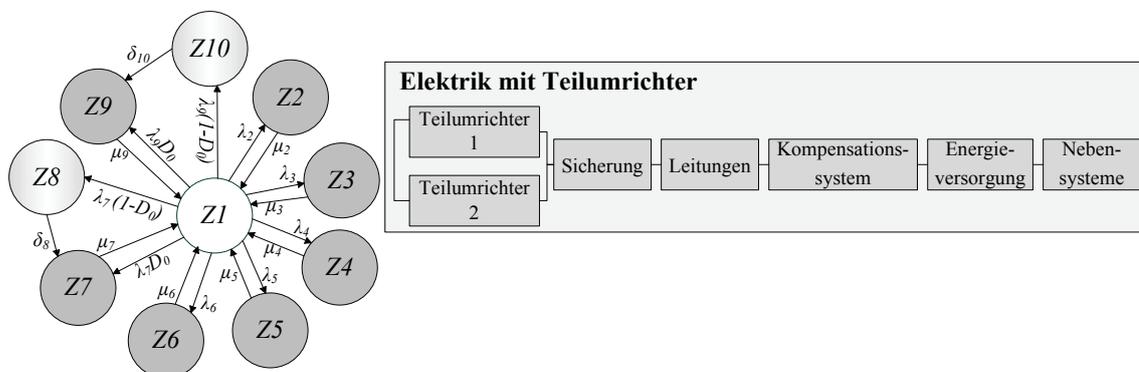


Abbildung 4-8: Zustandsmodell (1. Ordnung) und Blockdiagramm der Elektrik mit Vollumrichter

Die Subkomponente Umrichter ist nicht bei allen gängigen Konzepten identisch. Alle anderen Subkomponenten sind bei allen Konzepten identisch.

Bei dem Konzept des doppelt gespeisten Asynchrongenerator (DGAG) wird ein Teilumrichter eingesetzt. Der Aufbau des Umrichters ist in Parallelschaltung ausgelegt (siehe Abbildung 4-9) und stellt im Störfall einen semi-redundanten Betrieb dar. Das heißt, falls eins der beiden Teilumrichtermodule ausfällt, bleibt die Windenergieanlage zwar in Betrieb, allerdings kann die Anlage nur eine begrenzte Leistung ins Netz einspeisen. Die Zustände $Z8$ und $Z10$ stellen den Teilleistungsbetrieb dar. Fallen andere Subkomponenten außer den Teilumrichtern ($Z2$ bis $Z7$ und $Z9$) aus, befindet sich die Anlage im Ausfallzustand. Sind alle Subkomponenten in Betrieb, dann befindet sich die Anlage im Betriebszustand $Z1$.



δ : Übergangsrate bzw. Abschalttrate

D_0 : die Wahrscheinlichkeit für eine sofortige Ausserbetriebnahme der Windenergieanlage (bei Ausfall eines Teilumrichters)

Abbildung 4-9: Zustandsmodell (1. Ordnung) und Blockdiagramm der Elektrik mit Teilumrichtern

Bei den Synchron-Generatoren (SG und PMSG) (beide Konzepte: mit und ohne Getriebe) sowie beim Kurzschlussläufer Asynchron-Generator (AG) wird ein Vollumrichter verwendet, der aber keine Redundanz aufweist (vgl. Abbildung 4-8).

Windnachführungssystem

Mithilfe der Windfahne wird bei einer Windrichtungsänderung die gesamte Gondel in Windrichtung gedreht. Das Windnachführungssystem besteht aus mehreren Azimutmotoren mit mechanischen oder elektrischen Antrieben. In neuen Anlagen sind ausschließlich elektrische Antriebe vorhanden. Sie bestehen aus den folgenden Subkomponenten:

- Hydraulisches Bremssystem
- Azimutdreheinrichtung: Drehkranz und Azimutlager
- Azimutantriebe (in mehrfacher Ausfertigung): mit Bremse, Azimutmotoren mit Encoder, elektrische Azimutmotoren und Azimutgetriebe
- Schmierungssystem
- Azimutverriegelung (für Reparatur- und Wartungsarbeiten)
- Verdrillschutz: Positionssensoren inkl. Verwindungszähler (um unzulässige Kabelverdrehung zu vermeiden)

Die Windnachführungssysteme aller Windenergieanlagen-Konzepte (DGAG, AG, PSG und SG) haben die gleichen Subkomponenten sowie den gleichen Aufbau des Systems. Sie unterscheiden sich jedoch hauptsächlich in der Anzahl der Azimutantriebe.

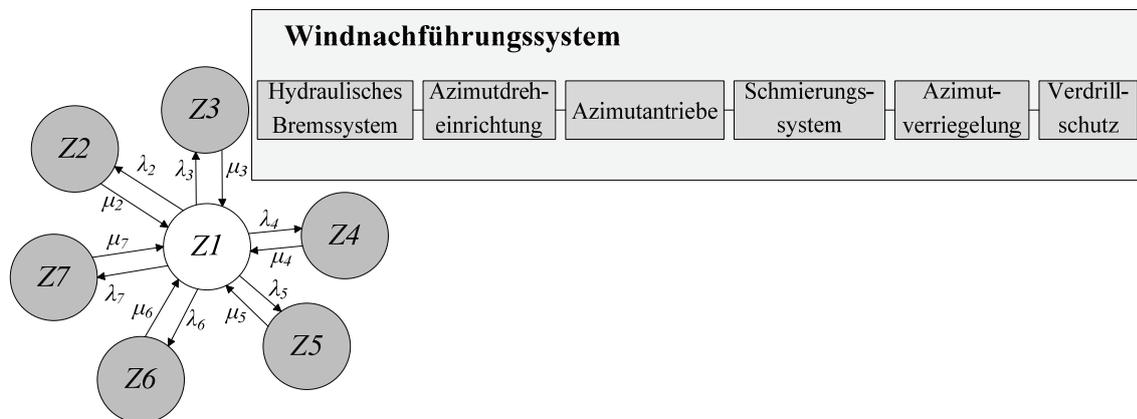


Abbildung 4-10: Zustandsmodell (1. Ordnung) und Blockdiagramm des Windnachführungssystems

Dabei sind zwei Zustände möglich: zum einen der Betriebszustand $Z1$, in dem alle Subkomponenten in Betrieb sind, zum anderen die Nicht-Betriebs-Zustände $Z2$ bis $Z7$, bei denen jeweils eine andere Subkomponente ausfällt.

In Abbildung 4-10 ist das Windnachführungssystem dargestellt, diese gilt für alle üblichen Windenergieanlagenkonzepte. Das Modell ist in Reihe geschaltet und weist keine Redundanz auf.

Triebstrang

Grundsätzlich unterscheidet man bei der Anordnung der Komponenten im Triebstrang zwischen drei Bauformen. Diese sind im Einzelnen die integrierte, die aufgelöste und die teilintegrierte

Bauform. In vielen Konzepten wird die aufgelöste Bauform verwendet. Der Triebstrang besteht aus den folgenden Subkomponenten:

- Hauptwelle, Spannsatz und Zubehör
- Hauptlager und Lagergehäuse Rotorseite
- Hauptlager und Lagergehäuse Getriebeseite
- Kupplung rotorseitig
- Kupplung getriebeseitig

Falls die Windenergieanlage getriebelos ist, enthält der Triebstrang zusätzlich zu den fünf oben genannten Subkomponenten die Subkomponente Schmierungs-systeme für die Hauptlager.

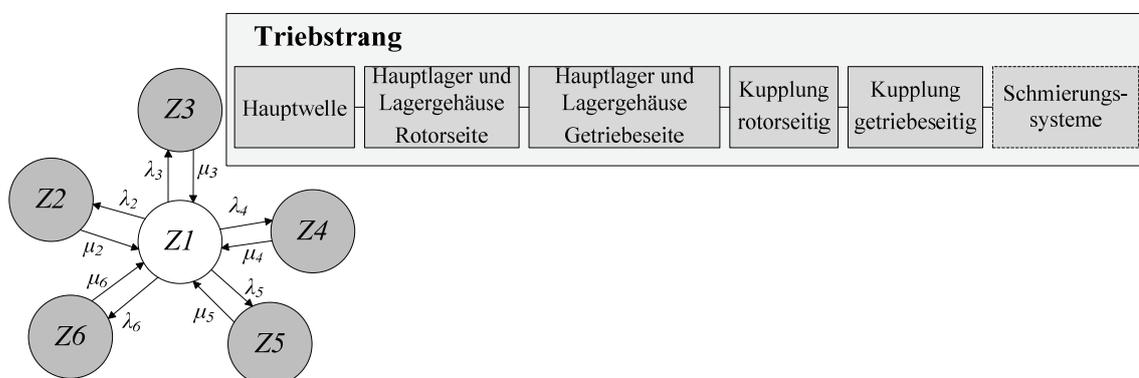


Abbildung 4-11: Zustandsmodell (1. Ordnung) und Blockdiagramm des Triebstrangs

Das Triebstrangmodell weist keinen redundanten Aufbau der dazugehörigen Subkomponenten auf (siehe Abbildung 4-11). Nur im Betriebszustand $Z1$ sind alle Subkomponenten in Betrieb; die restlichen Zustände ($Z2$, $Z3$, $Z4$, $Z5$ und $Z6$) stellen Nicht-Betriebs-Zustände dar.

Getriebe

Die gängigen Windenergieanlagen-Konzepte außer dem fremderregten Synchrongenerator (mit niedriger Generatorzahl) enthalten Getriebe. Für Anlagen mit Getriebe existieren zwei unterschiedliche Konfigurationen. So wird z. B. beim Permanentmagnet-Synchrongenerator ein einstufiges Planetengetriebe verwendet. Beim doppelt gespeisten Asynchrongenerator (DGAG) und Asynchrongenerator mit Käfigläufer (AG) werden dreistufige Getriebe eingesetzt.

Das dreistufige Getriebe besteht aus sieben Subkomponenten [59]:

- das langsame Planetengetriebe,
- das intermediäre Planetengetriebe,
- das schnelle intermediäre Parallelgetriebe,
- das schnelle Parallelgetriebe,
- das Gehäuse,
- das Getriebeschmiersystem

- und das Getriebezubehör, welches aus Sensoren, Klammern und der Kühlung besteht.

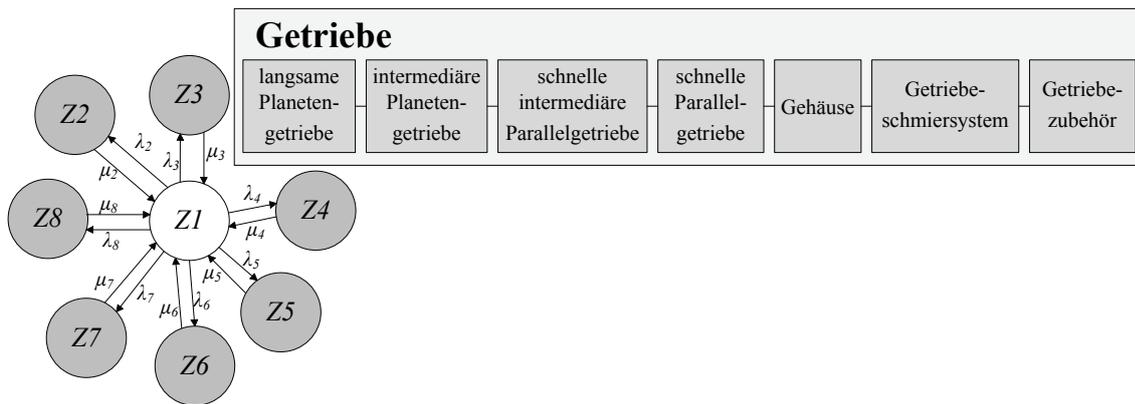


Abbildung 4-12: Zustandsmodell (1. Ordnung) und Blockdiagramm des Getriebes

Die möglichen Zustände sind im Zustandsdiagramm (1. Ordnung) in Abbildung 4-12 dargestellt. Im Zustand $Z1$ sind alle Subkomponenten in Betrieb und somit auch das gesamte Getriebe. Alle übrigen Zustände ($Z2$: Ausfall des langsamen Planetengetriebes, $Z3$: Ausfall des intermediären Planetengetriebes, $Z4$: Ausfall des schnellen intermediären Parallelgetriebes, $Z5$: Ausfall des schnellen Parallelgetriebes, $Z6$: Ausfall des Getriebes durch Lockerung des Gehäuses, $Z7$: Ausfall des Schmiersystems, $Z8$: Ausfall des Zubehörs) führen dazu, dass das gesamte System nicht betriebsfähig ist.

Das Getriebemodell ist eine Reihenschaltung von sieben Subkomponenten (siehe Abbildung 4-12), die keine Redundanz untereinander aufweisen. Dieses Modell unterscheidet sich wenig vom einstufigen Planeten-Getriebe. Bei diesem verwendeten Konzept fehlt nur die Subkomponente „schnelles Parallelgetriebe“.

Sensor- und Regelungseinheiten

Diese Hauptkomponente besteht einerseits aus den Sensoren und andererseits aus den Regelungseinheiten. Jede Windenergieanlage enthält zahlreiche Sensoren, die je nach Windturbinenhersteller unterschiedlich auf und in der Anlage verteilt sind. Die meisten davon sind redundant ausgelegt. Die mithilfe der Sensoren gemessenen Werte werden mittels Signaleinrichtungen übertragen und vom Betriebsführungsrechner bearbeitet, um z. B. die Drehzahl oder die Leistung zu regeln und gleichzeitig die Überwachung der Betriebsabläufe zu gewährleisten. Weitere Überwachungssensoren sind dem CMS untergeordnet.

Die Sensor- und Regelungseinheiten bestehen aus den folgenden Subkomponenten:

- Anemometer (Anzahl 2)
- Windfahne (Anzahl 2)
- Ölfiltersystem
- Betriebsführungsrechner

- Signaleinrichtungen: besteht aus Signalleitungen, Lichtwellenleiter, Signalverteiler, Optokoppler
- Andere Sensoren: z. B. elektrische Sensoren für Spannungen, Ströme und Phasenlagen, Sensoren für Ölstand und Öltemperatur, Endschalter etc.
- Überwachungssensoren (CMS): als Vibrationssensoren / Schwingungssensoren für Getriebe, Generator, Lager

Die Windfahne ist redundant ausgelegt, d. h., wenn eine Windfahne ausfällt, übernimmt die andere den Betrieb. Die Modellierung der Windfahnen ist bei allen Konzepten gleich (siehe Abbildung 11-2).

Das Anemometersystem ist bei allen Konzepten identisch und redundant ausgelegt. Dieses Modell besteht aus drei oder zwei Anemometern (Abbildung 11-3), die untereinander parallel verschaltet sind. Die Anzahl der Anemometer ist vom Windenergieanlagenhersteller abhängig und kann bei einigen Herstellern mehr als zwei betragen.

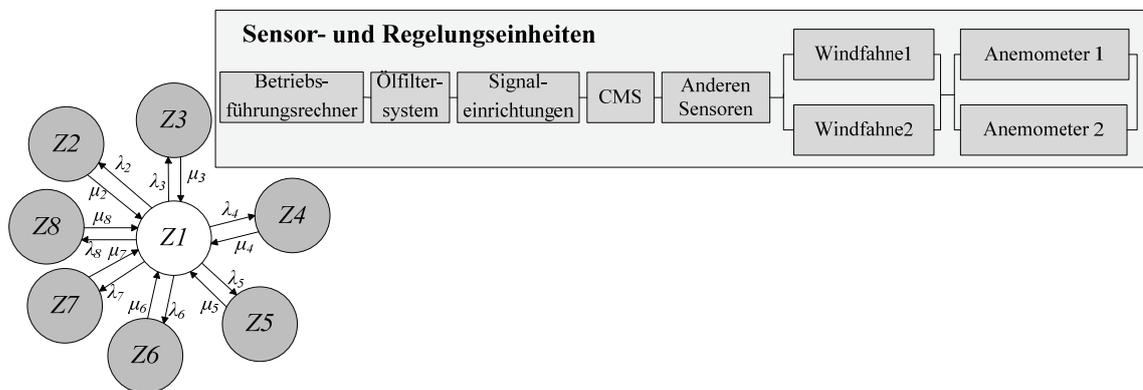


Abbildung 4-13: Zustandsmodell (1. Ordnung) und Blockdiagramm der Sensor- und Regelungseinheiten

In Abbildung 4-13 sind alle möglichen Zustände der Sensor- und Regelungseinheiten dargestellt. Im Zustandsdiagramm sind die redundant ausgelegten Komponenten zusammengefasst. Aus diesem Grund ist die Hauptkomponente hier als Reihenschaltung modelliert, und jeder Ausfall einer Subkomponente führt zum direkten Ausfall des gesamten Systems – dies sind die Zustände Z2 bis Z8. In Z1 befinden sich alle Subkomponenten in Betrieb, und somit ist gesamte Hauptkomponente in Betrieb.

Generator

Die Generatorsysteme im Offshore-Bereich sind drehzahlvariable Generatoren. Trotz der unterschiedlichen verwendeten Konzepte bestehen alle Generatorsysteme aus den folgenden Bestandteilen:

- Kühlsystem
- Schmierungs-system

- Generatorlagern
- Läufern (Rotor)
- Ständer (Stator)
- Kupplung
- Gehäuse und Anschlusskasten

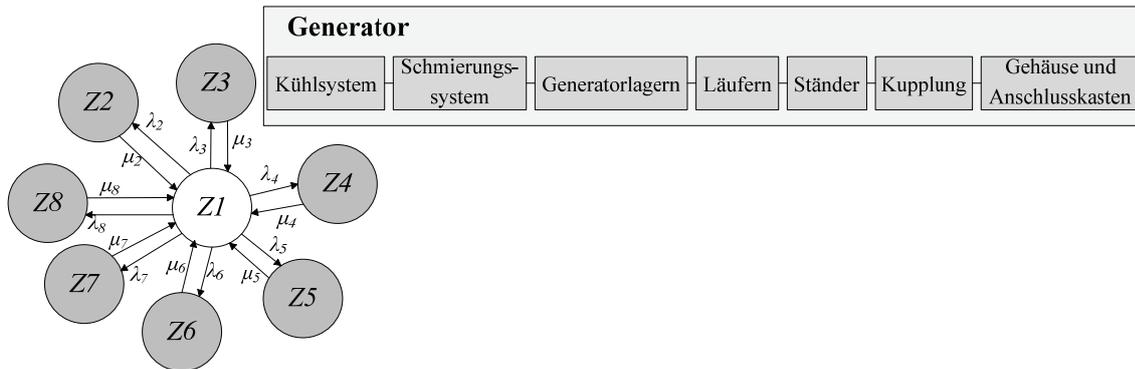


Abbildung 4-14: Zustandsmodell (1. Ordnung) und Blockdiagramm des Generators

Die Subkomponenten der Hauptkomponente Generator sind in Reihe geschaltet (vgl. Abbildung 4-14). Er ist nicht redundant ausgelegt, d. h., wenn eine der sieben Subkomponenten ausfällt, befindet sich die gesamte Hauptkomponente Generator im Nicht-Betriebs-Zustand. Die möglichen Zustände dazu sind entweder der Betriebszustand (Z1), in dem alle Subkomponenten in Betrieb sind, oder die Nicht-Betriebs-Zustände Z2 bis Z8, in denen eine der sieben Subkomponenten ausfällt.

Weitere Hauptkomponenten

In dieser Arbeit werden zwei Hauptkomponenten ohne Subkomponenten modelliert. Zum einen die mechanische Bremse, die zu einer Notfallbremsung sowie als Feststellbremse dient. Sie befindet sich auf der schnellen Welle bzw. zwischen Getriebe und Generator, damit die Bremsengröße reduziert wird [37]. Bei modernen Anlagen wird allerdings wegen der automatischen Blattverstellung die aerodynamische Bremse bevorzugt. Ihr Ausfall verursacht ebenfalls einen Stillstand der Anlage.

Die andere Hauptkomponente ist der Transformator, der hier ebenfalls ohne Subkomponenten modelliert wird. Diese Komponenten sind bei allen Windenergieanlage-Konzepten vorhanden.

4.2.2.3 Ebene des Gesamtsystems (Ebene 0)

Die Ebene 0 beschreibt das gesamte System der Windenergieanlage (als eigenständig arbeitendes System) und fasst alle Hauptkomponenten mit ihren jeweiligen Subkomponenten in einem endgültigen Modell zusammen. Zusätzlich zu den ungeplanten Anlagenausfällen ist es möglich, auf dieser Ebene auch geplante Ausschaltungen, z. B. aufgrund von Instandhaltungsarbeiten zu berücksichtigen (vgl. Abschnitt 4.2.3.2).

Dieses Modell wird in der Zuverlässigkeitsberechnung des gesamten Offshore-Windparks verwendet. Dass dieses Modell sämtliche möglichen Zustände zusammenfasst, vereinfacht den gesamten Rechenaufwand deutlich. Der Vorteil besteht dabei darin, dass aus einem sehr komplexen und aus vielen Komponenten bestehenden System hierarchisch ein vereinfachtes Modell erstellt werden kann, welches sich dann je nach Windenergieanlage-Typ nur durch die individuellen Zuverlässigkeitskenndaten unterscheidet.

4.2.3 Das Vier-Zustands-Modell für Windenergieanlagen

4.2.3.1 Aggregation der Modellierungsebenen

Die Aggregation der Ebenen des Windenergieanlagenmodells beginnt auf der untersten Ebene 2. Dort werden anhand der Zustandsdiagramme die Subkomponenten berechnet. Dadurch ergeben sich die Eingangsdaten für die Ebene 1, in der die Hauptkomponenten berechnet werden. Durch die Berücksichtigung der Subkomponenten verändert sich das Zustandsdiagramm der Hauptkomponenten bei Windenergieanlagen-Konzepten mit Teilumrichter im Vergleich zum in Abschnitt 4.2.2.1 dargestellten Diagramm. Der Unterschied liegt darin, dass hier zum Ausfall- und zum Betriebs-Zustand ein neuer Zustand hinzukommt, nämlich der Teilleistungsbetriebs-Zustand. Die möglichen Zustände (Abbildung 4-15) dazu sind einmal der Betriebszustand $Z1$, in dem alle Komponenten in Betrieb sind, der Teilbetriebszustand $Z11$ in dem Fall, dass einer der beiden Teilumrichter ausfällt, sowie die anderen Zustände ($Z2$ bis $Z10$ und $Z12$), die den Nicht-Betriebs-Zustand darstellen, in dem eine der Hauptkomponenten ausfällt.

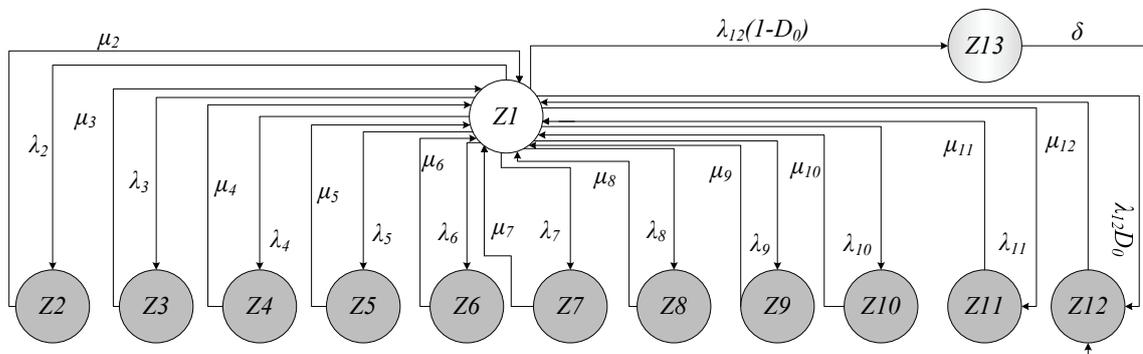


Abbildung 4-15: vollständiges Zustandsmodell der Hauptkomponenten unter Berücksichtigung von Teilleistungsbetrieb

Die Aggregation der möglichen Zustände von der untersten Ebene (2. Ebene) zur obersten Ebene (0. Ebene) ist in Abbildung 4-16 dargestellt. Zuerst werden die Subkomponenten auf der Ebene 2 anhand ihrer Zuverlässigkeitskenndaten einzeln berechnet. Die resultierenden Ergebnisse aus der Ebene 2 stellen die Zuverlässigkeitskenndaten der Ebene 1 bzw. die Hauptkomponenten dar. Bei der Berechnung von Ebene 1 ergibt sich auf der Ebene 0 je nach dem Anlagenaufbau das Drei-Zustands-Modell bzw. das Zwei-Zustands-Modell. Falls keine Zuverlässigkeitskenndaten der Subkomponenten vorhanden sind, werden die Zuverlässigkeitskenndaten für die Hauptkomponenten direkt für die Bestimmung der Ebene 0

verwendet. Auf dieser Ebene (Ebene 0) wird zusätzlich der Zustand der Instandhaltung hinzugefügt. Dieser Zustand wird in Abschnitt 4.2.3.2 beschrieben.

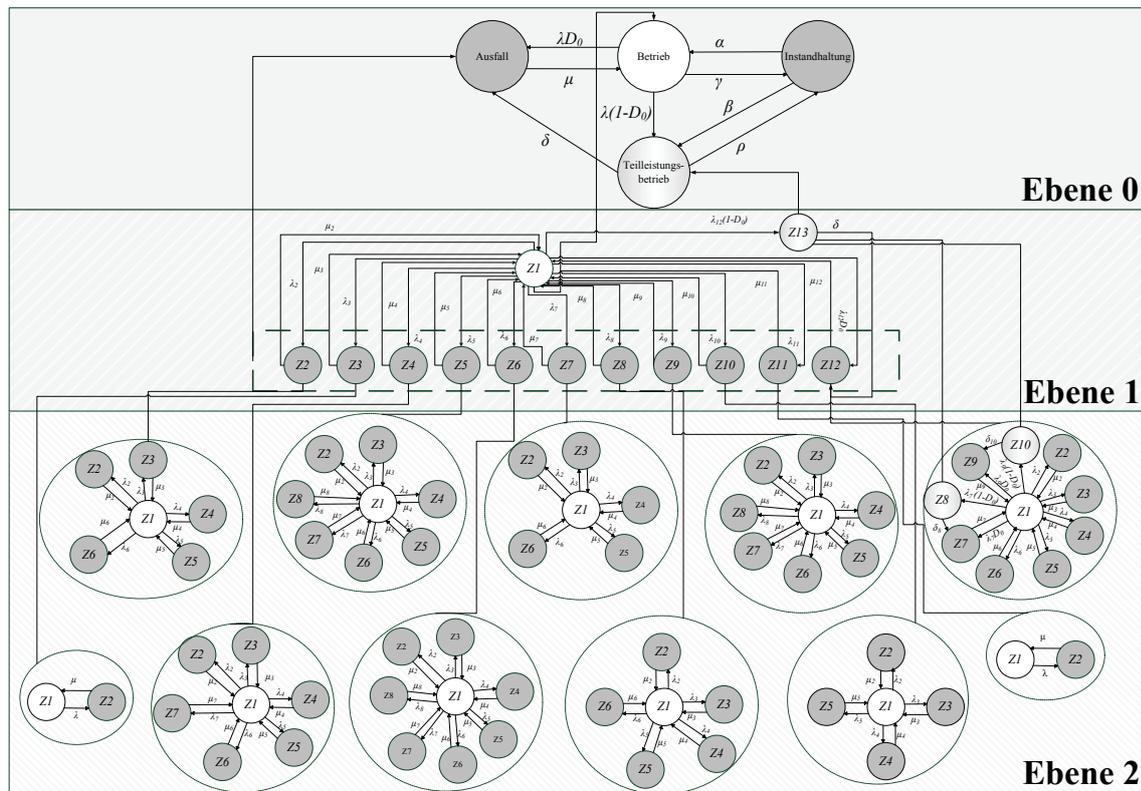


Abbildung 4-16: Modellierungsebenen der Windenergieanlage

4.2.3.2 Berücksichtigung geplanter Instandhaltung

Instandhaltung ist ein üblicherweise jährlicher Prozess, um die Windenergieanlagen-Komponenten zu inspizieren, zu warten und in Stand zu setzen. Es handelt sich hierbei um eine deterministische und nicht um eine stochastische Ausschaltung der Windenergieanlage. Betriebs- und Wartungskosten betragen im Offshore-Bereich zwischen 15 % und 30 % der Energiekosten [60]. Aufgrund der enormen Kosten wird die Wartungsarbeit nur einmal pro Jahr und Windenergieanlage durchgeführt. Wegen der besseren Wetterverhältnisse werden Instandhaltungsarbeiten offshore nur in den Sommermonaten durchgeführt. Die Dauer der Arbeit ist von der Windparkentfernung, den eingesetzten Transportmitteln (Logistik) und der Anzahl der Techniker (Mitarbeiter) abhängig.

Bei der jährlichen Instandhaltung einer Windenergieanlage wird neben dem Wechsel des Schmierungssystems und Öl-Filters eine visuelle Inspektion der Rotorblätter durchgeführt. Bei dem doppelt gespeisten Asynchrongenerator werden zusätzlich die Bürsten und der Schleifring überprüft [60].

4.2.3.3 Gesamtmodell auf Ebene 0

Die Modellierung der Windenergieanlage wurde in Abschnitt 4.2.3.1 aus den Subkomponenten-Ebenen (Ebene 2) heraus in Anlehnung an das *6-Zustands-Modell* für konventionelle

Kraftwerke [15] entwickelt. Die Windenergieanlage hat unterschiedliche Betriebszustände, die vom Zustand ihrer Komponenten selbst (Hauptkomponenten und Subkomponenten) sowie vom Zustand des Windparknetzes (Ausfallsituation im Netz), von der Windgeschwindigkeit (wird durch die geordnete Jahresdauerlinie repräsentiert) aber auch von der Instandhaltung abhängen.

Die einzelnen Hauptkomponenten sowie die einzelnen Subkomponenten und deren jeweilige Modellierung können zu einem Gesamtmodell zusammengefasst werden. Dadurch ergeben sich vier mögliche Zustände:

Ausfallzustand: Beschreibt den nicht-betriebsbereiten Zustand der Windenergieanlage aufgrund eines Ausfalls von Windenergieanlagenkomponenten.

Betriebszustand: Beschreibt den normalen Betrieb der Windenergieanlage.

Teilleistungsbetriebszustand: Beschreibt die Leistung sowohl bei reduziertem Betrieb als auch bei gestörtem Betrieb aufgrund von Störungen der Komponenten einer Windenergieanlage. Durch die Einführung dieses Zustands ergeben sich für den Übergang vom Zustand *Betrieb* in den Zustand *Ausfall* zwei Möglichkeiten, deren Eintrittshäufigkeit durch die Wahrscheinlichkeit für eine Sofortabschaltung D_0 gegeben ist.

Eine Windenergieanlage kann durch eine fehlerhafte Komponente direkt, also verzögerungsfrei, in den Zustand *Ausfall* übergehen. Ein Beispiel für einen solchen Übergang ist eine Sofortabschaltung der Windenergieanlage, die durch den Ausfall einer der Hauptkomponenten verursacht wird.

Bei einigen Ausfällen von Komponenten der Windenergieanlage (redundante Komponenten, die nicht direkt zum Ausfall führen), wie beim Ausfall der Teilumrichter, wird vor dem Zustand *Ausfall* der Zustand *Teilleistungsbetrieb* durchlaufen. Dabei muss die Windenergieanlage zwar repariert werden, es kann aber durch die redundant ausgelegten Komponenten (in einigen Subkomponenten vorhanden) zu einer gewissen Verzögerung kommen. Die Anlage kann dabei mit reduzierter Leistung weiterbetrieben werden. Die Reparatur wird zum nächstmöglichen Zeitpunkt durchgeführt. Dieser ist unter anderem abhängig von der Zugänglichkeit der Anlage. Die Dauer des *Teilleistungsbetriebszustands* T_{TLB} kann anhand der Formel (4-28) berechnet werden:

$$T_{TLB} = \frac{1}{(\rho + \delta)} \approx \frac{1}{\delta} \quad \text{da } \rho \ll \delta \quad (4-28)$$

Der Zustandsübergang von *Ausfall* zu *Betrieb* kann durch die Reparatur der ausgefallenen Komponente erreicht werden. Die Dauer des *Ausfallzustands* T_A kann wie folgt berechnet werden:

$$T_A = \frac{1}{\mu} \quad (4-29)$$

Instandhaltungszustand: Beschreibt den Stillstand der Windenergieanlage wegen Instandhaltungsmaßnahmen im Zuge von Wartungs-, Instandsetzungs- oder Inspektionsarbeiten. Der Zustand *Instandhaltung* kann bei der Windenergieanlage aus dem Zustand *Betrieb* oder – in seltenen Fällen – aus dem Zustand *Teilleistungsbetrieb* heraus erreicht werden. Ebenso kann die

Windenergieanlage theoretisch aus diesem Zustand wieder in beide Ausgangszustände zurückkehren. Dieser Zustand wird lediglich auf der obersten Aggregationsebene (0. Ebene) eingeführt, da bei den hier relevanten Wartungsmaßnahmen an einer Windenergieanlage stets die gesamte Anlage außer Betrieb genommen wird.

Der Übergang vom Instandhaltungszustand in den Teilleistungsbetriebszustand kann durchaus vorkommen, wenn Wartungsarbeiten nicht abgeschlossen werden können – z. B. aufgrund von fehlenden Ersatzkomponenten oder Wettereinflüssen (Anstieg der Wellenhöhe oder schlechte Sichtverhältnisse). Damit werden die schon begonnenen Wartungsarbeiten unterbrochen. Während dieser Zeit befindet sich die Anlage im Teilleistungsbetrieb.

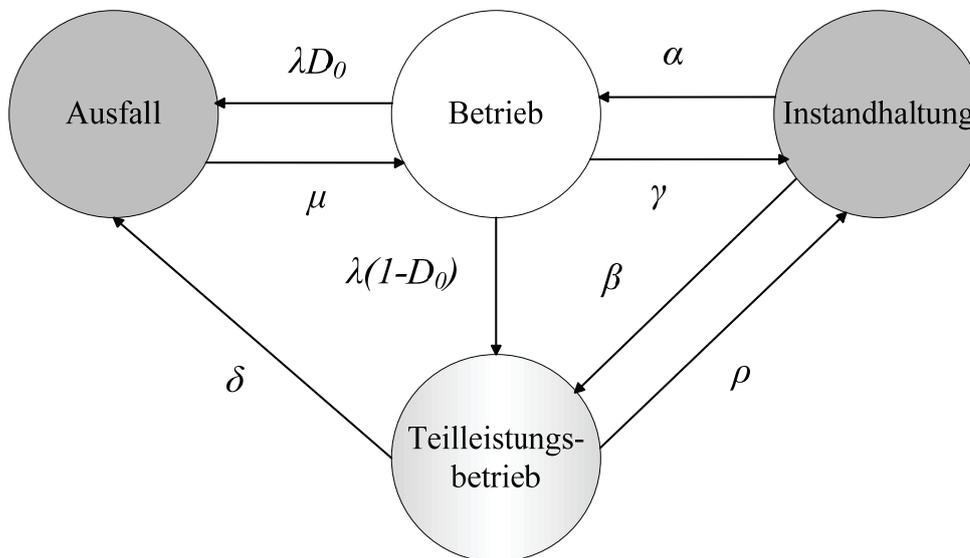
Falls sich eine Anlage im Teilleistungsbetriebszustand befindet und gleichzeitig eine offene Instandhaltungsmaßnahme besteht, wird die Anlage nach einer gewissen Zeit, die vom Wetter sowie von der Logistik abhängig ist, in den Zustand Instandhaltung übergehen.

Mithilfe von Formel (4-30) und (4-31) können die Instandhaltungsdauer T_I und die Instandhaltungshäufigkeit H_I ermittelt werden.

$$T_I = \frac{1}{(\alpha + \beta)} \approx \frac{1}{\alpha} \quad \text{da } \alpha \gg \beta \quad (4-30)$$

$$H_I = \rho + \gamma \approx \gamma \quad \text{da } \rho \ll \gamma \quad (4-31)$$

Für die Bestimmung der Zustandsübergänge dieses Modells sind die Zuverlässigkeitskenndaten notwendig, die in Abbildung 4-17 zu sehen sind. Hierzu können einige Größen (μ , λ , D_0 und δ) aus der Berechnung der ersten beiden Modellebenen (Ebene 1 und Ebene 2) gewonnen werden.



μ : Reparaturrate, λ : Ausfallhäufigkeit, δ : Abschalt rate im Teilleistungsbetrieb, D_0 : Wahrscheinlichkeit Sofortabschaltung, α : Übergangsrate vom Zustand Instandhaltung in den Zustand Betrieb, β : Übergangsrate vom Zustand Instandhaltung in den Zustand Teilleistungsbetrieb, γ : Übergangsrate vom Zustand Betrieb in den Zustand Instandhaltung, ρ : Übergangsrate vom Zustand Teilleistungsbetrieb in den Zustand Instandhaltung

Abbildung 4-17: Das Vier-Zustands-Modell einer Windenergieanlage (0. Ebene)

Externe Einflüsse auf die Windenergieanlage wie z. B. durch die Betriebsführung wurden in diesem Modell nicht berücksichtigt.

Der Windenergieanlage soll je nach Standort im Windparknetz eine unterschiedliche geordnete Jahresdauerlinie zugeordnet werden können, um Abschattungseffekte zu berücksichtigen (vgl. Abschnitt 3.3). Diese geordnete Jahresdauerlinie stellt die mögliche eingespeiste Leistung pro Jahr dar.

4.2.4 Modellbildung konkreter Windenergieanlagen

In diesem Abschnitt wird die konkrete Modellbildung der vier in Abschnitt 3.1.2 beschriebenen, wesentlichen Windenergieanlage-Konzepte im Offshore-Bereich dargestellt. Eines ist das DGAG-Konzept mit einem doppelt gespeisten Asynchrongenerator. Das zweite ist das AG-Konzept mit einem Asynchrongenerator mit Vollumrichter. In beiden Konzepten werden Getriebe eingesetzt. Das dritte ist das PMSG-Konzept mit einem permanentenerregten Synchrongenerator und Vollumrichter, und das vierte ist das Synchrongenerator-Konzept (SG) mit einem getriebelosen Synchrongenerator und Vollumrichter. Alle Konzepte verfügen über ein pitch-geregeltes Blattverstellungssystem mit elektrischen Antrieben, außer dem AG-Konzept mit einem hydraulischen Antrieb. Das PMSG-Konzept verfügt – im Gegensatz zum AG- oder DGAG-Konzept – über ein einstufiges Getriebe.

