



Auftraggeber

Eurowind Energy GmbH
Stahltwiete 21a
22761 Hamburg

Projekt

Lastrechnung für Windpark Emsdetten

Auftrag

Standorteignung für Windpark Emsdetten

Aufgabe

Nachweis der Standsicherheit durch Lastvergleich

Anlage

GE 2.53-120 - 50 Hz (NH=139 m)

Standort

Emsdetten

Dokument-Klassifikation

Kundenvertraulich

Dokument Nr. (Rev.)

ED-2401-AA_01 (D)

Datum (Rev.)

15. 05. 2024

Dieses Dokument umfasst insgesamt
36 Seiten

Inhalt Rev. D	Jannis Burke	P. E. Concepts GmbH, Hamburg
Inhalt Rev. C	Jannis Burke	P. E. Concepts GmbH, Hamburg
Inhalt Rev. B	Jannis Burke	P. E. Concepts GmbH, Hamburg
Inhalt Rev. A	Jannis Burke	P. E. Concepts GmbH, Hamburg

Freigabe Rev. D	Matthias Saathoff	P. E. Concepts GmbH, Bremen
Freigabe Rev. C	Matthias Saathoff	P. E. Concepts GmbH, Bremen
Freigabe Rev. B	Matthias Saathoff	P. E. Concepts GmbH, Bremen
Freigabe Rev. A	Matthias Saathoff	P. E. Concepts GmbH, Bremen

Die Unterschrift gilt für die jeweils aktuelle Version.

Änderungsverzeichnis

Rev.	Datum	Seiten	Änderung
A	05. 02. 2024	Alle	Erste Ausgabe
B	07. 02. 2024	13,14,15	Koordinaten und Karten von geplanten WEA
C	14. 03. 2024	14, 18-22	Änderung Layout L2
D	15. 05. 2024	7, 14 - 16, 20 - 24	Berücksichtigung WEA23 und WEA24

Referenzen

Zugehörige Daten und Dokumente

Nr.	Firma	Inhalt	Dateiname	Datum
(Ref1)	Eurowind Energy GmbH	Bestimmung der Windbedingungen	2024-01-19_ASC_Emsdetten_Repowering_Vor+Nach_Zubau_M4_8_10_JOE.pdf	19.01.2024
(Ref2)	Eurowind Energy GmbH	Bestimmung der Windbedingungen (geändertes Layout)	2024-03-05_Emsdetten_RPP_VB neu + geplant unvollst._BDU.pdf	05.03.2024
(Ref3)	Eurowind Energy GmbH	Typenprüfung	Typenprüfung 06.05.2013_WEA GE 2,5-120_139m NH_Ordner 1.pdf	20.05.2013
(Ref4)	Eurowind Energy GmbH	Zeichnungen Turm und Gründung	Typenprüfung 06.05.2013_WEA GE 2,5-120_139m NH_Ordner 2.pdf Typenprüfung 06.05.2013_WEA GE 2,5-120_139m NH_Ordner 3.pdf	19.6.2013

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	4
Symbole	6
1 Einleitung	7
2 Vorgehensweise	8
2.1 Eingrenzungen und Randbedingungen	8
2.2 Verwendete Software	8
2.3 Betrachtete Komponenten	9
2.4 Lastfalldefinition	11
2.5 Schädigung aus Vergleich der Ermüdungslasten	11
2.6 Unsicherheitsbetrachtung	12
2.6.1 Windbedingungen	12
2.6.2 Modellierung der WEA	12
2.7 Spannungsberechnung für den Betonturm	12
3 Windbedingungen	14
3.1 Standortbeschreibung	14
3.2 Auslegungs- und Standortbedingungen	17
4 Ergebnisse	21
5 Zusammenfassung	23
Literaturverzeichnis	24
A Modell GE 2.53-120	27
A.1 Allgemein	27
A.2 Leistungskurve	28
A.3 Strukturdynamik	29
B Lastkollektive	31
B.1 Erklärung	31
B.2 Turm	32
B.3 Maschinenträger	34
B.4 Rotorwelle	35
B.5 Rotorblatt	36

Abkürzungsverzeichnis

DEL *damage-equivalent load*

DIBt 2012 DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen, Fassung Oktober 2012

IEC Ed.2 IEC 61400-1 Ed.2

IEC Ed.3 IEC 61400-1 Ed.3.1

NH Nabhöhe

NREL *National Renewable Energy Laboratory*

WEA Windenergieanlage

Symbole

Symbol	Einheit	Bezeichnung	Seite(n)
A	m s^{-1}	Skalenparameter der Weibull-Verteilung	17
a	—	Nummer der Parksituation für letzten Ausbauzustand	11
α	—	Höhenexponent	17
D	—	Schädigung	12
D_{rel}	—	relative Schädigung	12
$D_{\text{rel},Sj}$	—	relative Schädigung bezogen auf T_{Sj} Jahre Parksituation Sj	12
γ_u	—	Sicherheitsfaktor für Modellunsicherheiten	12
i	—	laufende Nummer für die Rainflow-Klassen	11
j	—	laufende Nummer für die Parksituationen	11, 12
k	—	Formparameter der Weibull-Verteilung	17
m	—	Steigung der Wöhler-Kurve	9, 11, 12, 20, 21
ΔM_{DEL}	kNm	schädigungsäquivalente Last	11
$\Delta M_{\text{DEL},A}$	kNm	schädigungsäquivalente Auslegungslast	12
$\Delta M_{\text{DEL},Sj}$	kNm	schädigungsäquivalente Standortlast in Parksituation Sj	12
ΔM_i	kNm	Schwingweite der Last einer Rainflow-Klasse	11
n_i	—	Schwingspielzahl einer Rainflow-Klasse	11
N_{ref}	—	Referenzschwingspielzahl	11
ρ	kg/m^3	Luftdichte	17
T_A	a	Auslegungslebensdauer	12
v_{ave}	m/s	langfristige mittlere Windgeschwindigkeit	17
v_{in}	m/s	Einschaltwindgeschwindigkeit	11
v_{out}	m/s	Abschaltwindgeschwindigkeit	11
v_{ref}	m/s	Referenzwindgeschwindigkeit (IEC 61400-1)	11
z_{hub}	m	Nabenhöhe	17

1 Einleitung

Der Auftraggeber plant die Errichtung neuer Windenergieanlagen (WEA) vom Typ Vestas V162-7.2 am Standort Emsdetten. Durch den Zubau der WEA kommt es laut der Berechnung (Ref1) zu einer Erhöhung der effektiven Turbulenz an einer benachbarten Anlagen vom Typ GE 2.53-120 - 50 Hz (NH=139 m).

Tabelle 1.1: Nachzuweisende Windenergieanlage (WEA) (Ref1)

Nr.	Typ	Nabenhöhe
WEA20	GE 2.53-120	139,0 m
WEA21	GE 2.53-120	139,0 m
WEA23	GE 2.53-120	139,0 m
WEA24	GE 2.53-120	139,0 m

Die Standsicherheit kann in Übereinstimmung mit den Anforderungen der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen (Fassung Oktober 2012) nur durch die Umsetzung sektoraler Betriebsbeschränkungen an einer oder mehrerer der betroffenen WEA oder durch eine Lastrechnung nachgewiesen werden. Die Standsicherheit der betroffenen Anlagen soll mittels eines Lastvergleiches geprüft werden. Im Folgenden wird die Bezeichnung der betrachteten WEA aus (Ref1) übernommen.

Es soll durch einen Lastvergleich nachgewiesen werden, dass auch ohne die Berücksichtigung sektorieller Betriebsbeschränkungen die Standsicherheit der betroffenen WEA während der Auslegungsdauer nicht beeinträchtigt wird. Dies erfolgt durch einen Vergleich der Ermüdungslasten der jeweiligen WEA, die sich unter den in der Auslegung angesetzten Windbedingungen ergeben, mit den Ermüdungslasten, die sich unter Windbedingungen am Standort ergeben. Sofern nicht anders gekennzeichnet, wird die Lastrechnung mit teilgenerischen aeroelastischen Simulationsmodellen durchgeführt. Extremlasten werden hierbei nicht berücksichtigt.

Die wesentlichen Merkmale der GE 2.53-120 - 50 Hz (NH=139 m) (kurz: GE 2.53-120) sind in den vorliegenden Unterlagen (Ref3) definiert. Eine vollständige Liste der in der Lastsimulation verwendeten Parameter und Modelleigenschaften ist im Anhang A zusammengefasst.

2 Vorgehensweise

Um die Standsicherheit der WEA für die Dauer der Entwurfslebenszeit zu prüfen, wird durch einen Lastvergleich untersucht, welche Reserven hinsichtlich der Materialermüdung in den lastabtragenden Strukturkomponenten der WEA vorhanden sind. Zur Ermittlung solcher Reserven werden die in der Auslegung angesetzten Ermüdungslasten mit den Ermüdungslasten am Standort der WEA verglichen.

Die Auslegungslasten sowie die Standortlasten werden mit aeroelastischen Simulationen berechnet. Da in der Regel nicht alle Informationen zur vollständigen Beschreibung der WEA im Simulationsmodell vorliegen, werden für unbekannte Parameter sinnvolle Annahmen getroffen. Bekannte Modellparameter werden direkt in der Modellierung berücksichtigt. Wenn Parameter, die einen signifikanten Einfluss auf die Ermüdungslasten haben können, nicht ausreichend genau bekannt sind, werden Sicherheitsfaktoren berücksichtigt, um der Unsicherheit in den Ergebnissen Rechnung zu tragen.

Für die Ermittlung der Lasten spielen die Windbedingungen, denen die WEA bislang ausgesetzt waren, und der sie in Zukunft ausgesetzt sein werden, eine wesentliche Rolle. Es werden die effektiven Turbulenzintensitäten für alle relevanten Parksituationen, z.B. vor und nach Zubau von Nachbaranlagen, berücksichtigt. Für jede dieser Parksituationen werden Lastkollektive erstellt. Unter Berücksichtigung der mittleren Windgeschwindigkeit und der daraus resultierenden Weibull-Verteilung kann die Ermüdungslast am Standort bestimmt werden. Durch den Bezug dieser Lasten auf die Auslegungslasten wird die rechnerische Lebensdauer der Strukturen berechnet.

2.1 Eingrenzungen und Randbedingungen

In der Regel liegen nicht alle für die Berechnung der Ermüdungslast maßgebenden Informationen für die Modellierung der WEA im Simulationsprogramm vor. Eine genaue Berechnung der standortspezifischen Lasten wird dementsprechend nicht angestrebt. Da die Unsicherheiten im Modell sich in den Ergebnissen sowohl der Auslegungslasten als auch der Standortlasten widerspiegeln, ist die Berechnung der Materialermüdung durch den relativen Vergleich der Lasten zulässig. Für Betrachtungen, welche die absoluten Werte der Lasten voraussetzen, können die in diesem Dokument dargelegten Ergebnisse nicht verwendet werden.

2.2 Verwendete Software

Für die Lastsimulation der Windenergieanlage wird *OpenFAST* verwendet, das auf dem Programm *FAST8* vom *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) basiert. Die verwendeten Programmversionen sind in 2.1 dargestellt.

