



BENDER GMBH & CO. KG

CONVERTERTEC DEUTSCHLAND GMBH

ENERGIEKONTOR MANAGEMENT GMBH & CO. KG

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR WINDENERGIESYSTEME IWES

INFINEON TECHNOLOGIES AG

LEIBNIZ UNIVERSITÄT HANNOVER, INSTITUT FÜR ANTRIEBSSYSTEME UND LEISTUNGSELEKTRONIK IAL

LEIBNIZ UNIVERSITÄT HANNOVER, INSTITUT FÜR GRUNDLAGEN DER ELEKTROTECHNIK UND MESSTECHNIK GEM

NORDSEE ONE GMBH

RWE RENEWABLES GMBH

UNIVERSITÄT BREMEN, INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANTRIEBE, LEISTUNGSELEKTRONIK UND BAUELEMENTE IALB

RECOWIND ZUVERLÄSSIGE FREQUENZUMRICHTER FÜR WINDENERGIEANLAGEN

Abschlussbericht

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 0324336A-E und unter der Trägerschaft des Projektträgers Jülich gefördert. Die Verantwortung für die Inhalte des Abschlussberichts liegt bei den genannten Autor*innen.

Förderkennzeichen: 0324336A-E

Verbundvorhaben: ReCoWind - Zuverlässige Frequenzumrichter für Windenergieanlagen

Laufzeit: 1.12.2018 – 30.11.2022

Ausführende Stelle: ConverterTec Deutschland GmbH, Krefelder Weg 47, 47906 Kempen
Fraunhofer IWES, Am Seedeich 45, 27572 Bremerhaven
Infineon Technologies AG, Max-Planck-Str. 5, 59581 Warstein
Leibniz Universität Hannover, Institut für Antriebssysteme und Leistungselektronik, Welfengarten 1, 30167 Hannover
Leibniz Universität Hannover, Institut für Grundlagen der Elektrotechnik und Messtechnik, Appelstr. 9A, 30167 Hannover
Universität Bremen, Institut für elektrische Antriebe, Leistungselektronik und Bauelemente, Otto-Hahn-Allee NW1, 28359 Bremen

Assoziierte Projektpartner: Bender GmbH & Co. KG
Energiekontor Management GmbH & Co. KG
Nordsee One GmbH
RWE Renewables GmbH
Senvion GmbH (bis 2020)

Autor*innen: Christian Broer (Fraunhofer IWES)
Kirsten Dehning (Leibniz Universität Hannover, GEM)
Dr. Katharina Fischer (Fraunhofer IWES)
Sören Fröhling (Leibniz Universität Hannover, IAL & Fraunhofer IWES)
Prof. Dr. Nando Kaminski (Universität Bremen, IALB)
Benedikt Kostka (Leibniz Universität Hannover, IAL)
Sebastian Kremp (Infineon Technologies AG)
Timo Lichtenstein (Fraunhofer IWES)
Prof. Dr. Axel Mertens (Leibniz Universität Hannover, IAL)
Karoline Pelka (Fraunhofer IWES)
Jan-Hendrik Peters (Universität Bremen, IALB)
Dr. Oliver Schilling (Infineon Technologies AG)
Bernd Tegtmeier (Fraunhofer IWES)
Dr. Jörg Thiele (Infineon Technologies AG)
Julia Walgern (Fraunhofer IWES)
Johannes Wenzel (Leibniz Universität Hannover, IAL)
Prof. Dr. Stefan Zimmermann (Leibniz Universität Hannover, GEM)
Dr. Christian Zorn (Fraunhofer IWES)

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzdarstellung	1
1.1	Aufgabenstellung und Zielsetzung	1
1.2	Voraussetzungen für die Projektdurchführung	2
1.3	Planung und Ablauf des Vorhabens	3
1.4	Stand von Wissenschaft und Technik zu Projektbeginn	4
1.5	Zusammenarbeit mit anderen Stellen	7
2	Eingehende Darstellung der Projekthinhalte und Ergebnisse	8
2.1	AP1 Ermittlung ausfallkritischer Einflussfaktoren im Feld, Ausfallursachenanalyse	8
2.1.1	Zielsetzung des Arbeitspakets	8
2.1.2	Datengrundlage	8
2.1.3	Analysemethoden	13
2.1.4	Ergebnisse und Diskussion	18
2.1.5	Zusammenfassung und Einordnung der Ergebnisse	30
2.2	AP2 Feldvermessung von WEA, Charakterisierung typischer Umrichter- Belastungsprofile.....	33
2.2.1	Zielsetzung des Arbeitspakets	33
2.2.2	Messkampagne zu elektrischen Betriebsbedingungen des WEA-Umrichters	33
2.2.3	Charakterisierung der elektrischen Betriebsbedingungen	41
2.2.4	Temperatur- und Feuchteverhältnisse in WEA-Umrichtern.....	54
2.2.5	Weitere Messungen zur Charakterisierung der Umgebungsbedingungen von Umrichtern.....	62
2.3	AP3 Messtechnikentwicklung und -erprobung, Untersuchung von Feuchtetransport und -wirkung auf Komponentenebene	67
2.3.1	Zielsetzung des Arbeitspakets	67
2.3.2	Messtechnik zur Untersuchung von Feuchtetransport und -speicherung in Silikonvergussmasse	67
2.3.3	Grundlegende Untersuchungen von Feuchteaufnahme und -transport in Silikonvergussmasse	69
2.3.4	Laborversuche zu Feuchtetransport und -wirkung mittels sensorierter IGBT- Module	72
2.3.5	Messkampagne mit sensorierten IGBT-Modulen im HiPE-LAB.....	80
2.3.6	Messkonzept zur Online-Erfassung von charakteristischen Halbleiterparametern als Indikatoren für Temperatur und Feuchtigkeit	85
2.3.7	Messung von Isolationswiderstand und Leckströmen an Umrichterkomponenten.....	92
2.3.8	Untersuchung von Isolationsdegradation an Umrichterkomponenten.....	97
2.3.9	Zusammenfassung und Fazit	103
2.4	AP4 Modellierung der betriebspunktabhängigen Temperatur- und Feuchteverhältnisse auf Anlagenebene.....	105
2.4.1	Zielsetzung des Arbeitspakets	105
2.4.2	Vorgehensweise und Arbeitsteilung	105
2.4.3	Modellbildung und Ergebnisse mittels Bottom-Up-Ansatz	106
2.4.4	Modellbildung und Ergebnisse mittels Top-Down-Ansatz	120
2.5	AP5 Applikationsnahe Komponententests und Lebensdauerprognose.....	129
2.5.1	Zielsetzung des Arbeitspakets	129
2.5.2	Testverfahren im Überblick.....	129
2.5.3	Erarbeitung und Durchführung von applikationsnahen Tests.....	130
2.5.4	Abgleich der Feuchtediffusion in Experiment und Simulation	132
2.5.5	Erforschung von Beschleunigungsmethoden zur Verkürzung der Testzeit.....	132
2.5.6	Untersuchungen zur korrekten Lebensdauerprognose aus den Tests und der Feuchte-Modellierung	133