4.2.4.1 Ergebnisse Hauptkomponenten (1. Ebene)

Für die Berechnung der Ergebnisse dieser Ebene wurden zuerst die Eingangsgrößen bzw. die Zuverlässigkeitskenndaten für die Markov-Modelle der Ebene 2 (Subkomponentenebene) ermittelt (Daten inklusive Quellenangaben siehe Tabelle 11-4). Danach wurden daraus die Kenndaten auf der Hauptkomponentenebene berechnet. Die resultierenden Zuverlässigkeitskenndaten für die Hauptkomponenten sind in Tabelle 4-2 dargestellt.

Die Wahrscheinlichkeit der Sofortabschaltung D_0 wurde anhand der prozentualen Störungsauswirkung zum Anlagenstillstand von [18] übernommen und beträgt 73 %. Diese wird auf der 2. Ebene eingegeben und wird auf die 1. Ebene und die 0. Ebene umgerechnet.

Die Berechnungsergebnisse zeigen in einigen Hauptkomponenten (Elektrik, Blattverstellungssystem und Getriebe) Unterschiede zwischen den vier behandelten Windenergieanlagen-Konzepten. Dies liegt – wie schon in Abschnitt 4.2.2.2 ausführlich erläutert – an der unterschiedlichen Redundanz dieser Hauptkomponenten auf der Subkomponentenebene sowie an der Anzahl der Subkomponenten je Hauptkomponente.

Der größte Unterschied zwischen allen Konzepten ist im Bereich der Blattverstellung zu erkennen. Das DGAG-, PMSG- und SG-Konzept verfügen über ein elektrisches Blattverstellungssystem (vgl. Abschnitt 4.2.2.2), das eine Redundanz beim Pitch-Regler sowie bei der Sensorik aufweist. Im AG-Konzept kommt dagegen ein hydraulisches Blattverstellungssystem (vgl. Abschnitt 4.2.2.2) zum Einsatz, in dem die Subkomponenten bei jedem Rotorblatt jeweils in Serie geschaltet sind und daher keine Redundanz aufweisen.

Durch den redundanten Aufbau der Elektrik ist die Ausfallhäufigkeit beim DGAG im Vergleich zu den anderen Konzepten geringer.

Tabelle 4-2: Zuverlässigkeitskenndaten der Hauptkomponenten

| Hauptkomponenten | AG | | PMSG | | DGAG | | SG | |
|--------------------------------|-----------------|-----------|-----------------|-----------|---|----------------------------|-----------------|-----------|
| | λ [1/a] | T_A [h] | λ [1/a] | T_A [h] | λ [1/a] D_0 [%] $(1-D_0)\lambda$ [1/a] | T_A [h] T_{TLB} [h] | λ [1/a] | T_A [h] |
| Tragestruktur-Komponenten | 0,050 | 743 | 0,050 | 743 | 0,050 | 743 | 0,010 | 743 |
| Rotorsystem | 0,169 | 562 | 0,169 | 562 | 0,169 | 562 | 0,248 | 575 |
| Generator | 0,077 | 997 | 0,077 | 997 | 0,077 | 997 | 0,135 | 1093 |
| Elektrik | 0,797 | 211 | 0,797 | 211 | 0,501 80,57 0,097 | 206 39 | 0,797 | 211 |
| Getriebe | 0,095 | 919 | 0,067 | 828 | 0,095 | 919 | — | — |
| Sensor- und Regelungseinheiten | 0,276 | 270 | 0,276 | 270 | 0,276 | 270 | 0,533 | 270 |
| Triebstrang | 0,089 | 1054 | 0,089 | 1054 | 0,089 | 1054 | 0,071 | 848 |
| Mechanische Bremse | 0,020 | 618 | 0,020 | 618 | 0,020 | 618 | 0,027 | 618 |
| Hydraulische Blattverstellung | 0,266 | 785 | — | — | — | — | — | — |
| Elektrische Blattverstellung | — | — | 0,202 | 640 | 0,202 | 640 | 0,202 | 640 |
| Windnachführungssystem | 0,096 | 426 | 0,096 | 426 | 0,096 | 426 | 0,176 | 449 |
| Transformator | 0,013 | 476 | 0,013 | 476 | 0,013 | 476 | 0,013 | 476 |

4.2.4.2 Ergebnisse Gesamtmodell (0. Ebene)

Die aus den Subkomponenten berechneten Kenndaten nach Tabelle 4-2 werden nun als Eingangsgrößen für die Berechnung der Ausfallkombinationen aller Hauptkomponenten verwendet.

Die Ergebnisse dieser Ebene stellen die Zuverlässigkeitskenndaten der 0. Ebene (Abbildung 4-17) für die vier Windenergieanlagen-Konzepte dar (in Tabelle 4-3 dargestellt). Sie unterscheiden sich voneinander aufgrund der Redundanz der beiden Konzepte auf den Subkomponenten-Ebenen sowie des Komponentenaufbaus (z. B. Getriebe).

Tabelle 4-3: Zuverlässigkeitskenndaten für die 0. Ebene

| Zuverlässigkeitskenndaten | AG | PMSG | DGAG | SG |
|---------------------------|-------|-------|-------|-------|
| λ [1/a] | 1,951 | 1,859 | 1,508 | 2,214 |
| $(1-D_0)\lambda$ [1/a] | — | — | 0,048 | — |
| D_0 [%] | | | 93,88 | |
| $1/\mu$ [h] | 463 | 426 | 490 | 407 |
| T_{TLB} [h] | — | — | 39 | — |
| γ [1/a] | 1 | 1 | 1 | 1 |
| $1/\alpha$ [h] | 30 | 30 | 30 | 30 |

Das SG-Konzept hat aufgrund der geringeren Redundanz auf der Subkomponenten-Ebene (vgl. Elektrik) sowie die unzuverlässigeren Subkomponenten (vgl. Tabelle 11-4) eine signifikant höhere Ausfallhäufigkeit λ als das DGAG-Konzept. Darüber hinaus existiert der Teilleistungsbetriebszustand nur im DGAG-Konzept. Daher werden die Zustandsübergänge $(1-D_0)\lambda$ und T_{TLB} für alle anderen Konzepte nicht berechnet.

Die Aus-Dauer der Windenergieanlagen nach dem DGAG-Konzept ist gegenüber der beim SG-Konzept erhöht, was auf die längere Reparaturdauer bei Ausfällen der Komponenten Getriebe und Triebstrang zurückzuführen ist.

Insgesamt weisen die Windenergieanlagen des AG- und SG-Konzeptes eine deutlich geringere Verfügbarkeit auf als die des DGAG- und PMSG-Konzeptes.

Zusätzlich zu den berechneten Kenndaten der 0. Ebene in Tabelle 4-2 sind die Kenndaten der Instandhaltung für die Vervollständigung des *Vier-Zustands-Modells* wichtig. Für die Instandhaltung wurden bei allen untersuchten Konzepten die gleichen Daten verwendet (vgl. Tabelle 4-3).

Die Instandhaltungsstrategie ist von dem Anlagenkonzept und vom OWB abhängig und damit von OWB zu OWB unterschiedlich. Bei den verwendeten Daten werden 180 Mannstunden pro Anlage für die Durchführung der Wartungsarbeit benötigt. Die Arbeit wird mit sechs Service-Technikern (Mitarbeitern) durchgeführt. Da die Wartungsarbeit nur am Tag stattfinden kann, werden je nach Wetterlage ca. 3 bis 4 Tage pro Anlage benötigt. Dadurch ergeben sich die Instandhaltungsdaten in Tabelle 4-3.

Ein Beispiel (inkl. Formel) für die Berechnung des Übergangs von Subkomponenten zu Hauptkomponenten ist im Anhang 11.2 dargestellt. Zusätzlich dazu ist die Ergänzung der Instandhaltung auf Ebene 0 beschrieben.

4.3 Modellbildung von Wettereinflüssen

In diesem Kapitel werden die meteorologischen Einflüsse auf die Zuverlässigkeitsberechnung aufgezeigt und modelliert. Da im Offshore-Bereich sowohl die Leistung einer Windenergieanlage als auch die Reparaturarbeit wetterabhängig sind, ist eine Nachbildung des Wetters für die Zuverlässigkeitsberechnung von großer Bedeutung. Im Offshore-Bereich gibt es im Laufe des Jahres sehr starke Wetterschwankungen. Die Abbildung des tatsächlichen Wetters beeinflusst zwei für die realitätsgerechte Zuverlässigkeitsberechnung wichtige Faktoren:

- Einspeiseleistung – diese wird durch die geordnete Jahresdauerlinie repräsentiert und hängt von der Windgeschwindigkeit ab.
- Zuverlässigkeitskenndaten – diese bestehen aus der Reparaturdauer und der Ausfallhäufigkeit. Die Reparaturdauer ist stark von der Wellenhöhe und damit vom Wetter abhängig.

4.3.1 Zugänglichkeit

Die Wellenhöhe ist ein entscheidender Faktor für die Zugänglichkeit der Anlage und damit für die Reparaturdauer (auch für die Durchführung von Wartungsarbeiten auf See). Wird eine bestimmte Wellenhöhe überschritten, so können Wartungs- und Reparaturarbeiten aus Gründen der Personensicherheit nicht durchgeführt werden. In dieser Arbeit wird daher eine maximal zulässige Wellenhöhe von 1,5 m für Wartungs- und Reparaturarbeiten angenommen.

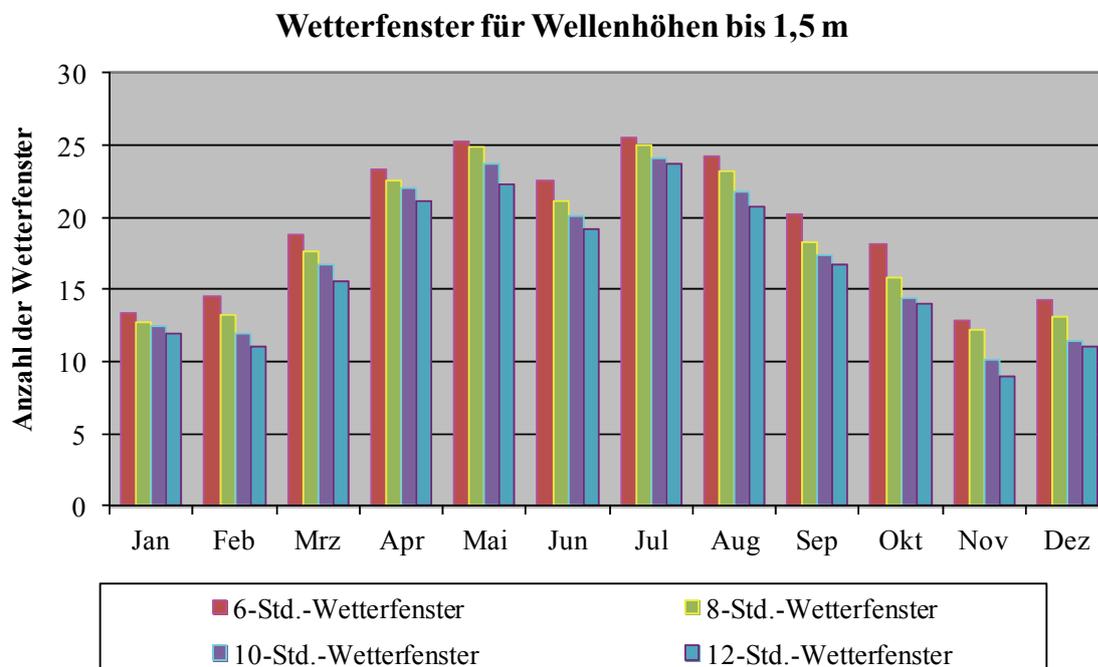


Abbildung 4-18: Wetterfenster für Wellenhöhen bis 1,5 m [61]

Je nach Art der durchzuführenden Arbeiten können Reparatur- bzw. Wartungsarbeiten eine Zeit von einigen Stunden bis zu mehreren Tagen in Anspruch nehmen. Daher spielt die Betrachtung eines geeigneten Wetterfensters für Reparaturarbeiten eine entscheidende Rolle.

Durch eine Auswertung der Wellenhöhen wurde die Anzahl der Wetterfenster im Verlauf eines Jahres ermittelt. Die Anzahl an Wetterfenstern unterschiedlicher Länge pro Monat ist in Abbildung 4-18 dargestellt. Die maximale Wellenhöhe für ein Wetterfenster beträgt dabei 1,5 m.

Die Wetterdaten sind von Jahr zu Jahr unterschiedlich. Auch innerhalb eines Jahres weisen die Wellenhöhen starke Schwankungen auf (vgl. Abbildung 4-18).

Um eine realitätsgerechte Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks durchzuführen, ist es erforderlich, die Wetterverhältnisse, die einen Einfluss auf die Zuverlässigkeitskenndaten haben, in einem Wettermodell nachzubilden.

Bei der Betrachtung der Wetterdaten in Abbildung 4-18 (Mittelwert über mehrere Jahre) fällt auf, dass in den Wintermonaten (Oktober bis März) große Wellenhöhen vorherrschen. In den übrigen Monaten (Sommermonaten) gibt es größere Zeiträume mit niedrigen Wellenhöhen, sodass hier die Anzahl der Wetterfenster für Wartungs- oder Reparaturarbeiten höher ist.

Daraus lassen sich folgende Ergebnisse ableiten:

- Im Sommer:
niedrige Wellenhöhe → hohe Zugänglichkeit
- Im Winter:
größere Wellenhöhe → niedrige Zugänglichkeit

Der Datenbedarf für die Zuverlässigkeitskenndaten steigt demnach weiter, da nun zwischen Sommer- und Wintermonaten unterschieden werden muss. In den Sommermonaten ist mit einer deutlichen Verbesserung der Zugänglichkeit – im Vergleich zum gesamten Jahr – und damit mit einem Absinken der Reparaturdauer zu rechnen. Hingegen ist die Zugänglichkeit in den Wintermonaten schlechter als in den Sommermonaten. Dies führt zu höheren Reparaturzeiten.

Dabei sollen auch die Unterschiede zwischen den jeweiligen Betriebsmitteln berücksichtigt werden, da die Zugänglichkeit und die Länge der Wetterfenster z. B. für Schaltanlagenfehler und Kabelfehler von unterschiedlich großer Bedeutung sind.

Die Zuverlässigkeitskenndaten des gesamten Jahres (ohne Differenzierung nach Sommer und Winter) sind im Anhang (Abschnitt 11.6.1) zu finden.

Die Anpassung der Reparaturdauern stellt wiederum nur eine Näherung dar, da genauere Daten für die Steigerung der Aus-Dauer während der Wintermonate und das Absinken derselben während der Sommermonate nicht zur Verfügung stehen. Die für diese Arbeit genutzten Zuverlässigkeitskenndaten können nach den unterschiedlichen Ausfallmodellen (vgl. Abschnitt 2.2) für die Wintermonate und für die Sommermonate differenziert werden. Die Differenzierung erfolgte analog zu der in [35] vorgegebenen Datenbasis. Die differenzierten Zuverlässigkeitskenndaten können dem Anhang (Abschnitt 11.6.1) entnommen werden.

Anhand der Reparaturdauer für Kabel und Schaltanlagen aus [35] wurde das Verhältnis des gesamten Jahres zum Sommer bzw. Winter abgebildet. Für die Reparaturdauer des Transformators und der Windenergieanlage wurden die Daten anhand der Daten der Kabel und Schaltanlagen aus [35] angepasst.

Die Anpassungen der Aus-Dauern führen zu den in den nachfolgenden Abbildung 4-19, Abbildung 4-20, Abbildung 4-21 und Abbildung 4-22 dargestellten Aus-Dauern.

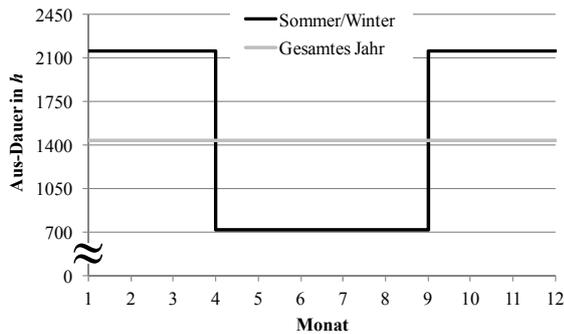


Abbildung 4-19: Aus-Dauern für Kabel im Vergleich Sommer und Winter [35]

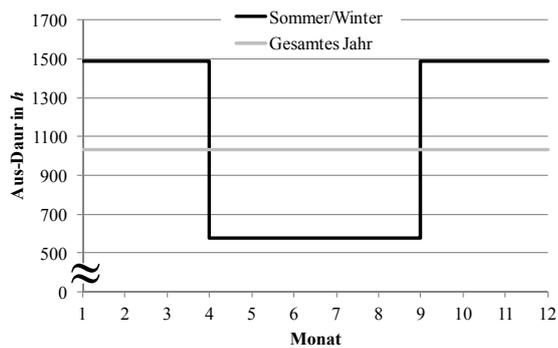


Abbildung 4-20: Aus-Dauern für Transformatoren im Vergleich Sommer und Winter

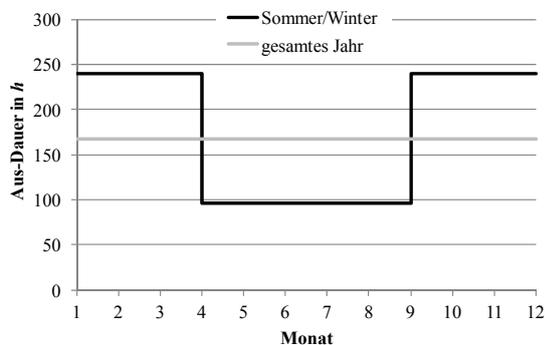


Abbildung 4-21: Aus-Dauern für Komponenten von Schaltanlagen im Vergleich Sommer und Winter [35]

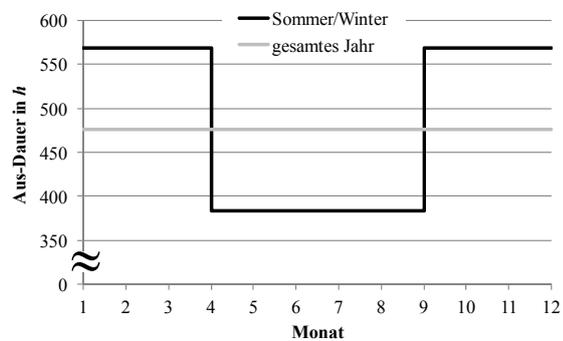


Abbildung 4-22: Aus-Dauern für Windenergieanlagen im Vergleich Sommer und Winter

Die Aus-Dauern von Kabeln (Abbildung 4-19) und Transformatoren (Abbildung 4-20) weisen im Jahresvergleich deutlich größere Unterschiede zwischen den Sommer- und Wintermonaten auf als die Reparaturzeiten für die Komponenten von Schaltanlagen und Windenergieanlagen (Abbildung 4-21 und Abbildung 4-22). Das folgt einerseits aus der Annahme, dass für eine Reparatur der Schaltanlagenkomponenten kleinere Wetterfenster ausreichend sind als für eine Reparatur der Transformatoren oder Kabel und andererseits aus der Art der Zugänglichkeit bzw. des Wartungskonzepts des Windparks. Bei Schaltanlagenkomponenten und Windenergieanlagen ist es möglich, diese mithilfe eines Hubschraubereinsatzes zu reparieren, wodurch die Reparaturzeiten auch im Winter nicht allzu stark ansteigen. Kabel und

Transformatoren lassen sich aufgrund ihrer Volumina und des Aufwandes der Reparaturarbeiten jedoch nur mithilfe eines Schiffseinsatzes reparieren. Ein Tausch dieser Komponenten dauert wesentlich länger als ein Tausch von Schaltanlagenkomponenten, weshalb erheblich größere Wetterfenster für die Reparatur vorhanden sein müssen.

Für normale Wartungs- und Reparaturarbeiten werden spezielle Serviceschiffe eingesetzt. Es besteht auch die Möglichkeit, Helikopter zu nutzen – diese werden zumeist für den Transport von Mitarbeitern eingesetzt. Die beiden Konzepte werden auch häufig kombiniert. Beim Ausfall einer größeren Komponente, der den kompletten Austausch derselben erfordert, werden Kranschiffe (Multi-Purpose Vessels) verwendet.

4.3.2 Einspeiseleistung

Neben der Anpassung der Aus-Dauern der Betriebsmittel muss der Einfluss der Windgeschwindigkeit auf die eingespeiste Leistung berücksichtigt werden.

Diese ergibt sich aus der Verteilung der Windgeschwindigkeiten. Die monatliche Verteilung der Windgeschwindigkeiten über den Verlauf eines Jahres (2009) sowie die Verteilung des Mittelwerts der Windgeschwindigkeiten der Jahre 2004 bis 2008 sind in Abbildung 4-23 dargestellt.

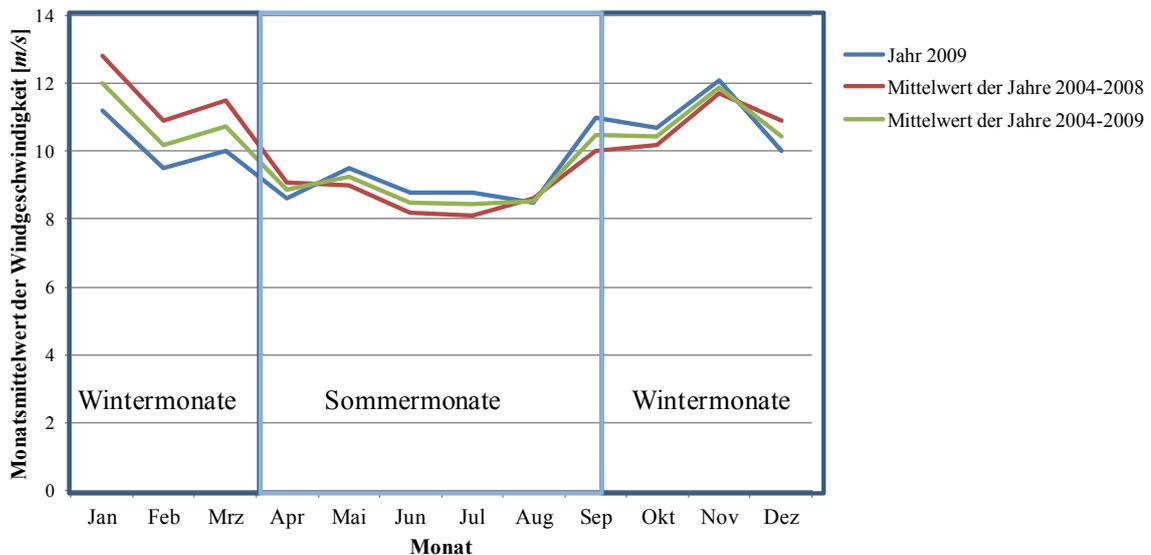


Abbildung 4-23: Windgeschwindigkeiten als Mittelwerte über verschiedene Jahre [62]

Daraus lassen sich folgende Ergebnisse ableiten:

- Im Sommer:
niedrigere Windstärke → niedrigere Einspeiseleistung
- Im Winter:
größere Windstärke → höhere Einspeiseleistung

Aus diesem Grund muss die geordnete Jahresdauerlinie (vgl. Abschnitt 3.3) entsprechend den obigen Erkenntnissen angepasst werden. Die geordnete Jahresdauerlinie wird für die Sommer- bzw. Wintermonate in zwei Teile aufgeteilt. Daraus resultieren die in den nachfolgenden

Abbildung 4-24 dargestellten Sommer- und Winter-Dauerlinien. Diese Dauerlinien stellen eine realitätsnahe Abschätzung der eingespeisten Leistung pro Betrachtungszeitraum dar.

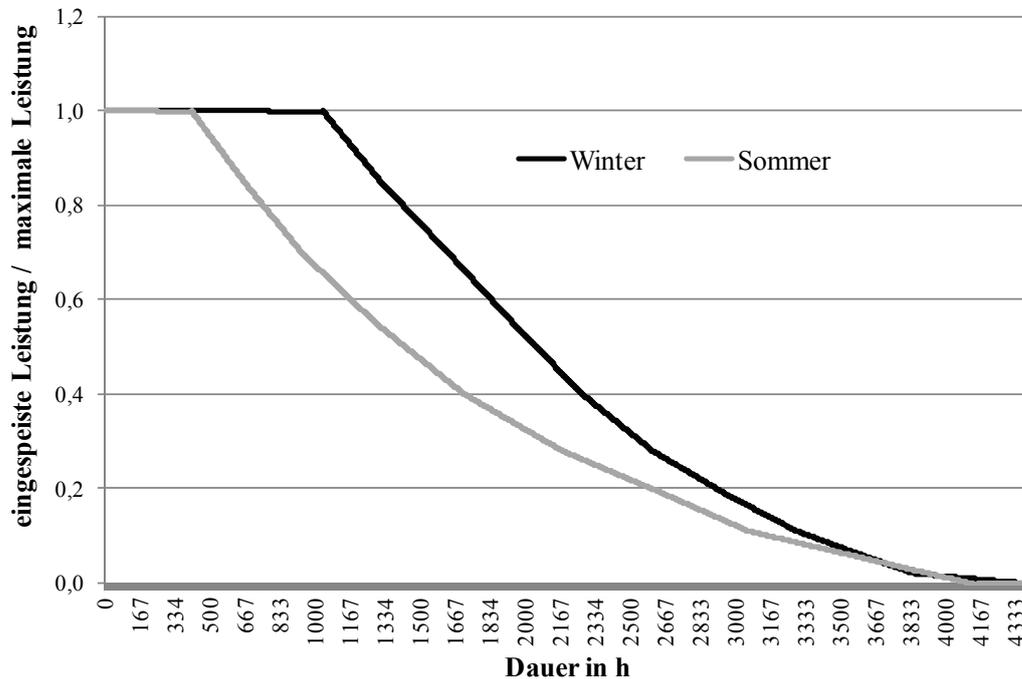


Abbildung 4-24: Sommer- und Winter-Dauerlinie

Der Einspeisungsgrad E_g ist mit $E_{gW} = 0,50$ im Winter deutlich größer als im Sommer mit $E_{gS} = 0,38$. Diese Dauerlinien wurden anhand der Korrelation zwischen den *FINO-1*-Wetterdaten [63] für eine 100 m Nabenhöhe und der Kennlinie der Windenergieanlage *REpower 6M* [64] berechnet.

Für die Betrachtungszeiträume Sommer und Winter wurden in dieser Arbeit gleichmäßig jeweils sechs Monate angesetzt. Diese Aufteilung soll im Modell aber beliebig verändert werden können. Da die Windgeschwindigkeit vom Standort des Windparks abhängig ist, sind die Betrachtungszeiträume der beiden Dauerlinien (Sommer- und Winter-Dauerlinie) auch standortabhängig, d. h. je nach Lage des Windparks variiert damit die Dauer der einzelnen Zeiträume (Sommer bzw. Winter). Die Einspeisungsgrade für die beiden Zeiträume können anhand der folgenden Formeln berechnet werden:

$$E_{gS} = \frac{1}{T_S} \sum_{i=1}^{T_S} \frac{P_i}{P_{\max}} \cdot 1h \quad (4-32)$$

$$E_{gW} = \frac{1}{T_W} \sum_{i=1}^{T_W} \frac{P_i}{P_{\max}} \cdot 1h \quad (4-33)$$

$$T_G = T_S + T_W = 8760h \quad (4-34)$$

Dabei sind P_i die Einspeiseleistung in Stunde i und P_{\max} die maximale Einspeiseleistung der Windenergieanlage.

T_S und T_W stellen jeweils die Betrachtungszeiträume für Sommer und Winter dar. Die Summe der beiden Betrachtungszeiträume (T_S und T_W) muss insgesamt 8760 h ergeben.

4.3.3 Auswirkung des Wettermodells auf die Zuverlässigkeitsberechnung

In den Wintermonaten liegt sowohl die Reparaturdauer der Komponenten als auch die Einspeiseleistung über dem Jahresdurchschnitt. In den Sommermonaten sind die Werte der beiden Größen hingegen deutlich kleiner.

Aus Berechnungen mit und ohne Berücksichtigung eines Wettermodells lässt sich ableiten, dass das Wettermodell eine überproportionale Auswirkung auf die Zuverlässigkeitskenngrößen hat (vgl. Abschnitt 6.1.2).

Durch eine weitergehende differenziertere Aufspaltung des gesamten Jahres (z. B. im Monate-Wettermodell) würde eine noch genauere Beurteilung der Zuverlässigkeitskenngrößen erreicht. Dazu müssten aber auch die benötigten Eingangsdaten (monatliche Dauerlinie der Einspeisung, monatliche Reparaturdauer der Betriebsmittel) für jeden Monat vorliegen. Aufgrund der derzeitigen Datenlage ist mit derart genauen Eingangsdaten in absehbarer Zeit nicht zu rechnen.

Für die Realisierung des Wettermodells in der Zuverlässigkeitssoftware – dies ist in [65] ausführlich beschrieben – sollen für die Berechnung von Offshore-Windparks vier Punkte berücksichtigt werden:

- Die Aus-Dauer aller Betriebsmittel soll getrennt eingegeben werden können (jeweils für Sommer und Winter).
- Für Sommer- bzw. Wintermonate werden unterschiedliche Dauerlinien verwendet.
- Die Betrachtungszeiträume für Sommer und Winter sind variable Größen (Summe: 1 Jahr).
- Die Berechnung der Zuverlässigkeitskenngrößen erfolgt getrennt für Sommer- und Wintermonate.

Durch die Einführung der Wettereinflüsse ist die Anzahl der Ausfallkombinationen – die eine sinnvolle Grenzwahrscheinlichkeit überschreiten und damit bei der Berechnung Berücksichtigung finden – für den Winter deutlich höher als für den Sommer, da die Nichtverfügbarkeit der Komponenten große Unterschiede in den beiden Zeiträumen aufweist.

Die getrennte Berechnung der Sommer- und Wintermonate ergibt nicht nur die Anpassung der Aus-Dauern der Betriebsmittel und der Einspeisekennlinien der Windenergieanlagen, sondern auch die Wahrscheinlichkeit für einen Ausfall. Hierzu werden getrennte Wahrscheinlichkeiten jeweils für Sommer Q_{AS} (Gleichung (4-36)) und Winter Q_{AW} (Gleichung (4-38)) berechnet. Anhand der beiden Wahrscheinlichkeiten kann die gesamte Wahrscheinlichkeit für das ganze Jahr Q_{ges} (Gleichung (4-39)) bestimmt werden.

$$f_{AS} = \frac{T_S}{T_G} \quad (4-35)$$

$$Q_{AS} = f_{AS} \cdot H_A \cdot T_S \quad (4-36)$$

$$f_{AW} = \frac{T_W}{T_G} \quad (4-37)$$

$$Q_{AW} = f_{AW} \cdot H_A \cdot T_W \quad (4-38)$$

$$Q_{ges} = Q_{AS} + Q_{AW} \quad (4-39)$$

Dabei sind f_{AS} der Faktor für die Dauer im Sommer und f_{AW} der Faktor für die Dauer im Winter.

Die Berücksichtigung von Wettereffekten in der Zuverlässigkeitsberechnung bringt viele Vorteile mit sich. Durch das Wettermodell wird die Berechnungsgenauigkeit erhöht, wodurch eine realistische Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks erreicht wird. Das Wettermodell ermöglicht zusätzlich eine Unterscheidung der Zeiträume. Durch diese Unterscheidung ist es gelungen, hinsichtlich der entgangenen Einspeisevergütung einen Vergleich zwischen Sommer und Winter zu erzielen und daraus geeignete betriebliche Maßnahmen wie eine optimierte Instandhaltungsstrategie abzuleiten.

4.4 Leistungsregelung der Windenergieanlagen bei Ausfällen

4.4.1 Allgemeines

Die Betriebsmittel im elektrischen Netz werden mithilfe vorgegebener maximaler Strombelastungen für Kabel und einer maximal übertragbaren Leistung für Transformatoren vor unzulässiger thermischer Beanspruchung geschützt [66].

Der Ausfall eines Betriebsmittels bei komplexeren Aufbauten von Offshore-Windparknetzen (vgl. Ringnetze und vermaschte Netze in Abbildung 3-3) führt häufig zu einer Überlastung anderer Betriebsmittel des Netzes. Diese Überlastung kann an einem Kabel oder einem Transformator entstehen und zu Folgeausfällen anderer Betriebsmittels durch Schutzauslösungen führen, insbesondere auch bei Netzumschaltungen im Rahmen von Wiederversorgungsmaßnahmen.

Da die heutigen Windenergieanlagen eine schnelle und selektive Anpassung ihrer Einspeiseleistung ermöglichen, können solche Überlastungen durch eine gezielte Leistungsregelung der Windenergieanlage vermieden werden, die in den herkömmlichen Zuverlässigkeitsmodellen [11, 14, 27, 28] nicht abgebildet ist. Um einen Wiederversorgungsprozess realitätsnah nachbilden zu können, ist also eine Regelung der Einspeiseleistung bei Auftreten eines Betriebsmittelausfalls im Windparknetz mit anschließender Betriebsmittelüberlastung erforderlich.

Neben der Bewältigung von Betriebsmittelüberlastungen bei einem Ausfall im Offshore-Windpark soll die Regelung der Einspeiseleistung gleichzeitig das vorhandene Windangebot bestmöglich ausnutzen, um somit die Einspeisungsverluste, die durch die Regelung entstehen, zu minimieren.

Da jede Betriebsmittelüberlastung gleichzeitig eine Einspeisungsregelung der betroffenen Windenergieanlagen bedeutet, ist es wichtig, zunächst die überlasteten Betriebsmittel zu identifizieren. Zusätzlich ist es von großer Bedeutung zu erkennen, welche Komponenten ausgefallen sind und welche Windenergieanlagen von diesem Ausfall betroffen sind.

Das Beispielnetz in Abbildung 4-25 besteht aus insgesamt zwölf Windenergieanlagen, die an ein Umspannwerk angebunden sind. Alle Windenergieanlagen, die die gleiche Nennleistung haben, sind miteinander durch Mittelspannungskabel (mit unterschiedlichen Kabelquerschnitten) verbunden und bilden zwei Halbringe (Stränge). Das Netz wird als offener Ring betrieben, d. h. die Trennstelle zwischen den beiden Halbringen ist im normalen Betrieb nicht geschlossen. Das Umspannwerk besteht aus zwei Zwe Wicklungstransformatoren, zwei MS-Schaltanlagen mit einer Sammelschienenkupplung und einer HS-Schaltanlage. Anhand dieses Netzes werden einige unterschiedliche Ausfallszenarien und die notwendigen Regelungsvorgänge der Einspeiseleistung der Windenergieanlage erläutert. So werden z. B. beim Ausfall des Kabels *K01* (vgl. Abbildung 4-25) zunächst die Windenergieanlagen *WEA01*, *WEA02*, *WEA03*, *WEA04*, *WEA05* und *WEA06* abgeschaltet. Nach dem Zuschalten der offenen Trennstelle (bzw. des Ringkabels) werden die bereits abgeschalteten Windenergieanlagen ihre

Leistung über dieses Ringkabel einspeisen. In diesem Netzzustand werden mehrere Kabel überlastet. Das am höchsten überlastete Kabel ist die Kabelstrecke *K10*. Durch eine Leistungsregelung der Windenergieanlagen, die ihre Leistung über Kabel *K10* einspeisen, kann eine Überlastung vermieden werden. Die Leistungsregelung geschieht aufgrund der Regelstufe R_S , die entweder manuell oder automatisch optimiert vorgegeben wird. Die Regelstufe R_S gibt die im Regelungsfall noch einspeisbare Leistung bezogen auf die maximal mögliche Einspeiseleistung der Windenergieanlage an. In diesem Fall (Kabel *K01* ausgefallen) werden die Windenergieanlagen *WEA01*, *WEA02*, *WEA03*, *WEA04*, *WEA05*, *WEA06*, *WEA10*, *WEA11* und *WEA12* auf $R_S = 37\%$ der maximalen Leistung geregelt. Die Leistungsregelung endet bei Reparatur des Kabels *K01*. Die drei Windenergieanlagen *WEA07*, *WEA08* und *WEA09* können weiterhin im normalen Betrieb ihre Leistung ins Netz einspeisen.