Tabelle 2.1: Verwendete Software

Name	Version	Zweck
<i>OpenFAST</i>	2.3	Aero-servo-elastische Simulation von WEA
<i>Aerodyn</i>	15.0	Berechnung der aeroelastischen Interaktion von Wind und Rotorblättern
<i>TurbSim</i>	1.5	Erzeugung turbulenter Windfelder nach IEC 61400-1 Ed. 3 [4]

2.3 Betrachtete Komponenten

Es werden alle Strukturkomponenten im Hauptlastpfad der WEA betrachtet. Die für die GE 2.53-120 - 50 Hz (NH=139 m) relevanten Stellen sind in Abb. 2.1 abgebildet. Es werden für jede betrachtete Stelle die Lastkomponenten ausgewertet, die für die Schädigung des Bauteils oder der Verbindung maßgebend sind. Dies sind in der Regel die Biegemomente in den Richtungen der größten Belastung.

Für die Berechnung der schädigungsäquivalenten Last wird die Steigung der Wöhler-Kurve m für das jeweilige Material des Bauteils verwendet. Für alle Bauteile aus Stahl sowie für Schraubverbindungen liegt m zwischen 3 und 5. Für Gussbauteile liegt m zwischen 7 und 9. Für Bauteile aus faserverstärkten Kunststoffen (GfK, CfK) liegt m zwischen 9 und 14.

Die untersuchten Lastkomponenten sind in Tabelle 2.2 unter Angabe des Ortes der Auswertung aufgeführt. Die Orientierung der Koordinatensysteme für die Lasten ist in Abb. 2.2 dargestellt.

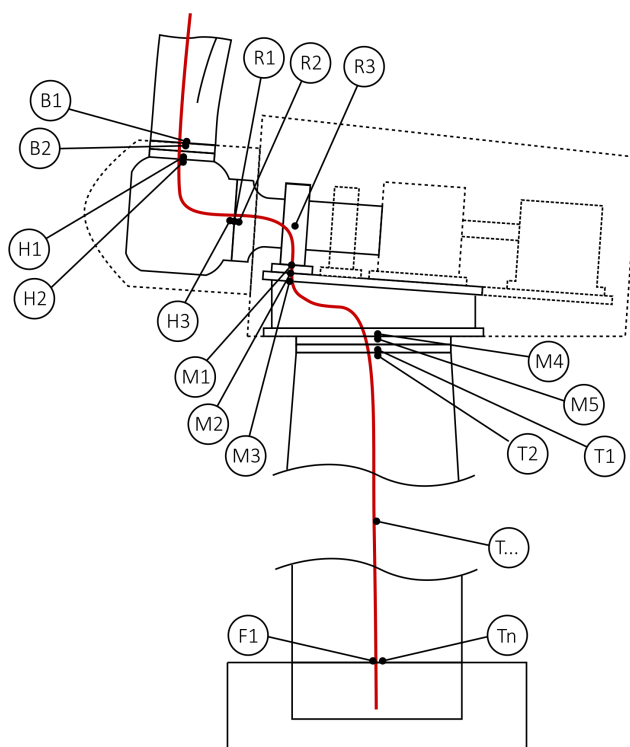


Abbildung 2.1: Betrachtete Komponenten im Hauptlastpfad (rot)

Tabelle 2.2: Betrachtete Baugruppen und Komponentenklassen

Symbol	Bauteil	Ort	Lastkomponente	Material
B1	Rotorblatt	Blattwurzel	M_{XS}, M_{YS}	GfK
B2	Verschraubung Blattlager	Rotorblatt	M_{XS}, M_{YS}	Stahl
H1	Verschraubung Blattlager	Nabe	M_{XB}, M_{YB}	Stahl
H2	Nabe	Rotorblatt	M_{XB}, M_{YB}	Guss
H3	Nabe	Rotorwelle	M_{YR}, M_{ZR}	Guss
R1	Verschraubung Welle-Nabe	-	M_{YR}, M_{ZR}	Stahl
R2	Rotorwelle	-	M_{YR}, M_{ZR}	Stahl
M1	Hauptlagerbock	-	M_{YN}, M_{ZN}	Guss
M2	Verschraubung Hauptlagerbock	-	M_{YN}, M_{ZN}	Stahl
M3	Maschinenträger	Hauptlager	M_{YN}, M_{ZN}	Stahl
M4	Maschinenträger	Azimutlager	M_{YK}	Stahl
M5	Verschraubung Azimutlager	Maschine	M_{YF}	Stahl
T1	Verschraubung Azimutlager	Turmkopf Stahlsektion	M_{YF}	Stahl
T2	Turmschale Stahl, Flanschverbindung	Turmkopf Stahlsektion	M_{YF}	Stahl
T3	Turmfuß Stahl, Adapter	Adapter (Übergang Betonsektion)	M_{YF}	Stahl
T4	Turmkopf Beton, Spannlitzen	Adapter (Übergang Betonsektion)	M_{YF}	Stahl
T5	Turmschale Beton	H=83.6 m über FOK	M_{YF}	Beton
T6	Turmschale Beton	H=60.8 m über FOK	M_{YF}	Beton
T7	Turmschale Beton	Turmfuß Betonsektion	M_{YF}	Beton
T8	Turmfuß Beton, Spannlitzen	Turmfuß Betonsektion	M_{YF}	Stahl
F1	Fundament	-	M_{YF}	Stahlbeton

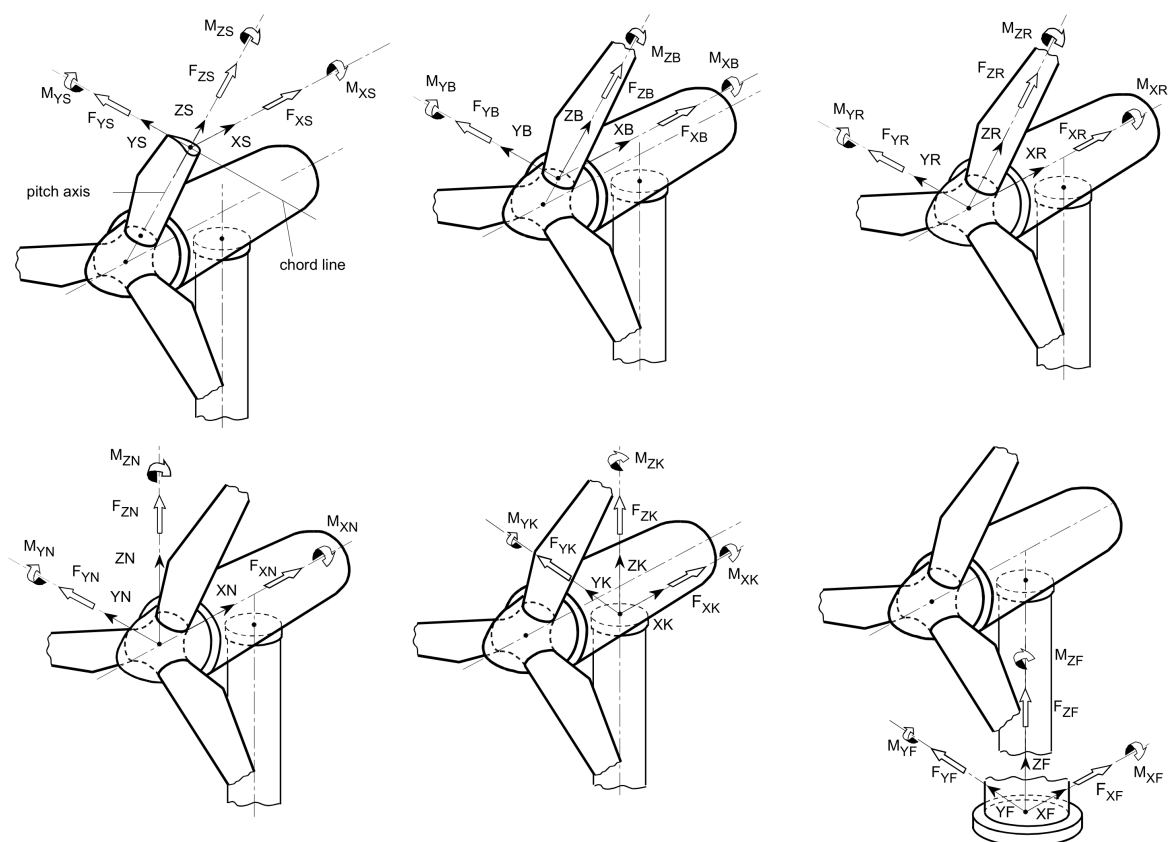


Abbildung 2.2: Verwendete Koordinatensysteme, nach [2]

2.4 Lastfaldefinition

Die Ermüdungslasten über die Lebensdauer der WEA werden unter Berücksichtigung der Lasten im normalen Produktionsbetrieb sowie der Lasten bei Stillstand der Anlage ermittelt. Diese Betriebszustände werden durch die Lastfallgruppen DLC 1.2 und DLC 6.4 nach IEC 61400-1 Ed. 3 [4] berücksichtigt.

Weitere Lastfälle wie Start- und Stoppvorgänge sowie geparkte Situationen oder Fehlerzustände werden nicht berücksichtigt. Zur Beschreibung dieser Betriebszustände liegen keine ausreichenden Informationen vor und der Einfluss auf die Ermüdungslasten ist in der Regel gering.

Für DLC 1.2 werden die Betriebswindgeschwindigkeiten von Einschaltwindgeschwindigkeit v_{in} bis Abschaltwindgeschwindigkeit v_{out} mit einer Schrittweite von 1 m/s berücksichtigt. Für jede Windgeschwindigkeit werden Schräganströmungen von -8° , 0° und 8° verwendet, um die Azimut-Hysteresse zu berücksichtigen. Für jede Kombination aus mittlerer Windgeschwindigkeit und Anströmwinkel werden fünf verschiedene turbulente Windfelder erzeugt.

Für DLC 6.4 werden eine mittlere Windgeschwindigkeit von v_{in} stellvertretend für alle Windgeschwindigkeiten $< v_{in}$ sowie von $0,7v_{ref}$ stellvertretend für alle Windgeschwindigkeiten $> v_{out}$ berücksichtigt. Für jede Windgeschwindigkeit werden 15 verschiedene turbulente Windfelder erzeugt. Zusätzlich befinden sich die Rotorblätter in Fahnenstellung (Pitch-Winkel auf 90°) und der Generator ist vom Netz getrennt.

Die verschiedenen Lastfälle werden für die Auslegungsbedingungen sowie für alle relevanten Parksituationen am Standort berechnet. Die Auslegungssituation wird dabei mit A und die Standortsituationen werden mit S_j bezeichnet. j ist dabei eine fortlaufende Nummer für alle relevanten Ausbauzustände des Windparks:

$$j = \{1, 2, 3, \dots, a\}$$

Die höchste Nummer a der Standortsituation S_a ist dabei der aktuelle Ausbauzustand, der auch für die zukünftigen Lasten angenommen wird.

Zudem werden für jede Situation die effektiven Turbulenzintensitäten für die relevanten Steigungen der Wöhler-Kurve m in der Simulation verwendet.

Die Zufallszahlen, mit denen die turbulenten Windfelder erzeugt werden, werden für die verschiedenen Situationen wiederverwendet, um Vergleichbarkeit herzustellen. Alle Lastfälle und Windfelder werden über 630 Sekunden simuliert, wobei die ersten 30 Sekunden nicht berücksichtigt werden.

2.5 Schädigung aus Vergleich der Ermüdungslasten

Die simulierten Lastzeitreihen werden nach IEC 61400-1 Ed. 3 [4] mit dem Rainflow-Zählverfahren ausgewertet, um die Schwingbreiten ΔM_i , die Schwingspielzahlen n_i sowie die Mittelwerte der Rainflow-Klassen i zu ermitteln. Die Zyklenzahlen aus einer Zeitreihe für eine mittlere Windgeschwindigkeit werden mit der Weibull-Verteilung gewichtet und auf eine Gesamtdauer von 20 Jahren extrapoliert. Hierbei wird die Verteilung der Lastfallgruppen wie in Abschnitt 2.4 berücksichtigt. Zusätzlich wird für die Standortsituationen der Zeitanteil im Produktionsbetrieb um die technische Verfügbarkeit der jeweiligen WEA korrigiert, sofern diese Informationen vorliegen.