2.5.7	Erstellung eines verbesserten Modells zur Zuverlässigkeitsvorhersage auf Basis der Testergebnisse und theoretischer Betrachtungen	133
2.6	AP6 Designänderungen für gesteigerte Robustheit von WEA-Umrichterkomponenten	134
2.6.1	Zielsetzung des Arbeitspakets	134
2.6.2	Vorgehensweise	135
2.6.3	Ermittlung des Feuchte-Eindringverhaltens in das Leistungsmodul mittels spezieller Teststrukturen	135
2.6.4	Anwendung und Überprüfung der Modellierung des Feuchte-Eindringverhalten an realen Leistungsmodulgehäusen	141
2.6.5	Optimierung von Chip-/Gehäusetechnik	142
2.6.6	Bereitstellung von Leistungsmodul-Varianten	147
2.7	AP7 Empfehlungen für verbesserte Umrichterzuverlässigkeit	148
2.7.1	Zielsetzung des Arbeitspakets	148
2.7.2	Vorgehensweise	148
2.7.3	Ergebnisse	148
3	Notwendigkeit und Nutzen	153
3.1	Wirtschaftliche Verwertungsaktivitäten	153
3.2	Wissenschaftliche Verwertungsaktivitäten	154
3.3	Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit	154
4	Verwandte Arbeiten an anderen Stellen	155
5	Veröffentlichungen	157
5.1	Konferenzbeiträge und Vorträge	157
5.2	Aufsätze in wissenschaftlichen Zeitschriften (Journal Paper)	158
5.3	Studentische Arbeiten und Abschlussarbeiten	158
5.4	Dissertationen	159
5.5	Patente	159
6	Literaturverzeichnis	160

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: In Windenergieanlagen vorherrschende Umrichter-topologie: „Back-to-back“-Anordnung IGBT-basierter Teilumrichter mit Gleichspannungszwischenkreis.....	4
Abbildung 1.2: Innerhalb der Frequenzumrichter-(FU-)Schaltanlage von WEA ist das Phasenmodul die am häufigsten ausfallende Komponente und der Hauptkostentreiber [14].	5
Abbildung 1.3: Ein Vergleich von Umrichter-Ausfallraten mit regionsspezifischen Wind-, Temperatur- und Feuchteverhältnissen deutet auf Feuchtigkeit und Betauung als wichtige Einflussfaktoren hin. [1]	6
Abbildung 2.1: Verteilung der Jahre der WEA-Inbetriebnahme (links), Übersicht über WEA-Standorte (rechts).....	11
Abbildung 2.2: Mittlere Temperatur (links) und mittlere absolute Feuchte (rechts) an WEA-Standorten, zu denen Felddaten vorliegen	11
Abbildung 2.3: Karte des mittleren Salzgehalts der Luft basierend auf Reanalyse-Daten des MACC-II-Projekts (Quelle: Universität Freiburg, Fraunhofer ISE)	12
Abbildung 2.4: Veranschaulichung der Vorgehensweise zur Approximation von Wirkleistungszeitreihen und dem darauf basierenden mittleren Kapazitätsfaktor c_f	14
Abbildung 2.5: Mittlerer Kapazitätsfaktor der WEA, zu denen Felddaten vorliegen.....	14
Abbildung 2.6: Beispielhafte Darstellung von Kovariablen, die als Zeitreihen (blau) vorliegen und zunächst als gemittelte und somit konstante Größen einbezogen worden sind (grün); links: mittlere absolute Feuchte aus ERA5-Daten, rechts: approximierte Wirkleistungseinspeisung	17
Abbildung 2.7: Mittlere Umrichter-Ausfallraten von WEA unterschiedlicher Kühlkonzepte im Vergleich: luftgekühlte Umrichter (oben), wassergekühlte Umrichter (unten)	18
Abbildung 2.8: Darstellung der mittleren Ausfallrate und Häufigkeit anderweitiger Downtime-Events für einen Teildatensatz im Vergleich.....	19
Abbildung 2.9: Darstellung der Methodik zur Bestimmung der Betriebshistorie vor Phasenmodul-Ausfällen.....	20
Abbildung 2.10: Zeitlicher Verlauf der relativen Häufigkeiten der Leistungsbins der normierten mittleren Wirkleistung 10 Tage vor Ausfallereignis	21
Abbildung 2.11: Zeitlicher Verlauf der relativen Häufigkeiten der Leistungsbins der normierten maximalen Wirkleistung 10 Tage vor Ausfallereignis	21
Abbildung 2.12: Saisonale Variation der Phasenmodul-Ausfallraten für WEA-Standorte in Deutschland und differenziert nach Umrichter-Kühlkonzept im Vergleich mit den jeweiligen Wind- und Klimaverhältnissen (eine Kurve je Windpark-Standort).....	22
Abbildung 2.13: Saisonale Variation der Phasenmodul-Ausfallraten differenziert nach Kühlkonzept im Vergleich mit den jeweiligen Wind- und Klimaverhältnissen bei Einbezug weltweiter Standorte (eine Kurve je Windpark-Standort)	23
Abbildung 2.14: Verteilung von Phasenmodul-Ausfällen über der Tageszeit	24
Abbildung 2.15: Beispielhafte Darstellung der Methodik zur Bestimmung der Ausfallrate pro Umgebungstemperatur-bereich für eine WEA-Gruppe	25
Abbildung 2.16: Mittlere Ausfallrate pro Umgebungstemperatur und absoluter Feuchte in der Umgebung für eine WEA-Gruppe	25
Abbildung 2.17: Doppeltlogarithmischer Plot der kumulativen Ausfallintensität aus der Analyse für reparierbare Systeme, in dem zwei Äste verschiedener Steigung Phasen unterschiedlichen Ausfallverhaltens markieren (s.a. [41])	31
Abbildung 2.18: Schematische Darstellung der Badewannenkurve für nicht-reparierbare Systeme (links) und für reparierbare Systeme (rechts)	31
Abbildung 2.19: Die zur Erfassung und Abspeicherung der elektrischen Größen einer Windenergieanlage eingesetzte Messtechnik	33
Abbildung 2.20: Messstellen am Hauptumrichter der Windenergieanlage	34
Abbildung 2.21: Schaltschrank des Hauptumrichters der Windenergieanlage	34
Abbildung 2.22: Einbausituation der Sensoren im Hauptumrichter	35