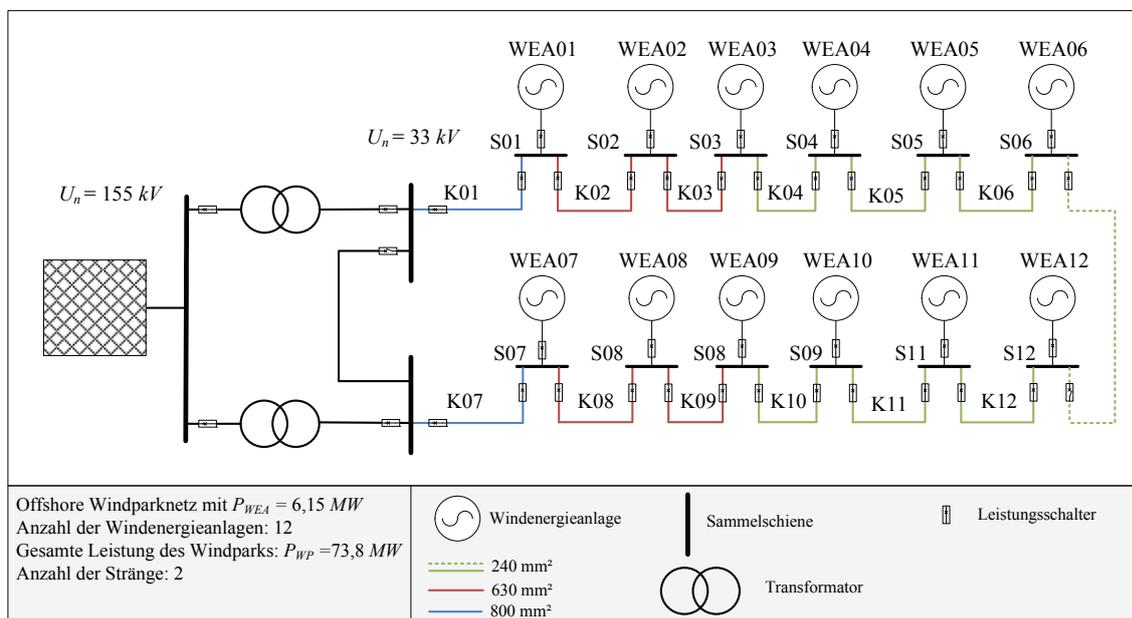


Abbildung 4-25: Schematische Darstellung des Windpark-Ringnetzes

Beim Ausfall der Schaltanlage *S03* (vgl. Abbildung 4-25) werden die Windenergieanlagen *WEA03*, *WEA04*, *WEA05* und *WEA06* abgeschaltet. Nach dem Schließen der offenen Trennstelle können die Windenergieanlagen *WEA04*, *WEA05* und *WEA06* mithilfe einer Leistungsregelung wieder in Betrieb genommen werden. Die Regelung beinhaltet zusätzlich die Anlagen *WEA10*, *WEA11* und *WEA12*. Diese sechs Anlagen werden auf $R_S = 56\%$ der maximalen Einspeiseleistung geregelt (bzw. reduziert). Die Windenergieanlage *WEA03* bleibt so lange abgeschaltet, bis die Schaltanlage repariert worden ist. Die Einspeiseleistung der restlichen fünf Anlagen (*WEA01*, *WEA02*, *WEA07*, *WEA08* und *WEA09*) werden von diesem Ausfall nicht beeinflusst.

Die Regelstufen unterscheiden sich in jedem Offshore-Windparknetz und müssen daher individuell ermittelt werden. Sie hängen hauptsächlich von der Betriebsmittelkapazität und der eingespeisten Leistung der Windenergieanlagen ab. Das Beispielnetz in Abbildung 4-25 hat gezeigt, dass sich die Regelstufe R_S mit unterschiedlichen Ausfallsituationen ändert. Abbildung 4-26 stellt als Beispiel die geordnete Jahresdauerlinie mit den unterschiedlichen Regelstufen der

Windenergieanlage *WEA12* dar, die in dem offen betriebenen Ringnetz (vgl. Abbildung 4-25) eingebunden ist. Insgesamt ergeben sich (vgl. Abbildung 4-26) neun sinnvolle Regelstufen für das Beispielnetz (vgl. Abbildung 4-25). Diese Regelstufen entstehen auf Basis mehrerer Untersuchungen unterschiedlicher Ausfallszenarien des Beispielnetzes (vgl. Abbildung 4-25).

Die größeren Regelstufen (z. B. 92 % oder 85 %), die zu einer geringeren Reduzierung der Einspeiseleistung führen, kommen durch Ausfälle (Kabel oder MS-Schaltanlage) am Ende des Stranges (dem Ende des Halbrings) zustande. Damit steigt die Regelstufe mit der Vergrößerung der Entfernung des Ausfallorts zum Umspannwerk. Ist der Ausfall näher am Umspannwerk, verkleinert sich die Regelstufe (z. B. 42 % oder 37 %), was zu einer größeren Reduzierung der Einspeiseleistung führt.

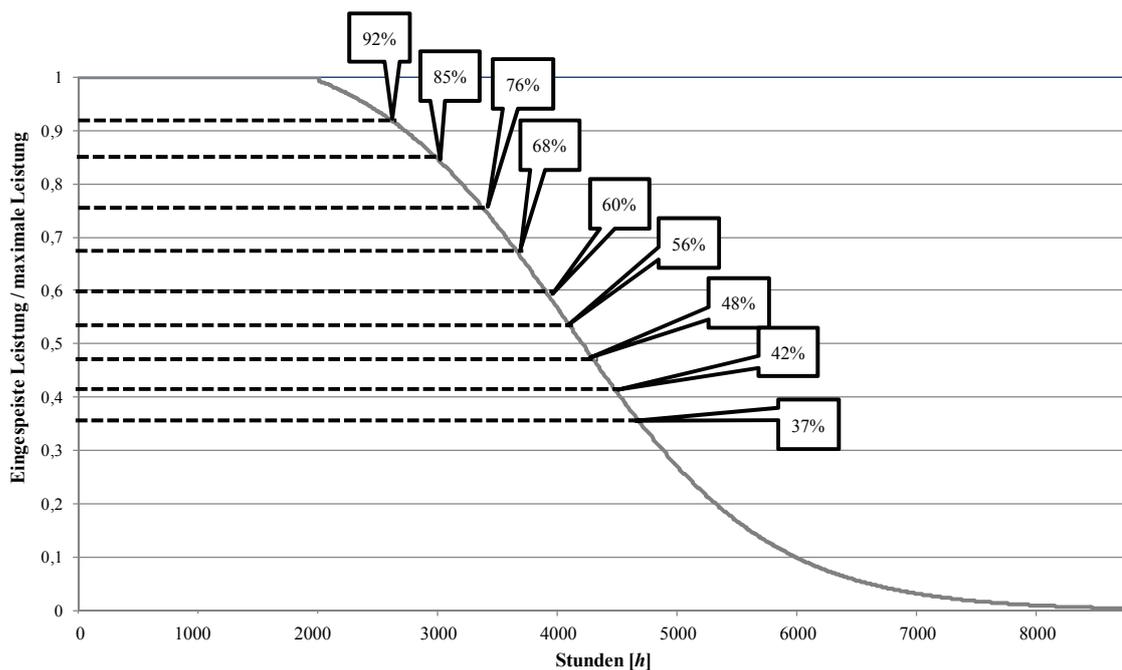


Abbildung 4-26: Die Regelstufen in der geordneten Jahresdauerlinie von *WEA12*

Eine spezielle Priorisierung der Vorgänge der Einspeiseregulierung zwischen den Anlagen im Windparknetz ist nicht erforderlich, wenn das Windparknetz ausschließlich aus identisch dimensionierten Windenergieanlagen besteht. Allerdings haben die Dauerlinie und der Standort der Anlage sowie die Netzinfrastruktur einen erheblichen Einfluss auf die Regelstufen und auf die Häufigkeit der Regelung.

Durch den Einsatz unterschiedlicher Kabelquerschnitte entsteht je nach Lage und Betriebsmittelkapazität unterschiedliches Regelungsverhalten der Windenergieanlagen, die sich bezüglich der Regelstufen unterscheiden. Windenergieanlagen, die sich in unmittelbarer Nähe des Umspannwerks befinden und über eine größere Betriebsmittelkapazität (z. B. aufgrund größerer Kabelquerschnitte) an das Umspannwerk angebunden sind, müssen meist nicht geregelt werden. Damit haben solche Anlagen neben größeren Regelstufen auch eine niedrigere Regelungshäufigkeit.

Andere Windenergieanlagen, die sehr weit vom Umspannwerk entfernt liegen und die sich am Ende des Stranges befinden bzw. über eine geringere Betriebsmittelkapazität angebunden sind, müssen entsprechend oft geregelt werden und besitzen niedrigere Regelstufen. Dies liegt daran, dass die Kabelauslegung bzw. die Dimensionierung der Kabelquerschnitte vom Umspannwerk ausgehend in der Regel kleiner wird.

Zusätzlich zu der Netztopologie beeinflusst das Wetter (Dauerlinien) die Leistungsregelung der Anlagen. Insbesondere in Zeiten starken Windes treten Überlastungen häufiger auf. In Zeiten schwachen Windes führen aufgrund der niedrigen Einspeiseleistung der Windenergieanlagen Betriebsmittelausfälle und nachfolgende Umschaltungen häufig nicht zu Überlastungen. Somit ist keine Regelung erforderlich. Damit ist die Leistungsregelung stark von den geordneten Jahresdauerlinien der Windenergieanlagen abhängig. Hierzu ist der Einspeisungsgrad E_g der geordneten Jahresdauerlinie für die Windenergieanlagenregelung entscheidend (siehe Abschnitt 4.1.2.4).

Nicht bei jeder Windenergieanlage sind die gleichen optimalen Regelstufen vorhanden. Durch die Standort-Unterschiede haben die Windenergieanlagen unterschiedliche geordnete Jahresdauerlinien. Zusätzlich unterscheiden sie sich in Bezug auf ihre Positionierung im Halbring (Strang). Dies führt dazu, dass jede Windenergieanlage ihre eigenen spezifischen Regelstufen hat, die sich von denen anderer Anlagen stark unterscheiden können.

Eine Leistungsregelung bei Ausfällen von Netzbetriebsmitteln war bisher in Offshore-Windparks weder möglich noch erforderlich, da die Windenergieanlagen im Wesentlichen über einfache Stichnetze angeschlossen waren. Im Rahmen der Arbeit wurden komplexe Netzstrukturen untersucht, so dass erstmals diese Ausfallsituationen auftraten. Daher wurden zunächst zwei prinzipielle Methoden zur Einspeisungsregelung der Windenergieanlagen entworfen. Die erste Methode „Manuelle Leistungsregelung“ ist durch vorgegebene Regelstufen definiert, die aus einer bestehenden Datenbank eingelesen werden, während die zweite Methode „Automatische Leistungsregelung“ die Regelstufen automatisch ermittelt.

4.4.1.1 Manuelle Leistungsregelung

Die Methode geht davon aus, dass die Leistungsregelung manuell (durch die Leitstelle oder einfache Software) in bestimmten, vorher festgelegten „Standardstufen“ erfolgt. Die manuelle Leistungsregelung findet – wie im Flussdiagramm der Leistungsregelung (vgl. Abbildung 4-27) – direkt nach der Bestimmung der Anzahl der betroffenen Windenergieanlagen statt, die geregelt werden müssen.

Die manuelle Leistungsregelung ist einfach zu implementieren. Diese Methode hat zusätzlich den Vorteil, dass die eingesetzten Regelstufen für die Windenergieanlagen meist der praxisnahen Stufe entsprechen. Diese berücksichtigen die unterschiedlichen Windenergieanlagentypen sowie die Auslastung der Betriebsmittel.

Der Nachteil dieser Methode liegt darin, dass die vorgegebenen Regelstufen für eine optimale Regelung oft nicht ausreichend sind. Diese Methode deckt nicht alle möglichen

Ausfallsituationen und ihre angepassten Regelstufen ab. Dadurch werden die nicht einspeisbare Energie sowie die reduzierte Einspeiseleistung durch die Regelung größer als nötig.

4.4.1.2 Automatische Leistungsregelung

Die automatische Regelung geschieht durch eine automatisierte Leistungszuteilung bei einem Ausfall, sodass keine vorgegebenen Regelstufen notwendig sind. Durch permanente Lastflussberechnungen des SCADA-Systems wird die Einspeiseleistung stets optimal angepasst. Im Gegensatz zur manuellen Methode werden die Regelstufen hier berechnet. In Abbildung 4-27 ist der Verlauf der Regelung im Flussdiagramm dargestellt. Diese Methode folgt dem gleichen Prozessablauf der Leistungsregelung wie die manuelle Methode in Abschnitt 4.4.1.1, allerdings wird von einer optimalen Regelung ausgegangen. Dies bedeutet, dass eine Regelung angenommen wird, die die Einspeiseleistung der betroffenen Windenergieanlagen exakt auf die maximale Betriebsmittelbelastbarkeit einstellt. Dies stellt dann automatisch die maximale Einspeiseleistung bei einem Betriebsmittelausfall im Windpark dar.

Der Vorteil der automatischen Einspeisungsregelung besteht darin, dass bei einem Ausfall im Windpark die optimale Regelstufe automatisch ermittelt und auch kontinuierlich an die Windsituation angepasst werden kann, ohne zuvor fest definierte Regelstufen vorgeben zu müssen. Dadurch kann die nicht einspeisbare Energie durch die Regelung minimiert werden.

4.4.2 Modellbildung in der Zuverlässigkeitsberechnung

Im Rahmen der Zuverlässigkeitsberechnung (vgl. Abschnitt 2.1) wird für jede Ausfallkombination zuerst eine Netzzustandsanalyse durchgeführt. Es handelt sich um eine Lastflussberechnung, die durchgeführt wird, um festzustellen, an welchen Netzknoten eine Einspeisungsunterbrechung vorliegt. Darüber hinaus ermittelt die Netzzustandsanalyse zusätzlich die kritischen Netzzustände wie z. B. Spannungsbandverletzungen oder Überlastungen von Netzkomponenten. Entstehende Betriebsmittelüberlastungen führen dabei zu Folgeausfällen und einer Ausweitung des Ausfalls. Um eine Betriebsmittelüberlastung und daraus resultierende Folgeausfälle zu verhindern, wird eine Regelung der Einspeiseleistung der betroffenen Windenergieanlagen durchgeführt. In Abbildung 4-27 ist der gesamte Verlauf des Leistungsregelungsmodells in einem Flussdiagramm dargestellt.

Da die Leistungsregelung bei einem Ausfall im Windpark ausschließlich bei einer Betriebsmittelüberlastung auftritt, werden zunächst die Auslastungen aller Betriebsmittel im Windparknetz berechnet. Dies erfolgt mithilfe der normierten Kapazität C_{jBi} .

Die normierte Kapazität C_{jBi} der Betriebsmittel B_i kann anhand der Formel (4-40) berechnet werden:

$$C_{jBi} = \frac{S_{Bi}}{S_{Bi\max}} \quad (4-40)$$

Dabei ist S_{B_i} die aktuelle Leistung, die über die Betriebsmittel B_i fließt. $S_{B_{i\max}}$ ist die maximale mögliche Leistung, welche über die Betriebsmittel B_i fließen darf. Der Index i bezeichnet das betrachtete Betriebsmittel und j bezeichnet den aktuellen Regelungsvorgang.

Eine Regelung ist nur erforderlich, wenn es in einer Ausfallsituation im gesamten Offshore-Windparknetz mindestens ein Betriebsmittel gibt, das eine Überlastung erfährt. Somit gilt:

$$C_{jB_i} > 1 \quad (4-41)$$

Gilt die Gleichung (4-41), so wird die notwendige Leistungsregelung nach dem Flussdiagramm in Abbildung 4-27 durchgeführt. Für die Regelung ist es wichtig, die Anzahl der betroffenen Windenergieanlagen zu bestimmen, die an einem überlasteten Betriebsmittel $Z_{\bar{i}}$ angeschlossen sind. Sind mehrere Überlastungen vorhanden, wird zuerst der höchste überlastete Zweig $Z_{\bar{i}\max}$ bearbeitet. Im Folgenden wird anstatt des Begriffs Betriebsmittel der Begriff Zweig eingeführt. Dieser Begriff kommt aus dem Knoten-Kanten-Modell und wird meist in der Lastflussberechnung verwendet. Es werden nur die Anlagen geregelt, die mit dem am höchsten überlasteten Zweig verbunden sind:

$$Z_{\bar{i}\max} = \max_i(Z_{\bar{i}}) \quad (4-42)$$

Nach der Ermittlung des am höchsten überlasteten Zweigs $Z_{\bar{i}\max}$ wird die Anzahl der betroffenen Windenergieanlagen $N_{Z_{\bar{i}\max}}$ bestimmt. Dann wird eine der beiden Regelungsmethoden gewählt, um die Regelstufe zu ermitteln. Die Regelstufe R_{S_j} stellt die prozentual mögliche Einspeiseleistung des Regelungsvorgangs j bei einem Ausfall dar. Diese kann anhand des Aufbaus der Offshore-Windparknetze, des Ausfallortes, der eingesetzten Anlagen und ihrer Dauerlinien bestimmt werden.

$$R_{S_j} = \frac{S_{B_{\bar{i}\max}}}{N_{Z_{\bar{i}\max}} \cdot S_{\max}} \cdot 100\% \quad (4-43)$$

Dabei sind $S_{B_{\bar{i}\max}}$ die maximale übertragbare Leistung des Zweigs $Z_{\bar{i}\max}$ und S_{\max} die maximale Einspeiseleistung einer Windenergieanlage, sofern alle $N_{Z_{\bar{i}\max}}$ betroffenen Windenergieanlagen die gleiche maximale Leistung haben.

Für die Regelungsmethode „automatische Leistungsregelung“ wird anhand der Gleichung (4-43) eine optimale und passende Regelstufe R_{S_j} berechnet und dann direkt übernommen.

Bei einer manuellen Leistungsregelung (vgl. Abbildung 4-27) wird anhand einer angelegten Regelstufen-Datenbank eine möglichst genau passende Regelstufe gesucht und ausgelesen. Es wird bei jeder vorgegebenen Regelstufe mithilfe einer Netzzustandsanalyse geprüft, ob die Betriebsmittelüberlastung behoben ist und sich gleichzeitig der gesamte Einspeisungsgrad verbessert hat. Diese Analyse beginnt mit den größten Werten der jeweiligen Regelstufe. Ist eine Betriebsmittelüberlastung noch vorhanden, wird die geordnete Jahresdauerlinie an die nächstkleineren Regelstufe angepasst. Dies wird so lange fortgesetzt, bis die Überlastung beseitigt ist. Die Regelstufen sind bei jeder Windenergieanlage fest vordefiniert, sodass die Netzzustandsanalyse im ungünstigsten Fall alle vorgegebenen Regelstufen überprüfen muss.

Anschließend folgt die Leistungszuteilung (vgl. Flussdiagramm in Abbildung 4-27) durch die berechnete bzw. die ausgewählte Regelstufe. Mithilfe dieser Regelstufe werden die $N_{Z_{i\max}}$ -Windenergieanlagen ihre Einspeiseleistung reduzieren. Für die Regelung der Einspeiseleistung einer Windenergieanlage ist eine vorherige Einspeisungsunterbrechung nicht notwendig (siehe Abschnitt 4.1).

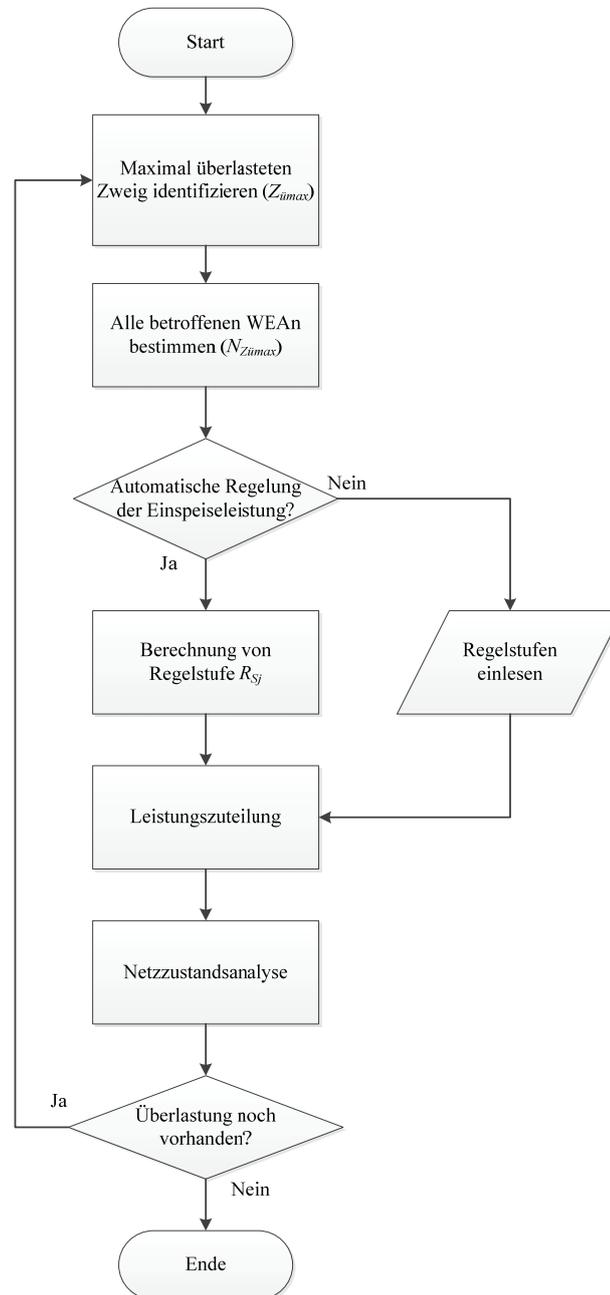


Abbildung 4-27: Flussdiagramm der Leistungsregelung bei Ausfällen (Leistungsregelungsmodell)

Nach der Leistungszuteilung wird anhand der Netzzustandsanalyse überprüft, ob – trotz der Leistungsregelung – immer noch eine Betriebsmittelüberlastung existiert. Ist eine oder sind mehrere Zweig(e) überlastet, wird der Regelungsvorgang solange wiederholt, bis im untersuchten Windparknetz keine Betriebsmittelüberlastung mehr besteht.

Dieses Modell berücksichtigt auch, dass möglichst alle funktionsfähigen Windenergieanlagen durch die Leistungsregelung in Betrieb bleiben sollen. Dies hat verschiedene Gründe, insbesondere dient es auch dazu, die interne Stromversorgung wichtiger Komponenten aufrechtzuerhalten (wie z. B. die Versorgung des SCADA-Systems).

5 Kenndaten zur Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks

Um die Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks zu ermöglichen, wurden Zuverlässigkeitsmodelle entwickelt (vgl. Kapitel 4). Die erstellten Zuverlässigkeitsmodelle benötigen offshore-spezifische Kenndaten. Diese Daten, sogenannte Zuverlässigkeitskenndaten, sind Erfahrungsdaten, die prinzipiell aus dem langjährigen Betrieb von Offshore-Windparks und aus Störungsstatistiken ermittelt werden können.

Die Erweiterung der Zuverlässigkeitsmodelle, insbesondere des ausgeführten Windenergieanlagenmodells sowie des Wettermodells, führt zur Erweiterung und Änderung des benötigten Datenbedarfs für die Zuverlässigkeitsanalyse von Offshore-Windparks.

Da sich allerdings bisher nur wenige Offshore-Windparks weltweit in Betrieb befinden, liegen diese Daten nicht vollständig und in angemessenem Umfang vor. Die meisten Erfahrungen liegen im Onshore-Bereich vor; daher bietet es sich an, die Daten aus dem langjährigen Betrieb von Onshore-Windparks durch Übertragung und Adaptierung an die Offshore-Verhältnisse anzupassen. Eine andere Möglichkeit besteht darin, Daten aus den Störungs- und Schadensstatistiken der öffentlichen Netzbetreiber auf die Offshore-Verhältnisse zu übertragen und sie daran anzupassen.

In den wenigen in Betrieb befindlichen Offshore-Windparks beginnen die Offshore-Windparkbetreiber systematisch Aufzeichnungen zu sammeln und so Datenbanken aufzubauen. Die Daten des SCADA-Systems stellen in einem 10-minütigen Zyklus Messwerte für Komponenten der Windenergieanlage dar. Dadurch können Fehler sowie Störungsmeldungen erfasst werden. Diese können auch anhand von Zustandsprotokollen, Wartungsberichten oder Fehlerbeschreibungskatalogen ermittelt werden. Solche Berichte werden während Reparatur- oder Wartungsarbeiten erstellt und in Störungsdatenbanken gespeichert, wie z. B. in der WMEP-Datenbank [67] und in OWMEP [68].

Die externen Bedingungen des Offshore-Bereichs haben einen sehr großen Einfluss auf die Zuverlässigkeitskenndaten, insbesondere auf die Aus-Dauer. Die Reparaturarbeit hängt nicht nur vom Wetter ab, sondern auch von anderen wichtigen Faktoren wie zum Beispiel der Logistik, dem Transport und der Entfernung des Windparks von der Küste.

Der Transport hängt wiederum vom Standort des Windparks und den von den Offshore-Windpark-Betreibern eingesetzten Zugangssystemen für Entstörungsmaßnahmen ab. Zugangssysteme können Serviceschiffe, Helikopter und Versorgungsschiffe sein, weitere Zugangssysteme sind in [69] beschrieben. Für die Logistik ist neben dem Zugangssystem auch die Verfügbarkeit der Ersatzteile bzw. Reservekomponenten von großer Bedeutung.

Für die Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks besteht ein erheblicher Datenbedarf, der durch die Erweiterung der Modelle in Kapitel 4 den Datenbedarf für die Berechnung von öffentlichen Versorgungsnetzen deutlich übersteigt. So werden beispielsweise

durch die Einführung des Wettermodells die Zuverlässigkeitskenndaten der einzelnen Betriebsmittel im Offshore-Windpark für zwei Betrachtungszeiträume separat benötigt. Bei der Drei-Ebenen-Modellierung der Windenergieanlage sind zusätzlich für die einzelnen Ebenen Daten für die jeweiligen Komponenten erforderlich. Außerdem werden weitere Daten bezüglich der Leistungsregelung sowie der Instandhaltung der Windenergieanlage benötigt.

Um diesen Datenmangel zu beheben, müssen Adaptationen aus Onshore-Erfahrungen vorgenommen und durch verschiedene, sinnvolle Annahmen ergänzt werden. Die Beschreibung der Adaptation von Onshore- zu Offshore-Daten wird im folgenden Abschnitt 5.1 beschrieben.

5.1 Kenndaten für Windenergieanlagen

Die Anforderung an die Zuverlässigkeitskenndaten besteht darin, spezifische Daten der einzelnen Subkomponenten zu erlangen, die auch die unterschiedlichen Windenergieanlagen-Konzepte berücksichtigen. Daraus können anhand der entwickelten Modelle in Abschnitt 4.2 Kenndaten für die Hauptkomponenten sowie für die gesamte Anlage ermittelt werden.

Die verwendeten Kenndaten (vgl. Anhang) wurden aus den Datenbanken von Onshore-Windenergieanlagen entnommen [18, 59, 70, 71, 72, 73].

Die verwendeten Zuverlässigkeitskenndaten der Windenergieanlage (vgl. Tabelle 11-4) – insbesondere die Aus-Dauer – mussten sinnvoll an die Spezifika des Offshore-Bereichs angepasst werden. Die hierzu verwendeten Formeln lauten:

$$T_{Wartzeit} = \frac{T_{uOnshore}}{8h} \times T_Z \quad (5-1)$$

$$T_{uOffshore} = T_{Wartzeit} + T_{uOnshore} + 1 \text{ Tag (+10 Tage)} \quad (5-2)$$

Die Zugänglichkeitsdauer T_Z – diese Zeitspanne beträgt in dieser Arbeit 39 h (vgl. Abschnitt 4.2.4.1) – beschreibt die durchschnittliche mittlere Dauer im Jahr zwischen zwei Wetterfenstern (8-Stunden-Wetterfenster), in der eine zulässige Wellenhöhe von 1,5 m überschritten wird.

Damit stellt der Term $T_{Wartzeit}$ die Wartezeit durch fehlende Zugänglichkeit aufgrund ungeeigneter Wetterverhältnisse dar.

Alle Komponentenreparaturen erfordern zusätzlich einen Tag für Transport und Logistik. Für größere Komponenten (z. B. Generator, Getriebe etc.) werden wegen der eingeschränkten Verfügbarkeit des Kranschiffs 10 Tage hinzuaddiert [74].

Die Dauer des Teilleistungsbetriebs T_{TLB} einer Windenergieanlage wird auch vom Wetter beeinflusst, da ein defekter Teilumrichter repariert werden kann (vgl. Abschnitt 4.2.4.1). In dieser Arbeit wird für die Dauer des Teilleistungsbetriebs die mittlere Dauer zwischen zwei Wetterfenstern T_Z (39 h) angenommen.

Für die getrennte Sommer- und Winter-Berechnung wird für jeden Zeitraum eine Zugänglichkeitsdauer T_{ZS} und T_{ZW} benötigt. Dies führt zu zwei separaten Wartezeiten $T_{WartezeitS}$ und $T_{WartezeitW}$. Mithilfe der folgenden Formeln können die beiden Aus-Dauern berechnet werden:

$$T_{uOffshoreW} = T_{WartezeitW} + T_{uOnshore} + 1 \text{ Tag (+10 Tage)} \quad (5-3)$$

$$T_{uOffshoreS} = T_{WartezeitS} + T_{uOnshore} + 1 \text{ Tag (+10 Tage)} \quad (5-4)$$

Aufgrund der Brisanz der Fehlerstatistik – insbesondere ihrer kommerziellen Bedeutung – lassen sich nur wenige veröffentlichte Störungsdaten von Windenergieanlagen-Herstellern finden. Die Zuverlässigkeitskenndaten der wenigen vorhandenen, öffentlich zugänglichen Untersuchungen können nicht direkt übernommen werden, insbesondere die der Subkomponenten, da sie sehr stark vom ausgewählten Reference Code bzw. von der Komponentenaufteilungs-Systematik abhängen. Dies liegt daran, dass bisher kein standardisiertes und einheitliches Komponentenklassifizierungssystem existiert.

Für die Sammlung und Aufbereitung von Störungen wurden mehrere Untersuchungen über unterschiedliche Windenergieanlagenkonzepte erstellt. Es existiert zurzeit eine Reihe von Datenquellen wie z. B. WMEP [18], LWSK, Windstats [75], ELFORSK und Reliawind [76, 77]. Diese Daten beziehen sich auf Onshore-Windenergieanlagen. Die Sammlung offshore-spezifischer Daten hat erst vor kurzer Zeit angefangen [68] – es wird einige Jahre dauern, bis valide Daten vorliegen.

Die bereits gesammelten Zuverlässigkeitskenndaten unterscheiden sich von Quelle zu Quelle extrem.

Das Reliawind-Projekt [76, 77] hat die Identifizierung kritischer Fehler und ihrer Mechanismen zum Ziel. Die Daten stammen aus Untersuchungen über den Ausfall von Windenergieanlagen. Es wurde mithilfe einer universellen Datenbank eine Systematik erstellt, um die Störungsdaten der Anlagen mehrerer Windenergieanlage-Hersteller zu speichern. Dabei werden nur prozentuale Aufteilungen der Ausfallhäufigkeit sowie der Aus-Dauer auf die verursachenden Komponenten der Windenergieanlage angegeben, ohne konkrete Windenergieanlagenkonzepte zu unterscheiden und ohne Absolutwerte anzugeben.

Windstats verfügt über Fehlerstatistiken aus Deutschland (WSD) und Dänemark (WSDK) [75]. Diese Daten wurden über einen Zeitraum von 10 Jahren erfasst. Die Daten wurden in Form von Berichten (Newsletter Reports) veröffentlicht. Die gesammelten Daten unterscheiden sich in den Datenerfassungsintervallen, in der Anlagengröße, im Anlagentalter sowie in den Komponenten.

Im Technical Research Centre of Finland (VTT) wurden Statistikdaten der Windenergieanlagen in Finnland – z. B. die Ausfallhäufigkeit und die Reparaturdauer – erhoben [78, 79]. Diese Daten stammen ausschließlich von Onshore-Anlagen. Sie wurden in Form von jährlichen

Berichten veröffentlicht. Entsprechendes wurde von Elforsk und Felanalys (Failure analysis) in Schweden durchgeführt [78].

In Deutschland haben sich zwei Projekte mit der Erhebung von Störungsdaten von Windenergieanlagen befasst: WMEP [18] und LWK-SH [16, 20]. In LWK-SH sind die Standorte der Windenergieanlagen küstennah. In WMEP sind zusätzlich zu den küstennahen Standorten auch andere wie die Mittelgebirge und die Norddeutsche Tiefebene vorhanden.

Weitere Quellen zur Störungsstatistik von Windenergieanlagen sind z. B. EPRI (Kalifornien) [80], NEDO [81], Lynette [82] und EUROWIN [83].

Die meisten Datenquellen verfügen nicht über eine digitalisierte Datenbank. Darüber hinaus wurden in den meisten Datenquellen nur die Hauptkomponenten betrachtet. Wegen der Aufteilung der Hauptkomponenten in Subkomponenten (vgl. Kapitel 4.2.2.2) können diese Daten daher nur teilweise übertragen werden. Zum Beispiel gibt es für die Blattverstellung zwei unterschiedliche Antriebkonzepte und damit zwei unterschiedliche Subkomponenten. Diese Differenzierung ist in den meisten Quellen nicht vorhanden.

Ein anderes Beispiel sind die elektrischen Komponenten und die Elektronik. Die elektrischen Komponenten umfassen den Transformator, die Schaltanlage, das Erdungssystem, die Stromkabel und die Schutzeinrichtungen. Mit der Elektronik ist hauptsächlich das Umrichtersystem gemeint. Die Daten beider Komponenten (Elektrik und Elektronik) werden in manchen Quellen zusammengefasst, sodass solche Datenquellen kaum zu adaptieren und zu nutzen sind.

Die eingegebenen Störungsdaten, Ausfallhäufigkeit und Aus-Dauer, sind oft nicht in der für die Zuverlässigkeitsberechnung gewünschten Form vorhanden. Zum Beispiel in LWK-SH hat die dort so genannte „Aus-Dauer“ h/a als Einheit, was einer jährlichen Reparaturdauer entspricht. Damit ist diese Eingabe eigentlich ein Wahrscheinlichkeitswert und kann nicht als Komponenten-Aus-Dauer betrachtet werden.

Abbildung 5-1 stellt die Ausfallhäufigkeiten von Komponenten der Windenergieanlage aus drei unterschiedlichen Datenquellen im Vergleich dar. Der Vergleich der Komponenten zeigt einen erheblichen Unterschied insbesondere bei der Elektrik, dem Regelungssystem, der Hydraulikanlage und den Sensoren. Diese Komponenten weisen gleichzeitig auch höhere Ausfallhäufigkeiten im Vergleich zu den anderen Komponenten auf. Insgesamt haben die Komponenten bei WMEP und VTT im Vergleich zu Felanalys deutlich höhere Ausfallhäufigkeiten.

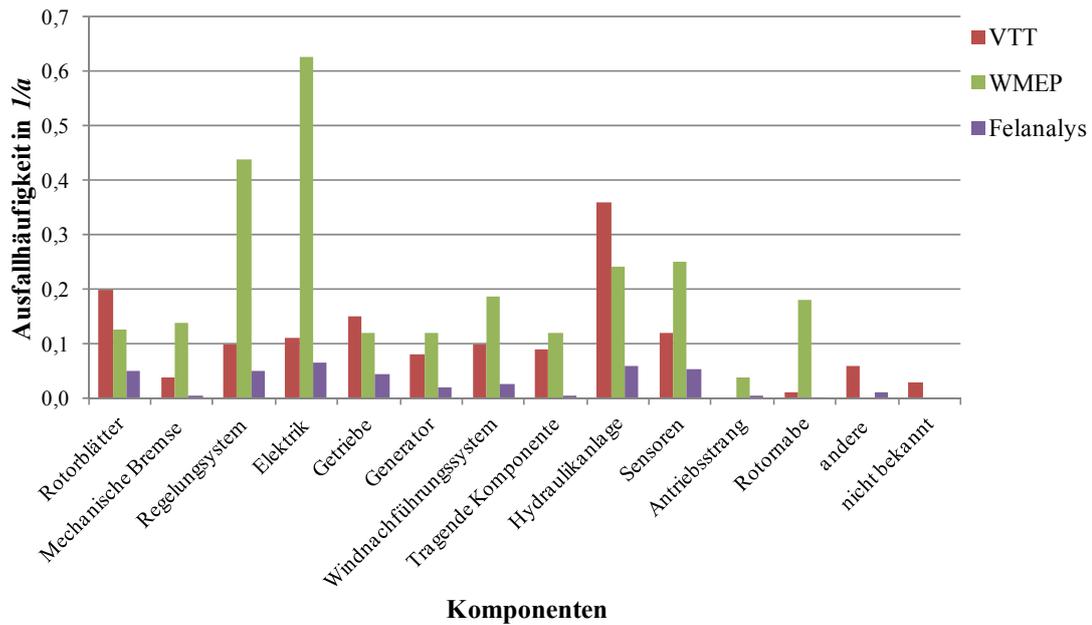


Abbildung 5-1: Vergleich der Ausfallhäufigkeit von WEA-Komponenten aus unterschiedlichen Datenquellen

Ähnlich wie Abbildung 5-1 zeigt Abbildung 5-2 den Vergleich dreier Datenquellen bei der Ausdauer der Komponenten der Windenergieanlage. Dieser Vergleich zeigt, dass die drei Datenquellen sich bei fast allen Komponenten unterscheiden. Diese Unterschiede zwischen den Datenquellen in Abbildung 5-1 und Abbildung 5-2 sind in vielen Faktoren begründet, z. B. die Dauer der Datenerhebung, die untersuchten Anlagentypen, Standorte usw.