Die Lastkollektive sind in Anhang B dargestellt. Aus den extrapolierten Lastkollektiven wird die schädigungsäquivalente Last ΔM_{DEL} (*damage-equivalent load* (DEL)) berechnet. Die Berechnung erfolgt für alle relevanten Lastkomponenten (siehe Tabelle 2.2) unter Berücksichtigung der materialabhängigen Steigung der Wöhler-Kurve m sowie der Referenzschwingspielzahl $N_{ref} = 5e6$:

$$\Delta M_{DEL} = \left(\frac{\sum n_i \Delta M_i^m}{N_{ref}} \right)^{\frac{1}{m}} \quad (2.1)$$

Es wird angenommen, dass der Hersteller bei der Auslegung das jeweilige Bauteil auf die Auslegungslbensdauer T_A ausgelegt hat. Das bedeutet, dass die Auslegungslasten $\Delta M_{DEL,A}$ in den maßgebenden Komponenten der WEA eine Schädigung von $D = 1,0$ verursachen. Mit dieser Annahme lässt sich unter Vernachlässigung von nichtlinearen Zusammenhängen zwischen Last und Spannung die relative Schädigung bezogen auf T_{Sj} Jahre Parksituation Sj $D_{rel,Sj}$ des Bauteils bestimmen. Die Berechnung erfolgt mit den Auslegungslasten $\Delta M_{DEL,A}$, den Standortlasten $\Delta M_{DEL,Sj}$ und der Steigung der Wöhler-Kurve m für jede Situation Sj nach:

$$D_{rel,Sj} = \left(\frac{\Delta M_{DEL,Sj}}{\Delta M_{DEL,A}} \gamma_u \right)^m \quad (2.2)$$

Die Bestimmung des Sicherheitsfaktors γ_u ist in Abschnitt 2.6.2 beschrieben.

Die Schädigung D_{rel} ist ein Maß für die Materialermüdung der jeweiligen Komponente. Bei einem Wert von $D_{rel} = 1,0$ ist theoretisch mit dem ersten Anriss des Materials zu rechnen. In diesem Fall ist die Standsicherheit nicht mehr gegeben, auch wenn das Bauteilversagen erst nach weiterem Rissfortschritt auftritt und die Dauer bis zum Versagen abhängig von der Komponente und der Art der Belastung ist.

2.6 Unsicherheitsbetrachtung

Für die Modellierung der Windbedingungen und des aeroelastischen Modells der WEA werden Eingangsparameter benötigt. Diese werden den zur Verfügung gestellten Eingangsdaten entnommen, aus diesen abgeleitet oder durch sinnvolle Annahmen bestimmt. Je nach Datenlage ergibt sich eine mit den Nennwerten verbundene Unsicherheit, die in den folgenden Abschnitten bemessen wird. Es werden für die unterschiedlichen Unsicherheiten Maßnahmen festgelegt, die sicherstellen, dass die in diesem Dokument ausgewiesenen Restnutzungsdauern auf der sicheren Seite liegend sind.

2.6.1 Windbedingungen

Die Windbedingungen sind (Ref1) entnommen und werden als richtig vorausgesetzt. Es werden für die Windbedingungen keine weiteren Sicherheitsbeiwerte angesetzt.

2.6.2 Modellierung der WEA

Im Vergleich eines simulierten Auslegungslastkollektivs mit dem einer Typenprüfung beiliegenden Kollektiv ergeben sich in der Regel Unterschiede. Diese Unterschiede resultieren aus Annahmen zu nicht exakt bekannten Parametern im Simulationsmodell. Die Annahmen betreffen in der Regel die Aerodynamik der Rotorblätter, die Regelung der WEA und die Strukturdynamik der Rotorblätter. Die Abweichungen in den simulierten Auslegungslasten und in den Standortlasten heben sich durch die Methodik des relativen Lastvergleiches weitestgehend auf. Die restliche Streuung im Verhältnis von Standortlasten und Auslegungslasten wird durch die Anwendung eines Sicherheitsfaktors γ_u berücksichtigt. Die Höhe des Sicherheitsfaktors bestimmt sich aus der Art der Komponente, der Art der Belastung und der Unsicherheit in den zugrunde liegenden Eingangsdaten. Außerdem ist die Art der Regelung der WEA entscheidend dafür, wie sich die Unsicherheiten auf die einzelnen Komponenten auswirken.

Die Verteilung der Sicherheitsfaktoren erfolgt wie in Abschnitt 4 dargestellt.

2.7 Spannungsberechnung für den Betonturm

Die Schädigung des Betonturms wird nicht mit schädigungsäquivalenten Lasten $\Delta M_{DEL,A}$ ermittelt, sondern aus dem Lastkollektiv unter Nutzung der Palmgren-Miner-Regel.

Die Berechnung erfolgt nach dem Vorgaben der DIBt-Richtlinie 2012 [1], Kapitel 11.1.5. Hierbei werden die Wöhlerlinien für die einzelnen Stufen des Beanspruchungskollektivs in Abhängigkeit von der Mittelspannung und der Schwingbreite bestimmt. Für die Berechnung der Schädigung werden die Nennspannungen in der Turmschale angesetzt. Diese setzt sich aus Spannung durch das Biegemoment, der Druckspannung durch das Eigengewicht, sowie der Vorspannung der Spannelemente des Spannbetons zusammen.

Für die Vorspannung des Turms wird die maximal zulässige Vorspannung der Spannelemente unter Berücksichtigung eines Spannkraftverlustes von 16,5% angenommen. Die Annahme ist für die Berechnung der Spannungen konservativ.

Für die weitere Berechnung nach DIBt-Richtlinie 2012 [1] wird für den Teilsicherheitsbeiwert für Beton $\gamma_c = 1,5$ angenommen und der Koeffizient zur Berücksichtigung des zeitabhängigen Festigkeitsanstiegs mit $\beta_{cc} = 1,0$ angesetzt. Der Faktor zur Berücksichtigung der ungleichmäßigen Verteilung der Betondruckspannungen wird vereinfachend mit $\eta_c = 1,0$ angenommen.

3 Windbedingungen

3.1 Standortbeschreibung

In Tabelle 3.1 sind die entsprechend den Eingangsdaten (Ref1) betrachteten WEA dargestellt.

Tabelle 3.1: Standort der betrachteten WEA

Bezeichnung	Kennnummer	Kontext	WEA-Typ	NH (m)	UTM ETRS 89 Zone 32	
					Rechtswert	Hochwert
WEA3	-	Bestand	Vestas V80 2.0MW	100,00	402743	5785455
WEA20	-	Standicherheit	GE 2.5-120 2.5MW	139,00	403209	5786261
WEA21	-	Standicherheit	GE 2.5-120 2.5MW	139,00	402861	5786409
WEA23	-	Standicherheit	GE 2.5-120 2.5MW	139,00	403209	5786261
WEA24	-	Standicherheit	GE 2.5-120 2.5MW	139,00	402861	5786409
WEA43	-	Planung	Vestas V162-7.2 Mode SO7200	169,00	402850	5786020
WEA44	-	Planung	Vestas V162-7.2 Mode SO7200	169,00	402975	5785694

Da das Windparklayout sich im Laufe der Zeit verändert hat, werden verschiedene Parklayouts betrachtet. In Tabelle 3.2 sind die für die Layouts angesetzten Zeiträume aufgeführt. Die Zuordnung der einzelnen WEA zu den Layouts ist den vorliegenden Turbulenzberechnungen (Ref1), (Ref2) zu entnehmen. Das Layout L1 berücksichtigt die Situation vor Zubau der Neuplanungen, (Ref1). Das Layout L2 bezieht sich auf die Situation nach Zubau der Neuplanungen, (Ref2). Es wird angenommen, dass die sich im Layout L2 berücksichtigten fremdgeplanten WEA zeitgleich mit den vom Auftraggeber geplanten WEA errichtet werden.

Tabelle 3.2: Zeiträume der betrachteten Parksituationen

Layout	Beginn	Ende	Dauer (a)
L1	01.01.2015	01.01.2024	9
L2	01.01.2024	01.01.2035	11

In den Abbildungen 3.1 und 3.2 sind die näheren Umgebungen des Standortes abgebildet sowie Änderungen im Parklayout ersichtlich.