Abbildung 2.23: Überblick über Betrachtungszeitraum I	36
Abbildung 2.24: Blindleistung im Betrachtungszeitraum I	37
Abbildung 2.25: THD und TDD im Betrachtungszeitraum I	37
Abbildung 2.26: THD der Netzspannung dargestellt über die abgegebene Wirkleistung	38
Abbildung 2.27: THD des Netzstroms dargestellt über die abgegebene Wirkleistung	38
Abbildung 2.28: Überblick über den Betrachtungszeitraum II	39
Abbildung 2.29: Augenblickswerte der Netzspannungen und -ströme in zwei unterschiedlichen Betriebspunkten	39
Abbildung 2.30: Harmonische der Netzspannungen und -ströme	40
Abbildung 2.31: Hochfrequente Anteile der Netzspannungen und -ströme	40
Abbildung 2.32: 3D-Darstellung der hochfrequenten Anteile der Netzspannungen und -ströme	41
Abbildung 2.33: Verteilung der CSC4-Fehler über den Messzeitraum	44
Abbildung 2.34: Ereignisbezugsmatrizen der CSC4-Fehler für den betrachteten Messzeitraum	44
Abbildung 2.35: Beispielhafte Vorgehensweise für ein 10-Minuten-Intervall; links: zeitlicher Verlauf der Zwischenkreisspannung in einem 10-Minuten-Intervall mit 10-Min-Mittelwert-Wert 0,18 P/P_rated; rechts: Boxplot der Zwischenkreisspannung dieses 10-Minuten-Intervalls	46
Abbildung 2.36: Verteilung der Betriebszeit auf die Wirkleistungs-Bins von WEA-A1 im Zeitraum der Messkampagne im Windpark WP-A	46
Abbildung 2.37: Betriebspunktabhängiger Boxplot der Zwischenkreisspannung	47
Abbildung 2.38: Häufigkeitsverteilung der grundlegenden Betriebszustände der Zwischenkreis-kondensatoren	48
Abbildung 2.39: Abklingen der Zwischenkreisspannung bei Entladung (links), Dauer der Lade- und Entladevorgänge (rechts)	48
Abbildung 2.40: Betriebspunktabhängiger Boxplot der Wirkleistung	49
Abbildung 2.41: Betriebspunktabhängiger Boxplot der Blindleistung	49
Abbildung 2.42: Betriebspunktabhängiger Boxplot des Rotorstroms	50
Abbildung 2.43: Betriebspunktabhängiger Boxplot des Stroms vom netzseitigen Wechselrichter	50
Abbildung 2.44: Häufigkeitsverteilung der Rotorfrequenz für WEA-A1	51
Abbildung 2.45: Häufigkeitsverteilung der Rotorfrequenz WEA-B1; Datenbasis Januar (oben), Datenbasis Juli (unten)	51
Abbildung 2.46: Häufigkeitsverteilung der Rotorfrequenz WEA-B2; Datenbasis Januar (oben), Datenbasis Juli (unten)	52
Abbildung 2.47: Zusammenhang zwischen Umrichter- und WEA-Wirkleistung anhand der Leistungskennlinie einer WEA aus dem Windpark WP-C	53
Abbildung 2.48: Zur Vermessung der Temperatur- und Feuchteverhältnisse in und an WEA-Umrichtern eingesetzter batterie-gespeister Logger [50]	54
Abbildung 2.49: In einem Hauptumrichter installierte Datenlogger zur Messung von Temperatur und relativer Luftfeuchtigkeit	54
Abbildung 2.50: Übersicht der Windpark-Standorte, an denen im Rahmen von ReCoWind Messkampagnen zur Vermessung der Temperatur- und Feuchteverhältnisse am Umrichter durchgeführt worden sind	55
Abbildung 2.51: Temperatur- und Feuchteverhältnisse in den Schaltschränken und im Turmfuß einer WEA in Großbritannien, in kombinierter Darstellung mit Umgebungsklimadaten und dem Verlauf der eingespeisten Wirkleistung	56
Abbildung 2.52: WEA-Typ-abhängige Unterschiede hinsichtlich des Einflusses von WEA-Umgebungsbedingungen (ERA5) und WEA-Betriebspunkt auf die Temperatur im Umrichterschaltschrank (Power Cabinet, PC)	57
Abbildung 2.53: Temperaturverläufe im Umrichterschaltschrank („Logger“) und in der WEA-Umgebung („ERA5“) mit daraus abgeleiteten Regressionsfunktionen („Fit“) für das Beispiel einer WEA mit luftgekühltem Umrichter im Turmfuß; links: Zeitreihen im Überblick; rechts: Ausschnitt zur Veranschaulichung der Tageszyklen	58

Abbildung 2.54: Sinusförmige Regressions-funktionen für Temperatur und Taupunkttemperatur sowie daraus resultierende Verläufe der rel. Feuchte im Umrichterschaltschrank („Logger“) und in der WEA-Umgebung („ERA5“) für drei WEA mit unterschiedlichen Umrichter-kühlkonzepten bzw. Umrichterpositionen ...	59
Abbildung 2.55: Aus den Feldmessdaten zweier baugleicher WEA abgeleitete Klimatogramme; WEA ohne (oben) und mit (unten) aktiver Entfeuchtung; Messdaten aus dem generatorseitigen (links) bzw. dem netzseitigen (rechts) Umrichterteil	61
Abbildung 2.56: Partikelzähler PCE-PCO 1 mit Messbereichen 0,3 µm, 0,5 µm, 1 µm, 2,5 µm, 5 µm, 10 µm, sowie Temperatur und Feuchtemessungs-funktionalität	63
Abbildung 2.57: Messorte der Partikelmessungen; links: Grundriss des Turmfußes mit markierten Messbereichen: S1-Bremschopper, S2-Maschinenseitige Drossel, S3-Umrichterschrank, EGB-Eingangsbereich; rechts: Detailansicht der Lüftungsgitter an Schrank S1 und S2	63
Abbildung 2.58: Mittelwert aller Messungen der Umgebungsbedingungen im Eingangsbereich und auf dem Parkplatz vor der Windenergieanlage	64
Abbildung 2.59: Partikelmessungen an Schaltschränken; links: Mittelwert aller Messungen an den Lüftungsgittern der Schränke S1 und S2; rechts: Mittelwert der Messungen innerhalb der Schränke S1, S2 und S3	64
Abbildung 2.60: Differenzen der Partikelmessungen zu den Umgebungsbedingungen; links: Differenz der Messungen an den Lüftungsgittern der Schränke S1 und S2 aus Abbildung 2.59 zu den gemessenen Umgebungsbedingungen; rechts: Differenz der Messungen innerhalb der Schränke S1, S2, S3 zur Umgebung	65
Abbildung 2.61: Beprobte Prüfröhrchen (Dräger AG, Lübeck) von links nach rechts: Schwefeldioxid, Chlor, Schwefelwasserstoff, Phosphorwasserstoff, Phosgen, 2x Stickstoffdioxid	66
Abbildung 2.62: Aufbau mit acht kommerziell erhältlichen Feuchte- und Temperatursensoren (SHT35-DIS-B, Sensirion AG, Schweiz), Datenübertragung via Bluetooth und induktiver Spannungsversorgung (links) sowie die Sensorpositionen (rechts).....	68
Abbildung 2.63: IGBT-Gehäuse mit sechs kommerziell erhältlichen Feuchte- und Temperatursensoren (SHT35-DIS-B, Sensirion AG, Schweiz), Datenübertragung via Bluetooth und induktiver Spannungsversorgung (links) sowie die Sensorpositionen (rechts).....	68
Abbildung 2.64: Aufbau mit drei kommerziell erhältlichen Feuchte- und Temperatursensoren (SHT35-DIS-B, Sensirion AG, Schweiz), Datenübertragung via Bluetooth und induktiver Spannungsversorgung (links) sowie die Besonderheiten der Sensoren (rechts).....	69
Abbildung 2.65: Messergebnis der Thermogravimetrie einer Glaspetrischale mit etwa 50 g Silikonverguss. Das Gewicht ist das des reinen Silikons, korrigiert um die Ausgasung des Silikons und das Gewicht der Petrischale. Zum Zeitpunkt 0 h wurde der Klimaschrank von 60°C und 4% relative Luftfeuchtigkeit auf 60°C und 85% relative Luftfeuchtigkeit eingestellt, ab 200 h erfolgte die erneute Trocknung bei 4% relativer Luftfeuchtigkeit.....	70
Abbildung 2.66: Sensorsignale aller vergossenen Feuchte- und Temperatursensoren bei Beaufschlagung mit einem stufenförmigen Feuchtigkeitsprofil bei konstanter Temperatur von 60 °C. Die Positionen der einzelnen Sensoren sind Abbildung 2.62 zu entnehmen.....	70
Abbildung 2.67: Sensorsignale aller sechs vergossenen Feuchte- und Temperatursensoren bei Beaufschlagung mit einem Feuchtigkeitsprung bei konstanter Temperatur von 50°C; Die Positionen der einzelnen Sensoren sind Abbildung 2.62 zu entnehmen (links); Antwortzeiten bei konstanter Temperatur von 50°C (rechts)	71
Abbildung 2.68: Aus den Sensorsignalen der drei vergossenen Feuchte- und Temperatursensoren berechnete absolute Feuchtigkeit bei Beaufschlagung mit einem Feuchtigkeitsprung von 10% r. H. auf 30% r. H. zum Zeitpunkt 5 h bei	