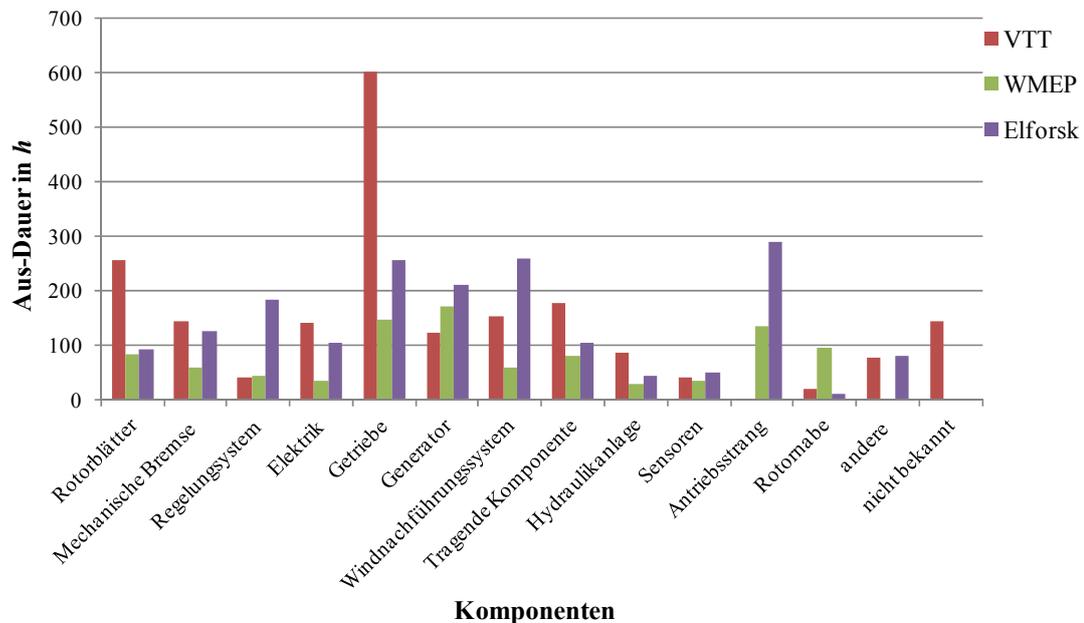


Abbildung 5-2: Vergleich der Aus-Dauer von WEA-Komponenten aus unterschiedlichen Datenquellen

Die Komponenten Getriebe, Generator, Antriebstrang, Rotorblätter und das Windnachführungssystem haben im Vergleich zu den anderen Komponenten eine höhere Ausdauer (vgl. Abbildung 5-2). Insgesamt sind die Aus-Dauern der Komponenten bei VTT und Elforsk höher als bei WMEP.

In vielen Datenquellen werden die restlichen Komponenten unter dem Begriff *andere* oder *nicht bekannt* subsumiert und zusammengerechnet (vgl. Abbildung 5-1 und Abbildung 5-2). Damit ist keine Datendifferenzierung möglich.

Die rasante Entwicklung der Windenergieanlagen in den vergangenen Jahren wird mit hoher Wahrscheinlichkeit auch in Zukunft kontinuierlich weitergehen. Diese Tendenz stellt eine weitere große Herausforderung für die Erhebung von Zuverlässigkeitskenndaten und die Anwendung bereits erhobener Daten in aktuellen Planungs-Projekten dar. Da aber viele Windenergieanlagenkomponenten durch die Weiterentwicklung kaum prinzipiell variieren, ist eine Differenzierung nach Komponenten der beste Weg.

In dieser Arbeit werden neben der Differenzierung nach Anlagenkonzepten auch küstennah aufgenommene Daten besonders berücksichtigt – insbesondere die Daten aus WMEP und LWK-SH von Windenergieanlagen mit drehzahlvariabler Drehung und Pitch geregelter Blattverstellungssystem [20].

Im Anhang (vgl. Tabelle 11-4) befinden sich die Zuverlässigkeitskenndaten von Subkomponenten der Windenergieanlage. Die Daten beziehen sich auf Anlagen mit variabler Drehzahl und Pitch-System.

5.2 Kenndaten für Windparknetze

Für die Zuverlässigkeitsberechnung von Netzen der öffentlichen Versorgung stellt die FNN-Störungs- und Schadensstatistik [26] – für alle Ausfallmodelle – eine langjährige und valide Datenbasis dar. Für die Adaptierung dieser Datenbasis auf Offshore-Verhältnisse gibt es dagegen bisher kaum Erfahrungen. Daher wurden in dieser Arbeit die Ausfallhäufigkeiten der Betriebsmittel nahezu identisch übernommen. Allerdings unterscheiden sich die Aus-Dauern im Offshore-Bereich erheblich. Die Aus-Dauer ist von vielen Faktoren abhängig wie z. B. der Wassertiefe, der Entfernung des Windparks (Transportdauer), den Wetterbedingungen, der Verfügbarkeit von Ersatzteilen und der Verfügbarkeit von Service-Schiffen. Diese Faktoren zeigen, dass die Reparaturdaten stark vom Windparkstandort abhängig sind und somit von OWP zu OWP unterschiedlich sein können.

Wegen der Wettereinflüsse ist es wichtig, die Aus-Dauer in Winter und Sommer zu differenzieren (vgl. auch Abschnitt 5.1).

Eine Übersicht der in dieser Arbeit zugrunde gelegten Zuverlässigkeitskenndaten für Offshore-Windparknetze ist in Tabelle 11-1, Tabelle 11-2 und Tabelle 11-3 gegeben.

6 Realitätsgerechte Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks

Anhand eines exemplarischen Windparknetzes werden in diesem Kapitel zunächst die Auswirkungen der verbesserten Modellbildung (vgl. Kapitel 4) auf die Zuverlässigkeitskenngrößen beschrieben. Dabei werden Berechnungen mit und ohne die neuen Modelle durchgeführt und miteinander verglichen. Danach werden zwei typische Offshore-Windparks berechnet und anhand verschiedener Planungsvarianten exemplarische Möglichkeiten zur Auswertung der Zuverlässigkeitskenngrößen untersucht. Die daraus resultierenden Ergebnisse werden einander gegenübergestellt und diskutiert.

6.1 Auswirkung verbesserter Modellbildung

In diesem Abschnitt wird eine beispielhafte Anwendung der neuen Modelle zur Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks beschrieben, um die Wirkungsweise der entwickelten Modelle zu verdeutlichen. Dazu werden anhand des Windparkbeispiels die entwickelten Modelle (vgl. Kapitel 4) einzeln verwendet und mit den klassischen Zuverlässigkeitsberechnungen verglichen. Für die Berechnung wurde das in Abbildung 4-25 dargestellte, einfache Windparknetzkonzept verwendet.

6.1.1 Leistungsregelungsmodell

Wie bereits in der Erläuterung des Leistungsregelungsmodells (vgl. Abschnitt 4.4) beschrieben, findet eine Leistungsregelung nur im Fehlerfall statt. Beim Auftritt eines Fehlers im Netz, der zu einer Einspeisungsunterbrechung führt, wird zuerst versucht, mithilfe von Schalthandlungen, z. B. dem Schließen offener Trennstellen, die betroffenen Windenergieanlagen wieder in Betrieb zu nehmen. Jedoch kann die ausgewählte Schalthandlung auch zu einer Betriebsmittelüberlastung führen. Diese Überlastung wird dann durch das Leistungsregelungsmodell behoben.

Auf Basis des Beispielnetzes in Abbildung 4-25 sind zwei getrennte Berechnungen durchgeführt worden: zum einen mit der klassischen Zuverlässigkeitsberechnung (KZB) und zum anderen mit der erweiterten Zuverlässigkeitsberechnung (EZB), die das Leistungsregelungsmodell enthält.

Die durchgeführten Berechnungen mit KZB und EZB zeigen einen wesentlichen Unterschied in den Ergebnissen der Zuverlässigkeitsberechnung.

Abbildung 6-1 stellt die mit der klassischen sowie die mit der erweiterten Zuverlässigkeitsberechnung ermittelten Unterbrechungshäufigkeiten der einzelnen Windenergieanlagen im Vergleich dar. Da die zwei Stränge des Windparknetzes (Abbildung 4-25) ungefähr die gleichen Verläufe bezüglich der Unterbrechungshäufigkeiten aufweisen, ist Abbildung 6-1 nur auf einen Strang beschränkt. Die höchsten Unterbrechungshäufigkeiten (vgl.

Abbildung 6-1) weisen hierbei diejenigen Anlagen auf, die sich unmittelbar in der Nähe der offen betriebenen Trennstelle zwischen den beiden Halbringen befinden. Dies liegt daran, dass, aufgrund der Reihenschaltung der zahlreichen, zuvor verschalteten Netzkomponenten mit ihren jeweiligen Ausfallhäufigkeiten, die Unterbrechungshäufigkeit ansteigt. Das Ergebnis zeigt auch bei der erweiterten Zuverlässigkeitsberechnung eine erhebliche Verbesserung der Unterbrechungshäufigkeit H_u aller Windenergieanlagen im Vergleich mit der KZB. Aufgrund der begrenzten Kabel- und Transformator-Kapazität werden bei der KZB alle Schaltheilungen zur Wiederversorgung nicht durchgeführt, die zur Überlastung führen würden. Dies betrifft häufig auch das Schließen der Trennstelle. Mithilfe des Leistungsregelungsmodells können solche Überlastungen vermieden werden, wodurch die Unterbrechungshäufigkeit H_u sinkt.

Aufgrund der verschiedenen eingesetzten Kabelquerschnitte (und somit unterschiedlichen Kabelkapazitäten) und Anlagenstandorte ergeben sich unterschiedliche Werte für die gesamten Unterbrechungshäufigkeiten.

Die vorderen, unmittelbar am Umspannwerk befindlichen Windenergieanlagen (*WEA01*, *WEA02*, *WEA03*, *WEA07*, *WEA08*, *WEA09*) haben eine niedrige Unterbrechungshäufigkeit. Dies kommt dadurch zustande, dass in diesem Windparknetz (Abbildung 4-25) durch den Einsatz des Leistungsregelungsmodells die vorderen Windenergieanlagen selten geregelt werden müssen. Es hat sich bei dem behandelten Windparknetz ergeben, dass die Engpässe der Kabelkapazitäten oft zwischen *WEA03* und *WEA04* bzw. zwischen *WEA09* und *WEA10* liegen.

Die hinteren Windenergieanlagen (*WEA04*, *WEA05*, *WEA06*, *WEA10*, *WEA11*, *WEA12*) weisen im Gegensatz zu den vorderen eine höhere Unterbrechungshäufigkeit auf. Dabei wird bei der erweiterten Zuverlässigkeitsberechnung neben der Unterbrechungshäufigkeit H_u zusätzlich die Regelungshäufigkeit H_{ur} in H_{uges} berücksichtigt. Wird die „reine“ Unterbrechungshäufigkeit H_u gemäß der klassischen Zuverlässigkeitsberechnung mit der erweiterten Zuverlässigkeitsberechnung verglichen, so stellt man fest, dass die Unterbrechungshäufigkeit bei der erweiterten Zuverlässigkeitsberechnung geringer ist, als es beim klassischen Zuverlässigkeitsprogramm der Fall ist. Zudem wird aufgrund der begrenzten Kabelkapazität die Leistung dieser hinteren Windenergieanlagen öfter geregelt.

Durch die differenzierte Berechnung der Zuverlässigkeitskenngrößen ist es möglich, die gesamte Unterbrechungshäufigkeit H_{uges} in einer „reinen“ Unterbrechungshäufigkeit H_u und in einer Regelungshäufigkeit H_{ur} darzustellen.

Die erweiterte Zuverlässigkeitsberechnung (EZB) berechnet die tatsächliche Einspeisungsunterbrechung und die Regelungshäufigkeiten. Die berechneten Werte der „reinen“ Einspeisungsunterbrechung (H_u) sind deutlich kleiner als bei der klassischen Zuverlässigkeitsberechnung (KZB).

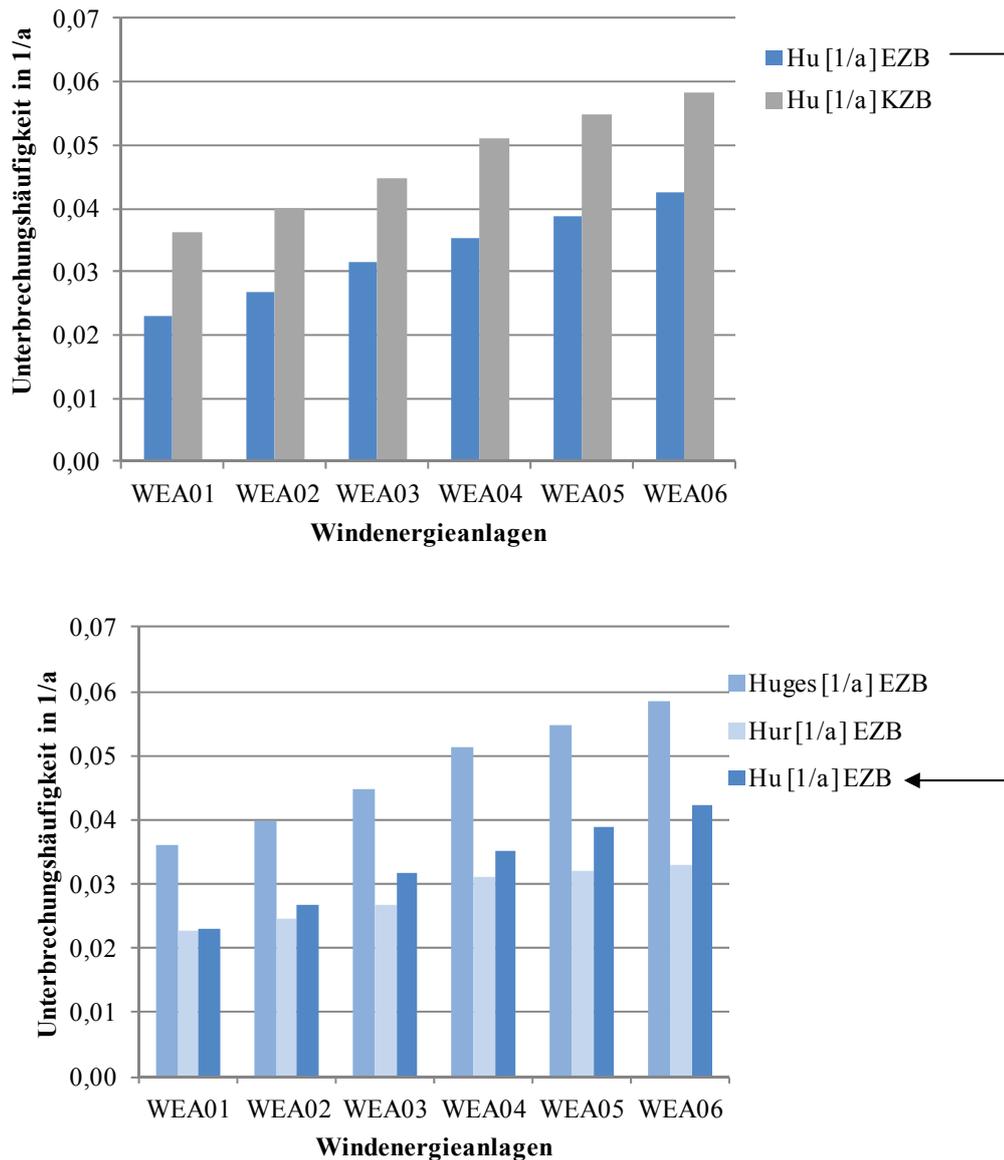


Abbildung 6-1: Unterbrechungshäufigkeit – EZB vs. KZB

Die Berücksichtigung des Leistungsregelungsmodells in der Zuverlässigkeitsberechnung hat gezeigt, dass die Regelungshäufigkeit nicht bei jeder Windenergieanlage identisch ist, sondern sich entsprechend des Anlagenstandortes und der Kabelkapazität unterscheidet. Die hinteren drei Windenergieanlagen jedes Strangs werden häufiger geregelt, als dies bei den ersten drei Windenergieanlagen der Fall ist.

Die gesamte Unterbrechungsdauer laut EZB weist gegenüber den KZB-Ergebnissen eine wesentliche Verbesserung auf (vgl. Abbildung 6-2). In der KZB ist es, im Gegensatz zur EZB, nicht möglich, eine Schalthandlung inklusive einer Leistungsregelung durchzuführen. Durch den Einsatz des Leistungsregelungsmodells kann hier durch eine mögliche Umschaltung (z. B. das Schließen offener Trennstellen) die Unterbrechungsdauer deutlich verkürzt werden.

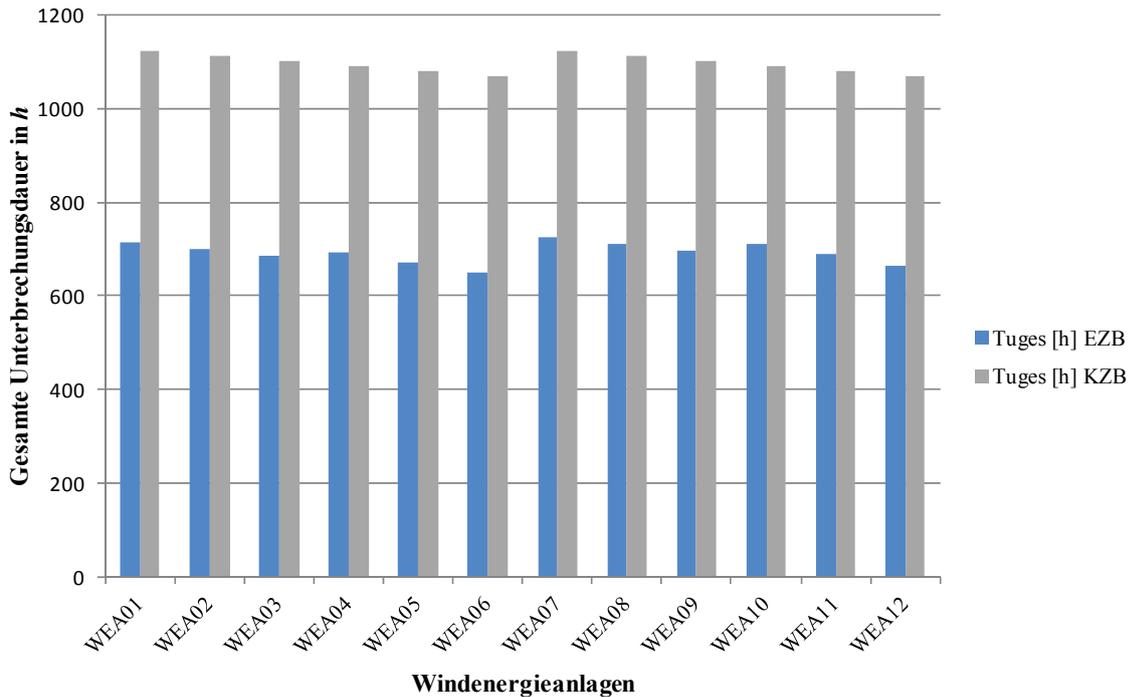


Abbildung 6-2: Gesamte Unterbrechungsdauer – EZB vs. KZB

Die Verbesserung der Unterbrechungshäufigkeit und der Unterbrechungsdauer wirken sich stark auf die ermittelte nicht einspeisbare Energie aus. Abbildung 6-3 zeigt die erhebliche Verbesserung der E_{uges} bei der EZB. Die berechnete nicht einspeisbare Energie sinkt von zwischen $E_{uges} = 120 \text{ MWh/a}$ bis $E_{uges} = 185 \text{ MWh/a}$ in der KZB auf einen Wert zwischen $E_{uges} = 50 \text{ MWh/a}$ bis $E_{uges} = 90 \text{ MWh/a}$ je nach Position der Windenergieanlage erheblich ab.

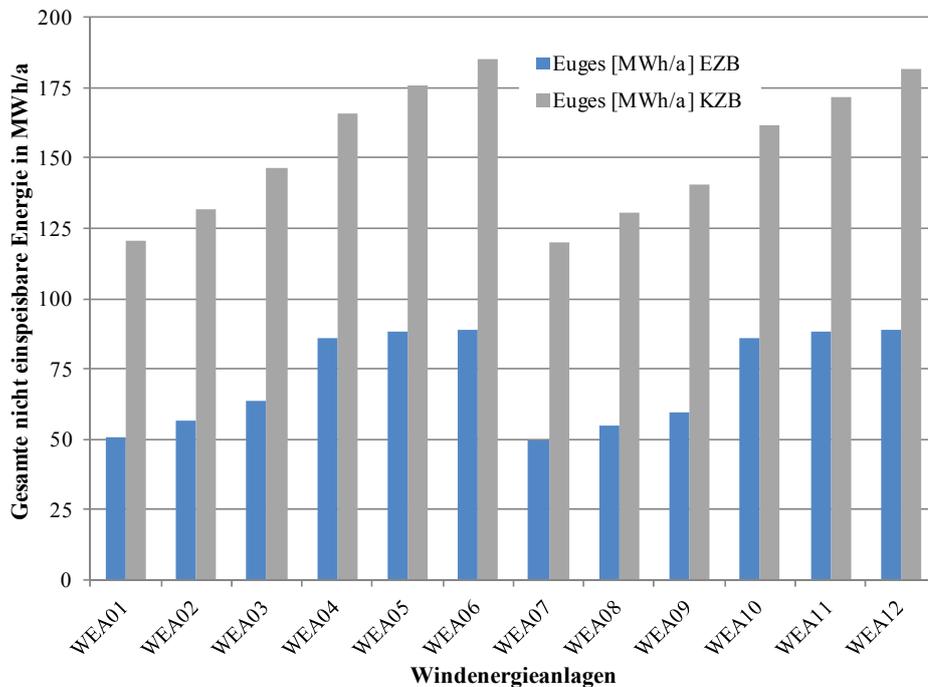


Abbildung 6-3: Gesamte nicht einspeisbare Energie – EZB vs. KZB

Analog zu der Unterbrechungshäufigkeit haben die vorderen Windenergieanlagen eine deutlich geringere E_{uges} als die hinteren Windenergieanlagen.

Diese Verbesserung wirkt sich proportional zu der nicht einspeisbaren Energie auf die jährliche entgangene Einspeisevergütung aus.

Durch die Erweiterung der Zuverlässigkeitsberechnung um das Leistungsregelungsmodell werden, im Vergleich mit dem klassischen Zuverlässigkeitsprogramm, wesentlich realitätsgerechtere Ergebnisse erzielt. Durch die differenzierte Berechnung und insbesondere die neu eingeführten regelungsbezogenen Kenngrößen, ist es nun möglich, sich ein besseres Bild über die Betriebsmittelkapazität zu verschaffen und deren Einflüsse auf die Zuverlässigkeitskenngrößen zu bewerten.

Das Leistungsregelungsmodell spielt in der Zuverlässigkeitsberechnung für realitätsgerechte Ergebnisse daher eine große Rolle.

6.1.2 Wettermodell

Um die Wettereinflüsse auf die Zuverlässigkeitsberechnung zu zeigen, sind für das Beispielnetz in Abbildung 4-25 drei unterschiedliche Berechnungen durchgeführt worden. Im Gegensatz zu konventionellen Zuverlässigkeitsmodellen ermöglichen die erweiterten Zuverlässigkeitsmodelle die Berechnung variabler Zeiträume mit unterschiedlichen Eingangsdaten. In diesem Beispiel werden Berechnungen für das gesamte Jahr sowie für Winter und Sommer durchgeführt. Die Auswirkungen des Wetters auf die Zuverlässigkeitskenngrößen lassen sich dadurch verdeutlichen, dass die drei Zeiträume separat berechnet und ausgewertet werden (vgl. Abbildung 6-4).

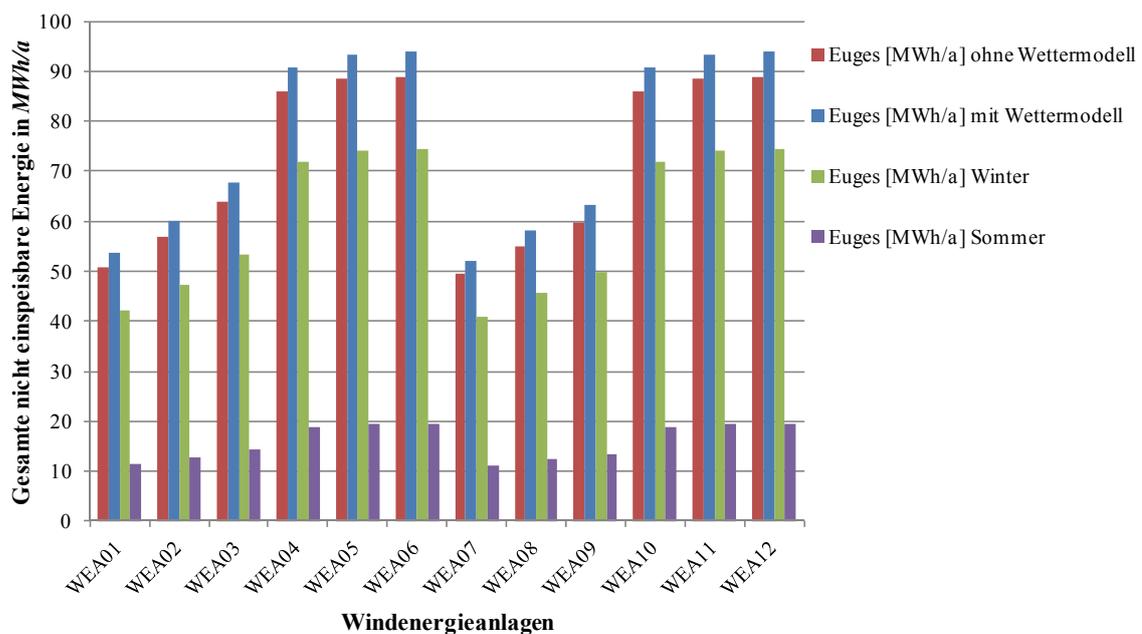


Abbildung 6-4: Wettermodelle im Vergleich

Die in Abbildung 6-4 dargestellten Ergebnisse wurden ohne die Zuverlässigkeitskenndaten der Windenergieanlagen berechnet – das Ausfallverhalten der Windenergieanlagen wurde in der Berechnung nicht berücksichtigt – und zeigen deutlich, dass die Differenzierung der Berechnung in Winter und Sommer einen signifikanten Unterschied im Vergleich zum gesamten Jahr ergibt. Die Summe der nicht einspeisbaren Energie für Sommer und Winter ist höher als die kombinierte Berechnung für das gesamte Jahr (ohne Wettermodell).

Der Einsatz des Wettermodells zeigt, dass die zeitraumsspezifische Modellierung von Aus-Dauern und Einspeisedauerlinien einen großen Einfluss auf die Zuverlässigkeitskenngrößen hat, da hier die nicht einspeisbare Energie unter Verwendung des Wettermodells deutlich größer ist, als die nicht einspeisbare Energie ohne Verwendung des Wettermodells.

Dieses Ergebnis der nicht einspeisbaren Energie spiegelt sich in der entgangenen Einspeisevergütung wider, da die beiden Kenngrößen proportional zueinander sind. Die entgangene Einspeisevergütung wird somit durch die realitätsgerechte Berücksichtigung des Wetters höher. Der Anstieg der entgangenen Einspeisevergütung durch den Einsatz des Wettermodells beträgt 5,3 %. Die Wintermonate spielen bei der gesamten Zuverlässigkeit des Windparks eine entscheidende Rolle; ungefähr 80 % der gesamten entgangenen Einspeisevergütung (K_{uges}) entstehen im Winter.

Zusätzlich zu der realitätsgerechten Zuverlässigkeitsberechnung ermöglicht das Wettermodell durch die getrennte Berechnung der Zeiträume dem Windparknetzbetreiber eine Optimierung der Instandhaltungsstrategie. Die Instandhaltung mit geplanter Ausschaltung von Windenergieanlagen wird im Normalfall nur im Sommer durchgeführt. Durch die Integration des Wettermodells in die Zuverlässigkeitsberechnung ist es jetzt möglich, die Instandhaltung der Windenergieanlage in einem beliebigen Zeitraum (Sommer oder Winter) zu simulieren.

6.1.3 Einflüsse der Dauerlinien

Bisher wurden alle Windenergieanlagen im behandelten Netz (vgl. Abbildung 4-25) mit der gleichen Dauerlinie modelliert. Da die Einspeisungsleistung der Windenergieanlagen von vielen Faktoren wie z. B. dem Anlagenstandort, der Windrichtung und dem Abschattungseffekt abhängig ist, sind anlagenspezifische Dauerlinien sinnvoll. Durch die Berücksichtigung von anlagenspezifischen Dauerlinien sind erhebliche Unterschiede zwischen den Windenergieanlagen im selben Windpark zu erkennen. Berücksichtigt man nun die Unterschiede der Dauerlinien zwischen den einzelnen Windenergieanlagen, ergibt sich ein variiertes Verlauf der Zuverlässigkeitskenngrößen im Vergleich zu den vorherigen Berechnungen. Ein Beispiel in Abbildung 6-5 ist der Verlauf der nicht einspeisbaren Energie mit und ohne Berücksichtigung einzelner windenergieanlagen-spezifischer Dauerlinien.

Die Ergebnisse in Abbildung 6-5 zeigen Unterschiede insbesondere bei der *WEA05*, die den höchsten Einspeisungsgrad besitzt, und *WEA01*, die über den niedrigsten Einspeisungsgrad verfügt. Diese Differenz bezüglich des Einspeisungsgrads zwischen den Anlagen liegt hauptsächlich an ihrer Position und an den verursachten Abschattungseffekten im Windpark.

Durch die Berücksichtigung dieser Faktoren wurde der gesamte Verlauf innerhalb des Strangs verändert. Dies beeinflusst auch weitere Zuverlässigkeitskenngrößen wie z. B. die unterbrochene Einspeiseleistung und die entgangene Einspeisevergütung. In Abbildung 6-5 ist zu erkennen, dass die *WEA05* die höchste nicht einspeisbare Energie verursacht, obwohl diese Anlage nicht am Ende des Strangs liegt. Diese differenzierte Betrachtung verbessert die Ergebnisse, und dadurch werden die Zuverlässigkeitskenngrößen noch realitätsnäher.

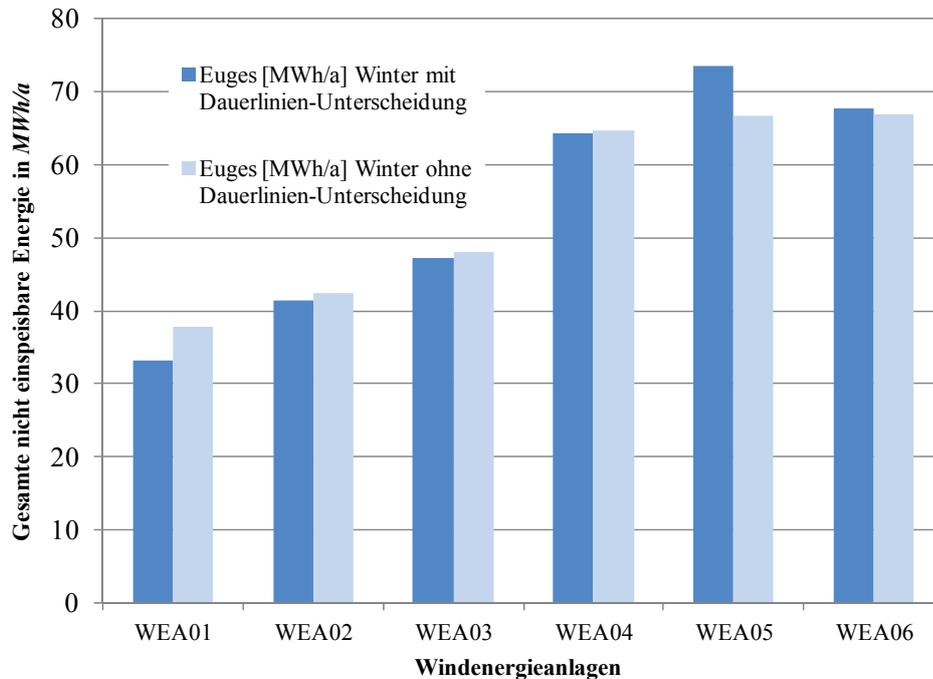


Abbildung 6-5: Einflüsse der Dauerlinien auf die Zuverlässigkeitskenngrößen

Die nicht einspeisbare Energie wurde nur für den Winter dargestellt (vgl. Abbildung 6-5); der Einfluss unterschiedlicher Dauerlinien ist im Sommer ungefähr identisch.

6.1.4 Zuverlässigkeitsmodell der Windenergieanlagen

Um die Auswirkung des entwickelten Windenergieanlagenmodells auf die Zuverlässigkeitsberechnung zu zeigen, wurden hier anhand des Windparknetzes in Abbildung 4-25 Berechnungen unter Berücksichtigung der bereits in Abschnitt 4.2.4 und in Tabelle 11-5 berechneten Eingangsdaten durchgeführt, die sich aus den Zuverlässigkeitskennwerten der Windenergieanlagen-Komponenten ergeben. Das behandelte Windenergieanlagenmodell ist das *Vier-Zustands-Modell* des Windenergieanlagenkonzepts DGAG. In diesem Abschnitt kann ein Vergleich mit der klassischen Zuverlässigkeitsberechnung nicht durchgeführt werden, da es bei klassischen Zuverlässigkeitsmodellen nicht möglich ist, Einspeiser mit Kennwerten zu hinterlegen und gleichzeitig die Kenngrößen der Einspeiser zu berechnen.

6.1.4.1 Ergebnisse des „Vier-Zustands-Modells“

Berücksichtigt man nun das *Vier-Zustands-Modell* in der Zuverlässigkeitsberechnung des Offshore-Ringnetzes, so stellt man schnell den größeren Einfluss der Windenergieanlagen auf

die Zuverlässigkeitskenngrößen im Vergleich zu anderen erweiterten Zuverlässigkeitsmodellen fest.

Aufgrund der bei allen Anlagen gleichen Zuverlässigkeitskenndaten haben alle Windenergieanlagen ungefähr die gleiche gesamte Unterbrechungshäufigkeit H_{uges} , diese liegt zwischen 2,42- und 2,44-mal pro Jahr (vgl. Abbildung 6-6). Der geringe Unterschied zwischen den Anlagen kommt hauptsächlich vom Netz. Dieser erhöhte Einfluss des *Vier-Zustands-Modells* auf die gesamte Unterbrechungshäufigkeit liegt an der höheren Ausfallhäufigkeit sowie an der Instandhaltungshäufigkeit der Windenergieanlage. Im Sommer ist die gesamte Unterbrechungshäufigkeit höher als im Winter, dies ist auf die im Sommer geplante Instandhaltungshäufigkeit zurück zu führen. Die Regelungshäufigkeit ist dagegen konstant geblieben, da die Regelung ausschließlich durch einen Netzfehler zustande kommen kann. Die Aus-Dauer der einzelnen Anlagen steigt ebenfalls.

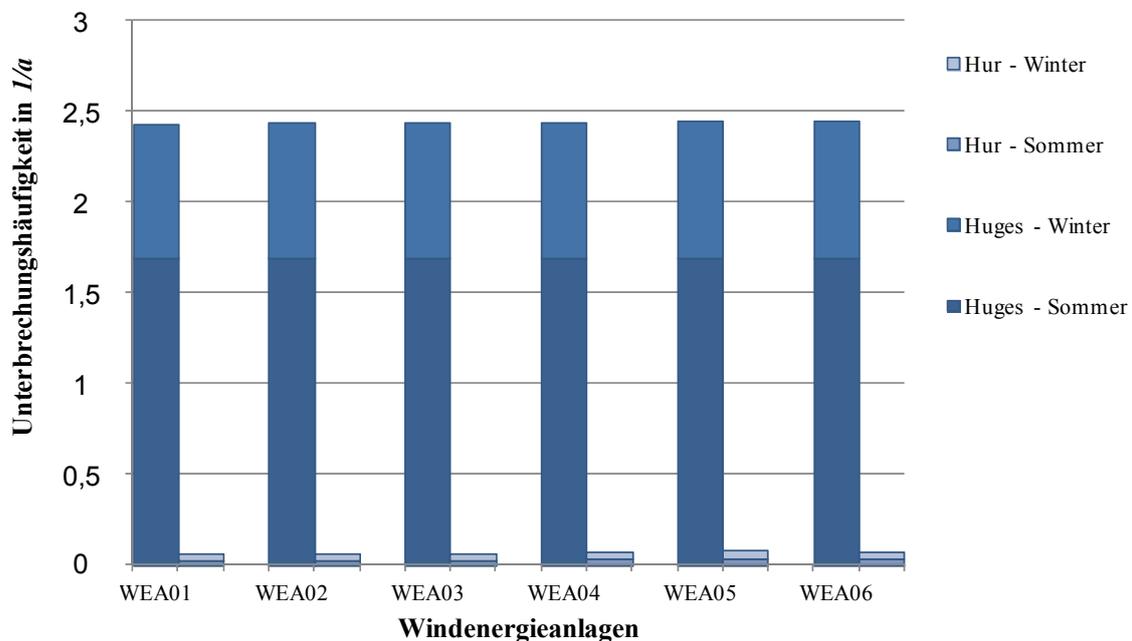


Abbildung 6-6: Unterbrechungshäufigkeit (mit Windenergieanlagenmodell)

Die nicht einspeisbare Energie steigt ebenso wie die Unterbrechungshäufigkeit und liegt zwischen 2350 MWh/a und 2660 MWh/a pro Windenergieanlage (vgl. Abbildung 6-7). Trotz der höheren gesamten Unterbrechungshäufigkeit im Sommer ist die nicht einspeisbare Energie im Winter deutlich höher als im Sommer. Die Gründe für diese Ergebnisse liegen einerseits an der längeren Aus-Dauer im Winter und andererseits an der kurzen Instandhaltungsdauer im Sommer.

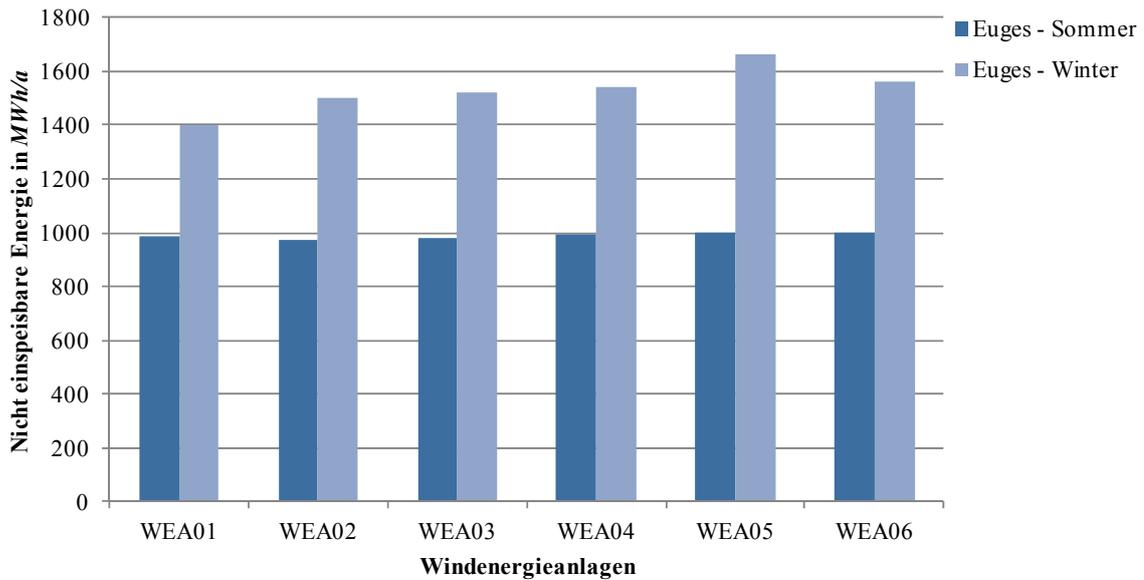


Abbildung 6-7: Nicht einspeisbare Energie (mit Windenergieanlagenmodell)

Trotz gleicher Eingangsdaten (Zuverlässigkeitskennndaten) aller Windenergieanlagen weisen diese Ergebnisse (vgl. Abbildung 6-7) Unterschiede zwischen den einzelnen Windenergieanlagen auf. Diese Unterschiede resultieren hauptsächlich aus den individuellen Dauerlinien der Windenergieanlagen (vgl. Abschnitt 6.1.3) sowie aus der Ausfallhäufigkeit des Windparknetzes (siehe Abschnitt 6.1.1).