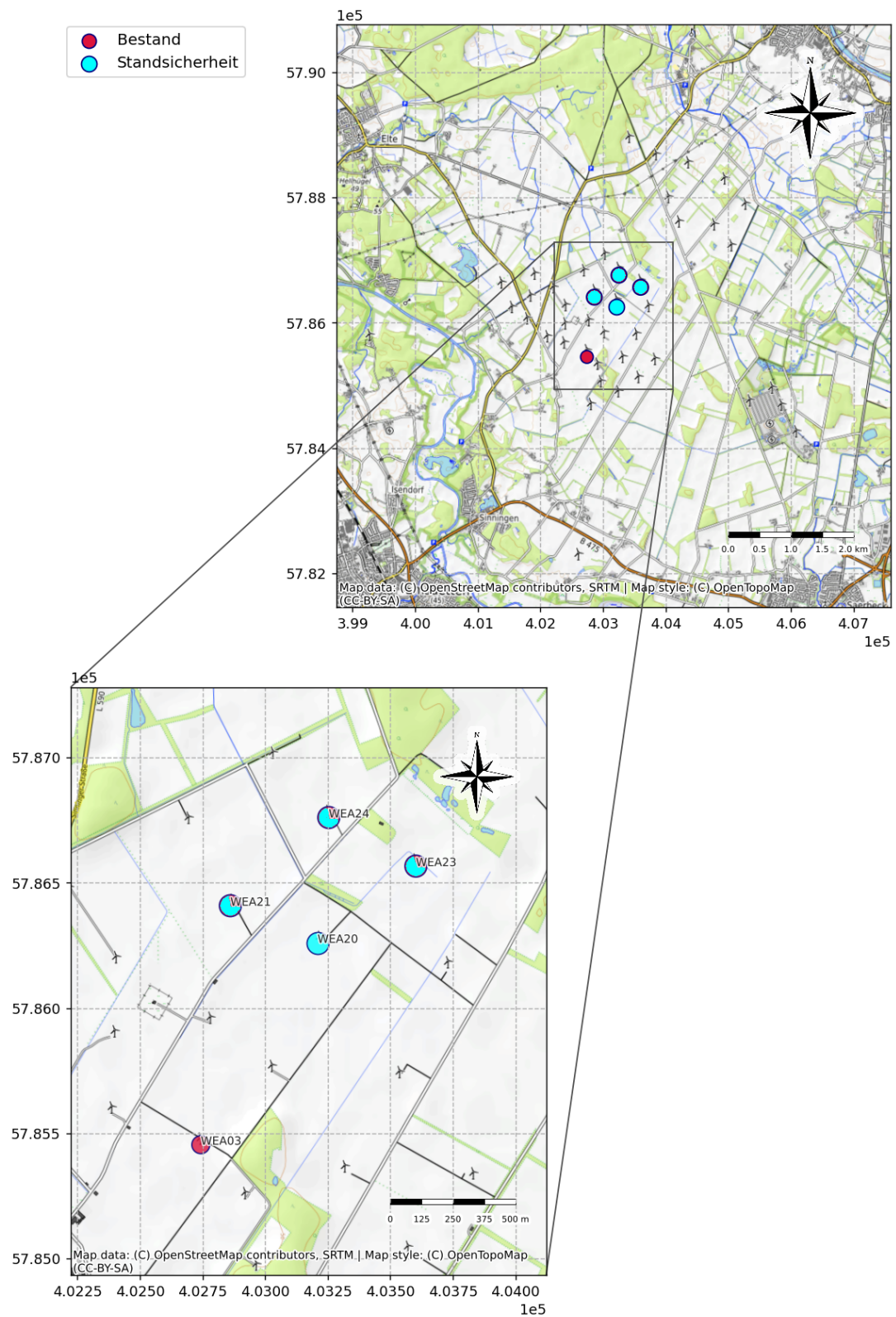


Abbildung 3.1: Übersichtskarte des Windparks Emsdetten, Layout 1

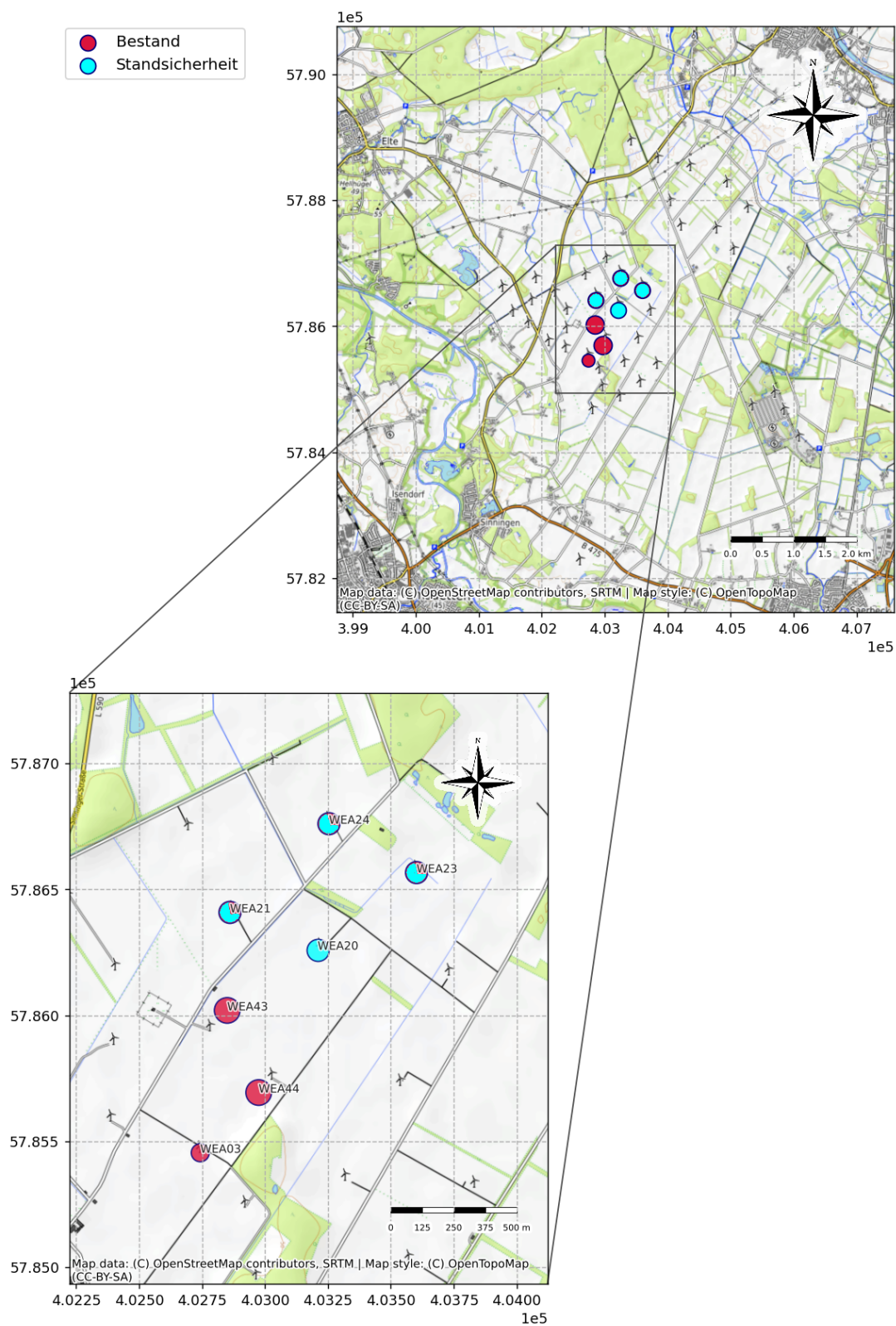


Abbildung 3.2: Übersichtskarte des Windparks Emsdetten, Layout 2

3.2 Auslegungs- und Standortbedingungen

Turm und Gründung der WEA wurde nach der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen, Fassung Oktober 2012 (DIBt 2012) [1] für Windzone S ausgelegt, (Ref3). Die Auslegungsbedingungen der DIBt 2012 für die WEA sind der Tabelle 3.3 zu entnehmen.

Aus (Ref3) geht ebenfalls hervor, dass der Turmkopfflansch nach IEC 61400-1 Ed.2 (IEC Ed.2) [3] für Turbinenklasse IIA ausgelegt wurde. Es wird angenommen, dass alle maschinenbaulichen Komponenten nach diesen Bedingungen ausgelegt wurde. Die Rotorblattversion LM 58.7 P ist für Turbinenklasse IIIA ausgelegt.

Auf der sicheren Seite liegend werden auch für die maschinenbaulichen Komponenten und das Rotorblatt analog zum Turm die Turbulenzintensitäten für Turbulenzklasse B IEC 61400-1 Ed.3.1 (IEC Ed.3) [4] angesetzt.

Die Windbedingungen am Standort sind (Ref1) entnommen. In Tabelle 3.3 sind die für die Modellierung der Windbedingungen verwendeten Größen zusammengefasst.

Tabelle 3.3: Windbedingungen am Standort

Parameter	IEC Ed.2/IEC Ed.3		DIBt 2012/IEC Ed.3	Standortbewertung	Einheit
	Rotorblatt	Maschine	Turm	WEA20	
Nabenhöhe (NH) z_{hub}			139,0	139,0	m
Windzone / Klasse	3	2	-	-	-
Turbulenzkategorie	B	B	B	-	-
$v_{\text{ave}}(z_{\text{hub}})$	7,50	8,50	7,10	5,99	m/s
$A(z_{\text{hub}})$	8,46	9,59	8,01	6,76	m/s
k	2,00	2,00	2,00	2,29	-
α	0,16	0,16	0,16	0,12	-
\bar{I}_{ref}	14,0	14,0	14,0	-	%
ρ	1,225	1,225	1,225	1,233	kg/m ³

Die effektiven Turbulenzintensitäten, die in den nachfolgenden Tabellen 3.4 und 3.5 dargestellt sind, sind den Eingangsdaten (Ref1), (Ref2) entnommen.