konstanter Temperatur von 50°C; Die Position der Sensoren ist Abbildung 2.62 zu entnehmen (links); Antwortzeiten bei konstanter Temperatur von 60 °C (rechts) ..	72
Abbildung 2.69: Verwendeter Feuchte- und Temperatursensor mit notwendiger Peripherie in Vor- (links) und Rückansicht (rechts); Platinengröße 6x9 mm	72
Abbildung 2.70: Testmessung mit den Sensoren 1-4 in Luft; stufenweise Änderung der relativen Luftfeuchtigkeit bei konstanter Temperatur von 30°C (links), stufenweise Änderung der Temperatur bei konstanter relativer Luftfeuchtigkeit von 30% r. H. (rechts).....	73
Abbildung 2.71: Kalibrierkurve aus den Mittelwerten der Messung der relativen Luftfeuchtigkeit mit Sensor 1 aufgetragen über der jeweils eingestellten relativen Luftfeuchtigkeit (links), Kalibrierkurve aus den Mittelwerten der Messung der Temperatur mit Sensor 1 aufgetragen über der jeweils eingestellten Temperatur (rechts).....	73
Abbildung 2.72: Zeichnung mit Vorgabe der Durchführung für die Kabelbäume der Feuchtesensoren	74
Abbildung 2.73: Montierte Sensoren und Abdichtung mit Epoxidharz.....	74
Abbildung 2.74: Halbbrücken-Modul, bestückt mit zwei Feuchte-/Temperatursensoren, vor dem Versand an den Projektpartner IAL	75
Abbildung 2.75: Mit Temperatur- und Feuchtigkeitssensoren instrumentiertes Leistungsmodul (links), Halbleiterprüfstand am IAL der Leibniz Universität Hannover mit Konvention der Sensor-Zuordnung (rechts)	75
Abbildung 2.76: Ersatzschaltbild des Prüfstandes für den Betrieb von zwei Halbbrückenmodulen (links) bzw. einem Halbbrückenmodul und einem Choppermodul (rechts)	76
Abbildung 2.77: Zwischenkreisspannung $u_{dc,link}$ und Laststrom i_{load} für den Betrieb von zwei Halbbrückenmodulen (hier FF1 und FF2) (links) und einem Halbbrückenmodule und einem Choppermodul (hier FF1 und DF1) (rechts).....	76
Abbildung 2.78: Halbbrückenmodule FF1 und FF2 im kontinuierlichen PWM-Betrieb; Sensordatensatz FF1 (links), Sensordatensatz FF2 (rechts)	77
Abbildung 2.79: Halbbrückenmodul FF1 und Choppermodul DF1 im kontinuierlichen PWM-Betrieb; Sensordatensatz FF1 (links), Sensordatensatz DF1 (rechts)	78
Abbildung 2.80: Halbbrückenmodul FF1 und Choppermodul DF2 im kontinuierlichen PWM-Betrieb; Sensordatensatz FF1 (links), Sensordatensatz DF2 (rechts)	79
Abbildung 2.81: Erste Kalibriermessung an einem sensorierten Infineon-Modul	79
Abbildung 2.82: Zweite Kalibriermessung an einem sensorierten Infineon-Modul.....	80
Abbildung 2.83: Mit sensorierten Modulen und zusätzlicher Sensorik ausgestatteter Umrichterschrank im Klimaraum des HiPE-LABs	81
Abbildung 2.84: Zeitreihen des aus Feldmessdaten abgeleiteten Prüfprofils	81
Abbildung 2.85: Im Zuge der Messkampagne im HiPE-LAB aufgezeichnete Sensordaten bei Durchfahren des klimatischen Prüfprofils ohne elektrische Belastung	83
Abbildung 2.86: Im Zuge der Messkampagne im HiPE-LAB aufgezeichnete Sensordaten bei Durchfahren des klimatischen Prüfprofils in Kombination mit dem elektrischen Belastungsprofil	84
Abbildung 2.87: Entwickeltes Messkonzept zur Überwachung der Sperrfähigkeit von Leistungshalbleitern im Umrichter als degradationssensitiven Parameter (links) und zu erwartende Messkennlinien bei verschiedenen Degradations-erscheinungen (rechts).....	85
Abbildung 2.88: Hardwaretechnische Realisierung zur Erprobung des Messkonzepts unter Laborbedingungen. Zugrundeliegender Schaltplan (links) und designtes PCB (rechts) [60].....	87
Abbildung 2.89: Hardwaretechnische Realisierung zur Erprobung des Messkonzepts in einem Prüfumrichter des Projektpartners ConverterTec. Designtes PCB (links) und zugrundeliegender Schaltplan (rechts) [61].....	88
Abbildung 2.90: Sperrkennlinie der untersuchten Module bei Raumtemperatur (links), Halbbrücken-konfigurationen zur Emulation verschiedener Degradationsstadien und zu erwartende I_M - V_M -Kennlinien (rechts).....	89