Die entgangene Einspeisevergütung verhält sich proportional zu der nicht einspeisbaren Energie. Die Ergebnisse liegen zwischen 450 T€/a und 500 T€/a pro Windenergieanlage (mit einem Vergütungssatz von 0,19 €/kWh).

Um den Einfluss der rein stochastischen Ausfälle im Windparknetz auf die Zuverlässigkeitskenngrößen zu verdeutlichen, werden nun die Windenergieanlagen ohne die Instandhaltung (planbaren Ausfall, der vom Windparknetzbetreiber bestimmt wird) berechnet.

Im Vergleich zur Berechnung mit Instandhaltung sinken die Zuverlässigkeitskenngrößen der einzelnen Windenergieanlagen. Da hier nur im Sommer die Instandhaltung stattfindet, sinkt somit die Unterbrechungshäufigkeit im Sommer und damit auch die Aus-Dauer. Im Winter bleibt die Unterbrechungshäufigkeit dagegen unverändert. Dadurch liegt die gesamte Unterbrechungshäufigkeit H_{uges} zwischen 1,4 und 1,5 pro Jahr und pro Anlage (vgl. Abbildung 6-8).

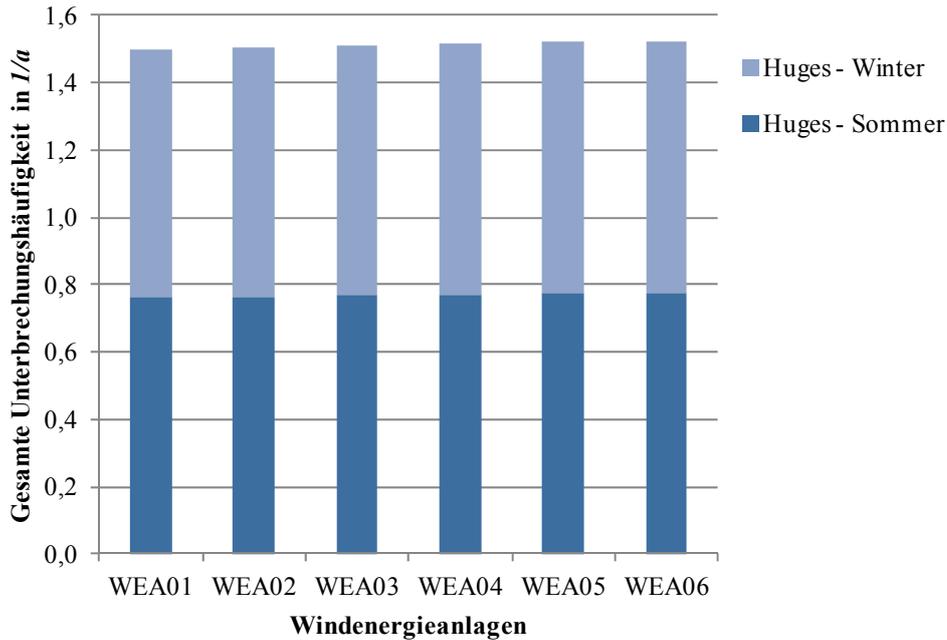


Abbildung 6-8: Gesamte Unterbrechungshäufigkeit (mit WEA-Modell ohne Instandhaltung)

Die Reduzierung der gesamten Unterbrechungshäufigkeit führt zu einer Senkung der nicht einspeisbaren Energie und der entgangenen Einspeisevergütung. Zur Verdeutlichung sind in Abbildung 6-9 bzw. in Abbildung 6-10 die nicht einspeisbare Energie bzw. die entgangene Einspeisevergütung dargestellt.

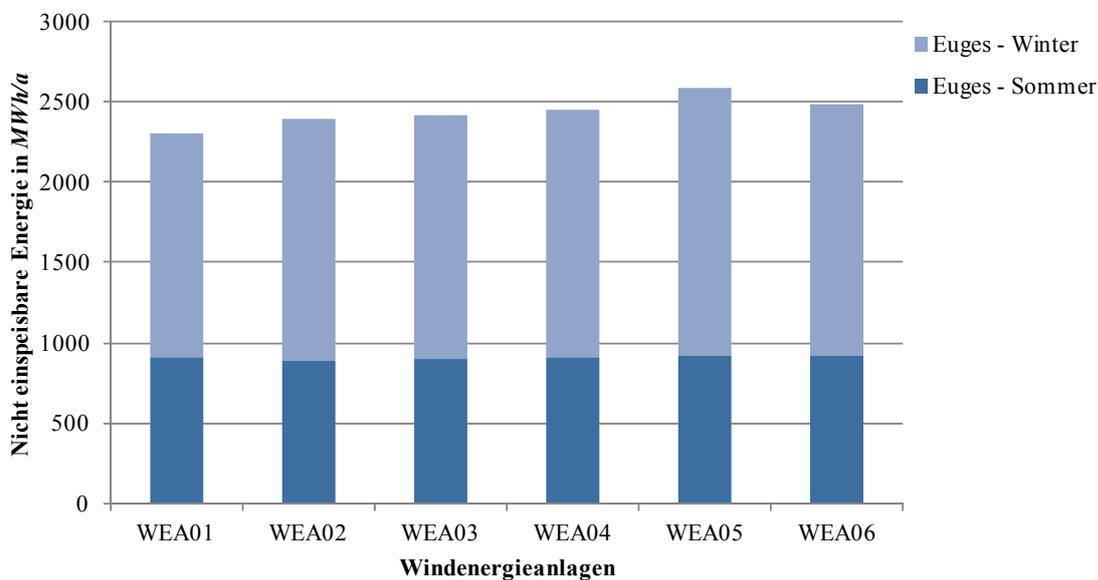


Abbildung 6-9: Nicht einspeisbare Energie (mit WEA-Modell ohne Instandhaltung)

Die nicht einspeisbare Energie sinkt gegenüber den Ergebnissen mit Instandhaltungsprozess ungefähr um 80 MWh/a pro Windenergieanlage. Die entgangene Einspeisevergütung liegt ungefähr bei 430-490 T€/a pro Windenergieanlage. Die Differenz zwischen der Berechnung mit und ohne Instandhaltung stellt die entgangene Einspeisevergütung während der Instandhaltung

dar und beträgt ungefähr 15 T€ pro Jahr und pro Windenergieanlage, bei einem Vergütungssatz von 0,19 €/kWh.

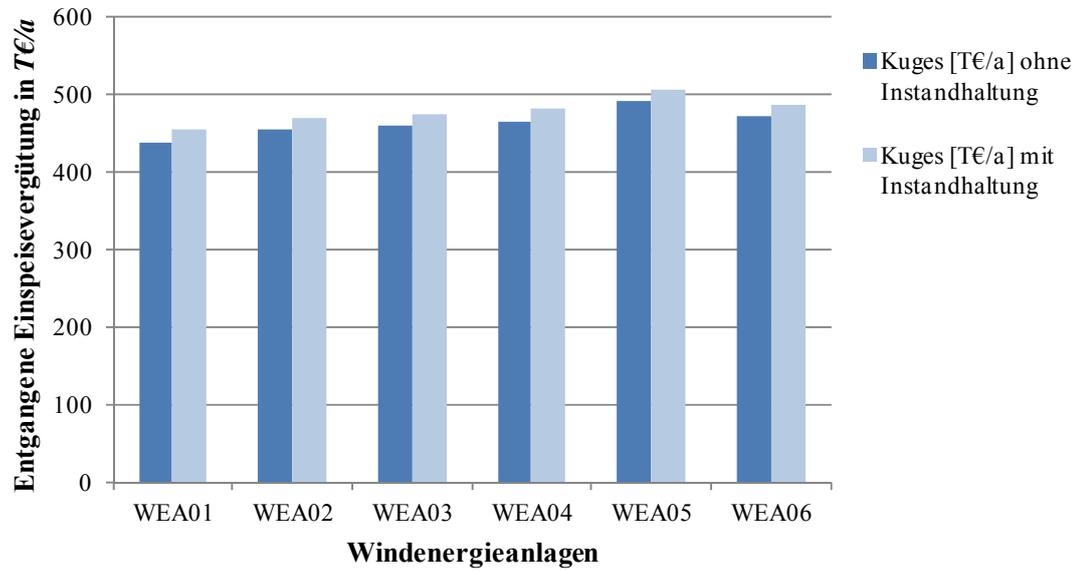


Abbildung 6-10: Entgangene Einspeisevergütung mit WEA-Modell (mit und ohne Instandhaltung)

6.2 Realistische Offshore-Windparknetze

6.2.1 Beschreibung der Windparknetze

In diesem Abschnitt werden zwei realistische und typische Offshore-Windparks untersucht. Der untersuchte Windpark *Beispielnetz 1* besteht aus einem Umspannwerk und 57 Windenergieanlagen des Konzepts DGAG mit jeweils 6,15 MW Nennleistung. Diese sind in fünf offen betriebenen Ringen mit unterschiedlicher Windenergieanlagenanzahl pro Ring organisiert – zwei davon bestehen aus 14 Windenergieanlagen, zwei Ringe aus 10 Windenergieanlagen und der letzte Ring aus 9 Windenergieanlagen. Die gesamte Windparknennleistung beläuft sich auf $P_{\text{Beispielnetz1}} = 350,55 \text{ MW}$. Die gesamte MS-Seekabellänge beträgt 97 km.

Der Aufbau des geplanten Windparks *Beispielnetz 1* ist schematisch in Abbildung 11-4 im Anhang dargestellt. Die Bezeichnungen (Farbe der Kabel) an den Kabeln repräsentieren ihre Kabelquerschnitte. Die beiden Halbringe, oder auch offene Ringe genannten Abschnitte, werden galvanisch getrennt voneinander betrieben. Es besteht jedoch über die offene Trennstelle die Möglichkeit eines Betriebes der Windenergieanlagen über einen geschlossenen Ring. Bei einem Ausfall einzelner Komponenten innerhalb der Halbringe kann so eine Wiedereinspeisung der funktionsfähigen und somit einspeisefähigen Windenergieanlagen gewährleistet werden. Die gesamte Energie in diesem Netz beträgt $E_{G\text{Beispielnetz1}} = 1661,75 \text{ GWh/a}$. Die Berechnung der gesamten Energie $E_{G\text{Beispielnetz1}}$ erfolgt mithilfe der Gleichung (4-26).

Um andere Windenergieagentypen (Leistungsklassen) zu berücksichtigen, wurde ein neues Netzkonzept (*Beispielnetz 2*) erstellt. Dieses Netz, ein Ringnetz, hat einen ähnlichen Aufbau wie das *Beispielnetz 1*, allerdings besteht es aus insgesamt 97 Windenergieanlagen des Konzepts AG mit einer Nennleistung von jeweils 3,6 MW. Damit hat dieser Offshore-Windpark eine gesamte Leistung von $P_{\text{Beispielnetz2}} = 349,2 \text{ MW}$. Fast alle Windenergieanlagen sind in einer offenen Ringstruktur miteinander verbunden. Eine Ausnahme stellen drei Windenergieanlagen (*WEA-10*, *WEA-11* und *WEA-12*) dar, die nur stichförmig angebunden sind. Dieses Netz verfügt über eine gesamte MS-Seekabellänge von 160 km. Die gesamte Energie in diesem Netz beträgt $E_{G\text{Beispielnetz2}} = 1658,40 \text{ GWh/a}$.

Die beiden Windparknetze haben ungefähr die gleiche Nennleistung, allerdings besteht das *Beispielnetz 2* aus mehr Komponenten (Kabel, Schaltanlagen) als das *Beispielnetz 1*.

Die möglichen Schaltmaßnahmen bestehen hier entweder in der Schließung der offenen Trennstellen oder in der Schließung der Sammelschienenkupplung. Die Umschaltungsdauer solcher Schaltheandlungen beträgt in dieser Arbeit 0,5 h pro Schaltmaßnahme.

Beide Netze besitzen den gleichen Umspannwerksaufbau, der aus zwei identischen Dreiwicklungstransformatoren mit einer gesamten Bemessungsleistung von $S_r = 400 \text{ MVA}$, vier MS-Schaltanlagen und zwei HS-Schaltanlagen besteht (Aufbau siehe Abbildung 11-4 bzw. Abbildung 11-5).

Basierend auf den beiden *Beispielnetzen 1* und *2* werden in diesem Kapitel mehrere Netzvarianten untersucht, die unterschiedliche Netzaufbauten sowie Umspannwerkskonfigurationen berücksichtigen. Mögliche Netzvarianten sind der offene Ring, das Stichnetz, die Kabelverstärkung sowie die Änderung der Transformatoren-Konfiguration. Diese Netzvarianten werden mit den beiden Netzkonfigurationen (*Beispielnetz 1* und *Beispielnetz 2*) jeweils mit und ohne Berücksichtigung des Ausfallverhaltens der Windenergieanlagen berechnet und miteinander verglichen.

Für die Auswertung der Ergebnisse wird ausschließlich die nicht einspeisbare Energie E_u dargestellt. Diese ist letztlich die bestimmende Kenngröße, die gleichzeitig für die Zuverlässigkeit sowie für die Vergütung wichtig ist.

Die Zuverlässigkeitskenndaten für die beiden Anlagentypen sind Tabelle 4-3 entnommen. Die beiden Windparknetze sind mit einem individuellen Schutz (Differential-Schutz) für alle Windparkkomponenten (Kabel, Transformatoren und Sammelschienenabschnitte im Umspannwerk) ausgestattet.

6.2.2 Vergleich der Netzkonzepte ohne Windenergieanlagen

Um die möglichen Windparknetzdesigns bzw. die unterschiedlichen Innerparkverkabelungsaufbauten und die verschiedenen Umspannwerk-Layouts zu bewerten, ist es ausreichend, die Zuverlässigkeitsberechnung der Windparknetze durchzuführen, ohne das Ausfallverhalten der Windenergieanlagen zu berücksichtigen.

Die beiden untersuchten Netze werden neben ihrem ursprünglichen Aufbau (Basisvariante genannt) anhand zusätzlicher Planungsvarianten berechnet. Diese Varianten berücksichtigen einen möglichen und in der Praxis verbreiteten Aufbau von Windparknetzen. Insgesamt sind neben der Basisvariante für jedes Beispielnetz weitere sechs Planungsvarianten untersucht worden.

Die *Planungsvariante I (PVI)* ist ein Stichnetz. Um die Stichnetz-Variante zu berechnen, wurden die offenen Trennstellen der beiden Beispielnetze (Basisvarianten) inklusive der Schaltfelder entfernt. Dadurch spart man zwar Kabel- und Schaltfeldkosten, allerdings stellt diese Variante keine Redundanz mehr zwischen den Halbringen (Strängen) dar, wodurch die nicht einspeisbare Energie deutlich höher wird als beim Basisnetz (Basisvariante).

In der *Planungsvariante II (PVII)* wurde das Umspannwerk rekonfiguriert. Um die Verfügbarkeit des Umspannwerks zu erhöhen, wurden statt der beiden Dreiwicklungstransformatoren vier Zweiwicklungstransformatoren mit einer Bemessungsleistung von jeweils $S_r = 100 \text{ MVA}$, eingesetzt, d. h. die gleiche gesamte Transformatorbemessungsleistung von $S_r = 400 \text{ MVA}$ wie in der ursprünglichen Konfiguration.

Bei der *Planungsvariante III (PVIII)* wurden Kabelquerschnitte ausgetauscht. In dieser Planungsvariante werden einige Kabelquerschnitte durch andere Querschnitte ersetzt. Dies hat Kostengründe, da diese Variante weniger hohe Querschnitte benutzt, wodurch die Ausbaurkosten reduziert werden. Um den Einfluss dieser Variante auf die Verfügbarkeit des

gesamten Windparks zu untersuchen, wird eine Zuverlässigkeitsberechnung durchgeführt. Darüber hinaus werden die elektrischen Verluste ermittelt, um die entstehende Kostendifferenz zu der Basisvariante (*BV*) zu bestimmen. Durch die Änderung der Kabelquerschnitte ändern sich die thermischen Verluste im Netz. In der Abbildung 6-11 sind die neuen Querschnitte dargestellt. Alle Kabel mit dem Querschnitt $A = 240 \text{ mm}^2$ wurden durch solche mit $A = 150 \text{ mm}^2$ und $A = 300 \text{ mm}^2$ ersetzt. Die anderen Kabel mit Querschnitt $A = 800 \text{ mm}^2$ wurden zum größten Teil durch Kabel mit den Querschnitten $A = 630 \text{ mm}^2$ und $A = 300 \text{ mm}^2$ ersetzt. Damit ist die Kabelkapazität in der *BV* höher als in *PVIII*.

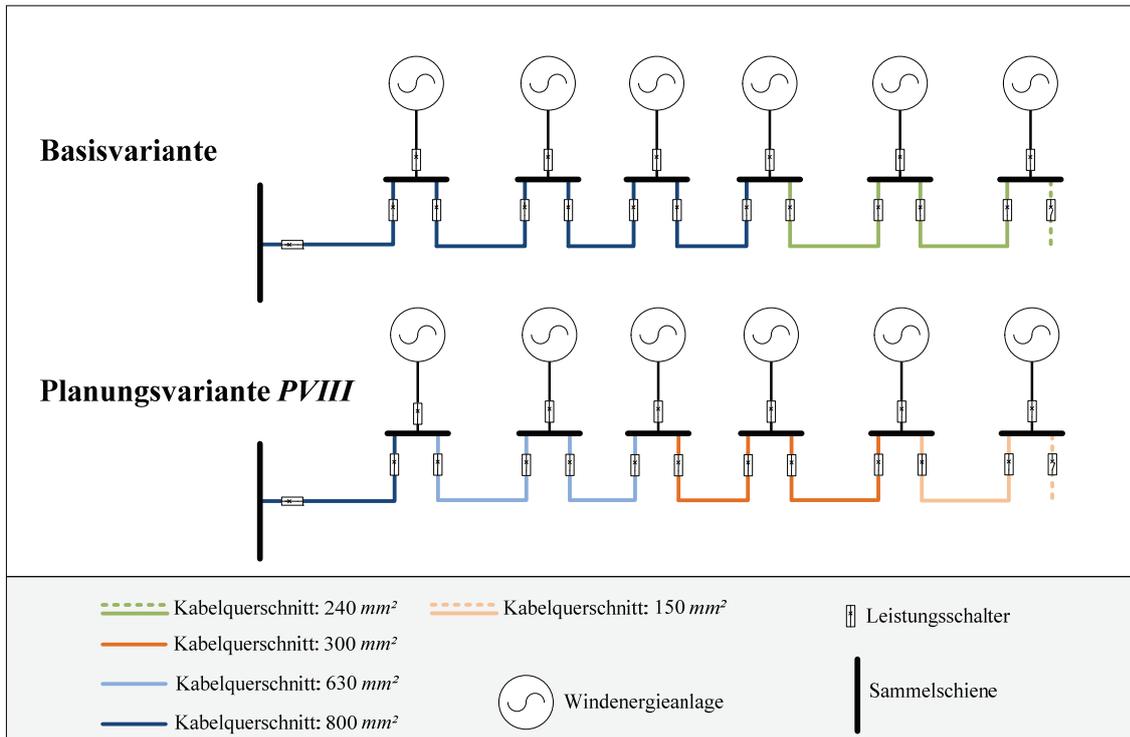


Abbildung 6-11: Kabelquerschnittsanordnung bei der Netzvarianten *BV* und *PVIII*

Die *Planungsvariante IV (PVIV)* verknüpft die Kabelquerschnitts-Reduzierung mit dem Stichnetzaufbau: Diese Variante ist die Kombination der beiden *Planungsvarianten I* und *III*. Damit sind die beiden untersuchten Netze Stichnetze mit verkleinerten Kabel-Querschnitten gegenüber der Basisvariante.

Ähnlich wie bei der *PVIV* werden bei der *Planungsvariante V (PVV)* zwei Planungsvarianten zusammengefasst. Diese Variante beinhaltet einen Stichnetz-Aufbau mit vier Zwe Wicklungstransformatoren. Damit fasst die Variante *PVV* die beiden Varianten (*PVI* und *PVII*) zusammen. Damit wird der Einfluss des Umspannwerks in der Stichnetzkonfiguration ermittelt.

Die letzte untersuchte Variante ist die *Planungsvariante VI (PVVI)*. Diese Variante kombiniert die beiden Planungsvarianten *PVIII* und *PVII* miteinander. Dadurch besteht diese Variante einerseits aus einem redundant aufgebauten Umspannwerk, andererseits aus Kabeln mit reduziertem Querschnitt und höherer Auslastung.

Ob das Ringnetz in einem offenen oder geschlossenen Ring betrieben wird, hat keinen großen Einfluss auf die berechnete nicht einspeisbare Energie. Die beiden Netzvarianten des Ringnetzes (offener und geschlossener Ring) verhalten sich nahezu identisch. Der Grund dafür liegt in der Umschaltdauer. Durch die sehr kurze Umschaltdauer – diese beträgt in dieser Arbeit $0,5 h$ – im Vergleich zu der Aus-Dauer der Betriebsmittel im Netz sind die beiden Ringnetzvarianten bezüglich der nicht eingespeisten Energie vergleichbar.

6.2.2.1 Ergebnisse der beiden Basisvarianten

Zunächst sollen die einzelnen Stränge dieser Netze in der jeweiligen Basisvariante miteinander verglichen werden. Die gesamte nicht einspeisbare Energie pro Strang für die beiden *Beispielnetze 1* und *2* sind in Abbildung 6-12 und Abbildung 6-13 dargestellt. Dabei zeigt sich eine höhere E_{uges} bei den Strängen mit höherer Anzahl an Windenergieanlagen (Strang 1, 2, 6 und 7), dies gilt für beide Beispielnetze. Die Unterschiede zwischen diesen Strängen, die die gleiche Anzahl an Windenergieanlagen enthalten, hängen hauptsächlich von der Länge der MS-Kabel, den Einspeisekennlinien der Windenergieanlagen und dem Aufbau der Ringnetze ab. Die Ergebnisse der Stränge zeigen deutlich die höhere E_{uges} bei *Beispielnetz 2* im Vergleich zu *Beispielnetz 1*. Da in *Beispielnetz 2* neben der höheren Anzahl der Windenergieanlagen pro Strang (liegt zwischen 8 und 12 Anlagen) längere Kabelstrecken und mehr Leistungsschalter als in *Beispielnetz 1* vorliegen. Darüber hinaus ist der Strang Nummer 2 im *Beispielnetz 2* (vgl. Abbildung 6-13) durch die Stichenbindung von drei Windenergieanlagen der Strang mit der höchsten nicht einspeisbaren Energie ($E_{uStrang2} = 815 MWh/a$).

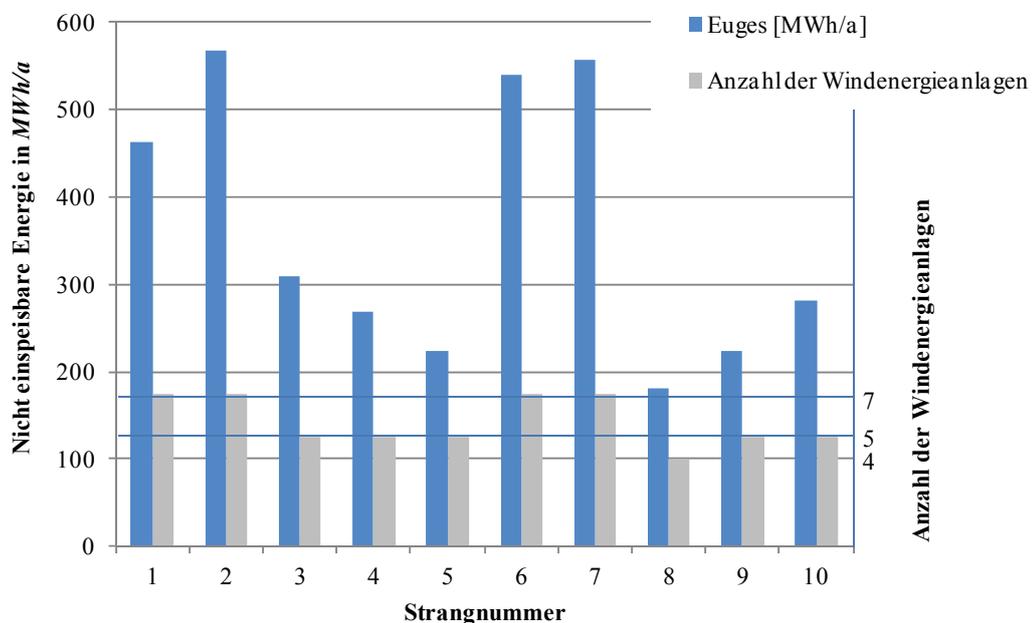


Abbildung 6-12: E_{uges} von *Beispielnetz 1* je Strang

Die Konfiguration der einzelnen Ringe beeinflusst ebenfalls die nicht einspeisbare Energie stark. So sind in *Beispielnetz 1* die Stränge 5 und 8 in einem offen betriebenen Ring zusammengefasst (vgl. Abbildung 11-4). Beide weisen nur wenige Windenergieanlagen und

damit eine kurze Kabellänge auf. Bei manchen Ausfällen kommt es durch Schließen der Trennstelle nicht zu Überlastungen, so dass alle Windenergieanlagen weiter mit voller Leistung einspeisen können. Wegen unterschiedlicher Ring-Konfigurationen unterscheiden sich Stränge, die die gleiche Anzahl der Windenergieanlagen haben, in den Zuverlässigkeitsergebnissen sehr stark.

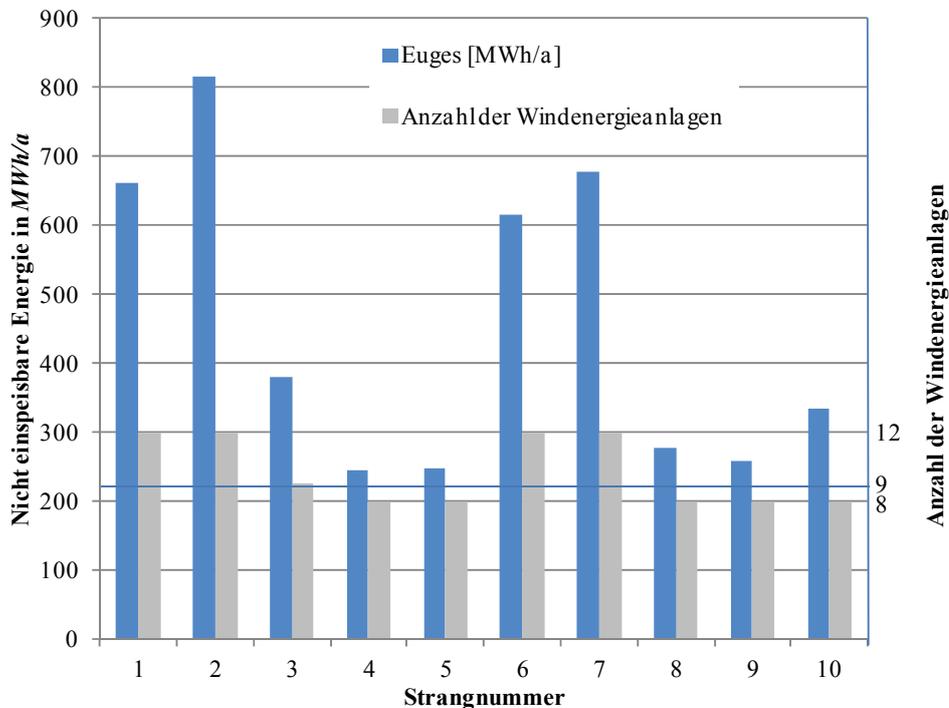


Abbildung 6-13: E_{uges} von *Beispielnetz 2* je Strang

Der Vergleich der Gesamtergebnisse beider Windparks (vgl. Abbildung 6-14) zeigt, dass das *Beispielnetz 2* eine deutlich höhere nicht einspeisbare Energie ($E_{uges} = 4487 \text{ MWh/a}$) verursacht als das *Beispielnetz 1* ($E_{uges} = 3597 \text{ MWh/a}$). Der Grund für diesen enormen Unterschied ist die höhere Anzahl der Betriebsmittel sowie die längeren Seekabel beim *Beispielnetz 2* im Vergleich zu *Beispielnetz 1*. Durch die niedrige Anzahl der Betriebsmittel (Kabel, Schaltanlagen) im *Beispielnetz 1* weist dieses Netz eine höhere Verfügbarkeit als das *Beispielnetz 2* auf.

Bei beiden Beispielnetzen wird ungefähr 80 % der gesamten nicht einspeisbaren Energie in den Wintermonaten verursacht (vgl. Abbildung 6-14). Dies liegt an der höheren Aus-Dauer der Betriebsmittel sowie an der höheren Einspeiseleistung der Windenergieanlagen in den Wintermonaten. In den Wintermonaten ist ein deutlicher Unterschied der nicht einspeisbaren Energie zwischen den Beispielnetzen erkennbar, während er in den Sommermonaten sehr gering ist.

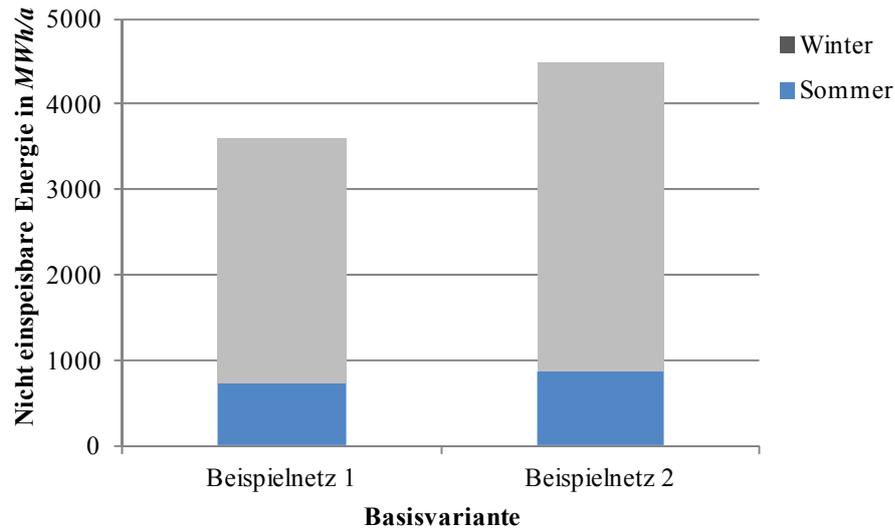


Abbildung 6-14: Gesamte E_{uges} von *Beispielnetz 1* bzw. *2*

6.2.2.2 Ergebnisse der Planungsvarianten

Die Resultate dieser Berechnung zeigen die Auswirkungen der betrachteten Netzvarianten auf die Zuverlässigkeitskenngrößen. Beide Beispielnetze haben zwar nicht die gleichen Zuverlässigkeitsergebnisse, aber die Auswirkungen der einzelnen Planungsvarianten auf die Zuverlässigkeitskenngrößen sind ungefähr identisch.

Die Berechnung der gesamten nicht einspeisbaren Energie E_{uges} der unterschiedlichen Planungsvarianten für die beiden Konfigurationen (*Beispielnetz 1* und *2*) zeigt einen deutlichen Unterschied zwischen dem Stichnetz und dem Ringnetz (vgl. Abbildung 6-15). Bei der Konfiguration des *Beispielnetzes 1* (vgl. Abbildung 6-15) beträgt die Differenz zwischen der Basisvariante BV (Ringnetz) und der Planungsvariante PVI (Stichnetz) etwa 2100 MWh/a .

Der Unterschied zwischen der Basisvariante und der PVI liegt hauptsächlich an der fehlenden Redundanz im Stichnetz, die zur Erhöhung der nicht einspeisbaren Energie durch die Unterbrechung E_u führt. Durch die Entfernung der Trennstelle zwischen jeweils zwei Strängen ist es nicht mehr möglich, über andere Stränge zu speisen (Reservestränge).

Bei der Konfiguration des *Beispielnetzes 2* liegt die Differenz zwischen der BV und der PVI bei 3130 MWh/a . Diese Differenz ist deutlich größer als im *Beispielnetz 1*.

Die Ergebnisse der PVI zeigen auch, dass die Auswirkung des Stichnetzes bei der Konfiguration des *Beispielnetzes 2* höher ist als bei der Konfiguration des *Beispielnetzes 1*. Für den Betrieb als Stichnetz ist die Anzahl der Windenergieanlagen pro Stich von großer Bedeutung. Eine Steigerung der Anzahl der Windenergieanlagen führt zu einer deutlichen Verschlechterung der Zuverlässigkeitsergebnisse.

Gegenüber der PVI zeigt die $PVII$ eine leichte Verbesserung im Vergleich zu der Basisvariante BV . Dies liegt an der Reduzierung der nicht einspeisbaren Energie durch die Regelung E_{ur} , die durch die Vier-Trafo-Konfiguration erzielt wurde.

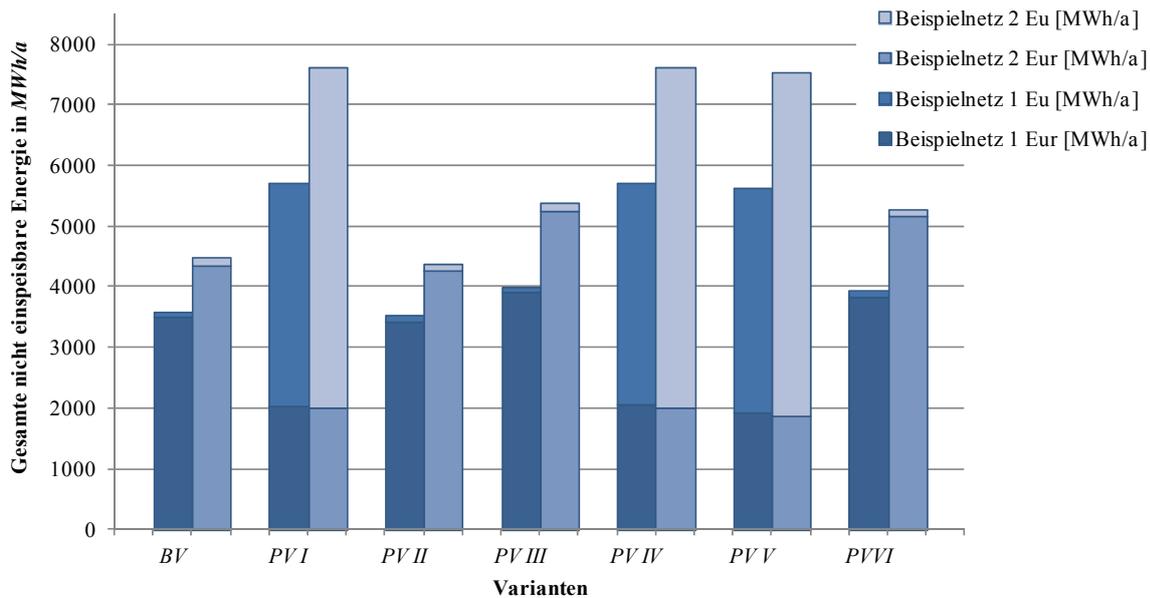


Abbildung 6-15: Vergleich der Planungsvarianten

Bei der *PVIII* ist durch die Kabelquerschnitts-Reduzierung eine Verschlechterung der gesamten nicht einspeisbaren Energie zu erkennen (vgl. Abbildung 6-15). Diese Verschlechterung liegt an der Erhöhung von E_{ur} durch die reduzierte Kabelkapazität im Vergleich zur *BV*. E_u ist konstant geblieben, da keine Änderung bezüglich der Anzahl oder der Konfiguration der Betriebsmittel vorgenommen wurde.

Die *PVIV* ist identisch zur *PVI*, da hier die Änderung der Kabelquerschnitte keine Rolle hinsichtlich der nicht einspeisbaren Energie durch die Regelung (E_{ur}) spielt, weil durch die Stichnetzkonfiguration keine Leistungsregelung bei Fehlern in der Innerparkverkabelung möglich ist. In der Stichnetzkonfiguration findet die Leistungsregelung ausschließlich bei Fehlern im Umspannwerk und bei Schließung der Sammelschienenkupplung statt.

Die *PVV* zeigt eine kleine Verbesserung im Vergleich zu den Stichnetzvarianten *PVI* und *PVIV*. Dies liegt hauptsächlich an der höheren Redundanz beim Aufbau des Umspannwerks, welche zur Reduzierung der nicht einspeisbaren Energie durch die Regelung geführt hat.