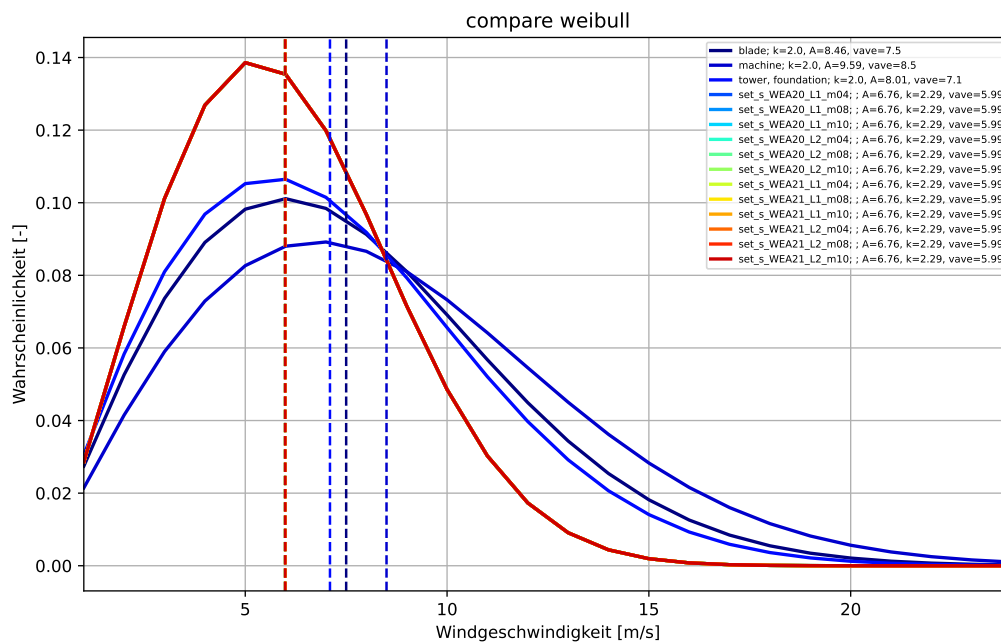


Abbildung 3.3: Vergleich der Weibull-Verteilungen

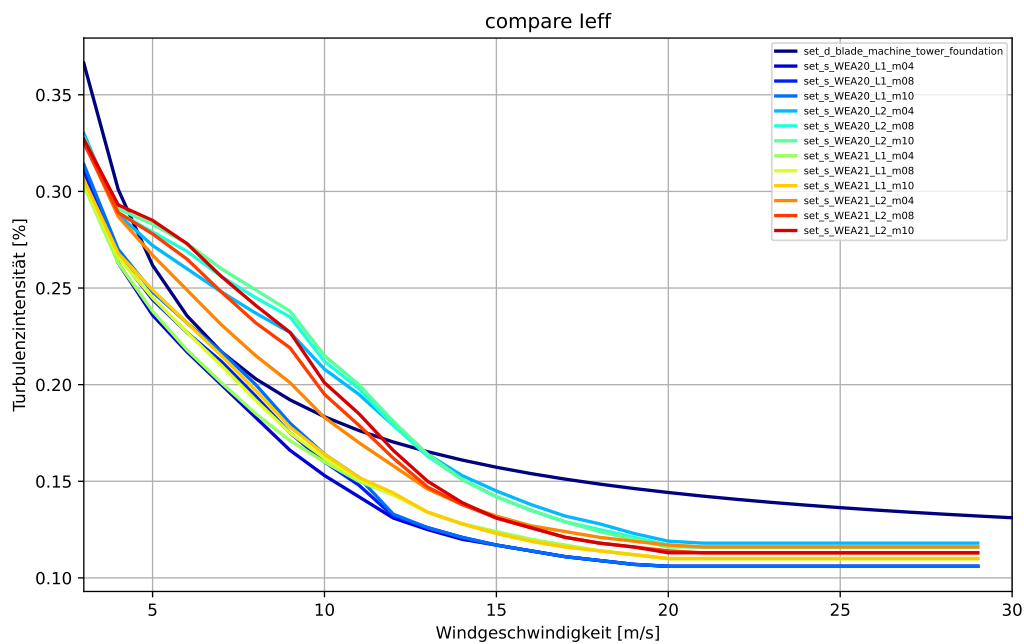


Abbildung 3.4: Effektive Turbulenzintensitäten

Tabelle 3.4: Effektive Turbulenzintensität WEA20 und WEA21

Wind (m/s)	WEA20 L1			WEA20 L2			WEA21 L1			WEA21 L2		
	m=4 (%)	m=8 (%)	m=10 (%)	m=4 (%)	m=8 (%)	m=10 (%)	m=4 (%)	m=8 (%)	m=10 (%)	m=4 (%)	m=8 (%)	m=10 (%)
3,0	31,1	31,1	31,4	33,0	32,7	32,8	30,3	30,4	30,6	32,6	32,5	32,7
4,0	26,3	26,7	27,0	28,8	28,9	29,1	26,3	26,6	26,8	28,7	28,9	29,3
5,0	23,6	24,4	24,8	27,2	27,9	28,3	23,8	24,5	24,9	26,7	27,8	28,5
6,0	21,7	22,7	23,2	26,0	26,9	27,3	21,8	22,7	23,2	24,9	26,5	27,3
7,0	20,0	21,2	21,7	24,8	25,6	26,0	20,1	21,0	21,5	23,1	24,8	25,6
8,0	18,3	19,4	20,0	23,7	24,5	24,9	18,5	19,2	19,7	21,5	23,2	24,1
9,0	16,6	17,5	18,0	22,7	23,5	23,8	17,1	17,5	17,8	20,1	21,9	22,7
10,0	15,3	16,0	16,4	20,8	21,2	21,5	16,0	16,2	16,4	18,3	19,5	20,1
11,0	14,2	14,8	15,2	19,5	19,8	20,0	15,0	15,1	15,2	17,0	17,9	18,5
12,0	13,1	13,2	13,3	17,9	17,9	18,1	14,3	14,3	14,4	15,8	16,2	16,6
13,0	12,5	12,6	12,6	16,4	16,3	16,4	13,4	13,4	13,4	14,6	14,7	15,0
14,0	12,0	12,1	12,1	15,3	15,1	15,1	12,8	12,8	12,8	13,8	13,8	13,9
15,0	11,7	11,7	11,7	14,5	14,2	14,2	12,4	12,3	12,3	13,2	13,1	13,1
16,0	11,4	11,4	11,4	13,8	13,5	13,5	12,0	11,9	11,9	12,7	12,6	12,6
17,0	11,1	11,1	11,1	13,2	12,9	12,9	11,7	11,6	11,6	12,4	12,1	12,1
18,0	10,9	10,9	10,9	12,8	12,5	12,4	11,4	11,4	11,4	12,1	11,8	11,8
19,0	10,7	10,7	10,7	12,3	12,1	12,0	11,2	11,2	11,2	11,9	11,6	11,6
20,0	10,6	10,6	10,6	11,9	11,7	11,6	11,0	11,0	11,0	11,7	11,4	11,3
21,0	10,6	10,6	10,6	11,8	11,6	11,6	11,0	11,0	11,0	11,6	11,3	11,3
22,0	10,6	10,6	10,6	11,8	11,6	11,6	11,0	11,0	11,0	11,6	11,3	11,3
23,0	10,6	10,6	10,6	11,8	11,6	11,6	11,0	11,0	11,0	11,6	11,3	11,3
24,0	10,6	10,6	10,6	11,8	11,6	11,6	11,0	11,0	11,0	11,6	11,3	11,3
25,0	10,6	10,6	10,6	11,8	11,6	11,6	11,0	11,0	11,0	11,6	11,3	11,3
26,0	10,6	10,6	10,6	11,8	11,6	11,6	11,0	11,0	11,0	11,6	11,3	11,3
27,0	10,6	10,6	10,6	11,8	11,6	11,6	11,0	11,0	11,0	11,6	11,3	11,3
28,0	10,6	10,6	10,6	11,8	11,6	11,6	11,0	11,0	11,0	11,6	11,3	11,3
29,0	10,6	10,6	10,6	11,8	11,6	11,6	11,0	11,0	11,0	11,6	11,3	11,3

Tabelle 3.5: Effektive Turbulenzintensität WEA23 und WEA24

Wind (m/s)	WEA23 L1			WEA23 L2			WEA24 L1			WEA24 L2		
	m=4 (%)	m=8 (%)	m=10 (%)	m=4 (%)	m=8 (%)	m=10 (%)	m=4 (%)	m=8 (%)	m=10 (%)	m=4 (%)	m=8 (%)	m=10 (%)
3,0	31,4	32,3	32,9	32,3	32,6	33,1	31,2	31,6	31,9	31,7	31,8	32,0
4,0	26,5	27,5	28,1	27,4	27,8	28,3	26,7	27,6	28,1	27,2	27,8	28,2
5,0	23,9	24,9	25,5	24,7	25,2	25,7	24,4	25,8	26,5	24,9	25,9	26,5
6,0	22,1	23,3	23,9	22,9	23,5	24,1	22,5	24,1	24,8	23,0	24,2	24,9
7,0	20,6	21,9	22,5	21,4	22,1	22,7	20,8	22,3	23,0	21,3	22,4	23,0
8,0	19,1	20,3	21,0	20,0	20,6	21,1	19,0	20,2	20,8	19,6	20,4	20,9
9,0	17,5	18,3	18,8	18,4	18,7	19,0	17,3	18,1	18,5	17,9	18,4	18,7
10,0	16,2	16,8	17,3	17,1	17,2	17,5	15,8	16,2	16,5	16,4	16,6	16,8
11,0	15,0	15,6	16,1	16,0	16,0	16,4	14,6	14,8	15,0	15,2	15,2	15,3
12,0	13,8	13,8	13,9	14,8	14,4	14,3	13,7	13,8	13,8	14,1	14,1	14,2
13,0	13,2	13,1	13,1	14,1	13,6	13,5	13,0	13,1	13,1	13,4	13,4	13,4
14,0	12,7	12,6	12,6	13,5	13,1	13,0	12,5	12,6	12,6	12,8	12,8	12,8
15,0	12,2	12,1	12,1	13,1	12,6	12,5	12,1	12,1	12,1	12,3	12,3	12,3
16,0	11,9	11,8	11,8	12,7	12,2	12,1	11,8	11,8	11,8	12,0	11,9	11,9
17,0	11,6	11,5	11,5	12,4	11,9	11,8	11,5	11,5	11,5	11,7	11,6	11,6
18,0	11,3	11,2	11,2	12,1	11,6	11,5	11,2	11,2	11,2	11,4	11,3	11,3
19,0	11,1	11,0	11,0	11,9	11,4	11,3	11,0	11,0	11,0	11,1	11,1	11,1
20,0	10,9	10,8	10,8	11,7	11,2	11,1	10,8	10,8	10,8	10,9	10,9	10,9

4 Ergebnisse

Für jede WEA und jeden definierten Lastsensor wird ein Lastvergleich mit den verschiedenen Wöhlerrsteigungen m durchgeführt und die entsprechende Schädigung bestimmt. Es werden nachfolgend die Ergebnisse für die Lastkomponente ausgewiesen, die die größte Schädigung an der jeweiligen Baugruppe verursacht.

Bei den mit einem * markierten Ergebnissen wurden in der Berechnung der relativen Schädigungen Ermüdungsreserven aus (Ref3) berücksichtigt.

Es wurden nur die WEA20 und WEA21 berechnet. Die effektiven Turbulenzintensitäten der WEA23 und WEA24 liegen für die maßgebende Situation L2 unter den Werten der berechneten Anlagen. Die effektiven Turbulenzintensitäten der WEA23 und WEA24 liegen für die Situation L1 zwar über den Werten der berechneten Anlagen, die Differenzen sind aber wesentlich geringer als in Situation L2. Zusätzlich ist die Dauer der Situation L1 kürzer als die Dauer der Situation L2. Die Berechnungen für die WEA20 und WEA21 sind damit für die WEA23 und WEA24 ebenfalls abdeckend.

Tabelle 4.1: Lastvergleich WEA20

Baugruppe (-)	Last (-)	m (-)	$\Delta M_{\text{DEL,A}}$ (kNm)	$\Delta M_{\text{DEL,L1}}$ (kNm)	$\Delta M_{\text{DEL,L2}}$ (kNm)	γ_u (-)	$D_{\text{rel,L1}}$ (-)	$D_{\text{rel,L2}}$ (-)	D_{rel} (-)
B1	M_{XS}	10	6589,6	6558,8	6623,8	1,001	0,96	1,06	1,02
B2	M_{XS}	4	10183,6	9955,4	10033,9	1,001	0,92	0,95	0,93
H1	M_{XB}	4	10400,7	9974,9	10058,9	1,001	0,85	0,88	0,87
H2	M_{XB}	8	7179,4	7033,3	7100,3	1,001	0,86	0,92	0,89
H3	M_{ZR}	8	5642,2	4757,4	5453,6	1,015	0,29	0,86	0,60
R1	M_{YR}	4	7171,4	5971,1	6701,3	1,015	0,51	0,81	0,67
R2	M_{YR}	4	7171,4	5971,1	6701,3	1,015	0,51	0,81	0,67
M1	M_{ZN}	8	3947,0	2816,5	3556,2	1,015	0,08	0,49	0,30
M2	M_{ZN}	4	4168,2	2949,1	3766,7	1,015	0,27	0,71	0,51
M3	M_{ZN}	4	4168,2	2949,1	3766,7	1,015	0,27	0,71	0,51
M4	M_{YK}	4	4072,9	2849,1	3629,2	1,030	0,27	0,71	0,51
M5	M_{YF}	4	4072,9	2849,1	3629,2	1,030	0,27	0,71	0,51
T1	M_{YF}	4	3647,8	2849,1	3629,2	1,030	0,42	1,10	0,79
T2	M_{YF}	4	3647,8	2849,1	3629,2	1,030	0,42	1,10	0,79
T3	M_{YF}	4	11847,9	10030,4	12257,3	1,030	0,58	1,29	0,97
T4	M_{YF}	4	11847,9	10030,4	12257,3	1,030	0,58	1,29	0,97
T5	M_{YF}	-	-	-	-	1,010	0,74*	1,08*	0,92*
T6	M_{YF}	-	-	-	-	1,010	0,80*	1,14*	0,98*
T7	M_{YF}	-	-	-	-	1,010	0,00*	0,00*	0,00*
T8	M_{YF}	4	45290,7	37889,7	46531,7	1,050	0,60	1,35	1,01
F1	M_{YF}	4	45290,7	37889,7	46531,7	1,050	0,60	1,35	1,01