Abbildung 2.91: Mit der Messplatine aufgenommenen Sperrkennlinie der untersuchten Module (links) und I_M - V_M -Kennlinien (rechts) bei einer angelegten Zwischenkreisspannung von 1400 V und 60°C Umgebungstemperatur	89
Abbildung 2.92: Schaltplan des untersuchten Prüfumrichters des Projektpartners ConverterTec mit eingebauter Messschaltung am maschinenseitigen Umrichter....	90
Abbildung 2.93: Gemessene I_M - V_M -Kennlinien im Prüfumrichter des Projektpartners ConverterTec bei unterschiedlichen (emulierten) Degradationsstadien auf der High-Side (links) und Sperrkennlinien der Module, die zur Emulation der Schädigung auf der High-Side verwendet wurden (rechts)	91
Abbildung 2.94: Messprinzip zur Erfassung von Isolationswiderständen und Leckströmen der Umrichterkomponenten (DUT)	92
Abbildung 2.96: ConverterTec MP1-Stack (links) und ConverterTec NGX Phasenmodul (rechts).....	93
Abbildung 2.97: Messkonzept zur Detektion von Leck-strömen und zur Erfassung des Isolationswiderstandes (ein Messkanal).....	94
Abbildung 2.98: Entwickelte Messhardware und Darstellung des Messkonzepts mit Zuordnung der unter-schiedlichen Messkanäle.....	95
Abbildung 2.99: Topologie der verwendeten Messschaltung (links), analoge Komparator-schaltung zur Detektion eines Überstroms (rechts)	95
Abbildung 2.100: Laborplatz und Aufbau zur Charakterisierung der entwickelten Messtechnik	96
Abbildung 2.101: Ergebnis der Charakterisierung der Leckstrommesskanäle CH1 und CH2 ..	96
Abbildung 2.102: Ergebnis der Charakterisierung der Spannungsmesskanäle U_{bus} (links) und U_{dut} (rechts)	97
Abbildung 2.103: Temperatur- und Feuchte-Sollprofil zur Untersuchung von Isolationsdegradation	98
Abbildung 2.104: Zeitlicher Verlauf des Isolationswiderstandes, gemessen mit Bender-Isometer Iso685 an Messstellen/Halbbrücken 1 bis 3 und Messstelle 4, dem leeren Halbbrückenmodul.....	99
Abbildung 2.105: Zeitlicher Verlauf der elektrischen Größen; oben: Zwischenkreis-spannung als Ist-Wert der Spannungsquelle U_{zk} bzw. vom Sirius-Messsystem $U_{zk,mess}$, unten: Ist-Wert des Stroms aus der Spannungsquelle I_{zk}	100
Abbildung 2.106: Detailaufnahmen der untersuchten SKiiP3-Module; links: beschädigte Isolationsfolie an den Lastanschlusslaschen des leeren Halbbrückenmoduls, rechts: Prüfling mit erheblicher Betauung im Inneren der Klimakammer	101
Abbildung 2.107: Näherungsmodell für den Widerstand in Abhängigkeit von der DCB-Temperatur auf Grundlage der bis zu Beginn der Stresstestphase aufgezeichneten Messdaten	102
Abbildung 2.108: Parasitäre Parallelwiderstände zu den Halbleitermodulen unter der Annahme, dass es zu keiner klimatisch induzierten Veränderung des Halbleiters selbst kommt	102
Abbildung 2.109: Querschnitt eines IGBT-Moduls innerhalb eines Umrichterschrank: (1) DCB-Keramikplatte, (2) Kupferplatten, (3) weitere Kunststoffe innerhalb des Umrichterschrank, (4) Umrichterschrank, (5) Lotsubstrat, (6) IGBT, (7) Bonddraht, (8) Silikon, (9) Diode, (10) Rand-abschluss, (11) Öffnungen im Schrank und im Modul-gehäuse, (12) Modulanschluss, (13) Modulgehäuse, (14) weitere Wärmequellen innerhalb des Umrichter-schranks, (15) Bodenplatte des Moduls und (16) Kühlkörper mit Kühlflüssigkeitsstrom	107
Abbildung 2.110: Thermisches Ersatzschaltbild in Anlehnung an den Modulaufbau aus Abbildung 2.109.....	107
Abbildung 2.111: Hygrisches Ersatzschaltbild in Anlehnung an den Modulaufbau aus Abbildung 2.109.....	108
Abbildung 2.112: Interne (schwache) Kopplung des hygrothermischen Modells	108
Abbildung 2.113: Unstetige Feuchtigkeits-konzentrationen an Materialgrenzen	109
Abbildung 2.114: Beispieltopologie einer zweidimensionalen Feuchtigkeitssimulation als MATLAB-Skript	110

Abbildung 2.115: CAD-Zeichnung des entwickelten Prüflings: (1) Umgebungssensor, (2) Edelstahlaußenwand, (3) Messingröhrchen, (4) Sensor SHT3X-ARP, (5) Platine und (6) Standfuß	112
Abbildung 2.116: Erste Vermessung der Feuchtigkeitsdiffusion bei der Aushärtung des Silikons im Prüfkörper	113
Abbildung 2.117: Dynamisches Verhalten der Feuchtigkeitsdiffusion innerhalb des Silikons bei unterschiedlichen Umgebungstemperaturen und relativen Feuchtigkeiten	114
Abbildung 2.118: (links) Gravimetrische Messung verschiedener Materialien bei einer Temperatur von 85°C; (rechts) Absolute Wasserabsorption und berechnete Diffusionskonstanten	115
Abbildung 2.119: (links) Sensorplatzierung im leeren Umrichterschrank (rechts), Gemessene Feuchtigkeits- und Temperaturverläufe im leeren Umrichterschrank	116
Abbildung 2.120: (links) Konzeptskizze des Prüfkörpers zur Taupunktbestimmung von Silikon, (rechts) Geplantes Messprofil der Umgebung, des Silikons und der gemessenen Lichtstärke	117
Abbildung 2.121: Optisches Messergebnis von Silikon bei variabler Umgebungs-temperatur	117
Abbildung 2.122: Optisches Messergebnis von Luft (Leermessung) bei variabler Umgebungstemperatur	118
Abbildung 2.123: Querschnitt des betrachteten IGBT-Moduls mit in Silikon vergossener Freilaufdiode sowie IGBT-Chip, Kupfer-Bodenplatte Wasserdurchflossenen Aluminium-Kühlkörper sowie Polyamid-Modulgehäuse	118
Abbildung 2.124: Messdatensatz aus AP2: Umrichterschrank-temperatur und -feuchtigkeit innerhalb einer WEA-Gondel in Kombination mit der ins Netz eingespeisten elektrischen Leistung über nahezu einem Jahr	119
Abbildung 2.125: Zeitlicher Verlauf der gemessenen Temperaturen und Feuchtigkeiten innerhalb des Umrichterschrankes (Index UMA) und die daraus resultierenden Simulationsergebnisse des Mikroklimas im Silikon in der Nähe der Leistungshalbleiter	119
Abbildung 2.126: Hygrothermisches Modell zur Ermittlung der klimatischen Verhältnisse im Umrichterschalt-schrank aus Umgebungsklima- und Leistungszeitreihen	120
Abbildung 2.127: Thermisch wirksame Schichten bzw. Elemente zwischen WEA-Umgebungs-luft (Temperatur T_{amb}), Schaltschrankluft ($T_{conv,L}$) und Umrichter-komponenten (T_{conv}) für Umrichter im WEA-Turmfuß [66]	121
Abbildung 2.128: Thermisches Ersatzschaltbild für einen im WEA-Turmfuß befindlichen Umrichter [66]	121
Abbildung 2.129: Vereinfachtes thermisches Ersatzschaltbild für einen im WEA-Turmfuß befindlichen Umrichter [67]	122
Abbildung 2.130: Modellierung des Betriebspunktabhängigen Wärmeeintrags über Regressionsfunktionen, für Betriebszeiten (oben) und Stillstandszeiten (unten)	123
Abbildung 2.131: Hygrisches Ersatzschaltbild für einen im WEA-Turmfuß befindlichen Umrichter [67]	124
Abbildung 2.132: Messdaten vs. simulierter Verlauf der Lufttemperatur im Power Cabinet (oben), Temperatur der WEA-Umgebungs-luft gemäß standortspezifischen ERA5-Daten (mittig) und Verlauf der eingespeisten WEA-Wirkleistung (unten) im Fall einer WEA in UK mit flüssiggekühltem Umrichter im Turmfuß	126
Abbildung 2.133: Messdaten vs. simulierter Verlauf der Feuchte-konzentration (bzw. absoluten Luftfeuchtigkeit) im Umrichterschalt-schrank der WEA in UK mit flüssiggekühltem Umrichter im Turmfuß sowie in der WEA-Umgebungs-luft (gemäß ERA5-Daten)	126
Abbildung 2.134: Temperaturmessdaten aus dem Umrichterschalt-schrank einer Offshore-WEA mit Umrichter in der Gondel	126
Abbildung 2.135: Gemessener vs. simulierter Verlauf der absoluten Luftfeuchtigkeit im Umrichterschalt-schrank (oben, gelb und rot) in Kombination mit dem Verlauf der absoluten Umgebungsfeuchte (oben, blau) und der eingespeisten Wirkleistung (unten) einer Offshore-WEA mit Umrichter in der Gondel	127
Abbildung 2.136: Zeitausschnitt aus den in Abbildung 2.135 gezeigten Verläufen	127