Die letzte Planungsvariante *PVVI* zeigt im Vergleich zur *BV* eine höhere gesamte nicht einspeisbare Energie. Trotz des redundanten Aufbaus im Umspannwerk – dies hat in *PVII* zu einer Reduzierung von E_u im Vergleich zu *BV* geführt – und der Ringnetz-Konfiguration der Innerparkverkabelung ist die nicht einspeisbare Energie durch die Regelung höher als in der *BV*. Somit ist die Auswirkung der Reduzierung der Kabelquerschnitte auf die Zuverlässigkeitsergebnisse von *PVVI* stärker als die redundantere Umspannwerk-Konfiguration.

Beide Beispielnetze zeigen, dass die *PVII* die geringste gesamte nicht einspeisbare Energie verursacht und damit die zuverlässigste der berechneten Planungsvarianten ist. Allerdings sollte dies in Beziehung zu den zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten gesetzt werden. Um diesen Vergleich durchzuführen, soll die jährliche entgangene Einspeisevergütung K_{uges} berechnet werden. Diese Kenngröße verhält sich proportional zur gesamten nicht einspeisbaren

Energie E_{uges} . In Abschnitt 6.2.4 wird die monetäre Bewertung aller Varianten ausführlich erläutert.

6.2.3 Berücksichtigung unterschiedlicher Windenergieanlagen-Konzepte

Um die Zuverlässigkeitsberechnung des Offshore-Windparks zu vervollständigen, muss das Ausfallverhalten der Windenergieanlagen mit berücksichtigt werden. Da die verschiedenen Windenergieanlagen-Konzepte unterschiedliches Ausfallverhalten aufweisen (vgl. Abschnitt 4.2.4.2), werden die beiden *Beispielnetze 1* und *2* mit unterschiedlichen Anlagenkonzepten berechnet und einander gegenüber gestellt.

In den vorherigen Abschnitten wurden die beiden Beispielnetze und ihre Planungsvarianten ohne Berücksichtigung des Ausfalls von Windenergieanlagen berechnet, um unterschiedliche Netzkonstellationen bewerten zu können. Nun werden vier unterschiedliche Konzepte, deren Zuverlässigkeitskenndaten in Abschnitt 4.2.4.2 und mithilfe des Wettermodells in Tabelle 11-5 berechnet wurden, auf die beiden untersuchten *Beispielnetze 1* und *2* angewendet.

Zusätzlich zu den in Abschnitt 6.2.2 vorgestellten sechs Planungsvarianten sind hier vier weitere Planungsvarianten (*PVVII*, *PVVIII*, *PVIX* und *PVX*) berechnet worden.

Die Planungsvariante *PVVII* berücksichtigt die Basisvariante mit dem Anlagen-Konzept AG. Bei der Planungsvariante *PVVIII* wird das DGAG-Konzept auf die Basisvariante angewendet. Bei den anderen zwei Planungsvarianten *PVIX* und *PVX* sind jeweils PMSG- und SG-Konzepte eingesetzt.

Die Ergebnisse der vier Planungsvarianten für beide Beispielnetze sind in Abbildung 6-16 dargestellt. Diese Ergebnisse zeigen einerseits, wie groß der Einfluss des Ausfallverhaltens der Windenergieanlage auf die Zuverlässigkeit des gesamten Windparks ist, und ermöglicht andererseits die Unterschiede der einzelnen Konzepte zu bewerten.

Die gesamte nicht einspeisbare Energie von allen Planungsvarianten für beide Beispielnetze liegt zwischen $E_{uges} = 138.500 \text{ MWh/a}$ und $E_{uges} = 165.500 \text{ MWh/a}$. Von dieser nicht einspeisbaren Energie fallen ungefähr 37 % in den Sommermonaten an. Durch die Berücksichtigung der Instandhaltung haben die Sommermonate im Vergleich zu den Ergebnissen in Abschnitt 6.2.2 einen größeren Einfluss. *Beispielnetz 2* zeigt leicht bessere Ergebnisse als das *Beispielnetz 1*. Die Unterschiede der beiden Beispielnetze sind in den unterschiedlichen Netzkonzepten begründet, liegen aber lediglich bei maximal 750 MWh/a .

Die Planungsvariante *PVIX* hat durch die höhere Verfügbarkeit des PMSG-Konzepts eine deutlich geringere nicht einspeisbare Energie gegenüber den anderen Planungsvarianten. Aufgrund der höheren Ausfallwahrscheinlichkeit der Windenergieanlagekonzepte AG und SG haben die Planungsvarianten *PVVII* und *PVVX* für beide *Beispielnetze 1* und *2* eine nicht einspeisbare Energie über 160000 MWh/a . Deutlich weniger als *PVVII* und *PVVX* verursacht das DGAG-Konzept (*PVVIII*) mit der Teilleistungsbetriebsfähigkeit eine gesamte nicht einspeisbare Energie von knapp über 140000 MWh/a .

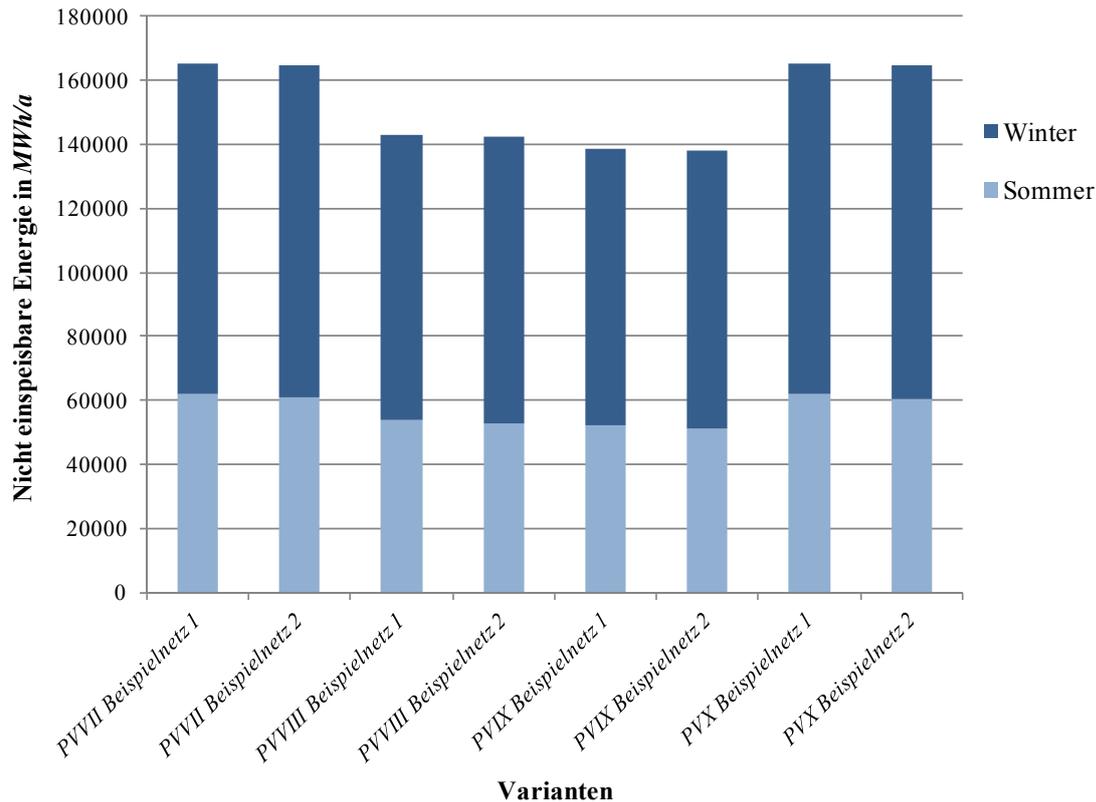


Abbildung 6-16: Ergebnisse der Planungsvariante mit Windenergieanlagen

Die Erhöhung der nicht einspeisbaren Energie durch die Berücksichtigung des Ausfallverhaltens der Windenergieanlage beeinflusst die Energieverfügbarkeit E_V im Windparknetz erheblich. In Abbildung 6-17 ist die Energieverfügbarkeit für die Basisvariante und für alle zehn berechneten Planungsvarianten dargestellt. *PVII* hat die höchste Energieverfügbarkeit mit $E_V = 99,78\%$, dagegen haben *PVI* und *PVIV* die schlechteste Energieverfügbarkeit des Netzes (ohne Windenergieanlagenausfall) mit $E_V = 99,65\%$.

Werden die Windenergieanlagen berücksichtigt (*PVVII*, *PVVIII*, *PVIX* und *PVX*), sinkt die Energieverfügbarkeit erheblich auf 90,05-91,64 % ab. Dies zeigt nochmals deutlich, dass die Windenergieanlagen im Vergleich zu den Netzkomponenten um ein Vielfaches unzuverlässiger sind.

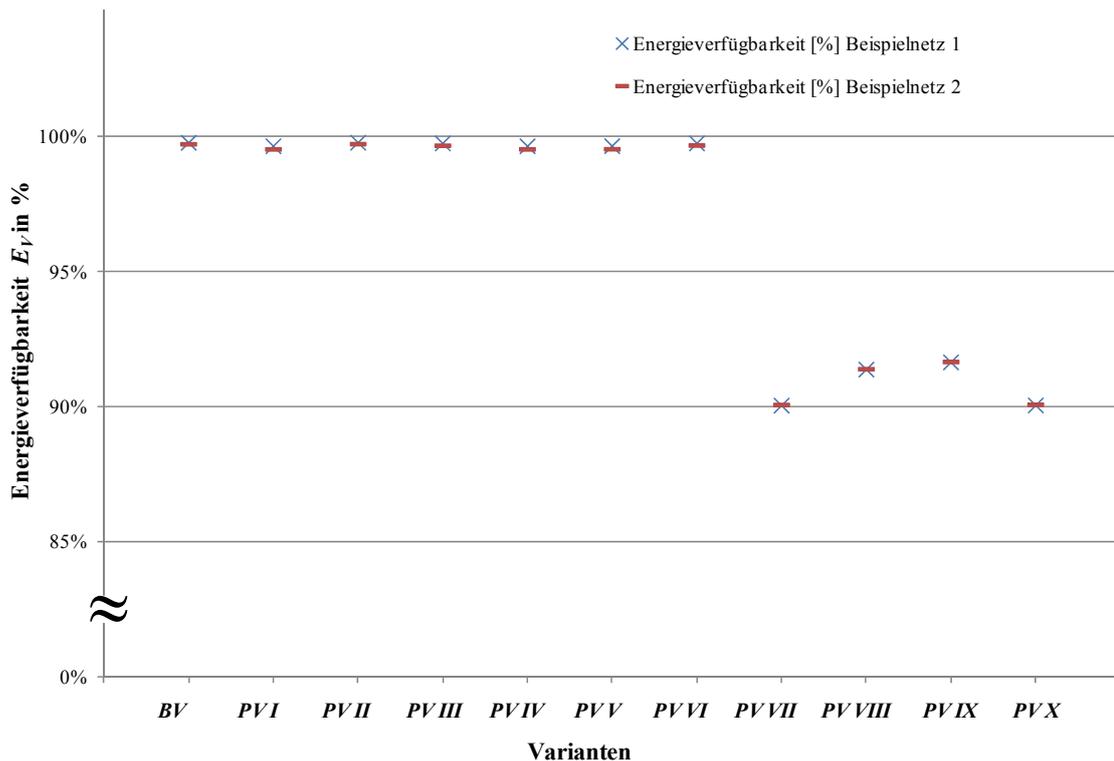


Abbildung 6-17: Die Energieverfügbarkeit aller Planungsvarianten beider Beispielnetze

6.2.4 Monetäre Bewertung der Planungsvarianten

Die jährliche entgangene Einspeisevergütung ist direkt proportional zu der nicht einspeisbaren Energie. Für die Berechnung der gesamten entgangenen Einspeisevergütung während der gesamten Windparklebensdauer wird das Stauchungsmodell (siehe Abschnitt 3.1) verwendet. Die beiden untersuchten Windparks liegen ungefähr 21,6 Seemeilen von der Küste entfernt und in einer Wassertiefe von ungefähr 30 m. Dadurch verlängert sich die erhöhte Anfangsvergütung von 0,15 €/kWh um weitere 21,5 Monate. In den 20 Jahren Laufzeit ergibt sich somit (aufgrund des Standorts, des Projektbeginns etc.) für den geplanten Windpark eine durchschnittliche Vergütung von 0,07 €/kWh pro Jahr (basierend auf dem Stauchungsmodell und der Barwertmethode). Es wurde in dieser Arbeit ein Zinssatz von jährlich 8 % für die Barwertmethode angenommen. Die Betriebsmittelkosten sind aus der Tabelle 11-6 entnommen.

Um die verschiedenen untersuchten Planungsvarianten nach Kostengesichtspunkten zu vergleichen, werden die zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten $\Delta K_{z.I\&B}$ berechnet, die im Vergleich zur BV entstehen. Diese enthalten neben den Errichtungskosten auch die thermischen Verluste. Alle jährlich in der Zukunft entstehenden Kosten wurden mit Hilfe der Barwertmethode auf den Errichtungszeitpunkt des Windparks umgerechnet.

$$\Delta K_M = \Delta K_{Euges} + \Delta K_{z.I\&B} \quad (6-1)$$

In Abbildung 6-18 werden alle berechneten Varianten für das *Beispielnetz 1* (nur Netze ohne Windenergieanlagen-Ausfall) monetär bewertet. Es gibt hier für jede Planungsvariante jeweils

drei Balken: die zusätzliche entgangene Einspeisevergütung ΔK_{Euges} während der gesamten Lebensdauer des Windparks, die zusätzlichen Investitionen und Betriebskosten $\Delta K_{z,I\&B}$ und die Mehrkosten ΔK_M . Alle Kostenblöcke stellen jeweils die Differenz zur Basisvariante (*Beispielnetz 1*) dar. Erhöhen sich die Mehrkosten ΔK_M bei einer Planungsvariante – ist somit diese Variante unwirtschaftlicher als die *BV* – sind die Mehrkosten ΔK_M bei einer Variante negativ, dann ist diese Planungsvariante wirtschaftlicher als die *BV*.

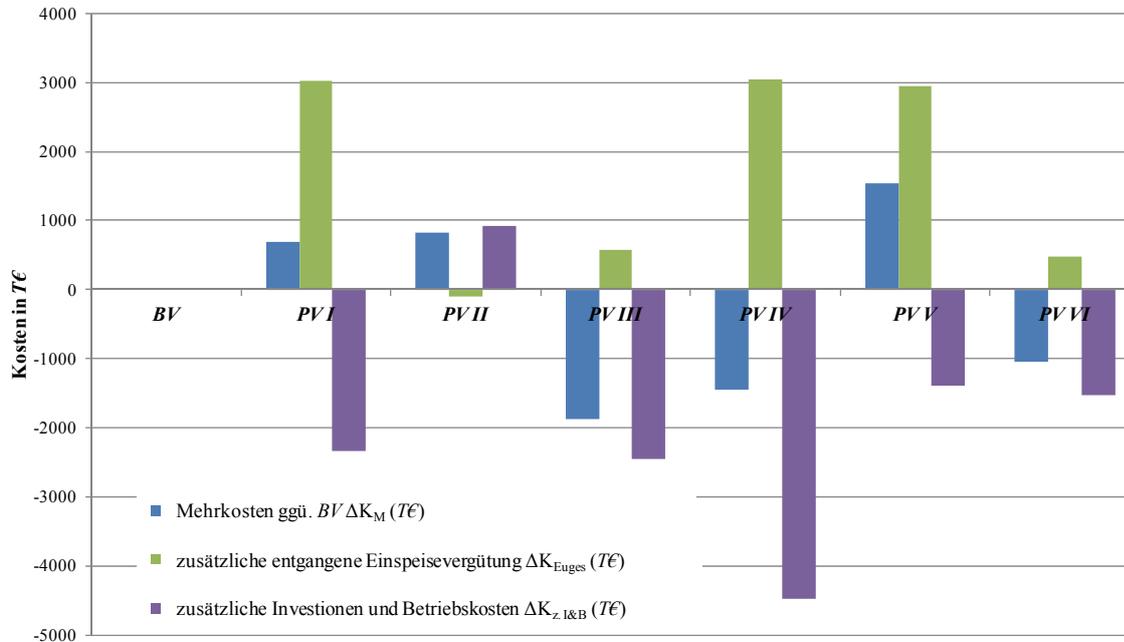


Abbildung 6-18: Wirtschaftlicher Vergleich der Varianten für das *Beispielnetz 1*

Trotz der gesparten zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten wird die Variante *PVI* aufgrund der verursachten Kosten durch die entgangene Einspeisevergütung teurer als die *BV*. Die Mehrkosten ΔK_M liegen für die Planungsvariante *PVI* bei ca. 700 T€ (Barwert bezogen auf das Errichtungsjahr).

Durch die redundante Auslegung der Transformatoren in *PVII* wurde zwar eine geringfügige Reduzierung der entgangenen Einspeisevergütung erzielt, aber durch die sehr hohen zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten steigen die Gesamtkosten im Vergleich zur Basisvariante. Damit ist diese Variante unwirtschaftlicher gegenüber der Basisvariante.

Durch die Reduzierung der Kabelquerschnitte in *PVIII* ist die zusätzliche entgangene Einspeisevergütung ΔK_{Euges} gestiegen. Durch die deutlich gesunkenen Investitions- und Betriebskosten ergeben sich insgesamt geringere Mehrkosten ΔK_M gegenüber der Basisvariante *BV* ($\Delta K_M \approx -1900$ T€). Insgesamt können durch diese Variante ungefähr 1900 T€ gespart werden.

In Planungsvariante *PVIIV* lassen sich gegenüber der Basisvariante *BV* die meisten Investitions- und Betriebskosten einsparen ($\Delta K_{z,I\&B} \approx -4480$ T€). Dies ergibt sich durch die Reduzierung der Kabelquerschnitte sowie durch die Einsparung der offenen Trennstellen und ihrer zugehörigen Schaltfelder. Dafür ergibt sich aber auch eine deutlich höhere entgangene Einspeisevergütung.

Insgesamt liefert diese Planungsvariante aber eine Reduzierung der Gesamtkosten $\Delta K_M \approx -1400 \text{ T€}$. Bei der Varianten *PVV* sind die Mehrkosten aufgrund der erhöhten entgangenen Einspeisevergütung gegenüber *BV* gestiegen ($\Delta K_M \approx 1500 \text{ T€}$).

Die letzte Planungsvariante *PVVI* zeigt eine Verbesserung von $\Delta K_M \approx -1060 \text{ T€}$ gegenüber der Basisvariante. Diese Verbesserung liegt an den eingesparten Investitions- und Betriebskosten ($\Delta K_{z.I\&B} \approx -1500 \text{ T€}$).

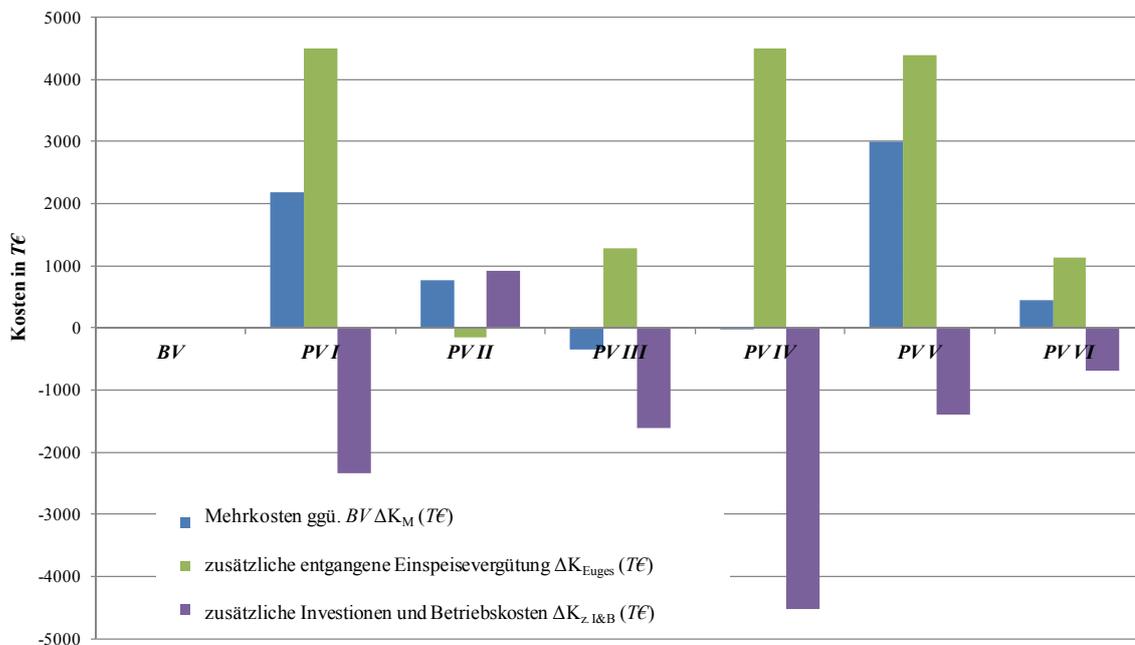


Abbildung 6-19: Wirtschaftliche Vergleich der Varianten für das *Beispielnetz 2*

Im Vergleich zum *Beispielnetz 1* ist der Einfluss der *PVI* auf das *Beispielnetz 2* höher. Die Mehrkosten gegenüber *BV* liegen hier bei $\Delta K_M \approx 2200 \text{ T€}$. Dies liegt an der höheren zusätzlich entgangenen Einspeisevergütung ΔK_{Euges} im Vergleich zu *Beispielnetz 1*.

Die Planungsvariante *PVII* ist bezüglich der Kostendifferenz identisch mit der Planungsvariante *PVII* in *Beispielnetz 1*. Durch reduzierte Investitions- und Betriebskosten zeigt die Planungsvariante *PVIII* eine Verbesserung und damit geringere Gesamtkosten im Vergleich zur Basisvariante ($\Delta K_M \approx -400 \text{ T€}$).

Eine sehr leichte Verbesserung der Gesamtkosten ist auch bei der *PVIV* erkennbar. Die Planungsvariante *PVV* hat – ähnlich wie in *Beispielnetz 1* – höhere Gesamtkosten gegenüber *BV*.

Bei der Planungsvariante *PVVI* ist durch die höhere zusätzliche entgangene Einspeisevergütung ΔK_{Euges} eine Verschlechterung der Mehrkosten gegenüber *BV* erkennbar ($\Delta K_M \approx 440 \text{ T€}$).

Abbildung 6-18 zeigt bei der Konfiguration des *Beispielnetzes 1* eine Differenz von über 700 T€ zwischen dem Ring- und dem Stichnetz. Für die Konfiguration des *Beispielnetzes 2* (Abbildung 6-19) ist diese Differenz (zwischen Ring- und Stichnetz) noch größer und liegt bei über

2200 T€. Damit übersteigt die höhere entgangene Einspeisevergütung beim Stichnetz, die durch die einfachere Netzstruktur reduzierten Investitions- und Betriebskosten bei weitem.

Da die Variante *PVIII* die geringsten Gesamtkosten gegenüber der *BV* aufweist, ist diese Variante die wirtschaftlichste und damit besonders geeignet für den Betrieb beider Windpark-Konfigurationen.

Ein Vergleich der wichtigsten Planungsvarianten für das *Beispielnetz 1* ist in Abbildung 6-20 dargestellt. Abbildung 6-20 zeigt alle Kostenblöcke in der Übersicht – jeweils bezogen auf die Basisvariante *BV*.

Die beiden Planungsvarianten *PVI* und *PVV* sind in Abbildung 6-20 nicht dargestellt. Es hat sich gezeigt (vgl. Abschnitt 6.2.2.2), dass die Maßnahme der Kabelverstärkung bei Stichnetzen bei der Planung keine Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit hat.

Die Planungsvarianten sind entsprechend ihrer Investitions- und Betriebskosten von links nach rechts sortiert (vgl. Abbildung 6-20), d.h. die Netzinfrastruktur wird immer aufwändiger, aber auch zuverlässiger (die entgangene Einspeisevergütung sinkt). Dies verdeutlicht die Auswirkungen zusätzlicher Netzinfrastruktur auf die Zuverlässigkeit und auf die Gesamtkosten.

Die Basisvariante sowie die Planungsvarianten *PVII* und *PVII* verursachen zwar eine geringere entgangene Einspeisevergütung, allerdings steigen die Gesamtkosten durch die höheren Investitions- und Betriebskosten.

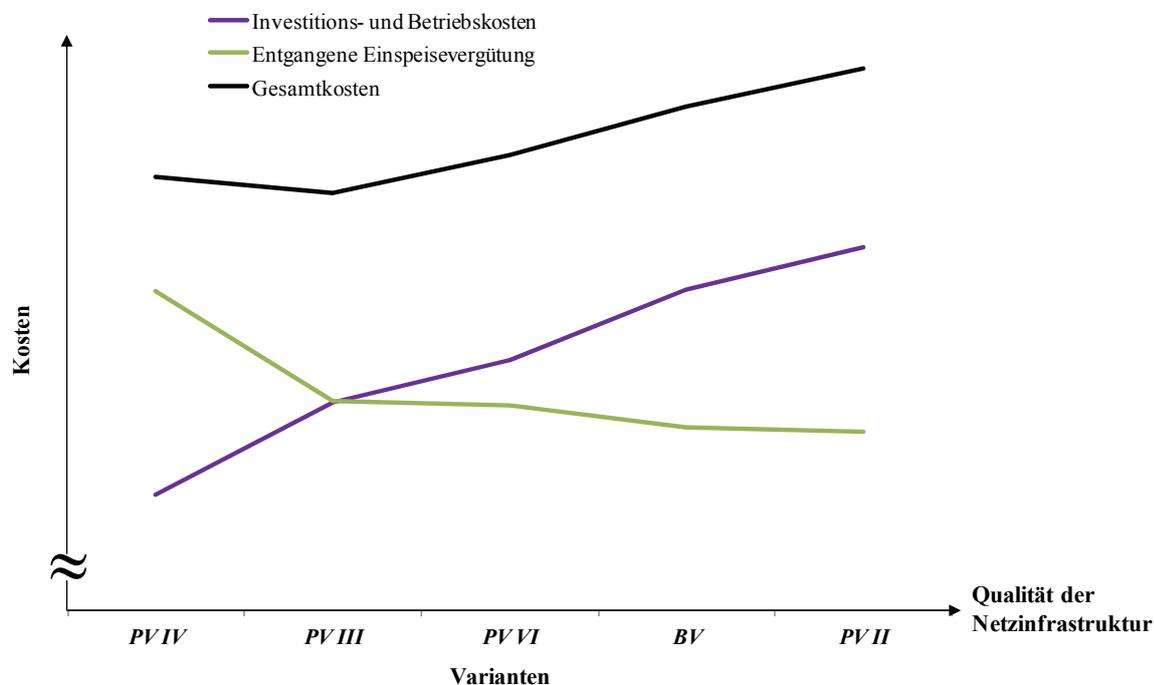


Abbildung 6-20: Qualitativer Zusammenhang von Kosten und Netzinfrastrukturen - *Beispielnetz 1*

Durch die fehlende Redundanz bei der Stichnetzvariante *PVIV* ist die entgangene Einspeisevergütung sehr hoch und verursacht – trotz der geringeren Investitions- und Betriebskosten – höhere Gesamtkosten.

Demnach stellt die Variante *PVIII*, in der Bewertung von Investitions- und Betriebskosten einerseits und Kosten für die entgangene Einspeisevergütung andererseits, das optimale Offshore-Windparknetz dar. Damit konnte der in Abbildung 1-2 dargestellte, theoretische Zusammenhang auch in der Praxis nachgewiesen werden.

6.2.5 Wesentliche Erkenntnisse

Aus den zahlreichen, im Rahmen dieser Arbeit erstellten, Grundsatzplanungen von Offshore-Windparks können einige prinzipielle Aussagen über die wichtigsten Kriterien für einen kostengünstigen, zuverlässigen und effizienten Betrieb von Offshore-Windparks abgeleitet werden.

Durch die Berücksichtigung unterschiedlicher Dauerlinien der Windenergieanlagen (inklusive der Abschattungseffekte) weisen die Ergebnisse für die nicht einspeisbare Energie für die in Windrichtung „hinteren“ Windenergieanlagen niedrigere Werte als für die „vorderen“ auf. Sie weisen einen geringeren Einspeisungsgrad auf. Durch Zuverlässigkeitsberechnungen kann die Platzierung von Windenergieanlagen in einem Strang optimiert werden.

Der Winter verursacht ungefähr 80 % der gesamten nicht einspeisbaren Energie (Berechnung *BV* nur Netz, *Beispielnetz 1*). Diese enorme Menge an nicht einspeisbarer Energie könnte durch die Reduzierung der Aus-Dauer im Winter verringert werden. Durch das Ermöglichen von Reparaturen im Winter kann damit die Aus-Dauer stark reduziert werden.

Durch die Erhöhung der Kabelquerschnitte bei Ringnetzen wird zwar die nicht einspeisbare Energie durch Regelung reduziert, aber die Investitionskosten steigen. Zuverlässigkeitsberechnungen ermöglichen hier – durch die Bewertung beider Kostenblöcke – eine optimale Wahl der Kabelquerschnitte. Bei Stichnetzen hat die Kabelverstärkung keinen Einfluss auf die Zuverlässigkeit des Windparks und daher kann auf diese Maßnahme bei der Planung von Stichnetzen verzichtet werden.

Trotz des redundanten Aufbaus der Vier-Zweiwicklungstransformatorvariante ist die Zwei-Dreiwicklungstransformatorvariante – aufgrund die geringeren Investitions- und Betriebskosten – wirtschaftlicher.

Bei der Auswahl kleinerer oder größerer Windenergieanlagen ergeben sich keine prinzipiellen Auswirkungen auf die Netzkonfiguration, aber die Unterschiede zwischen den Netzvarianten ändern sich stark. Es hat sich durch die Zuverlässigkeitsberechnung ergeben, dass die offenen Halbringstrukturen – aufgrund der größeren Umschaltmöglichkeiten – immer bessere Ergebnisse als Stichstrukturen liefern.

Zuverlässigkeitskenngrößen sämtlicher Konstellationen von Offshore-Windparknetzen, die sich, z. B. bezüglich der Anzahl der Windenergieanlagen pro Strang, des Innerparkverkabelungsaufbaus, des Aufbaus der einzelnen Ringe und Halbringe, des Aufbaus

des Umspannwerks, unterscheiden, können mit den definierten Zuverlässigkeitsmodellen realitätsgerecht abgebildet werden. Dadurch können die Schwachstellen der Netze ermittelt und diese optimiert werden, um eine optimale Zielnetzplanung von Offshore-Windparks zu erreichen.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Offshore-Windenergie bietet einerseits die Möglichkeit einer großflächigen Errichtung und Nutzung leistungsstarker Windparks, andererseits verfügt sie gegenüber der Onshore-Windenergie über ein höheres Windpotenzial, das erhöhte Betriebsvolllaststunden zur Folge hat. Damit wird diese Energie in Zukunft einen sehr wichtigen Beitrag zur elektrischen Energieversorgung in Deutschland, aber auch auf der ganzen Welt leisten. Allerdings ist diese Energie zum einen in erheblichem Maße von den Wetterbedingungen abhängig, die Einfluss auf die Einspeiseleistung aber auch auf die Zugänglichkeit der Offshore-Windparks haben. Zum anderen liegen die Offshore-Windparks weit von der Küste entfernt und in höherer Wassertiefe. Damit sind der Bau der Windparks aber auch die Durchführung von Wartungsarbeiten oder Reparaturmaßnahmen im Offshore-Bereich erschwert, was deutlich höhere Investitions- und Betriebskosten gegenüber Windparks an Land zur Folge hat. Da Windenergieanlagen für die Offshore-Anwendung speziell ausgerüstet sein müssen, entstehen zusätzliche Kosten. Um eine optimale Bilanz zwischen den Investitions- und Betriebskosten einerseits und der entgangenen Einspeisevergütung andererseits zu erlangen, ist es wichtig, schon in der Planungsphase eine Zuverlässigkeitsberechnung durchzuführen, um die Verfügbarkeit von Offshore-Windparks und die damit einhergehende Einspeisevergütung realitätsgerecht zu ermitteln. Dadurch kann der Windparkbetreiber eine optimale Netzinfrastruktur erzielen, die zu höheren Erlösen des Offshore-Windparks führt.

Der Zuverlässigkeitsberechnung von Windparks – gerade im Offshore-Bereich – kommt daher eine immer größere Bedeutung zu. Für die Betreiber stellt sich dabei sowohl die Frage nach der Zuverlässigkeit der Einzelkomponenten des Windparks als auch nach der Verfügbarkeit des Gesamtsystems, um Stillstandszeiten – und damit die entgangene Einspeisevergütung – möglichst zu begrenzen.

Allerdings sind bestehende Zuverlässigkeitsprogramme nur für klassische elektrische Netze konzipiert. Windparknetze, bei denen ausschließlich Einspeiser am Netz angeschlossen sind, können mit den vorhandenen Programmen nicht realitätsgerecht nachgebildet werden. Zudem müssen die Wetterabhängigkeit der Einspeiseleistung sowie die Erreichbarkeit in der Zuverlässigkeitsberechnung berücksichtigt werden, um die entgangenen Erlöse (und weitere Zuverlässigkeitskenngrößen) genau bestimmen zu können.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde die Zuverlässigkeitsberechnung um einige Modelle erweitert, um die Spezifika von Offshore-Windparks zu berücksichtigen und damit eine realitätsgerechte Zuverlässigkeitsberechnung für den Offshore-Bereich zu erzielen.

Dazu wurden zunächst der Aufbau und die Betriebsweise von Offshore-Windparks detailliert analysiert und so der Anpassungsbedarf der konventionellen Zuverlässigkeitsmodelle an die Spezifika von Offshore-Windparks ermittelt. Dabei hat sich gezeigt, dass die verfügbaren Modelle den Anforderungen an die Berechnung derartiger Windparks nur bedingt genügen. So

haben sich große Unterschiede zu der Berechnung „normaler“ Netze offenbart (vgl. Abschnitt 3.4). Aufgrund dieser Unterschiede war eine Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks mit den klassischen Programmen nicht möglich.

Die wesentlichen Defizite liegen hauptsächlich darin, dass die bisherigen klassischen Zuverlässigkeitsprogramme stets die Versorgungsunterbrechung von Verbrauchern berechnen, nicht aber die Unterbrechung der Einspeisung von Erzeugungsanlagen (hier Windenergieanlagen). Dazu ist das Regelungsverhalten der Windenergieanlagen bei Störungen im Netz durch Anpassung der Einspeiseleistung der Windenergieanlagen nicht nachgebildet. Außerdem werden bei den klassischen Modellen die Wetterverhältnisse in keiner Weise berücksichtigt. Darüber hinaus existiert keine geeignete Modellbildung des Ausfallverhaltens der Windenergieanlagen.

Diese Unterschiede führten zur Weiterentwicklung der Zuverlässigkeitsberechnung gemäß den Offshore-Spezifika. Zur Überwindung der Defizite der bisher verfügbaren Modelle und Programme wurden realitätsgerechte Zuverlässigkeitsmodelle für Offshore-Windparks und für Windenergieanlagen entwickelt. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde die klassische Zuverlässigkeitsberechnung um die folgenden vier Modelle erweitert (vgl. Kapitel 4, 4.4, 4.2 und 4.3):

- Zuverlässigkeitskenngrößen für Einspeisungen
- Leistungsregelung der Windenergieanlagen bei Netzausfällen
- Zuverlässigkeitsmodell für Windenergieanlagen
- Wettermodell

Abschließend wurden die neu entwickelten und erweiterten Modelle zuerst anhand eines Beispielnetzes mit den konventionellen Modellen verglichen und so ihre Notwendigkeit und Funktionsfähigkeit gezeigt. Danach wurden sie zur Berechnung von zwei realen Offshore-Windparknetzen sowie deren Modifikationen (z. B. bezüglich der eingesetzten Windenergieanlagenkonzepte und Planungsvarianten) angewendet.

Mit den in dieser Arbeit entwickelten Zuverlässigkeitsmodellen steht nun ein geeignetes Werkzeug für die Planung von Offshore-Windparknetzen und der zugehörigen Windenergieanlagen zur Verfügung. Damit lassen sich die Auswirkungen unterschiedlicher Planungskonzepte (Stichleitungen, offene oder geschlossene Ringnetze, Automatisierungsgrad, Ausprägung der Regelung etc.) auf die Zuverlässigkeit des Windparks realistisch bewerten. Die maßgeschneiderten Offshore-Zuverlässigkeitsmodelle ermöglichen für die einzelnen Netzkonzepte eine Berechnung der durch Störungen oder Wartungsarbeiten entstehenden Unterbrechungen der Einspeisung und insbesondere der damit verbundenen entgangenen Einspeisevergütung. Zusammen mit der Bewertung der unterschiedlichen Ausbaurkosten führt dies zu ertragsoptimaler Planung und entsprechendem Betrieb der Offshore-Windparknetze. Zusätzlich dazu können prinzipielle Planungskriterien abgeleitet und für zukünftige Planungen berücksichtigt und verwendet werden.

Diese Modelle sind nicht nur für zukünftig geplante Offshore-Windparks geeignet, sondern auch für bereits bestehende Windparks, da so Schwachstellen im Netz identifiziert und behoben werden können. Zusätzlich kann die Instandhaltungsstrategie optimiert werden.

Erste umfangreiche Berechnungen (vgl. Kapitel 6) mit diesen neu entstandenen Modellen zeigen, dass nun realitätsgerechte Zuverlässigkeitsanalysen von Offshore-Windparks möglich sind.

Die Modelle aus dieser Arbeit können auch auf Onshore-Windparks angewendet werden, deren Dimensionierung im Vergleich deutlich kleiner ist.

Jedoch sind diese Modelle nur der erste Baustein. Für die neu entwickelten Modelle werden neue spezifische Eingangsdaten benötigt, die im nächsten Schritt gesammelt werden müssen. In dieser Arbeit wurde im Wesentlichen Zuverlässigkeitsdaten aus Onshore-Datenbanken (vgl. Kapitel 5) adaptiert, da für Offshore-Verhältnisse keine geeignete Datenbasis zur Verfügung stand.