Tabelle 4.2: Lastvergleich WEA21

Baugruppe (-)	Last (-)	m (-)	$\Delta M_{\text{DEL,A}}$ (kNm)	$\Delta M_{\text{DEL,L1}}$ (kNm)	$\Delta M_{\text{DEL,L2}}$ (kNm)	γ_u (-)	$D_{\text{rel,L1}}$ (-)	$D_{\text{rel,L2}}$ (-)	D_{rel} (-)
B1	M_{XS}	10	6589,6	6557,5	6613,5	1,001	0,96	1,05	1,01
B2	M_{XS}	4	10183,6	9959,3	10005,7	1,001	0,92	0,94	0,93
H1	M_{XB}	4	10400,7	9983,2	10030,3	1,001	0,85	0,87	0,86
H2	M_{XB}	8	7179,4	7032,0	7082,9	1,001	0,85	0,90	0,88
H3	M_{ZR}	8	5642,2	4771,3	5265,2	1,015	0,29	0,65	0,49
R1	M_{ZR}	4	7156,0	6024,3	6401,8	1,015	0,53	0,68	0,61
R2	M_{ZR}	4	7156,0	6024,3	6401,8	1,015	0,53	0,68	0,61
M1	M_{ZN}	8	3947,0	2833,6	3353,8	1,015	0,08	0,31	0,20
M2	M_{ZN}	4	4168,2	3023,1	3435,0	1,015	0,29	0,49	0,40
M3	M_{ZN}	4	4168,2	3023,1	3435,0	1,015	0,29	0,49	0,40
M4	M_{YK}	4	4072,9	2922,1	3310,4	1,030	0,30	0,49	0,40
M5	M_{YF}	4	4072,9	2922,1	3310,4	1,030	0,30	0,49	0,40
T1	M_{YF}	4	3647,8	2922,1	3310,4	1,030	0,46	0,76	0,63
T2	M_{YF}	4	3647,8	2922,1	3310,4	1,030	0,46	0,76	0,63
T3	M_{YF}	4	11847,9	10206,5	11414,1	1,030	0,62	0,97	0,81
T4	M_{YF}	4	11847,9	10206,5	11414,1	1,030	0,62	0,97	0,81
T5	M_{YF}	-	-	-	-	1,010	0,74*	0,98*	0,87*
T6	M_{YF}	-	-	-	-	1,010	0,78*	1,03*	0,92*
T7	M_{YF}	-	-	-	-	1,010	0,00*	0,00*	0,00*
T8	M_{YF}	4	45290,7	38507,2	43272,9	1,050	0,64	1,01	0,84
F1	M_{YF}	4	45290,7	38507,2	43272,9	1,050	0,64	1,01	0,84

5 Zusammenfassung

Die Standsicherheit der Gesamtanlage ist gewährleistet, wenn die relative Schädigung aller maßgebenden Komponenten der WEA (vgl. Tabelle 2.2), kleiner als 1 ist. Für die Komponenten Rotorblatt, Turmfuß und Fundament kommt es zu einer leichten Überschreitung der zulässigen Schädigung. Die maßgebende Last $\Delta M_{\text{DEL},L2}$ überschreitet die Auslegungslast $\Delta M_{\text{DEL},A}$ um maximal 0,6 %. Diese Überschreitungen liegen innerhalb einer rechnerischen Toleranz von 3 % und sind als unkritisch zu bewerten. Für alle weiteren Komponenten ist die Schädigung kleiner als 1. Damit sind die WEA20, WEA21, WEA23 und WEA24 unter Berücksichtigung der zur Verfügung gestellten Windbedingungen (Ref1) ohne Berücksichtigung sektorieller Betriebsbeschränkungen über die Entwurfslebensdauer standsicher. Die Ergebnisse sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 5.1: Zusammenfassung der Ergebnisse (relative Schädigung)

Baugruppe	WEA20	WEA21
Blattwurzel	1,02	1,01
Verschraubung Blattlager	0,93	0,93
Nabe	0,89	0,88
Verschraubung Welle-Nabe	0,67	0,61
Rotorwelle	0,67	0,49
Hauptlagerbock	0,30	0,20
Verschraubung Hauptlagerbock	0,51	0,40
Maschinenträger	0,51	0,40
Verschraubung Azimutlager	0,79	0,63
Turmschale Stahl, Flanschverbindung	0,79	0,63
Turmfuß Stahl, Adapter	0,97	0,81
Turmkopf Beton, Spannlitzen	0,97	0,81
Turmschale Beton	0,98	0,92
Turmfuß Beton, Spannlitzen	1,01	0,84
Fundament	1,01	0,84

Tabelle 5.2: Ergebnis des durchgeführten Lastvergleichs

WEA-Nr.	WEA-Typ	Nachweis erbracht
WEA20	GE 2.53-120	ja
WEA21	GE 2.53-120	ja
WEA23	GE 2.53-120	ja
WEA24	GE 2.53-120	ja

Die Ergebnisse sind gültig, solange keine weiteren Veränderungen im Windpark vorgenommen werden, die einen Einfluss auf die Ermüdungslasten der WEA haben.

Literaturverzeichnis

- [1] DIBt. *Richtlinie für Windenergieanlagen: Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Reihe B, Heft 8*. Deutsches Institut für Bautechnik, Okt. 2012.
- [2] DNVGL. *DNVGL-ST-0437: Loads and Site Conditions for Wind Turbines*. Nov. 2016.
- [3] IEC. *IEC 61400-1:1999(E): Wind turbine generator systems - Part 1: Safety Requirements*. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2004.
- [4] IEC. *IEC 61400-1:2005+AMD1:2010 CSV, Ed. 3.1: Windenergieanlagen - Teil 1: Auslegungsanforderungen*. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2010.

Abbildungsverzeichnis

2.1	Betrachtete Komponenten im Hauptlastpfad (rot)	9
2.2	Verwendete Koordinatensysteme, nach [2]	10
3.1	Übersichtskarte des Windparks Emsdetten, Layout 1	15
3.2	Übersichtskarte des Windparks Emsdetten, Layout 2	16
3.3	Vergleich der Weibull-Verteilungen	18
3.4	Effektive Turbulenzintensitäten	18
A.1	Vergleich der ermittelten Leistungskurven	28
A.2	Campbell-Diagramm des Simulationsmodells	30
B.1	Lasten am Turmfuß	32
B.2	Lasten am Turm auf 1/3 Turmhöhe	32
B.3	Lasten am Turm auf 2/3 Turmhöhe	33
B.4	Lasten am Turmkopf	33
B.5	Lasten (M_{YN}) am Maschinenträger im Bereich des Hauptlagers	34
B.6	Lasten (M_{ZN}) am Maschinenträger im Bereich des Hauptlagers	34
B.7	Lasten an der Rotorwelle (M_{YR}) im Bereich der Welle-Nabe-Verbindung	35
B.8	Lasten an der Rotorwelle (M_{ZR}) im Bereich der Welle-Nabe-Verbindung	35
B.9	Lasten am Rotorblatt (M_{XS}) im Bereich der Blattwurzel	36
B.10	Lasten am Rotorblatt (M_{YS}) im Bereich der Blattwurzel	36

Tabellenverzeichnis

1.1	Nachzuweisende WEA (Ref1)	7
2.1	Verwendete Software	8
2.2	Betrachtete Baugruppen und Komponentenklassen	10
3.1	Standort der betrachteten WEA	14
3.2	Zeiträume der betrachteten Parksituationen	14
3.3	Windbedingungen am Standort	17
3.4	Effektive Turbulenzintensität WEA20 und WEA21	19
3.5	Effektive Turbulenzintensität WEA23 und WEA24	20
4.1	Lastvergleich WEA20	21
4.2	Lastvergleich WEA21	22
5.1	Zusammenfassung der Ergebnisse (relative Schädigung)	23
5.2	Ergebnis des durchgeführten Lastvergleichs	23
A.1	Allgemeine Anlagenparameter	27
A.2	Verteilte Massen- und Steifigkeitseigenschaften des Turmmodells	29
A.3	Systemeigenfrequenzen bei Stillstand der WEA	30

A Modell GE 2.53-120

A.1 Allgemein

Für das Simulationsmodell wurden die folgenden Anlagenparameter verwendet. Für aus den Eingangsdaten hervorgehende Parameter wurden Annahmen getroffen.

Tabelle A.1: Allgemeine Anlagenparameter

Größe	Wert	Einheit
Allgemein		
Name	GE 2,53-120	
Nennleistung	2530.0	kW
Regelung	Pitch	
Einschaltwindgeschwindigkeit	3	m/s
Nennwindgeschwindigkeit	12.0	m/s
Ausschaltwindgeschwindigkeit	25	m/s
Turm		
Nabenhöhe	139.0	m
Turmhöhe	134.63	m
Durchmesser unten	9586	mm
Durchmesser oben	3075	mm
Erste Eigenfrequenz	0.32	Hz
Maschine		
Rotordurchmesser	120.0	m
Nenndrehzahl	12.5	rpm
Überhang	4.38	m
Rotorneigung	5.0	deg
Blatttyp	LM 58.7	for
Blattlänge	58.7	m
Generator		
Getriebeübersetzung	111.5	-
Generatordrehzahl	1393.75	rpm
Massen		
Blatt	13.27	t
Nabe	28.3	t
Gondel	80.17	t
Turm	1338.12	t

A.2 Leistungskurve

Die aerodynamischen Eigenschaften des Rotors wurden auf Grundlage von Profilpolaren von Rotorblättern, die bei WEA ähnlicher Leistung und Auslegungsschnelllaufzahl zum Einsatz kommen, angenommen. Um das Verhalten der Regelung und das Modell der Rotor-aerodynamik zu prüfen, wird die Leistungskurve aus dem Datenblatt der Anlage mit den Ergebnissen der Simulation verglichen (Abbildung A.1).

Die rote Kurve im Diagramm entspricht der vom Hersteller herausgegebenen Leistungskurve. Die Punkte in dem Diagramm sind jeweils die Mittelwerte der abgegebenen Leistung aus einer Simulation (10-Minuten-Mittelwert). Die simulierten Mittelwerte stimmen gut mit der spezifizierten Leistungskurve überein. Abweichungen können mit der vergleichsweise hohen Turbulenzintensität in den dynamischen Simulationen erklärt werden. Die Übereinstimmung mit der statischen Leistungskurve wurde ebenfalls überprüft.

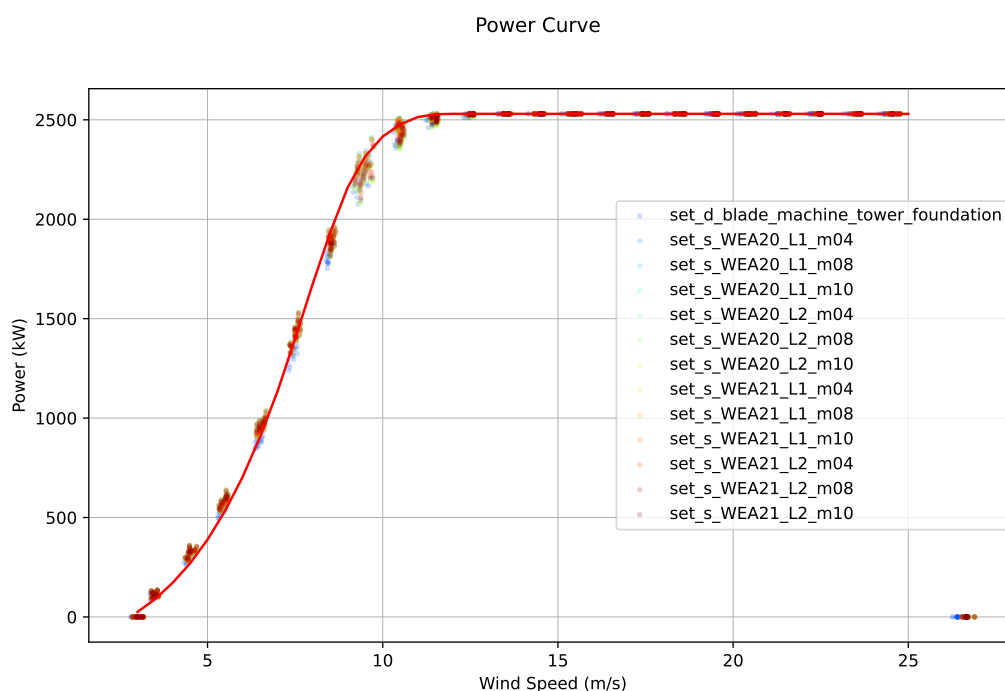


Abbildung A.1: Vergleich der ermittelten Leistungskurven

A.3 Strukturdynamik

Die Massen- und Steifigkeitsverteilungen für das Turmmodell wurden auf Basis der zu Grunde liegenden Turmgeometrie bestimmt. Die aerodynamischen Eigenschaften des Turms werden mit einem über die Turmhöhe konstanten Widerstandskoeffizienten von 0,65 berücksichtigt.