Abbildung 2.137: Klimaprofil für den passiven Kondensationstest	130
Abbildung 2.138: Leckstromerfassung von mehreren Modulen im HV-H ³ TRB-Test	130
Abbildung 2.139: Zwischenmessungen der Blockierkennlinien eines Moduls im HV-H ³ TRB-Test	131
Abbildung 2.140: Vergleich der verbleibenden Restsperrfähigkeit der verschiedenen Testgruppen im HV-H ³ TRB-Test	131
Abbildung 2.141: Temperatur- und Feuchteverhalten eines sensorierten SKiiP-Moduls	132
Abbildung 2.142: Leckstromverlauf von drei DUTs in einem Kondensationstest mit passiven Klimazyklen	133
Abbildung 2.143: Blockierkennlinien von drei DUTs in einem Kondensationstest mit passiven Klimazyklen	133
Abbildung 2.144: Typische Leistungsmodule von Infineon für den Einsatz in Windenergieanlagen	134
Abbildung 2.145: Teststruktur zur Ermittlung des Eindringverhaltens von Feuchtigkeit	135
Abbildung 2.146: Foto eines Versuchskörpers (Abbildung zeigt den Versuchskörper nach dem Verbau auf einer Bodenplatte vor Einfüllung des Hartverguss)	136
Abbildung 2.147: Ausgewählte Parameter eines „Design of Experiments“ zum Einfluss von geöffneten Schacht-strukturen (Gruppe C)	136
Abbildung 2.148: Feuchteeindringverhalten für unterschiedliche Strukturen; Wird lediglich Eindringen über die „Schächte“ zugelassen, zeigt sich ein deutlich retardiertes Verhalten (siehe langsamer Anstieg der Kurven „Schacht DoE“)	137
Abbildung 2.149: Feuchte-Eindringverhalten für verschiedene Strukturen	137
Abbildung 2.150: Analogien der verwendeten Größen des elektrischen und Feuchtigkeitstransports aus [29]	138
Abbildung 2.151: oben links: Einzelschritt Diffusionswiderstand und Feuchtigkeitsspeicher mit entsprechender Temperaturregelung; oben rechts: Kette aus mehreren RC-Gliedern zur Unterteilung einer Komponente in verschiedene RC Glieder; unten: ein 2D-RC-Netzwerk	138
Abbildung 2.152: unten: Schema der Teststruktur (geschlossen ohne Silikongel); oben: Simulationsstruktur	139
Abbildung 2.153: Vergleich von Messung und Simulation der Struktur B) offen	139
Abbildung 2.154: FIT D_{gel} für die offene Struktur mit Materialmodell „Metallgehäuse“ ($D_K=0$ / $S_K=0$, d.h. ohne Diffusion in Kunststoff); Legende: Werte für D_{gel} in 10^{-9} m ² /s ...	140
Abbildung 2.155: Fit S_K (Gehäusekunststoff) für die offene Struktur ($D_{gel} = 5,95 \times 10^{-9}$ m ² /s gemäß Abbildung 2.154); Legende: Werte für S_K in g/(m ³ Pa)	140
Abbildung 2.156: Simulation und eine Messkurve für die geschlossene Struktur (kein Gel); Legende: Werte für D_K in 10^{-12} m ² /s	140
Abbildung 2.157: Simulation Eindringpfade „Bohrung“; Prämisse: Gültigkeit D_{gel} , S_{gel} , D_K , S_K wie oben beschrieben	141
Abbildung 2.158: Simulation und Messung an realen Modulen A und B zum Eindringverhalten von Feuchtigkeit φ in %	141
Abbildung 2.159: Für die Optimierung der Chip-/Gehäusetechnik ausgewähltes PrimePACK™-Modul für die Windapplikation	142
Abbildung 2.160: Leckstrom- und Spannungsverläufe während des HV-H ³ TRB an den untersuchten 1700V PrimePACK™ Mustern	143
Abbildung 2.161: Korrelation elektrischer Parameter vor und nach dem HV-H ³ TRB Test: VCEsat, VF, IGES, VGEth	143
Abbildung 2.162: Korrelation elektrischer Parameter vor und nach dem HV-H ³ TRB-Test, die Relevanz für das Sperrverhalten haben: Durchbruchspannung BVCEs und Leckstrom ICES	144
Abbildung 2.163: Leckstrom- (ICES) und Spannungsverläufe (VDC) während des HV-H ³ TRB an den untersuchten 1700V XHP2™-Mustern	144
Abbildung 2.164: 0 h-Sperrkennlinien vor dem 1000 h HV-H ³ TRB-Test von sechs Stück 1700V XHP2™-Modulen à zwei Systemen	145
Abbildung 2.165: Sperrkennlinien nach dem 1000 h HV-H ³ TRB-Test von sechs Stück 1700V XHP2™-Modulen à zwei Systemen	145

Abbildung 2.166: Korrelationsdiagramme für elektrische Parameter, die vor und nach PHV- HTC aufgenommen wurden.....	146
Abbildung 2.167: Themenblöcke zur Gliederung der Maßnahmenempfehlungen	148