Die heutigen Multi-Megawatt-Anlagen unterscheiden sich in vielen Komponenten von den Onshore-Anlagen. Zusätzlich ist die Umgebung von großer Bedeutung und kann die Anlage beeinflussen. Deswegen ist eine Adaptierung der Zuverlässigkeitsdaten von Onshore-Anlagen nur näherungsweise richtig. Selbst die Daten derzeit in Betrieb befindlicher Offshore-Anlagen können für die Zuverlässigkeitsberechnung nicht herangezogen werden, da die meisten Ausfälle aufgrund von Produktionsfehlern entstanden sind und die Betriebsdauer der Anlagen zu kurz ist. Um valide Daten zu erhalten, sollten Zuverlässigkeitsdaten über die gesamte Betriebsdauer der Anlagen erhoben werden. Die bisher vorhandene Datenbasis ist nicht ausreichend, eine langfristige Erhebung offshore-spezifischer Daten ist erforderlich.

In dieser Arbeit wurde ausschließlich das interne Windparknetz in der Zuverlässigkeitsberechnung berücksichtigt. Um die Einspeisungsunterbrechung eines Offshore-Windparknetzes zu vervollständigen, ist es ebenso wichtig, die Netzanbindung mit dem Festland in die Zuverlässigkeitsberechnung mit einzubeziehen. Dazu sollten Hochspannungskabelfehler und die Anbindungsart in der Zuverlässigkeitsberechnung mitberücksichtigt werden. Zusätzlich ist auch die Modellierung von Clusternetzen von großer Bedeutung.

Die in dieser Arbeit neu entwickelten Zuverlässigkeitsmodelle stellen die Basis für eine optimale Windparkplanung sowohl an Land als auch auf See dar. So wird der kostenoptimale Windenergieausbau in Deutschland nachhaltig unterstützt und ein wichtiger Beitrag zum Gelingen einer bezahlbaren Energiewende geleistet.

8 English Summary

In the course of the German “*Energiewende*” (energy transition) – which was enforced by the 20-20-20-agenda [1] of the European Union – the share of renewable energy in final energy consumption in Germany is supposed to be increased to 20 % by 2020 – currently it is 13 % [2]. The share of renewable energy in gross electricity consumption is expected to rise to 35 %. This percentage will continue to increase in the future: According to the targets set by the German Federal Government as part of the amendment to the Renewable Energies Act, the share of renewable energy in the electricity supply is supposed to increase to between 40 % and 45% in 2025 and up to 60 % in 2035 [3]. The most important part (about 35%) of renewable energy in Germany comes from wind power. The total of the installed wind power capacity in Germany is currently (2014) 39 *GW* [5, 6]. Therefore, the wind energy in Germany is essential and forms a strong part in the development of an energy supply based on renewable energies.

To achieve the targets of the “*Energiewende*”, the development of wind energy and in particular offshore wind energy in Germany is strongly advanced. Numerous offshore wind farms are built off the coast of Germany (North Sea and Baltic Sea). In comparison to onshore, offshore wind power plants can operate with a higher number of full load hours, due to the huge wind potential. Furthermore, a large scale wind farm, which would not be possible onshore, can be erected offshore, so that hundreds of MW can be collected and transported to shore.

However, the offshore technology is also associated with some disadvantages. The offshore technology is a relatively new field even for many wind farm operators and for a large part of the wind energy industry.

Most of the worldwide established offshore wind farms are either recently in operation or are located near the coast and can be treated as onshore location. Thus, there is no sufficiently detailed operation experience data for offshore wind farms. Due to their lack of experience in this area, wind farm operators, transmission system operators and wind turbine manufactures are required to conduct accurate investigations and detailed planning in order to achieve optimal, smooth and reliable operation and appropriate maintenance of offshore wind farms.

In particular, accessibility to the offshore wind farms depends on the weather situation. Furthermore, the additional construction costs, higher operation costs and difficult working conditions for maintenance and repair of offshore wind farms must be taken into consideration when comparing onshore wind farms with offshore wind farms.

Offshore wind turbines are subjected to a high stress load over a period of time due to the speed of offshore winds (which is significantly higher than onshore). This increases the probability of failure of the wind turbine itself.

Offshore wind farms consist of several components, for example wind turbines, substations and cables which can fail and lead to different disorders in a wind farm.

Due to the limited and weather dependent accessibility of offshore wind farms, the time needed for repair work (downtime) is often considerably longer than for onshore wind farms. As a direct consequence, this results in a significantly higher amount of energy not fed in to the grid. Since wind energy will be an important element of electricity production in Germany in the future, this leads to questions on reliability of offshore wind energy.

For the wind farm operators the reliability of the individual components as well as the availability of the overall system is important – especially in order to limit downtime and thus to reduce revenue losses. Also, the dimensioning of the grid infrastructure is of great importance. It is necessary to find an optimal balance between the construction and operating costs on the one hand and the obtainable feed-in remuneration on the other hand. Indeed a reliable and redundant network infrastructure leads to higher construction and operating costs, but simultaneously also reduces monetary losses due to loss of feed-in remuneration in case of a fault. In contrast, a network infrastructure with reduced construction and operating costs without redundancy has the highest monetary losses (feed-in remuneration losses) in case of failure.

For offshore wind farm operators, the investment costs are known. However the calculation of the missed feed-in remuneration is only possible with the help of complex calculation models. To determine the missed feed-in remuneration due to failures, it is important to model the impact of faults within the wind farm network as well as the wind turbine on the entire power infeed. The reliability analysis offers the possibility to calculate complex networks such as offshore wind farms on the basis of stochastic calculations.

Realistic reliability calculation plays a key role in the optimal planning of network infrastructure of offshore wind farms. However, existing reliability models are only providing sufficiently accurate support for the calculation of classical electrical networks. Important specifics of offshore wind farms are not addressed in such programs.

In this thesis, new and improved reliability models for offshore wind farms are developed that take into account the offshore specifics and allow realistic reliability calculations for the optimal planning of network infrastructure. In order to expand this classic reliability calculation program with the specifics of offshore wind farms, there are three important aspects which have to be considered: the wind farm's grid, the wind turbines and the weather conditions.

For the reliability investigation of the wind farm network the conventional reliability calculation models [11, 13, 14, 12] can be used. However, since the structure of wind farm networks is very different from the classic power supply networks, the available reliability models cannot calculate wind farm networks without the necessary adjustments or changes. Therefore, these models should be further developed in order to enable the simulation of offshore wind farm.

Until today, there is no suitable model for the reliability consideration of wind turbines available. However, this can be developed alongside existing models for the reliability analysis of thermal power plants [15]. Both the effects of electrical and mechanical faults in the wind turbine to power infeed of wind turbine itself and also to the entire wind farm must be represented. For this purpose all important components for the operation of wind turbines

should be examined individually. In contrast to the illustration in [16], the subcomponents are to be taken into account. Previous work in the field reliability calculation of offshore wind farms have most often dealt with the failure behavior of wind turbines; especially for onshore wind turbines, extensive data and experience are already available [17, 18, 19, 20]. This involves the fault events within the wind turbines – however there are differences between the considered wind turbines and the offshore wind turbines. In previous works, only the reliability of some components and the effects of offshore conditions on the availability of the wind turbines were considered [19].

The reliability calculation is based on four main subareas (data, models, evaluation and procedure) [24]. This thesis is mainly concerned with the modeling. However, the four problem areas are interacting with each other and are related closely. This means that the other three subareas must be extended so that they allow the reliability calculation of offshore wind farms.

To take all the specifics of offshore wind farms into account, the reliability calculation is extended to three main models: the reliability state model for the wind turbine, the weather model and the power infeed control model in case of grid failure. In addition, power infeed-oriented (in this case for wind turbines) reliability indices are developed. For the developed models specific realistic input data, so-called reliability data of offshore wind farms components are required. Additionally individual power infeed curves of the wind turbines are needed. The calculation of the state model of the wind turbine is performed by means of the Markov-Method. With the introduction of the power infeed control model in the reliability calculation new reliability indices are required. By using the weather model, these indices are also calculated for specific periods that have similar weather conditions. Thus, the reliability indices for each wind turbines as well as the entire wind farm can be calculated and hereby the total missed feed-in remuneration can be determined realistically.

The thesis is structured into seven chapters. After a short introduction at the beginning, the basics of classical reliability calculation are described in the second chapter. In the third chapter, besides the structure and operation of wind farm networks, the requirements for the reliability calculation of offshore wind farms are explained. From this, the necessary adaption and changes of reliability models are worked out. Based on the identified requirement of the changes of the reliability models, new models for offshore wind farms are described in the fourth chapter. First, the new offshore specifics reliability indices are explained. Second, all main and subcomponents of wind turbines are modeled and are then aggregated into a final reliability state model. After that, the weather influences, which have to be considered in the reliability calculation of offshore wind farms, are discussed. Subsequently, the power infeed control in case of grid failure is analyzed and modeled. In the fifth chapter, the input data of the reliability calculation of offshore wind farms are discussed. This addresses the fundamental problems as well as approaching for the determination of the reliability input data. In chapter six, different planning alternatives of two realistic offshore wind farm network concepts are investigated and the impacts of the new developed models are verified. The thesis concludes with a summary of the main knowledge in chapter seven.

With the developed reliability models in this thesis a suitable tool for the planning of offshore wind farm networks and the associated wind turbine is now available. Thus, the effects of different planning concepts (radial, bifurcated radial, feeder- sub feeder, open or closed looped feeder, automation degree and power infeed control shaping etc.) to the reliability of offshore wind farms can be evaluated realistically. The customized offshore reliability models allow for individual network concepts to calculate the interrupted power infeed – caused by the faults or maintenance works - and in particular the associated missed feed-in remuneration. Combined with evaluation of the different expansion costs, this leads to optimal yield planning and appropriate operation of the offshore wind farm networks. In addition, from different reliability investigation of offshore wind farm network planning, criteria can be derived and considered or used for future planning of offshore wind farm projects. Moreover, the models are not only suitable for future offshore wind farms, but also for existing wind farms. Due to the use of these new developed models it is possible to identify the weaknesses in the grid and to remove them. Thereby, for example the maintenance strategy can be optimized.

The developed models in this thesis can also be applied to onshore wind farms, their dimensions being much smaller in comparison to offshore wind farms.

However, these models are only the first step. For the newly developed models, new specific input data (especially for offshore application) are required, which must be collected in the next step. In this thesis essentially reliability data from onshore-databases is adapted, since no suitable database for offshore conditions was available.

Today's multi-megawatt wind turbines differ in many components to the onshore wind turbines. In addition, the environment is very important and can affect the wind turbine. Therefore, an adaptation of reliability data of onshore wind turbine is only approximately true. Even the data (short term data) of offshore wind turbines currently in operation cannot be used for reliability calculation, because most failures have arisen due to production errors and due to the short operation time of the wind turbines. In order to obtain valid data, reliability data should be collected over the entire operating time of the wind turbines. The previously existing data base is not sufficient – a long-term survey for offshore-specific data is required.

In this thesis, only the internal wind farm network was considered in the reliability calculation. To complete the power infeed interruption of an offshore wind farm network, it is equally important to involve the network connection to the mainland in the reliability calculation. For this purpose, high voltage cable faults and the type of connectivity should be taken into account in the reliability calculation. In addition, the modeling of the cluster network is of great importance.

The newly developed reliability models in this thesis provide the basis for optimal wind farm planning both onshore and offshore. Hereby, the cost optimal wind energy development in Germany is strongly supported and an important contribution to the success of affordable "Energiewende" is provided.

9 Literaturverzeichnis

- [1] European Renewable Energy Council (EREC), *Renewable Energy Technology Roadmap 20% by 2020*, Brüssel, Belgien, 2008.
- [2] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), „Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2014)“, BDEW, Berlin, 2014.
- [3] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Eckpunkte für die Reform des EEG“, BMWi, Berlin, 2014.
- [4] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie BMWi, „Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts“, BMWi, Berlin, 2014.
- [5] Deutsche WindGuard GmbH, *Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland*, Varel: Deutsche WindGuard GmbH, 2014.
- [6] Deutsche WindGuard GmbH, *Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland*, Varel: Deutsche WindGuard GmbH, 2014.
- [7] C. Bartsch, „Alpha Ventus“, Deutsche Offshore-Testfeld und Infrastruktur GmbH & Co. KG (Hrsg.), 26 April 2013. [Online]. Available: <http://alpha-ventus.de/index.php?id=137>. [Zugriff am 26 Februar 2015].
- [8] S. Pfaffel, V. Berkhout, S. Faulstich, P. Kühn, K. Linke, P. Lyding und R. Rothkegel, „Windenergie Report Deutschland 2011“, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, Kassel, 2012.
- [9] Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien GmbH, *Projekt: "Fachliche Unterstützung der Bundesregierung bei der Weiterentwicklung und Realisierung einer Strategie für Windparks in Nord- und Ostsee (OffWEA)*, <http://www.offshore-windenergie.net>, Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien GmbH, Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE, BioConsult SH GmbH & Co.KG, Kuhbier Rechtsanwälte.
- [10] V. Berkhout, S. Faulstich, P. Görg, B. Hahn, K. Linke, M. Neuschäfer, S. Pfaffel, K. Rafik, K. Rohrig, R. Rothkegel und M. Zieße, „Windenergie report Deutschland“, FRAUNHOFER VERLAG, Stuttgart, 2014.
- [11] M. Zdrallek, *Zuverlässigkeitsanalyse elektrischer Energieversorgungssysteme - Neue Aspekte der Modellbildung und Anwendung*, Universität-Gesamthochschule Siegen: Shaker Verlag, 2000.

- [12] R. Billinton und W. Li, *Reliability Assessment Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*, New York: Plenum Publishing Corporation, 1994.
- [13] H.-J. Haubrich, *Zuverlässigkeitsberechnung von Verteilungsnetzen*, Aachen: Aachener Beiträge zur Energieversorgung. Band 36, Verlag der Augustinus-Buchhandlung, 1996.
- [14] W. Wellßow, *Ein Beitrag zur Zuverlässigkeitsberechnung in der Netzplanung*, Darmstadt: Darmstädter Dissertation, 1986.
- [15] R. Danda, *Zuverlässigkeitsuntersuchungen für die Jahreskraftwerksbetriebsplanung*, Aachen: Dissertation RWTH Aachen, 1982.
- [16] F. Spinato, P. Tavner, G. van Bussel und E. Koutoulakos, „Reliability of Wind Turbine Subassemblies,“ in *IET Renew. Power Generation vol. 3, no. 4*, Institution of Engineering and Technology, 2009, p. 387–401.
- [17] S. Faulstich, B. Hahn, H. Jung, K. Rafik und A. Ringhandt, „Appropriate failure statistics and reliability characteristics,“ *DEWEK 2008 - 9th German Wind Energy Conference*, Bremen, 2008.
- [18] M. Durstewitz, C. Enßlin, B. Hahn, B. Lange und K. Rohrig, „Windenergie Report Deutschland 2005, Jahresauswertung des WMEP,“ Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), Kassel, 2005.
- [19] P. Tavner, *Offshore Wind Turbines: reliability, availability and maintenance*, London: The Institution of Engineering and Thechnology, 2012.
- [20] E. Koutoulakos, „Wind turbine reliability characteristics and offshore availability assessment,“ *Delft University Wind Energy Research Institute*, Delft, Niederlande, 2008.
- [21] A. Underbrink, J. Hanson, A. Osterholt und W. Zimmermann, „Probabilistic Reliability Calculations for the Grid Connection of an Offshore Wind Farm,“ *9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems KTH*, Stockholm, Sweden, 2006.
- [22] N. Barberis Negra, O. Holmström, B. Bak-Jensen und P. Sorensen, „Aspects of Relevance in Offshore Wind Farm Reliability Assessment,“ *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 22, No. 1, 2007.
- [23] I. Athamna, M. Zdrallek, F. Koch und S. Köhler, „Reliability Calculation of Offshore Wind farms,“ *11th World Wind Energy Conference WWEC*, Bonn, 2012.
- [24] E. Roos, W. Wellßow und H.-J. Koglin, „of reliability calculation methods to planning of high voltage distribution networks,“ *IEE Conference Publication No. 225: Third International Conference on Reliability of Power Supply Systems*, S. 64-68, Institution of Electrical Engineers (IEE), London, 1983.

- [25] H.-D. Kochs, *Zuverlässigkeit elektrotechnischer Anlagen - Einführung in die Methodik, die Verfahren und ihre Anwendung*, Berlin, Heidelberg, New York, Tokyo: Springer-Verlag, 1984.
- [26] H. Vennegeerts, C. Schröders, M. Holthausen, D. Quadflieg und A. Moser, „,Neue Auswertung der Berichtsjahre 2004-2011 – Ermittlung von Eingangsdaten zur Zuverlässigkeitsberechnung aus der FNN-Störngsstatistik,“ FGH, Aachen, 2013.
- [27] M. Schwan, *Aspekte der Zuverlässigkeitsberechnung elektrischer Energieversorgungsnetze im liberalisierten Markt*, Saarbrücken: Logos Verlag Berlin, 2003.
- [28] W. Wellßow und M. Zdrallek, „Enhanced Power Injection Models for the Reliability Calculation of Distribution Systems,“ *International Power Engineering Conference (IPEC'99)*, Singapur, 1999.
- [29] R. N. Allan und R. Billinton, *Reliability Evaluation of Power Systems*, New York und London: Second Edition, Plenum Publishing Cooperation, 1996.
- [30] TenneT TSO GmbH, „Anforderungen an seeseitige Netzanschlüsse an das Netz der TenneT TSO GmbH,“ Bayreuth, 2012.
- [31] Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz, *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014)*, Berlin: Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz in Zusammenarbeit mit der juris GmbH - www.juris.de, 2014.
- [32] H. J. Bahirat, B. A. Mork und H. Kr. Høidalen, „Comparison of Wind Farm Topologies for Offshore Applications,“ *Power and Energy Society General Meeting, IEEE, San Diego, Kalifornien, USA, 2012*.
- [33] J. Jeppsson, P. E. Larsen und Å. Larsson, „Technical Description Lillgrund Wind Power Plant, Lillgrund Pilot Project,“ *The Swedish Energy Agency, 2008*.
- [34] BSH, „Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie,“ *Genehmigung von Offshore Windenergieparks*, [Online]. Available: <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/>. [Zugriff am 26 Februar 2015].
- [35] A. Sannino, H. Breder und E. Koldby Nielsen, „Reliability of Collection Grids for Large Offshore Wind Parks,“ in *9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, KTH, Stockholm, Schweden, 2006*.
- [36] F. W. Fuchs, V. Dinkhauser, S. Jensen, R. Lohde, K. Rothenhagen und C. Wessels, „Leistungselektronik-Generator-Systeme in Windenergieanlagen - Stand und Entwicklungstendenzen,“ *Conference: VDE-Kongress 2008 - Zukunftstechnologien: Innovationen - Märkte - Nachwuchs, München, 2008*.

- [37] E. Hau, Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit, Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2008.
- [38] R. Grash und J. Twele, Windkraftanlagen: Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb, Berlin: Springer Vieweg, 2013.
- [39] M. Seidel, „Tragstruktur und Installation der Offshore-Windenergieanlage REpower 5M,“ Berlin, 2007.
- [40] R. Lohde, C. Wessels und F. W. Fuchs, „Leistungselektronik Generatorsysteme in Windenergieanlagen und ihr Betriebsverhalten,“ ETG Kongress, Düsseldorf, 2009.
- [41] K. Rothenhagen und F. W. Fuchs, „Leistungselektronik-Generatorsysteme für Windenergieanlagen auf See - Technik, Zuverlässigkeit, Diagnose-,“ 9. Energietechnisches Forum der FH Kiel, Kiel, 2005.
- [42] M. Ragheb, „Modern Wind Generators,“ Department of Nuclear, Plasma and Radiological Engineering, Urbana (Illinois), USA, 2013.
- [43] P. Svoboda, „Betriebskosten als Werttreiber von Windenergieanlagen - aktueller Stand und Entwicklungen,“ *et - ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN*, pp. 34-38, 2013.
- [44] H. Li und Z. Chen, „Overview of different wind generator systems and their comparisons,“ *IET Renewable Power Generation* , pp. 123-138, 2008.
- [45] T. Ackermann, Wind Power in Power Systems, Noida, India, Croydon: CPI Group (UK) Ltd, Croydon, CR0 4YY, 2012.
- [46] REETEC, „Wartung und Instandhaltung von on- und offshore Windenergieanlagen (WEA) – Vergleich – Einschätzungen – offene Fragen –,“ REETEC, 2003.
- [47] K. Steingröver und P. Dalhoff, „Richtlinie für die Zertifizierung von Condition Monitoring Systemen für Windenergieanlagen,“ Germanischer Lloyd, Hamburg, 2005.
- [48] S. Faulstich, B. Hahn, P. Lyding und P. Tavner, „Reliability of offshore turbines – identifying risks by onshore experience,“ European Offshore Wind Conference & Exhibition, Stockholm, 2009.
- [49] A. Bargel, „Gesammelte Kurzmeldungen über Schäden und Unfälle,“ *WIND KRAFT Journal*, 2009-2011.
- [50] G. Gerdes, „Plausibilisierung des Ausfallrisikos von Offshore-Netzen in der deutschen Nordsee,“ Deutsche WindGuard GmbH, Varel, Hamburg, 2012.
- [51] R. v. d. Sandt, J. Löwen und I. Erlich, „Optimale Sternpunktbehandlung in Offshore-Windparks,“ ETG-Fachtagung Sternpunktbehandlung in Verteilnetzen, Dresden, Deutschland, 2009.

- [52] F. W. Koch, Simulation und Analyse der dynamischen Wechselwirkung von Windenergieanlagen mit dem Elektroenergiesystem, Duisburg: Dissertation Fachbereich Ingenieurwissenschaften der Universität Duisburg-Essen, 2005.
- [53] B. Lange, H. Waldl, R. Barthelmie, A. Guerrero und D. Heinemann, „Modeling of offshore wind turbine wakes with the wind farm program flap,“ Proceedings of OWEMES 2003, Enea, Italien, 2003.
- [54] B. Chabot, *Onshore and Offshore Wind Power Capacity Factors: How Much they Differ Now and in the Future? A case Study from Denmark*, Renewables International, <http://www.renewablesinternational.net>, 2013.
- [55] J. Twele, *Der Beitrag der Windenergie zu einer nachhaltigen Energieversorgung: Optionen zu einer Verbesserung der Integration ins Stromnetz*, Berlin: Fachhochschule für Technik und Wirtschaft.
- [56] VGB PowerTech e.V., „VGB-Standard RDS-PP Anwendungsrichtlinie Teil 32: Windenergie,“ Technisch-wissenschaftlicher Schriften, Essen, 2012.
- [57] MOOG GmbH, „www.moog.de,“ Pitch-Systeme Hersteller. [Online]. [Zugriff am 26 Februar 2015].
- [58] T. Rösmann, Ein mechanisches Kommutierungsverfahren zum direkten Betrieb von permanenterregten Synchronmaschinen aus einer Gleichspannungsquelle, Wuppertal: Books on Demand GmbH, Norderstedt, 2012.
- [59] K. Smolders, Y. Feng, H. Long und P. Tavner, „Reliability Analysis and Prediction of Wind Turbine Gearboxes,“ EWEC Warsaw, Warschau, 2010.
- [60] F. Besnard, on maintenance optimization for offshore wind farms, Gothenburg, Schweden: Chalmers Bibliotek, 2013.
- [61] F. Koch und I. Athamna, *Zuverlässigkeitsanalyse von Offshore-Windparks*, Wuppertal: 1. Wuppertaler Energie-Forum, 2012.
- [62] P. Kühn, V. D. Brune, D. Callies, S. Faulstich, G. Füller, S. Abril Lopez, P. Lyding und R. Rothkegel, „Windenergie Report Deutschland 2010,“ Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) Bereich Energiewirtschaft & Netzbetrieb, Kassel, 2011.
- [63] FINO Projekt, *Messdaten von FINO 1 Datenbank*, Nordsee: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Projektträger Jülich, <http://fino.bsh.de/>.
- [64] P. Aalto, R. Visser, A. Sanol, M. Halley, J. Paumen und A. Hosp, *Wind Energy Project Management: All inclusive investment proposal. Part 4: "Final plan"*, Arnhem, Niederlande: HAN University of Applied Sciences, Winergy Incorporated, 2013.
- [65] I. Athamna, M. Zdrallek, E. Wiebe und F. Koch, *Impact of Improved Models on the*

- Reliability Calculation of Offshore Wind Farms*, Wroclaw (Breslau): The 18th Power Systems Computation Conference (PSCC), 2014.
- [66] F. Wirtz, *Zusammenhang von Zuverlässigkeit und Kosten in Mittelspannungsnetzen*, Aachen: Klinkenberg Verlag (Aacher Beiträge zur Energieversorgung, Band 125), 2009.
- [67] Ingenieurgesellschaft Zuverlässigkeit und Prozessmodellierung, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, SAG Erwin Peters GmbH und ENERTRAG AG, „Erhöhung der Verfügbarkeit von Windkraftanlage,“ Abschlussbericht für das Verbundprojekt, Dresden, Kassel, Hamburg, Dauerthal, 2010.
- [68] P. Lyding, S. Faulstich, B. Hahn und D. Callies, „Offshore~WMEP - Monitoring offshore wind energy use,“ EWEC 2010, Warschau, 2010.
- [69] D. C. Salzmänn, „Ampelmann - Development of the Access System for Offshore Wind Turbines,“ TU Delft, Uitgeverij BOXPress, Oosterwijk, 2010.
- [70] G. Van Bussel und M. B. Zaaijer, „Reliability, Availability and maintenance aspects of large offshore wind farms a concepts study,“ 2001.
- [71] B. Hahn, M. Durstewitz und K. Rohrig, „Reliability of Wind Turbines Experiences of 15 years with 1,500 WTs,“ Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) Verein an der Universität Kassel e.V, Kassel, 2005.
- [72] S. Kahrobaee und S. Asgarpour, „Risk-Based Failure Mode and Effect Analysis for Wind Turbines (RB-FMEA),“ Department of Electrical Engineering, University of Nebraska Lincoln, Lincoln, 2011.
- [73] Z. Pengcheng, L. Yunfeng, R. Robert und H. Xin, „Offshore wind converter reliability evaluation,“ Power Electronics and ECCE Asia (ICPE & ECCE), IEEE 8th International Conference, vol., no., pp.966-971, Zagreb, 2011.
- [74] D. McMillan und G. Ault, „Quantification of Condition Monitoring Benefit for Offshore Wind Turbines,“ Wind engineering, pp. 267-285 V. 31, No. 4, Brentwood, Essex, 2007.
- [75] P. Tavner, J. Xinag und F. Spinato, „Reliability Analysis for Wind Turbines,“ Wind Energy , pp. 1–18, DOI:10.1002/we.204, 2007.
- [76] M. Wilkinson, K. Harman, J. Roca, H. Long, B. Hendriks, E. Gomez, P. Tavner, F. Spinato, H. Bulacio und Y. Feng, „Methodology and Results of the Reliawind Reliability Field Study,“ European Wind Energy Conference EWEC 2010, Warschau, 2010.
- [77] J. B. Gayo, „Reliability-focused research on optimizing Wind Energy system design, operation and maintenance: Tools, proof of concepts, guidelines & methodologies for a new generation,“ Final Publishable Summary of Results of Project ReliaWind, 2011.
- [78] J. Ribrant und L. M. Bertling, „Survey of Failures in Wind Power Systems With Focus on

- Swedish Wind Power Plants During 1997–2005,“ IEEE Transactions on Energy Conversion, VOL. 22, NO. 1, 2007.
- [79] J. Ribrant, „Reliability performance and maintenance - A survey of failures in wind power systems,“ KTH School of Electrical Engineering, Stockholm, 2006.
- [80] G. J. W. Van Bussel und M. B. Zaaijer, „Estimation of Turbine Reliability figures within the DOWEC project,“ DOWEC Report Nr. 10048, Issue 4, Niederland, 2003.
- [81] P. Lyding, S. Faulstich, B. Hahn und P. Tavner, „Reliability of the Electrical Parts of Wind Energy Systems – a statistical evaluation of practical experiences,“ EPE Wind Energy Chapter Symposium 2010, Staffordshire University, Stafford, England, 2010.
- [82] R. Lynette, D. Malcolm, R. Poore, T. McCoy, S. Lawlor, B. Babcock, R. Beckett und R. Vilhauer, „Advanced Wind Turbine Near-Term Product Development,“ National Renewable Energy Laboratory, R. Lynette & Associates, Colorado, Washington, 1996.
- [83] J. Schmid und H. P. Klein, Performance of European Wind Turbines: A Statistical Evaluation from the European Wind Turbine Database EUROWIN, Freiburg, Blitzheim: Elsevier Applied Science , 1991.
- [84] A. Underbrink, S. Hopp und T. Bleikamp, „Eine technisch-wirtschaftliche Optimierungsaufgabe,“ *ew - Magazin für die Energiewirtschaft*, pp. 20-23, 2011.
- [85] F. Spinato, The Reliability of Wind Turbines, Durham: Energy Group, School of Engineering, Durham University, England, 2008.
- [86] E. Koutoulakos, „Wind turbine reliability characteristics and offshore availability assessment,“ MSc Graduation Project, TU Delft, Delft, 2010.
- [87] L. P. Lazaridis, „Economic Comparison of HVDC and HVDC Solutions for Large Offshore Wind Farms under Special Consideration of Reliability,“ KTH Royal Institute of Technology Department of Electrical Engineering, Stockholm, 2005.
- [88] J. Green, A. Bowen, L. Fingersh und Y. Wan, „Electrical Collection and Transmission Systems for Offshore Wind Power,“ National Renewable Energy Laboratory NREL, präsentiert in Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 2007.
- [89] The Research Council of Norway (RCN) und Douglas-Westwood Ltd. (DWL), „Offshore Wind Assessment For Norway,“ Final report, The Research Council of Norway (RCN) und Douglas-Westwood Ltd. (DWL), Großbritannien, 2010.

10 Formelzeichen, Indizes und Abkürzungen

Hier werden die wichtigsten in dieser Arbeit verwendeten Formelzeichen, Indizes und Abkürzungen kurz definiert. Nicht aufgeführte Formelzeichen oder abweichende Definitionen mit abschnittsweiser Gültigkeit werden im Text erläutert.

10.1 Formelzeichen

| | |
|------------|--|
| a | Jahr |
| A | Querschnitt |
| C_f | Kapazitätsfaktor |
| C_{jB_i} | Normierte Kapazität der Betriebsmittel B_i beim Regelungsvorgang j |
| D_0 | Wahrscheinlichkeit der Sofortabschaltung |
| E | Erwartungswert |
| E_g | Einspeisungsgrad |
| E_{gS} | Einspeisungsgrad im Sommer |
| E_{gW} | Einspeisungsgrad im Winter |
| E_G | Gesamte Windparkenergie |
| E_J | Jährliche produzierte Energie für ein Windpark oder eine Windenergieanlage |
| E_u | Nicht einspeisbare Energie |
| E_{ur} | Nicht einspeisbare Energie durch die Regelung |
| E_V | Energieverfügbarkeit |
| f_{AS} | Faktor für die Dauer im Sommer |
| f_{AW} | Faktor für die Dauer im Winter |
| GWh | Gigawattstunde |
| h | Stunde |
| H_A | Ausfallhäufigkeit |
| H_{Ages} | Mittlere Häufigkeit des Ausfallszustands |
| $H_{AK i}$ | Häufigkeit der Ausfallkombinationen i |
| H_{Bges} | Mittlere Häufigkeit des Betriebszustands |
| H_I | Instandhaltungshäufigkeit |

| | |
|---------------------|--|
| H_u | Unterbrechungshäufigkeit der Einspeisung |
| H_{ur} | Regelungshäufigkeit der Einspeisung |
| kWh | Kilowattstunde |
| $K_{Eisp.Verg.}$ | Einspeisevergütung nach dem aktuellen Vergütungssatz |
| K_u | Entgangene Einspeisevergütung |
| K_{uges} | Gesamte entgangene Einspeisevergütung |
| K_{ur} | Entgangene Einspeisevergütung durch die Regelung |
| m | Meter |
| min | Minute |
| MWh | Megawattstunde |
| n | Anzahl der Ausfallkombinationen |
| p_A | Bedingte Wahrscheinlichkeit |
| $p_{i,u}$ | Bedingte Wahrscheinlichkeit zur Einspeiseunterbrechung |
| $p_{i,ur}$ | Bedingte Wahrscheinlichkeit zur Einspeiseregulung |
| $P_{Beispielnetz1}$ | Einspeiseleistung Beispielnetz 1 |
| $P_{Beispielnetz2}$ | Einspeiseleistung Beispielnetz 2 |
| P_{max} | Maximale Wirkleistung |
| P_n | Wirkleistung |
| P_u | Unterbrochene Einspeiseleistung |
| P_{ur} | Reduzierte Einspeiseleistung durch die Regelung |
| Q_{AS} | Wahrscheinlichkeit für Sommer |
| Q_{AW} | Wahrscheinlichkeit für Winter |
| Q_u | Nichtverfügbarkeit der Einspeisung |
| Q_{ur} | Nichtverfügbarkeit durch die Regelung der Einspeisung |
| R_g | Regelungsgrad |
| R_S | Regelstufe |
| R_{Sj} | Regelstufe der Regelungsvorgang j |
| s | Startversagerwahrscheinlichkeit |
| S_i | Scheinleistung der i -ten Stunde |
| S_{max} | Maximale Scheinleistung des Jahres |

| | |
|---------------------|--|
| S_r | Bemessungsleistung |
| T | Betrachtungszeitraum |
| T_A | Aus-Dauer |
| T_{AS} | Aus-Dauer im Sommer |
| T_{AW} | Aus-Dauer im Winter |
| T_G | Gesamter Betrachtungszeitraum |
| T_I | Instandhaltungsdauer |
| T_s | Betrachtungszeitraum für den Sommer |
| T_{TLB} | Dauer des Teilleistungsbetriebs |
| T_u | Unterbrechungsdauer der Einspeisung |
| $T_{uOffshore}$ | Aus-Dauer Offshore-Windenergieanlagenkomponenten |
| $T_{uOnshore}$ | Aus-Dauer Onshore-Windenergieanlagenkomponenten |
| T_{ur} | Regelungsdauer der Einspeisung |
| T_w | Betrachtungszeitraum für den Winter |
| $T_{Wartezeit}$ | Wartezeit |
| T_Z | Zugänglichkeitsdauer |
| U_n | Netznominalspannung |
| Z | Zustand |
| α | Übergangsrate vom Zustand Instandhaltung in den Zustand Betrieb |
| β | Übergangsrate vom Zustand Instandhaltung in den Zustand Teilleistungsbetrieb |
| γ | Übergangsrate vom Zustand Betrieb in den Zustand Instandhaltung |
| δ | Abschaltrate im Teilleistungsbetrieb |
| ΔK_{Euges} | Zusätzliche entgangene Einspeisevergütung während der gesamten Lebensdauer des Windparks |
| ΔK_M | Mehrkosten gegenüber Basisvariante |
| $\Delta K_{z.I\&B}$ | Zusätzliche Investitions- und Betriebskosten |
| λ | Ausfallhäufigkeit |
| μ | Reparaturrate |
| ρ | Übergangsrate vom Zustand Teilleistungsbetrieb in den Zustand Instandhaltung |

| | |
|-------------|---|
| τ_j | Dauer der einzelnen Einspeisungsstufen |
| τ_l | Dauer der einzelnen Einspeisungsstufen |
| τ_{pj} | Einspeisedauer der Windenergieanlage mit der Leistung P_j |
| τ_{pl} | Einspeisedauer der Windenergieanlage mit der Leistung P_l |

10.2 Indizes

| | |
|-------|--|
| g | Grad |
| ges | Gesamt |
| i | Index der aktuellen Ausfallkombination (Abschnitt 4.1) |
| | Index der Stundenanzahl (Abschnitt 4.1) |
| | Index der Betriebsmittel (Abschnitt 4.4) |
| j | Index der Windenergieanlagenzahl (Abschnitt 4.1) |
| | Index des Regelungsvorgangs (Abschnitt 4.4) |
| m | Anzahl der Windenergieanlage |
| max | Maximum |
| s | Sommer |
| u | Einspeisungs-/Versorgungsunterbrechung |
| ur | Einspeisungsregelung |
| w | Winter |
| wea | Windenergieanlage |
| wp | Windpark |

10.3 Abkürzungen

| | |
|---------|---|
| AC | Alternating Current |
| AG | Asynchrone Generator mit Kurzschlussläufer |
| AWZ | Ausschließliche Wirtschaftszone |
| BSH | Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie |
| BV | Basisvariante |
| $CAIDI$ | Customer Average Interruption Index |
| CMS | Control Monitoring System |
| DC | Direct Current |

| | |
|----------------|---|
| <i>DGAG</i> | Doppelt gespeiste Asynchrone Generator |
| <i>DGAM</i> | Doppelt gespeiste Asynchronmaschine |
| <i>EEG</i> | Erneuerbare-Energien-Gesetz |
| <i>EPRI</i> | The Electric Power Research Institute |
| <i>EU</i> | Einspeisungsunterbrechung |
| <i>EUROWIN</i> | The European Wind Turbine Database |
| <i>EZB</i> | Erweiterte Zuverlässigkeitsberechnung |
| <i>FNN</i> | Forum Netztechnik Netzbetrieb |
| <i>HGÜ</i> | Hochspannungsgleichstromübertragung |
| <i>HS</i> | Hochspannung |
| <i>HVDC</i> | High Voltage Direct Current |
| <i>KZB</i> | Klassische Zuverlässigkeitsberechnung |
| <i>LWK-SH</i> | Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein |
| <i>MS</i> | Mittelspannung |
| <i>NEDO</i> | New Energy Industrial Technology Development Organization |
| <i>OWB</i> | Offshore-Windparkbetreiber |
| <i>OWEA</i> | Offshore-Windenergieanlage |
| <i>OWP</i> | Offshore-Windpark |
| <i>PCC</i> | Point of Common Coupling |
| <i>PMSG</i> | Permanenterregter Synchrongenerator |
| <i>PV</i> | Planungsvariante |
| <i>SAIDI</i> | System Average Interruption Duration Index |
| <i>SCADA</i> | Supervisory Control and Data Acquisition |
| <i>SG</i> | Fremderregter Synchrongenerator |
| <i>TLB</i> | Teilleistungsbetrieb |
| <i>T€</i> | Tausend Euro |
| <i>UMZ</i> | Unabhängiger Maximalstromzeitschutz |
| <i>ÜNB</i> | Übertragungsnetzbetreiber |
| <i>UW</i> | Umspannwerk |
| <i>VTT</i> | Technical Research Centre of Finland (Valtion teknillinen tutkimuskeskus) |

| | |
|-------------|---|
| <i>WEA</i> | Windenergieanlage |
| <i>WMEP</i> | Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm |
| <i>WSD</i> | Windstats Deutschland |
| <i>WSDK</i> | Windstats Dänemark |

11 Anhang

11.1 Weitere Modelle auf der Subkomponentenebene

Manche Subkomponenten bestehen aus redundant ausgelegten Komponenten, wie Steuerboxen, Windfahne und Anemometer. Je nach Anlagenhersteller werden Komponenten in zweifacher oder dreifacher Redundanz ausgelegt.