Für das Modell des Rotorblattes wurde ein vergleichbares Rotorblatt als Grundlage verwendet. Die Massen- und Steifigkeitsverteilungen wurden auf die bekannte Gesamtmasse und Länge skaliert.

Tabelle A.2: Verteilte Massen- und Steifigkeitseigenschaften des Turmmodells

Knoten (-)	Höhe (m)	Durchmesser (mm)	Wandstärke (mm)	Masse (kg/m)	Steifigkeit (Nm ²)
bot	0.00	9586	300	23942	4.561E+12
n01	2.59	8802	300	22557	3.815E+12
n02	7.77	7523	300	20078	2.691E+12
n03	12.94	7024	300	18094	1.970E+12
n04	18.12	6614	300	16519	1.500E+12
n05	23.30	5992	300	15330	1.199E+12
n06	28.48	5734	300	14345	9.828E+11
n07	33.66	5476	300	13438	8.083E+11
n08	38.84	5172	300	12866	7.097E+11
n09	44.01	5020	300	12332	6.251E+11
n10	49.19	4868	300	11797	5.475E+11
n11	54.37	4564	300	11264	4.767E+11
n12	59.55	4412	300	10730	4.122E+11
n13	64.73	4412	300	10602	3.977E+11
n14	69.90	4412	300	10602	3.977E+11
n15	75.08	4412	300	10602	3.977E+11
n16	80.26	4412	300	10602	3.977E+11
n17	85.44	4300	700.6	22347	7.036E+11
n18	90.62	4300	18	2080	1.224E+11
n19	95.79	4300	16	1850	1.089E+11
n20	100.97	4300	16	1850	1.089E+11
n21	106.15	4300	14	1619	9.545E+10
n22	111.33	3884	13	1485	8.543E+10
n23	116.51	3884	13	1394	7.062E+10
n24	121.69	3227	12	1203	5.323E+10
n25	126.86	3227	12	1118	4.280E+10
n26	132.04	3088	20	1719	5.597E+10
top	134.63	3075	20	1649	4.938E+10

Mit den definierten Struktureigenschaften ergeben sich für das Simulationsmodell bei einer starren Einspannung am Turmfuß die in Tabelle A.3 dargestellten Systemeigenfrequenzen. Zum Vergleich sind die in der Typenprüfung angegebenen Eigenfrequenzen aufgeführt. Die Eigenfrequenzen liegen in guter Übereinstimmung zueinander.

Das dynamische Verhalten des Simulationsmodells ist in Abbildung A.2 als Campbell-Diagramm dargestellt.

Tabelle A.3: Systemeigenfrequenzen bei Stillstand der WEA

Beschreibung	Einheit	Modell	Typenprüfung
1. Eigenfrequenz Turm (f/a)	Hz	0,31	0,316
1. Eigenfrequenz Turm (s/s)	Hz	0,32	
1. Eigenfrequenz Rotor Schlagrichtung	Hz	0,57	
1. Eigenfrequenz Rotor Schlagrichtung	Hz	0,58	
1. Eigenfrequenz Rotor Schlagrichtung	Hz	0,59	
1. Eigenfrequenz Rotor Schwenkrichtung	Hz	0,90	
1. Eigenfrequenz Rotor Schwenkrichtung	Hz	1,03	
1. Eigenfrequenz Rotor Schwenkrichtung	Hz	1,04	
2. Eigenfrequenz Turm (f/a)	Hz	1,18	
2. Eigenfrequenz Turm (s/s)	Hz	1,37	
2. Eigenfrequenz Rotor Schlagrichtung	Hz	1,64	
2. Eigenfrequenz Rotor Schlagrichtung	Hz	1,64	
2. Eigenfrequenz Rotor Schlagrichtung	Hz	1,70	

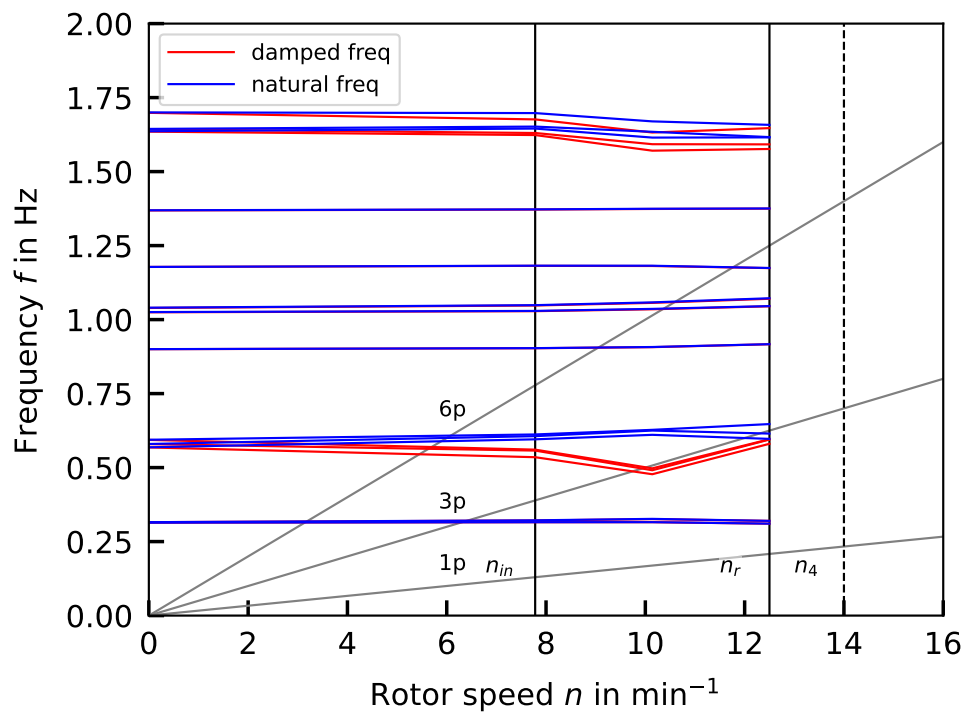


Abbildung A.2: Campbell-Diagramm des Simulationsmodells

B Lastkollektive

B.1 Erklärung

In den folgenden Abschnitten sind die auf 20 Jahre extrapolierten Lastkollektive aus den durchgeführten Lastsimulationen zusammengefasst. Es werden die Lastkollektive an den wichtigsten Orten für die betrachteten Situationen mit den zugehörigen schädigungsäquivalenten Lasten für $m = 4$ dargestellt.