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1.1: Übersicht über die Arbeitspakete sowie ihre fachliche Leitung	2
Tabelle 2.1: Darstellung der umrichterspezifischen Komponentenkategorien und ihrer Bezeichnung gemäß Kennzeichnungssystem RDS-PP [30]	9
Tabelle 2.2: Im Rahmen von ReCoWind bereitgestellte und / oder aufbereitete Felddaten	10
Tabelle 2.3: Umrichterspezifische Ausfalldaten und Informationen der zugrundeliegenden WEA	10
Tabelle 2.4: Potenzielle Kombination von konstanten Kovariablen für Regressionsanalyse	26
Tabelle 2.5: Zusammenfassung der Ergebnisse der Variablenselektion für drei Szenarien; Legende: □ - nicht einbezogene Kovariable, ■ - keine signifikante Verbesserung des Modells, ■ - signifikante Verbesserung des Modells	27
Tabelle 2.6: Ergebnisse der Regressionsanalyse unter Einbezug konstanter und zeitabhängiger Kovariablen gemäß Maximum-Likelihood-Schätzung für den Datensatz Reparierbares System I	29
Tabelle 2.7: Zusammenfassung der Ergebnisse der Power-Quality-Auswertung	38
Tabelle 2.8: Übersicht über aufgetretene Fehler und Ereignisse in der CSC4-Umrichtersteuerung	43
Tabelle 2.9: Abschätzung der Stillstandzeit durch Netzfehler	45
Tabelle 2.10: Wertebereiche von Temperatur und Feuchtigkeit in WEA-Umrichterschranken	62
Tabelle 2.11: Nachweisgrenzen der verwendeten Prüfröhrchen (Dräger AG, Lübeck) aus den Datenblättern.....	66
Tabelle 2.12: Antwortzeiten der acht Sensoren bei konstanter Temperatur von 60 °C	70
Tabelle 2.13: Gültige Betriebsparameter während der durchgeführten Messreihen und Versuche.....	76
Tabelle 2.14: Angefahrene Arbeitspunkte für die Modulkonfiguration FF1 und FF2 unter Berücksichtigung der in Abbildung 2.76 (links) dargestellten Prüfstandstopologie .	77
Tabelle 2.15: Angefahrene Arbeitspunkte für die Modulkonfiguration FF1 und DF1 unter Berücksichtigung der in Abbildung 2.76 (rechts) dargestellten Prüfstandstopologie	78
Tabelle 2.16: Angefahrene Arbeitspunkte für die Modulkonfiguration FF1 und DF2 unter Berücksichtigung der in Abbildung 2.76 (rechts) dargestellten Prüfstandstopologie	78
Tabelle 2.17: HV-H ³ TRB-Testdauer und Durchbruchspannung der untersuchten Module	88
Tabelle 2.18: Stichpunktartige Zusammenfassung der Herangehensweisen und Schwerpunkte von IAL und Fraunhofer IWES	106
Tabelle 2.19: Elektrische Analogien im thermischen Ersatzschaltbild	107
Tabelle 2.20: Elektrische Analogien im hygrischen Ersatzschaltbild.....	108
Tabelle 2.21: Analogiebeziehungen zwischen thermischen und elektrischen Größen [29].....	121
Tabelle 2.22: Analogiebeziehungen zwischen hygrischen und elektrischen Größen [29]	124
Tabelle 2.23: Empfohlene Maßnahmen zum Themenblock A „Design, Betriebsführung und Instandhaltung“	149
Tabelle 2.24: Empfohlene Maßnahmen zum Themenblock A „Design, Betriebsführung und Instandhaltung“ (Fortsetzung).....	150
Tabelle 2.25: Empfohlene Maßnahmen zum Themenblock B „Lebensdauerprüfungen auf Bauteilebene und Systemebene“	151
Tabelle 2.26: Empfohlene Maßnahmen zum Themenblock C „Messtechnik und -verfahren“	152
Tabelle 4.1: Öffentlich geförderte Projekte zur Zuverlässigkeit von Stromrichtern	156

Abkürzungsverzeichnis

DFIG
EESG
PMSG
SCADA
WEA

Doubly Fed Induction Generator
Electrically Excited Synchronous Generator
Permanent Magnet Synchronous Generator
Supervisory Control and Data Acquisition
Windenergieanlage

1 Kurzdarstellung

1.1 Aufgabenstellung und Zielsetzung

Frequenzumrichter in Windenergieanlagen (WEA) weisen hohe Ausfallraten auf und verursachen auf diese Weise massive Reparaturkosten und Ertragseinbußen. In Deutschland entsteht dadurch ein volkswirtschaftlicher Schaden in einer Größenordnung von 200 Millionen Euro pro Jahr. Obwohl das Problem seit etlichen Jahren besteht, sind die Ausfallursachen und -mechanismen nach wie vor nicht in ausreichendem Maße verstanden, um effektive Gegenmaßnahmen zu ergreifen. So haben Felddatenauswertungen des Fraunhofer IWES belegt, dass die Umrichter-Ausfallraten in den Jahren 2011-2015 in Betrieb genommener WEA im Mittel nicht niedriger als die 10-15 Jahre älterer Anlagen sind [1, 2]. Die Zuverlässigkeit der Frequenzumrichter in WEA hat sich demnach in diesem Zeitraum nicht signifikant verbessert. Ein wesentlicher Grund hierfür liegt aus Sicht der Antragsteller darin, dass sich Forschungsarbeiten zur Umrichterzuverlässigkeit in WEA etliche Jahre lang stark auf die in anderen Anwendungsgebieten vorherrschenden thermomechanischen Ausfallmechanismen konzentriert haben. Auch die Lebensdauerprüfverfahren sind vor allem auf diese Mechanismen fokussiert gewesen.

Das zentrale Ziel des ReCoWind-Projekts lag in der weiteren Klärung der Ursachen für den frühzeitigen und derzeit unvorhersehbaren Ausfall von Frequenzumrichtern in WEA. Einen besonderen Schwerpunkt hat dabei Feuchtigkeit als ein im Rahmen der Vorarbeiten identifizierter, ausfallrelevanter Einflussfaktor gebildet. Auf Grundlage von felddatenbasierten, modellbasierten sowie experimentellen Untersuchungen sollten im Rahmen des Vorhabens verbesserte Verfahren zur beschleunigten Komponentenprüfung sowie effektive design-, betriebsführungs- und instandhaltungsseitige Maßnahmen zur Erhöhung der Zuverlässigkeit von WEA-Umrichtern und ihrer Komponenten abgeleitet werden.

Das Ziel der Ausfallursachenklärung wurde zum einen mit Hilfe eines Top-Down-Ansatzes durch eine explorative Auswertung von Felddaten (Ausfall-/Einsatz-, Betriebs- und Umweltdaten) und Schadensanalyseergebnissen verfolgt. Zum anderen erfolgten zu diesem Zweck, einem Bottom-Up-Ansatz folgend, bauteilbezogene Untersuchungen der Ausfallmechanismen, d.h. insbesondere der physikalischen und chemischen Degradationsprozesse und ihrer Einflussparameter. Gegenstand des Projekts war in diesem Zusammenhang auch, hierfür erforderliche sehr spezifische Messtechnik zu entwickeln und einzusetzen.

Mit dem Ziel, eine verbesserte Informationsgrundlage für Auslegung, Design und Prüfung zukünftiger Umrichter und Umrichterkomponenten zu schaffen, wurden die realen Betriebs- und Umgebungsbedingungen auf einer Vielzahl unterschiedlicher WEA vermessen und zur Charakterisierung typischer Belastungen von WEA-Umrichtern ausgewertet.