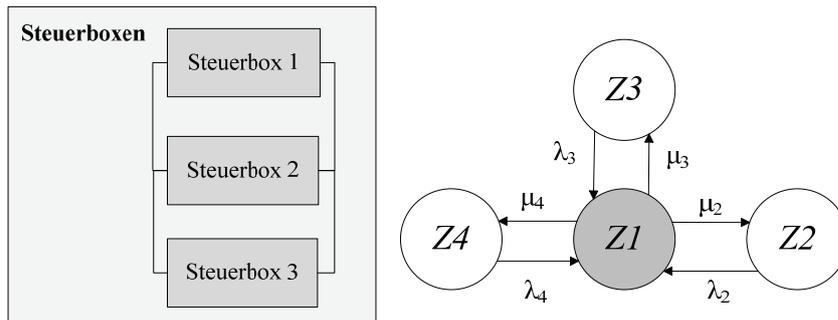


Abbildung 11-1: Zustandsmodell (1. Ordnung) und Blockdiagramm der Steuerboxen [57]

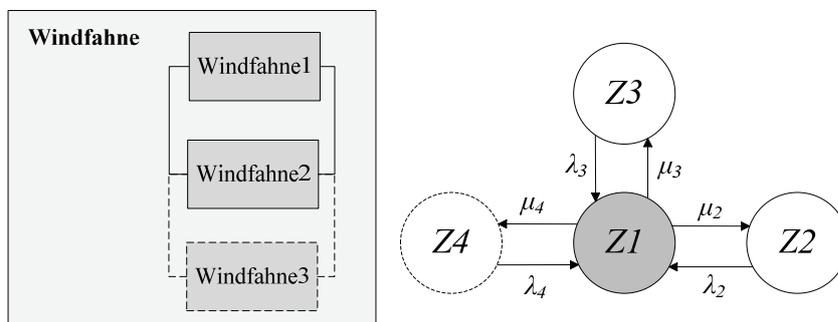


Abbildung 11-2: Zustandsmodell (1. Ordnung) und Blockdiagramm der Windfahne

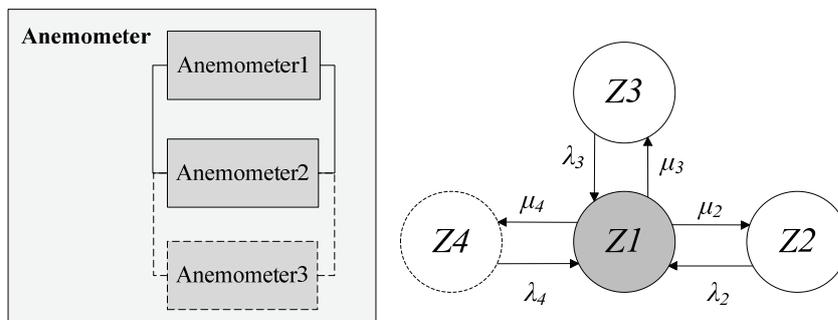


Abbildung 11-3: Zustandsmodell (1. Ordnung) und Blockdiagramm der Anemometer

11.2 Berechnungsformel der 1. und 2. Ebene

Die Berechnung der Zuverlässigkeitskenndaten der 1. Ebene einer Hauptkomponente erfolgt anhand der angegebenen Zuverlässigkeitskenndaten ihrer Subkomponenten auf der 2. Ebene. In diesem Abschnitt ist ein Beispiel (inklusive Berechnungsformel) für den Übergang von Subkomponenten zu Hauptkomponenten angegeben.

Als Beispiel wird hier die Berechnung der ersten Ausfallordnung der zwei Strukturen (Serien- und Parallelstruktur) in Abbildung 2-2 angegeben.

Für die Berechnung der Ausfallhäufigkeit der Serienstruktur wird die folgende Formel angewendet:

$$\lambda_{ges} = \sum_i^3 \lambda_i \quad (10-1)$$

$$\lambda_{ges} = \lambda_{K1} + \lambda_{K2} + \lambda_{K3} \quad (10-2)$$

Für die Berechnung der Aus-Dauer der Serienstruktur gilt:

$$T_{ges} = \sum_i^3 \frac{\lambda_i \cdot T_i}{\lambda_{ges}} \quad (10-3)$$

$$T_{ges} = \frac{\lambda_{K1} \cdot T_{K1} + \lambda_{K2} \cdot T_{K2} + \lambda_{K3} \cdot T_{K3}}{\lambda_{ges}} \quad (10-4)$$

Für die Berechnung der Aus-Dauer der Parallelenstruktur gilt:

$$\frac{1}{T_{ges}} = \sum_i \frac{1}{T_i} \quad (10-5)$$

Für die Berechnung der Ausfallhäufigkeit der Parallelenstruktur wird die folgende Formel angewendet:

$$P(A_{ges}) = \frac{\lambda_1}{\lambda_1 + \mu_1} \cdot \frac{\lambda_2}{\lambda_2 + \mu_2} \cdot \frac{\lambda_3}{\lambda_3 + \mu_3} \quad (10-6)$$

$$\lambda_{ges} = \frac{P(A_{ges})}{T_{ges}} \quad (10-7)$$

Die gleiche Vorgehensweise gilt auch für die Berechnung der 1. Ebene bei einer Serienstruktur sowie bei einer Parallelenstruktur.

11.3 Berechnungsformel des Vier-Zustandsmodells

Durch die Einführung des Instandhaltungszustands auf der 0. Ebene ändert sich die Berechnungsformel zu Abschnitt 11.2. Es muss Folgendes gelten:

$$\begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} P_B \\ P_A \\ P_{TLB} \\ P_I \end{pmatrix}^T \cdot \begin{pmatrix} -(\lambda + \gamma) & \lambda \cdot D_0 & \lambda \cdot (1 - D_0) & \gamma \\ \mu & -\mu & 0 & 0 \\ 0 & \delta & -(\delta + \rho) & \rho \\ \alpha & 0 & \beta & -(\alpha + \beta) \end{pmatrix} \quad (10-8)$$

$$P_A + P_B + P_{TLB} + P_I = 1 \quad (10-9)$$

$$\begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} P_B \\ P_A \\ P_{TLB} \\ P_I \end{pmatrix}^T \cdot \begin{pmatrix} -a & b & c & \gamma \\ \mu & -\mu & 0 & 0 \\ 0 & \delta & -d & \rho \\ \alpha & 0 & \beta & -e \end{pmatrix} \quad (10-10)$$

$$a = \lambda + \gamma$$

$$b = \lambda \cdot D_0$$

$$\text{Mit } c = (1 - D_0) \cdot \lambda \quad (10-11)$$

$$d = \delta + \rho$$

$$e = \alpha + \beta$$

Mit P_A ist die Wahrscheinlichkeit des Ausfallzustandes, P_B ist die Wahrscheinlichkeit des Betriebszustandes, P_{TLB} ist die Wahrscheinlichkeit des Teilleistungsbetriebszustandes und P_I ist die Wahrscheinlichkeit des Instandhaltungszustandes.

$$P_A = \frac{e \cdot (b \cdot (d \cdot e - \beta \cdot \rho) + \delta \cdot (c \cdot e + \beta \cdot \gamma))}{(\mu \cdot e + b \cdot e + \mu \cdot \gamma) \cdot (d \cdot e - \beta \cdot \rho) + (\mu \cdot e + \delta \cdot e + \mu \cdot \rho) \cdot (c \cdot e + \beta \cdot \gamma)} \quad (10-12)$$

$$P_B = \frac{\mu \cdot e \cdot (d \cdot e - \beta \cdot \rho)}{(\mu \cdot e + b \cdot e + \mu \cdot \gamma) \cdot (d \cdot e - \beta \cdot \rho) + (\mu \cdot e + \delta \cdot e + \mu \cdot \rho) \cdot (c \cdot e + \beta \cdot \gamma)} \quad (10-13)$$

$$P_{TLB} = \frac{\mu \cdot e \cdot (c \cdot e + \beta \cdot \gamma)}{(\mu \cdot e + b \cdot e + \mu \cdot \gamma) \cdot (d \cdot e - \beta \cdot \rho) + (\mu \cdot e + \delta \cdot e + \mu \cdot \rho) \cdot (c \cdot e + \beta \cdot \gamma)} \quad (10-14)$$

$$P_I = \frac{\mu \cdot (\gamma \cdot (d \cdot e - \beta \cdot \rho) + \rho \cdot (c \cdot e + \beta \cdot \gamma))}{(\mu \cdot e + b \cdot e + \mu \cdot \gamma) \cdot (d \cdot e - \beta \cdot \rho) + (\mu \cdot e + \delta \cdot e + \mu \cdot \rho) \cdot (c \cdot e + \beta \cdot \gamma)} \quad (10-15)$$

Nach der Vereinfachung in Abschnitt 4.2.3.3 gilt:

$$\begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} P_B \\ P_A \\ P_{TLB} \\ P_I \end{pmatrix}^T \cdot \begin{pmatrix} -(\lambda + \gamma) & \lambda \cdot D_0 & \lambda \cdot (1 - D_0) & \gamma \\ \mu & -\mu & 0 & 0 \\ 0 & \delta & -\delta & 0 \\ \alpha & 0 & 0 & -\alpha \end{pmatrix} \quad (10-16)$$

$$\text{Mit } d = \delta \text{ und } e = \alpha \quad (10-17)$$

$$P_A = \frac{e \cdot (b \cdot d \cdot e + \delta \cdot c \cdot e)}{(\mu \cdot e + b \cdot e + \mu \cdot \gamma) \cdot d \cdot e + (\mu \cdot e + \delta \cdot e) \cdot c \cdot e} \quad (10-18)$$

$$P_B = \frac{\mu \cdot e \cdot d \cdot e}{(\mu \cdot e + b \cdot e + \mu \cdot \gamma) \cdot d \cdot e + (\mu \cdot e + \delta \cdot e) \cdot c \cdot e} \quad (10-19)$$

$$P_{TLB} = \frac{\mu \cdot e \cdot c \cdot e}{(\mu \cdot e + b \cdot e + \mu \cdot \gamma) \cdot d \cdot e + (\mu \cdot e + \delta \cdot e) \cdot c \cdot e} \quad (10-20)$$

$$P_I = \frac{\mu \cdot \gamma \cdot d \cdot e}{(\mu \cdot e + b \cdot e + \mu \cdot \gamma) \cdot d \cdot e + (\mu \cdot e + \delta \cdot e) \cdot c \cdot e} \quad (10-21)$$

11.4 Beispielnetz 1

Abbildung 11-4 zeigt den schematischen Aufbau des Windparks *Beispielnetz 1*.

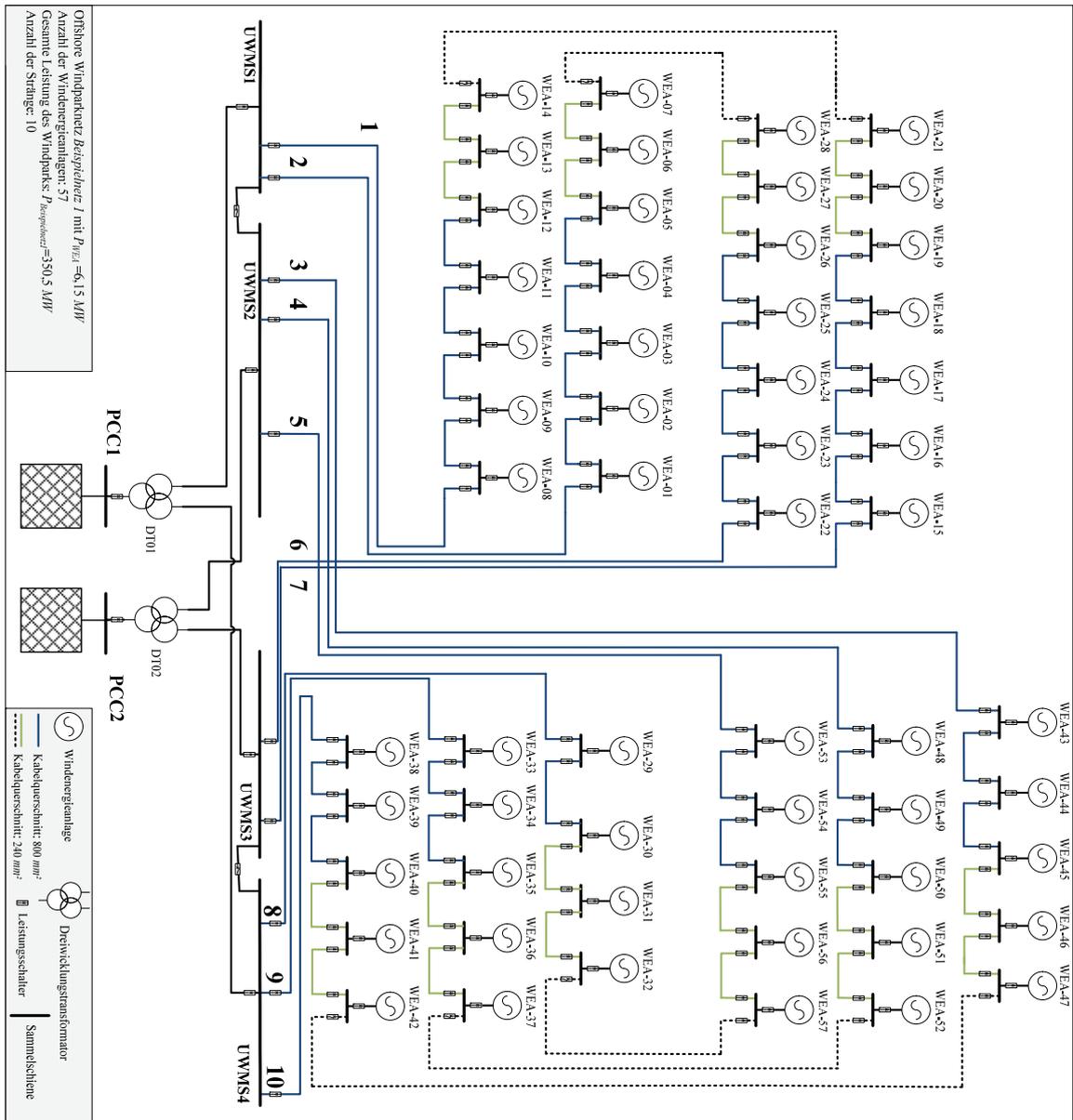


Abbildung 11-4: *Beispielnetz 1*

11.5 Beispielnetz 2

Abbildung 11-5 zeigt den schematischen Aufbau des Windparks *Beispielnetz 2*.

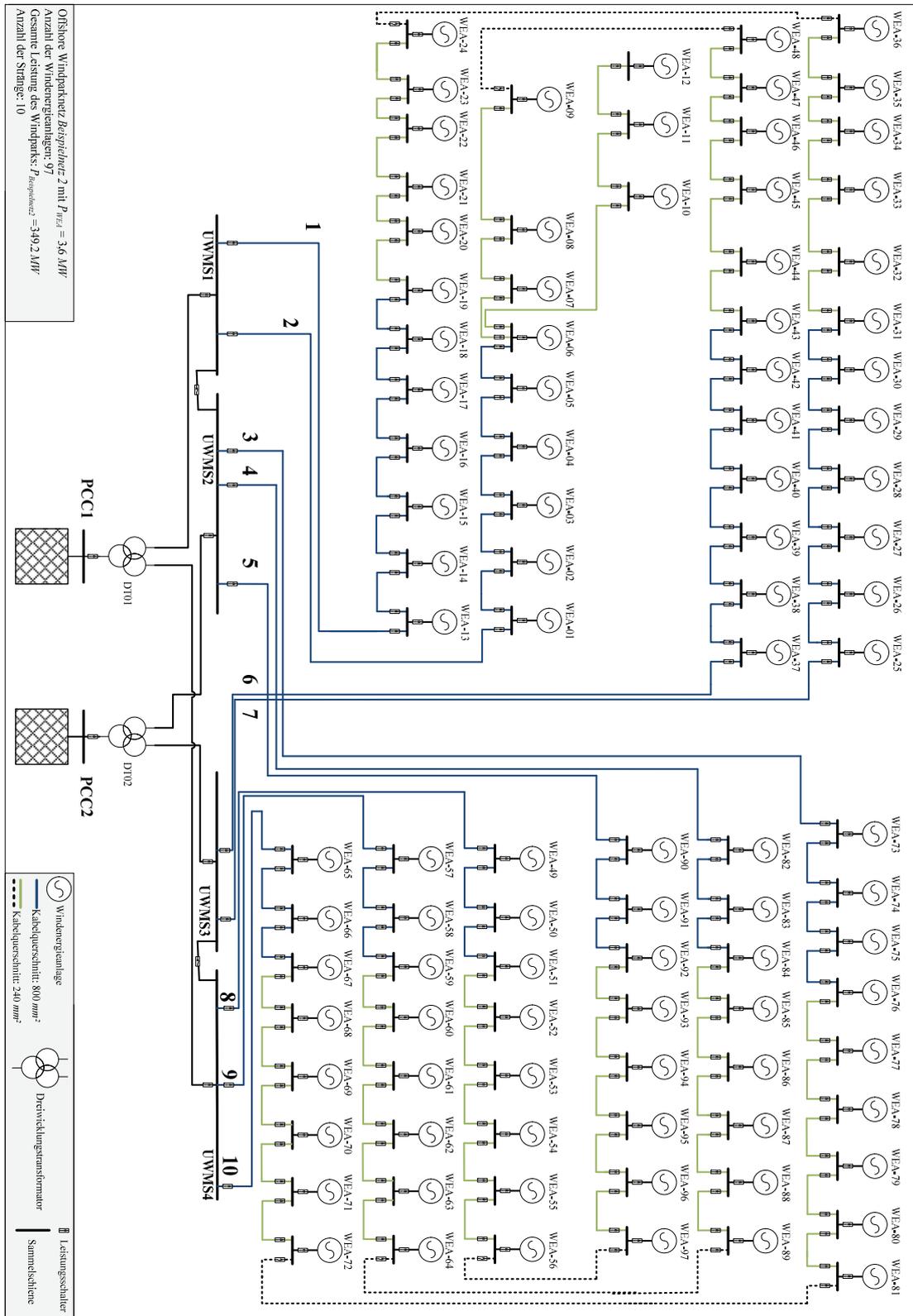


Abbildung 11-5: *Beispielnetz 2*

11.6 Zuverlässigkeitskenndaten von Offshore-Windparks

11.6.1 Zuverlässigkeitskenndaten für das Netz

Verwendete Zuverlässigkeitskenndaten für das Netz (Gesamtjahr, keine Differenzierung nach Sommer und Winter):

Tabelle 11-1: Zuverlässigkeitskenndaten für das Netz - Gesamtjahr

| Ausfallmodell | Betriebsmittel | $E(H_A)$ [1/a] | $E(T_A)$ [h] | $E(p_A)$ |
|--|--|-----------------------|--------------------|-----------------------|
| Unabhängiger Einfachausfall | MS-Sammelschiene | 0,00021 ₁₎ | 552 ⁴⁾ | |
| | MS-Schaltfeld-Sammelschienenseitig (Trennschalter) | 0,00009 ¹⁾ | 552 ⁴⁾ | |
| | MS-Schaltfeld-Abgangsseitig (Leistungsschalter) | 0,00023 ₁₎ | 552 ⁴⁾ | |
| | HS-Sammelschiene | 0,00046 ₁₎ | 792 ⁴⁾ | |
| | HS-Schaltfeld-Sammelschienenseitig (Trennschalter) | 0,00005 ₁₎ | 792 ⁴⁾ | |
| | HS-Schaltfeld-Abgangsseitig (Leistungsschalter) | 0,00157 ₁₎ | 792 ⁴⁾ | |
| | Zweiwicklungstransformator | 0,01477 ₁₎ | 1032 ⁴⁾ | |
| | Dreiwicklungstransformator | 0,01477 ₁₎ | 1032 ⁴⁾ | |
| | MS-Kabel | 0,00187 ₁₎ | 1440 ²⁾ | |
| Schutzüberfunktion | | — | 24 ³⁾ | 0,00569 ¹⁾ |
| unabhängige/spontane Schutzüberfunktion | | 0,00259 ¹⁾ | 168 ³⁾ | |
| Schalterversager / Leistungs-Schalterversager | | — | 24 ³⁾ | 0,00052 ¹⁾ |
| Schutzversager / Schutzunterfunktion | | — | 24 ³⁾ | 0,00207 ¹⁾ |

¹⁾ FNN-Störungsstatistik 2004-2011 [26]

²⁾ [35]

³⁾ Auf Basis der Daten in [26] wurden diese Daten um die Offshore-Spezifika erweitert

⁴⁾ [84]

Zuverlässigkeitskenndaten für das Netz (Wintermonate):

Tabelle 11-2: Zuverlässigkeitskenndaten für das Netz - Wintermonate

| Ausfallmodell | Betriebsmittel | $E(H_A)$ [I/a] | $E(T_{AW})$ [h] | $E(p_A)$ |
|--|---|-----------------------|--------------------|-----------------------|
| Unabhängiger Einfachausfall | MS-Sammelschiene | 0,00021 ¹⁾ | 789 ⁴⁾ | |
| | MS-Schaltfeld-Sammelschieneneseitig (Trennschalter) | 0,00009 ¹⁾ | 789 ⁴⁾ | |
| | MS-Schaltfeld-Abgangsseitig (Leistungsschalter) | 0,00023 ¹⁾ | 789 ⁴⁾ | |
| | HS-Sammelschiene | 0,00046 ¹⁾ | 1131 ⁴⁾ | |
| | HS-Schaltfeld-Sammelschieneneseitig (Trennschalter) | 0,00005 ¹⁾ | 1131 ⁴⁾ | |
| | HS-Schaltfeld-Abgangsseitig (Leistungsschalter) | 0,00157 ¹⁾ | 1131 ⁴⁾ | |
| | Zwe Wicklungstransformator | 0,01477 ¹⁾ | 1488 ⁴⁾ | |
| | Dre Wicklungstransformator | 0,01477 ¹⁾ | 1488 ⁴⁾ | |
| | MS-Kabel | 0,00187 ¹⁾ | 2160 ²⁾ | |
| Schutzüberfunktion | | — | 34 ³⁾ | 0,00569 ¹⁾ |
| unabhängige/spontane Schutzüberfunktion | | 0,00259 ¹⁾ | 240 ³⁾ | |
| Schalterversager / Leistungs-Schalterversager | | — | 34 ³⁾ | 0,00052 ¹⁾ |
| Schutzversager / Schutzunterfunktion | | — | 34 ³⁾ | 0,00207 ¹⁾ |

¹⁾ FNN-Störungsstatistik 2004-2011[26]

²⁾ [35]

³⁾ Auf Basis der Daten in [26] wurden diese Daten um die Offshore-Spezifika erweitert

⁴⁾ [84]

Die Dauer T_W beträgt in dieser Arbeit 4368 h.

Zuverlässigkeitskennndaten für das Netz (Sommermonate):

Tabelle 11-3: Zuverlässigkeitskennndaten für das Netz - Sommermonate

| Ausfallmodell | Betriebsmittel | $E(H_A)$ [1/a] | $E(T_{As})$ [h] | $E(p_A)$ |
|--|--|-----------------------|--------------------|-----------------------|
| Unabhängiger Einfachausfall | MS-Sammelschiene | 0,00021 ₁₎ | 315 ⁴⁾ | |
| | MS-Schaltfeld-Sammelschienenseitig (Trennschalter) | 0,00009 ¹⁾ | 315 ⁴⁾ | |
| | MS-Schaltfeld-Abgangsseitig (Leistungsschalter) | 0,00023 ₁₎ | 315 ⁴⁾ | |
| | HS-Sammelschiene | 0,00046 ₁₎ | 453 ⁴⁾ | |
| | HS-Schaltfeld-Sammelschienenseitig (Trennschalter) | 0,00005 ₁₎ | 453 ⁴⁾ | |
| | HS-Schaltfeld-Abgangsseitig (Leistungsschalter) | 0,00157 ₁₎ | 453 ⁴⁾ | |
| | Zweiwicklungstransformator | 0,01477 ₁₎ | 576 ⁴⁾ | |
| | Dreiwicklungstransformator | 0,01477 ₁₎ | 576 ⁴⁾ | |
| | MS-Kabel | 0,00187 ₁₎ | 720 ²⁾ | |
| Schutzüberfunktion | | — | 14 ³⁾ | 0,00569 ¹⁾ |
| unabhängige/spontane Schutzüberfunktion | | 0,00259 ¹⁾ | 96 ³⁾ | |
| Schalerversager / Leistungs-Schalerversager | | — | 14 ³⁾ | 0,00052 ¹⁾ |
| Schutzversager / Schutzunterfunktion | | — | 14 ³⁾ | 0,00207 ¹⁾ |

¹⁾ Die Daten stammen aus FNN-Störungsstatistik 2004-2011[26]

²⁾ [35]

³⁾ Auf Basis der Daten in [26] wurden diese Daten um die Offshore-Spezifika erweitert

⁴⁾ [84]

Die Dauer T_S beträgt in dieser Arbeit 4392 h.

11.6.2 Zuverlässigkeitskenndaten für Windenergieanlagenkomponenten

Die verwendeten Zuverlässigkeitskenndaten für die Windenergieanlage (Ebene 2) inklusive der Datenquellen sind in Tabelle 11-4 dargestellt. Die Dauer ist anhand der Formel in Abschnitt 5.1 und auf Basis der onshore Aus-Dauer in [18] berechnet.

Tabelle 11-4: Zuverlässigkeitskenndaten für Windenergieanlagenkomponenten

| Haupt-Komponenten | Subkomponenten | DGAG | | AG | | PMSG | | SG | |
|--|------------------------|--------------------|-----------------|--------------------|-----------------|--------------------|-----------------|--------------------|-----------------|
| | | λ [1/a] | $E(T_A)$ [h] | λ [1/a] | $E(T_A)$ [h] | λ [1/a] | $E(T_A)$ [h] | λ [1/a] | $E(T_A)$ [h] |
| Tragestruktur-Komponenten [48] [77] [18] | Fundament | 0,0087 | 743 | 0,0087 | 743 | 0,0087 | 743 | 0,0017 | 743 |
| | Übergangsstück | 0,0032 | 743 | 0,0032 | 743 | 0,0032 | 743 | 0,0006 | 743 |
| | Turm | 0,0332 | 743 | 0,0332 | 743 | 0,0332 | 743 | 0,0066 | 743 |
| | Gondel | 0,0049 | 743 | 0,0049 | 743 | 0,0049 | 743 | 0,001 | 743 |
| Rotorsystem [85] [77] [59] [18] | Rotorblätter | 0,0527 | 758 | 0,0527 | 758 | 0,0527 | 758 | 0,0801 | 758 |
| | Rotornabe | 0,0509 | 828 | 0,0509 | 828 | 0,0509 | 828 | 0,0774 | 828 |
| | Blattlager | 0,0004 | 758 | 0,0004 | 758 | 0,0004 | 758 | 0,0006 | 758 |
| | Schmierungs-system | 0,0170 | 193 | 0,017 | 193 | 0,017 | 193 | 0,0170 | 193 |
| | Schutzeinrichtung | 0,0480 | 193 | 0,0480 | 193 | 0,0480 | 193 | 0,0729 | 193 |
| Hydraulische Blattverstellung [77] [85] [18] [86] | Blattverstell-mechanik | — | — | 0,2487 | 828 | — | — | — | — |
| | Hydraulische Systeme | — | — | 0,0139 | 193 | — | — | — | — |
| | Sensorik | — | — | 0,0034 | 71 | — | — | — | — |
| Elektrische Blattverstellung [77] [85] [18] | Sensoren | 0,0039 | 71 | — | — | 0,0039 | 71 | 0,0039 | 71 |
| | Schleifring | 0,0058 | 193 | — | — | 0,0058 | 193 | 0,0058 | 193 |
| | Energieversorgung | 0,0016 | 193 | — | — | 0,0016 | 193 | 0,0016 | 193 |
| | Steuerboxen 1-3 | 0,1433 | 193 | — | — | 0,1433 | 193 | 0,1433 | 193 |
| | Pitchmotoren | 0,1433 | 828 | — | — | 0,1433 | 828 | 0,1433 | 828 |
| Elektrik (mit Vollumrichter) [77] [85] [18] | Umrichtersystem | — | — | 0,4806 | 236 | 0,4806 | 236 | 0,4806 | 236 |
| | Sicherung | — | — | 0,0534 | 71 | 0,0534 | 71 | 0,0534 | 71 |
| | Leitungen | — | — | 0,0363 | 193 | 0,0363 | 193 | 0,0363 | 193 |
| | Kompensations-system | — | — | 0,0041 | 193 | 0,0041 | 193 | 0,0041 | 193 |
| | Nebensysteme | — | — | 0,2188 | 193 | 0,2188 | 193 | 0,2188 | 193 |
| | Energieversorgung | — | — | 0,0045 | 193 | 0,0045 | 193 | 0,0045 | 193 |
| Elektrik (mit Teilumrichter) [77] [85] [18] | Teilumrichter1 | 0,1804 | 236 | — | — | — | — | — | — |
| | | $D_0 = 73\%$ | — | — | — | — | — | — | — |
| | Teilumrichter2 | 0,1804 | 236 | — | — | — | — | — | — |
| | | $D_0 = 73\%$ | — | — | — | — | — | — | — |
| | Sicherung | 0,0401 | 71 | — | — | — | — | — | — |
| | Leitungen | 0,0273 | 193 | — | — | — | — | — | — |
| | Kompensations-system | 0,0031 | 193 | — | — | — | — | — | — |
| Nebensysteme | 0,1642 | 193 | — | — | — | — | — | — | |
| Energieversorgung | 0,0033 | 193 | — | — | — | — | — | — | |
| Transformator [35] [18] | Transformator | 0,0131 | 476 | 0,0131 | 476 | 0,0131 | 476 | 0,0131 | 476 |
| Mechanische Bremse [85] [18] | Mechanische Bremse | 0,0208 | 618 | 0,0208 | 618 | 0,0208 | 618 | 0,0271 | 618 |

| | | | | | | | | | |
|--|--|--------|------|--------|------|--------|------|--------|------|
| Windnachführungssystem [77] [85] | Hydraulisches Bremssystem | 0,0055 | 193 | 0,0055 | 193 | 0,0055 | 193 | 0,0110 | 193 |
| | Azimutdreh-einrichtung | 0,0260 | 609 | 0,0260 | 609 | 0,0260 | 609 | 0,0524 | 609 |
| | Azimutantriebe | 0,0260 | 609 | 0,0260 | 609 | 0,0260 | 609 | 0,0524 | 609 |
| | Schmierungs-system | 0,0170 | 193 | 0,0170 | 193 | 0,0170 | 193 | 0,0170 | 193 |
| | Azimutverriegelung | 0,0154 | 292 | 0,0154 | 292 | 0,0154 | 292 | 0,0310 | 292 |
| | Verdrillschutz | 0,0061 | 71 | 0,0061 | 71 | 0,0061 | 71 | 0,0123 | 71 |
| Triebstrang [85] [77] | Hauptwelle, Spansatz und Zubehöre | 0,0325 | 1054 | 0,0325 | 1054 | 0,0325 | 1054 | 0,0196 | 1054 |
| | Hauptlager und Lagergehäuser Rotorseite | 0,0230 | 1054 | 0,0230 | 1054 | 0,0230 | 1054 | 0,0139 | 1054 |
| | Hauptlager und Lagergehäuser Getriebeseite | 0,0230 | 1054 | 0,0230 | 1054 | 0,0230 | 1054 | 0,0139 | 1054 |
| | Kupplung rotorseitig | 0,0056 | 1054 | 0,0056 | 1054 | 0,0056 | 1054 | 0,0034 | 1054 |
| | Kupplung getriebeseitig | 0,0056 | 1054 | 0,0056 | 1054 | 0,0056 | 1054 | 0,0034 | 1054 |
| | Schmierungs-system | — | — | — | — | — | — | 0,0170 | 193 |
| Getriebe [59] [74] | Langsame Planetengetriebe | 0,013 | 1138 | 0,013 | 1138 | 0,013 | 1138 | — | — |
| | Intermediäre Planetengetriebe | 0,018 | 1138 | 0,018 | 1138 | 0,018 | 1138 | — | — |
| | Schnelle intermediäre Parallelgetriebe | 0,009 | 1138 | 0,009 | 1138 | 0,009 | 1138 | — | — |
| | Schnelle Parallelgetriebe | 0,028 | 1138 | 0,028 | 1138 | — | — | — | — |
| | Gehäuse | 0,005 | 1138 | 0,005 | 1138 | 0,005 | 1138 | — | — |
| | Getriebe Schmiersystem | 0,017 | 193 | 0,017 | 193 | 0,017 | 193 | — | — |
| | Getriebe Zubehör | 0,005 | 193 | 0,005 | 193 | 0,005 | 193 | — | — |
| Sensoren und Regelungseinheiten [71] [74] | Anemometer 1/2 | 0,0035 | 71 | 0,0035 | 71 | 0,0035 | 71 | 0,0067 | 71 |
| | Windfahne 1/2 | 0,0035 | 71 | 0,0035 | 71 | 0,0035 | 71 | 0,0067 | 71 |
| | Ölfiltersystem | 0,0005 | 193 | 0,0005 | 193 | 0,0005 | 193 | 0,0009 | 193 |
| | Betriebsführungs-Rechner | 0,0881 | 292 | 0,0881 | 292 | 0,0881 | 292 | 0,1699 | 292 |
| | Signal-einrichtungen | 0,0886 | 292 | 0,0886 | 292 | 0,0886 | 292 | 0,1708 | 292 |
| | Andere Sensoren | 0,0934 | 236 | 0,0934 | 236 | 0,0934 | 236 | 0,1801 | 236 |
| | CMS | 0,0025 | 236 | 0,0025 | 236 | 0,0025 | 236 | 0,0049 | 236 |
| Generator [77] [85] | Kühlsystem | 0,0023 | 193 | 0,0023 | 193 | 0,0023 | 193 | 0,0047 | 193 |
| | Schmierungs-system | 0,0170 | 193 | 0,0170 | 193 | 0,0170 | 193 | 0,0170 | 193 |
| | Generatorlagern | 0,0174 | 1265 | 0,0174 | 1265 | 0,0174 | 1265 | 0,0366 | 1265 |
| | Läufer | 0,0174 | 1265 | 0,0174 | 1265 | 0,0174 | 1265 | 0,0366 | 1265 |
| | Ständer | 0,0174 | 1265 | 0,0174 | 1265 | 0,0174 | 1265 | 0,0366 | 1265 |
| | Kupplung | 0,0056 | 1265 | 0,0056 | 1265 | 0,0056 | 1265 | 0,0034 | 1265 |
| | Gehäuse und Anschlusskasten | 0,0001 | 1265 | 0,0001 | 1265 | 0,0001 | 1265 | 0,0002 | 1265 |

11.6.3 Zuverlässigkeitskenndaten für die 0. Ebene (inklusive Wettermodell)

Durch die Berücksichtigung des Wettermodells sind die berechneten Zuverlässigkeitskenndaten in Tabelle 4-3 auf Winter- sowie Sommermonaten erweitert worden.

Tabelle 11-5: Zuverlässigkeitskenndaten für die 0. Ebene mit Wettermodell

| Konzept | DGAG | | AG | | PMSG | | SG | |
|------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | Sommer | Winter | Sommer | Winter | Sommer | Winter | Sommer | Winter |
| $\lambda [1/a]$ | 1,508 | | 1,951 | | 1,859 | | 2,214 | |
| $T_A [h]$ | 384 | 569 | 373 | 552 | 318 | 473 | 327 | 488 |
| $T_{TLB}=1/\delta [h]$ | 27 | 51 | — | — | — | — | — | — |
| $(1-D_0)\lambda [1/a]$ | 0,048 | | — | — | — | — | — | — |

11.7 Betriebsmittelkosten für Offshore-Windparks

Die Betriebsmittelkosten für Offshore-Windparks sind in Tabelle 11-6 angegeben.

Tabelle 11-6: Betriebsmittelkosten

| Komponente | Typenbezeichnung | Installations- und Betriebsmittelkosten [T€] |
|---------------------------------|--|--|
| Schaltfeld [87] | 33 kV Schaltfeld mit Leistungsschalter | 58 |
| | 155 kV Schaltfeld Transformator | 124 |
| Zweiwicklungstransformator [87] | 100 MVA | 1060 |
| Dreiwicklungstransformator [87] | 200 MVA | 1780 |
| Kabel [1/km] [88] ⁶⁾ | 150 mm ² | 290 |
| | 185 mm ² | 300 ⁵⁾ |
| | 240 mm ² | 350 ⁵⁾ |
| | 300 mm ² | 390 ⁵⁾ |
| | 630 mm ² | 547 |
| | 800 mm ² | 568 |

⁵⁾ Über eine Regressionsgerade bestimmt.

⁶⁾ Die Installationskosten (ungefähr 120 T€/km) aus [89] für die Kabel wurden zu den Betriebsmittelkosten aus [88] hinzuaddiert.