B.2 Turm

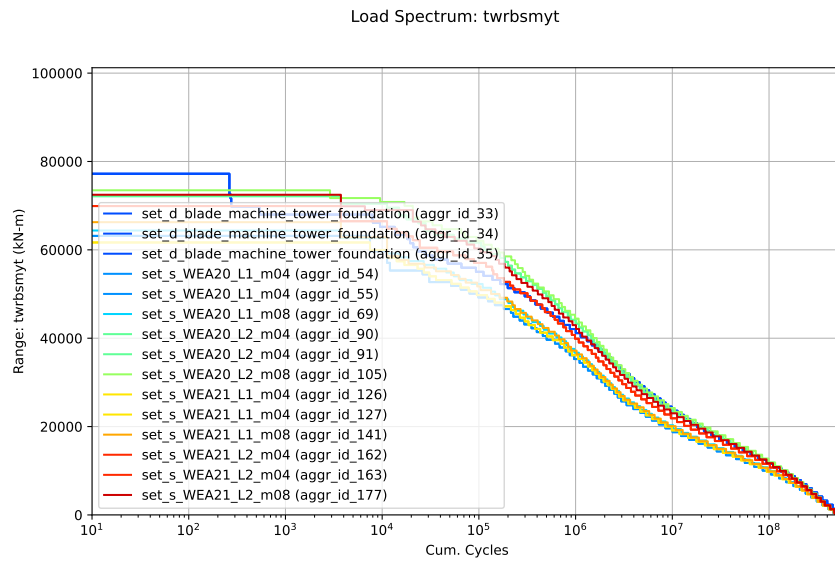


Abbildung B.1: Lasten am Turmfuß

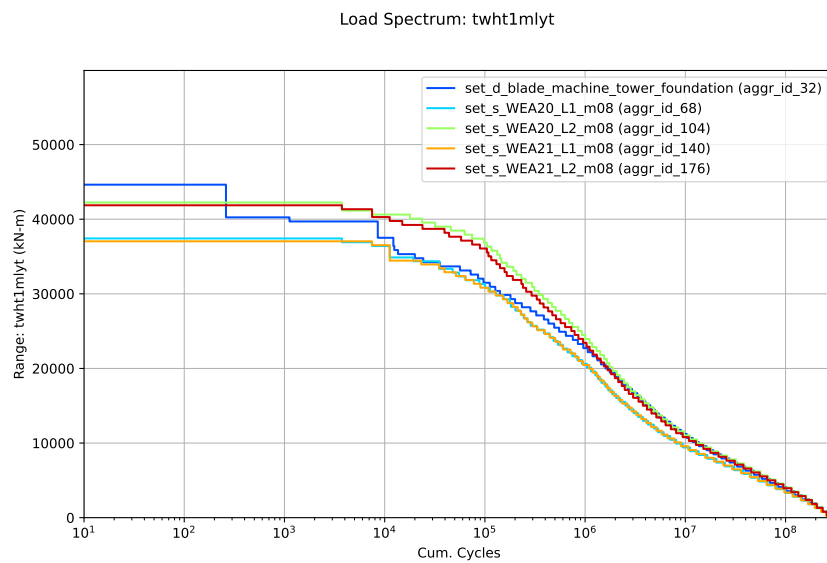


Abbildung B.2: Lasten am Turm auf 1/3 Turmhöhe

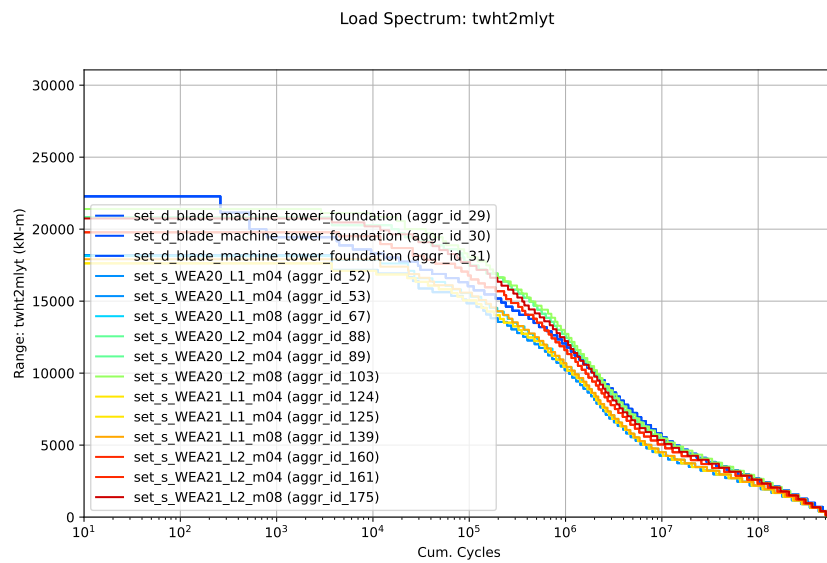


Abbildung B.3: Lasten am Turm auf 2/3 Turmhöhe

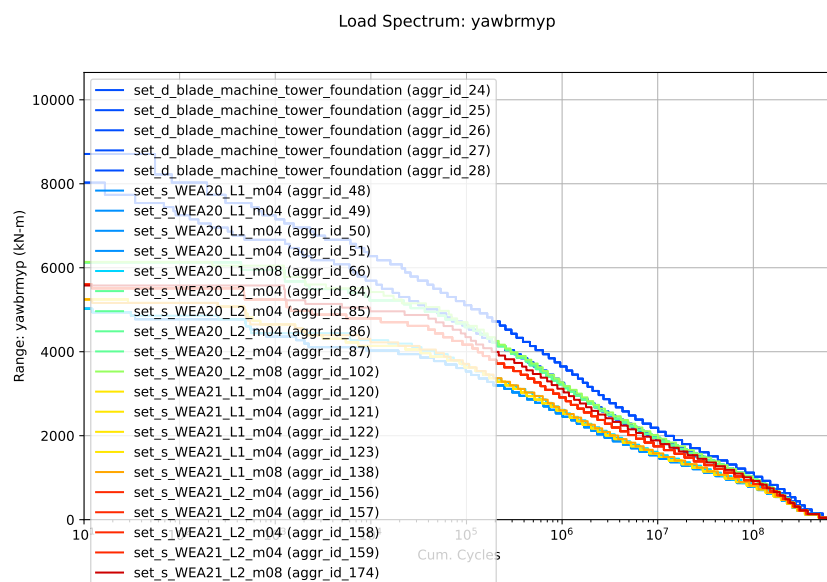


Abbildung B.4: Lasten am Turmkopf

B.3 Maschinenträger

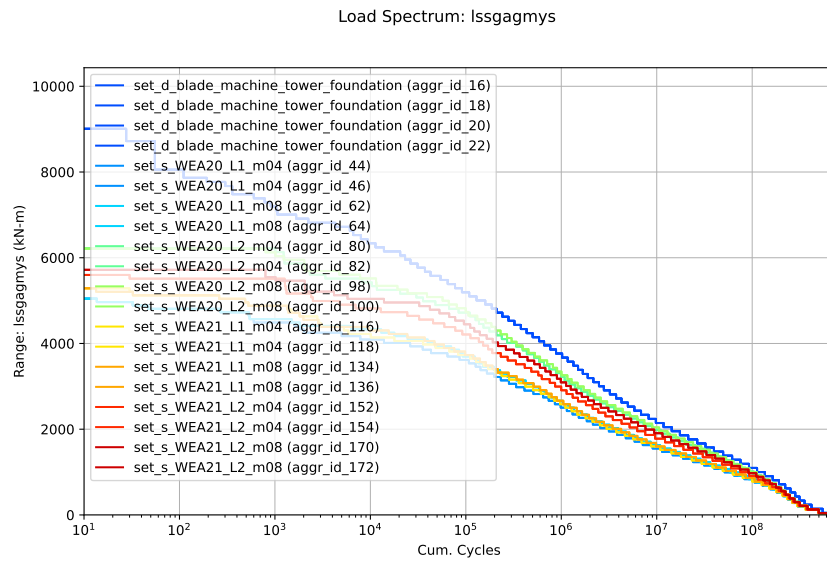


Abbildung B.5: Lasten (M_{YN}) am Maschinenträger im Bereich des Hauptlagers

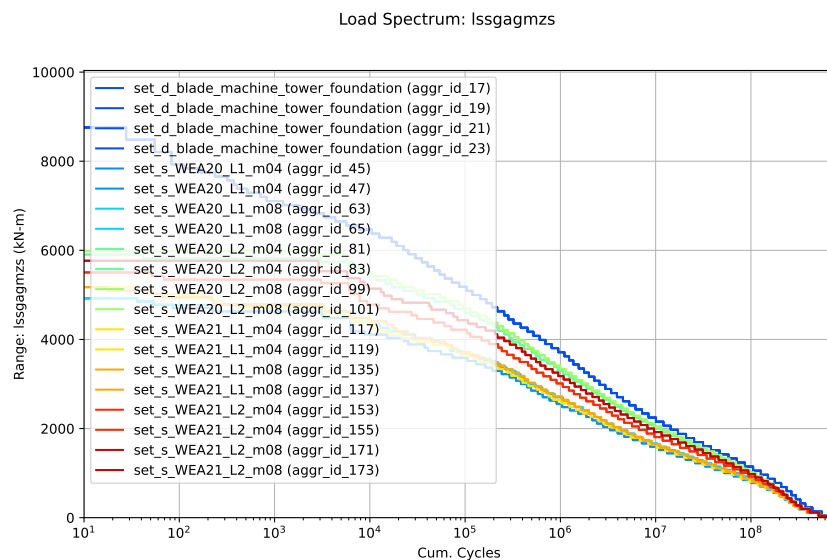


Abbildung B.6: Lasten (M_{ZN}) am Maschinenträger im Bereich des Hauptlagers

B.4 Rotorwelle

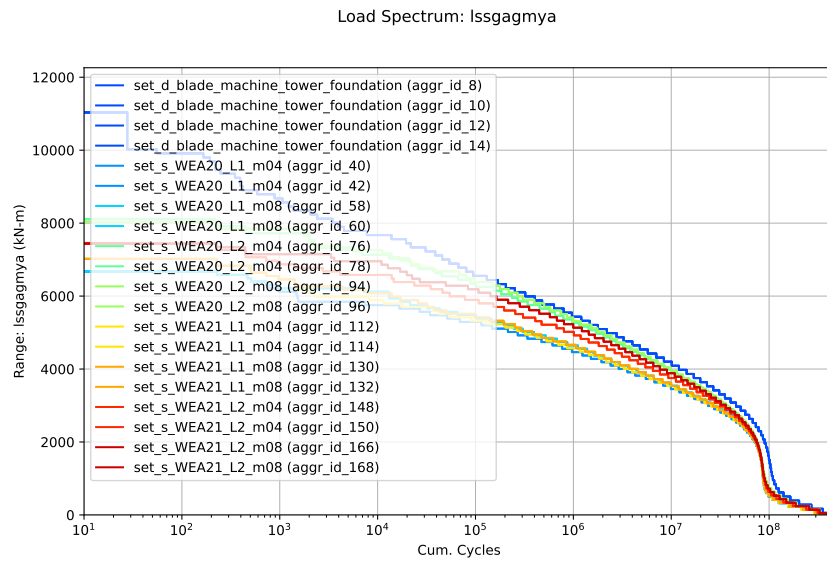


Abbildung B.7: Lasten an der Rotorwelle (M_{YR}) im Bereich der Welle-Nabe-Verbindung

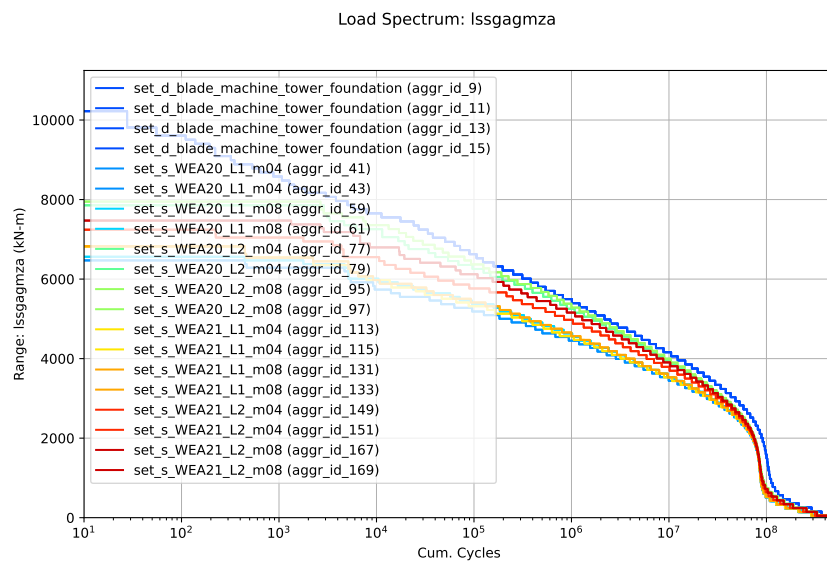


Abbildung B.8: Lasten an der Rotorwelle (M_{ZR}) im Bereich der Welle-Nabe-Verbindung

B.5 Rotorblatt

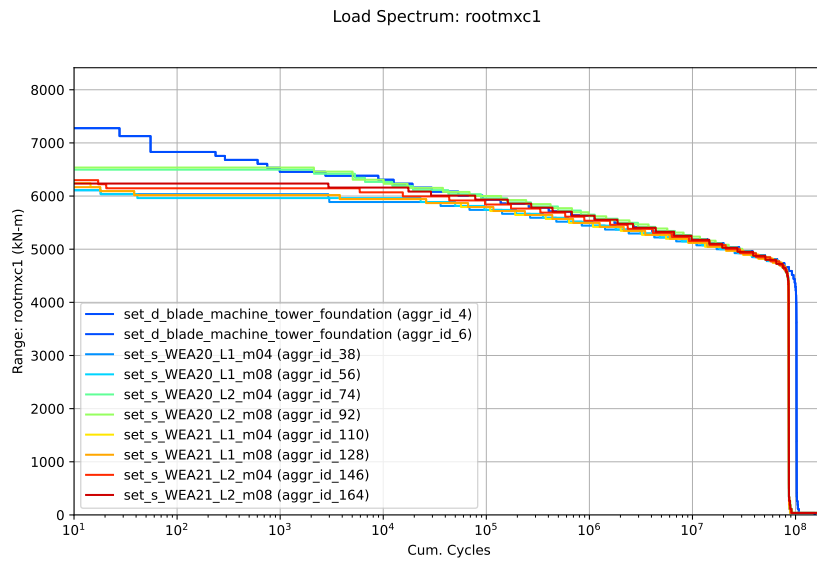


Abbildung B.9: Lasten am Rotorblatt (M_{XS}) im Bereich der Blattwurzel

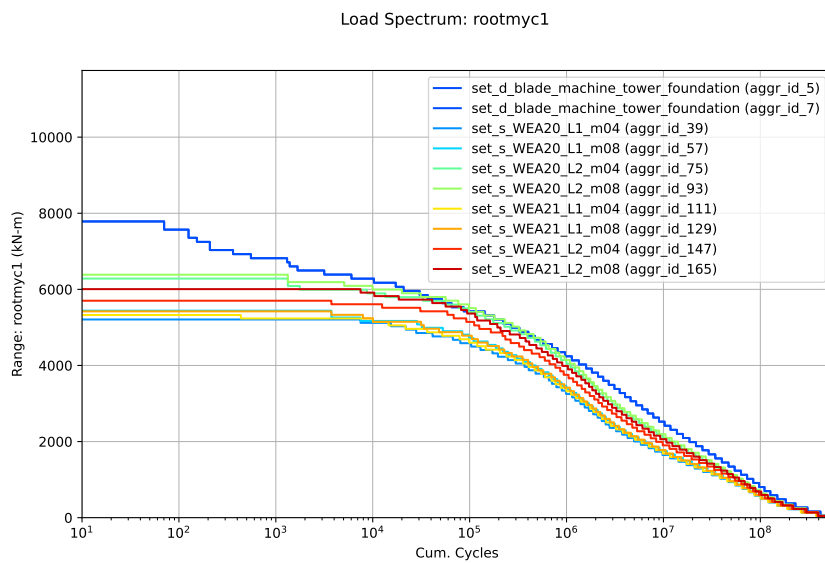


Abbildung B.10: Lasten am Rotorblatt (M_{YS}) im Bereich der Blattwurzel