Orientiert an den identifizierten vorherrschenden Ausfallmechanismen sollten Verbesserungsmaßnahmen entwickelt und auf Komponentenebene mittels geeigneter, applikationsnaher Prüfverfahren getestet werden, um für eine reduzierte Empfindlichkeit bzw. gesteigerte Robustheit der Umrichter gegenüber den ausfallverursachenden Faktoren im Feld zu sorgen. Hierfür sowie zur Ableitung betriebsführungsseitiger Maßnahmen zur Erhöhung der Zuverlässigkeit galt es, ein differenziertes Verständnis der umgebungs- und betriebspunktabhängigen Temperatur- und Feuchteverhältnisse auf Anlagenebene und in ausgewählten Umrichterkomponenten zu erarbeiten. Empfehlungen sollten darüber hinaus auch für die Instandhaltung ausgearbeitet werden, um Ausfälle und Ausfallfolgekosten von WEA-Umrichtern zu reduzieren.

Abgeleitet aus der Zielsetzung ist das Projekt in die in Tabelle 1.1 dargestellten sieben inhaltlichen Arbeitspakete (AP) gegliedert worden. Darüber hinaus wurden alle Aufgaben zu Projektmanagement und Dissemination in einem Arbeitspaket gebündelt.

Arbeitspaket	Titel	Fachliche Leitung
AP1	Ermittlung ausfallkritischer Einflussfaktoren im Feld, Ausfallursachenanalyse	Fraunhofer IWES
AP2	Feldvermessung von WEA, Charakterisierung typischer Umrichter-Belastungsprofile	Fraunhofer IWES
AP3	Messtechnikentwicklung und -erprobung, Untersuchung von Feuchtetransport und -wirkung auf Komponentenebene	Leibniz Universität Hannover, GEM
AP4	Modellierung der betriebspunktabhängigen Temperatur- und Feuchteverhältnisse auf Anlagenebene	Leibniz Universität Hannover, IAL
AP5	Applikationsnahe Komponententests und Lebensdauerprognose	Universität Bremen, IALB
AP6	Designänderungen für gesteigerte Robustheit von WEA-Umrichterkomponenten	Infineon
AP7	Empfehlungen für verbesserte Umrichterzuverlässigkeit	Fraunhofer IWES
AP8	Projektmanagement und Dissemination	Fraunhofer IWES

Tabelle 1.1:
Übersicht über die
Arbeitspakete sowie ihre
fachliche Leitung

1.2 Voraussetzungen für die Projektdurchführung

Die Projektpartner brachten für das Projekt relevante Vorarbeiten mit, die sich gut ergänzten, um den Projekterfolg sicherzustellen.

Von zentraler Bedeutung für das Vorhaben war das breit aufgestellte Projektkonsortium, das die gesamte Wertschöpfungskette vom Halbleiter-, Umrichter- und Anlagenhersteller bis hin zu Betreibern von WEA umfasst und so die systematische Rückkopplung von Felderfahrung zu den Herstellern (und damit in Designprozess und Prüfverfahren) ermöglicht hat.

Folgende Unternehmen haben dem Projektkonsortium angehört und spezifische Erfahrungen eingebracht (Auflistung in alphabetischer Reihenfolge und Namen zum Zeitpunkt der Berichterstellung):

- Bender GmbH & Co. KG: Hersteller von Überwachungssystemen und Messtechnik
- ConverterTec Deutschland GmbH (Woodward Kempen GmbH): Umrichterhersteller
- Energiekontor Management GmbH & Co. KG: Betriebsführungsunternehmen
- Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme IWES: Forschungsinstitut
- Infineon Technologies AG: Halbleiter- und Modulhersteller
- Leibniz Universität Hannover, Institut für Antriebssysteme und Leistungselektronik IAL: Forschungsinstitut
- Leibniz Universität Hannover, Institut für Grundlagen der Elektrotechnik und Messtechnik GEM: Forschungsinstitut

- Nordsee One GmbH: Betreiberunternehmen
- RWE Renewables GmbH (zum Zeitpunkt der Antragstellung innogy SE): Energieerzeugungs- und Betriebsführungsunternehmen
- Senvion GmbH (zum Zeitpunkt der Antragstellung und im ersten Projektjahr Projektpartner): Anlagenhersteller
- Universität Bremen, Institut für elektrische Antriebe, Leistungselektronik und Bauelemente IALB: Forschungsinstitut

1.3 Planung und Ablauf des Vorhabens

Das Vorhaben war ursprünglich für eine Laufzeit von 3 Jahren mit dem Endtermin 30.11.2021 geplant.

Die Laufzeit des Projekts wurde um ein Jahr kostenneutral verlängert, sodass sich der Endtermin 30.11.2022 ergeben hat.

1.4 Stand von Wissenschaft und Technik zu Projektbeginn

In nahezu allen modernen WEA kommen leistungselektronische Frequenzumrichter zum Einsatz. Als Bindeglied zwischen Generator und Anlagentransformator dienen sie der netzfrequenten Anbindung der WEA an das Energieversorgungsnetz. Die in der Windanwendung vorherrschende Frequenzumrichter-Technologie sind IGBT-basierte 2-Level-Niederspannungsumrichter in „Back-to-back“-Anordnung, bei der der generator- und der netzseitige Umrichterteil durch einen Gleichspannungszwischenkreis verbunden sind (s. Abbildung 1.1). Aufgrund der begrenzten Stromtragfähigkeit des einzelnen Leistungshalbleiters besteht jedes darin einzeln dargestellte Bauelement in der Realität aus einer größeren Zahl parallelgeschalteter IGBTs bzw. Dioden. Bei Bedarf werden wiederum mehrere der in Abbildung 1.1 dargestellten Einheiten parallel eingesetzt, oft an einem gemeinsamen Zwischenkreis.

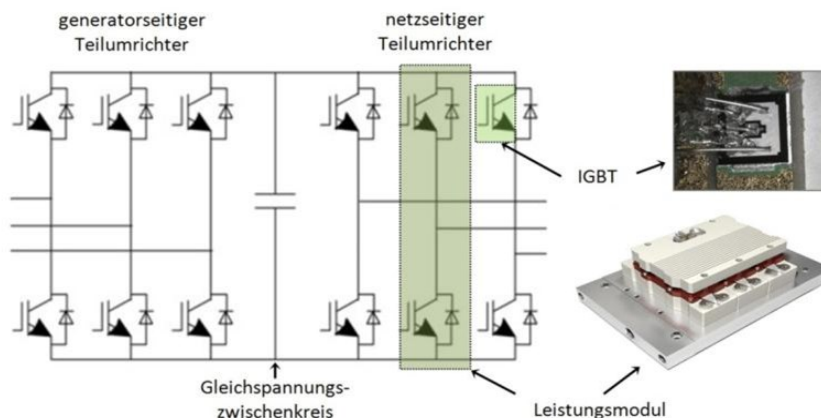


Abbildung 1.1:
In Windenergieanlagen
vorherrschende Umrichter-
topologie: „Back-to-back“-
Anordnung IGBT-basierter
Teilumrichter mit
Gleichspannungs-
zwischenkreis

3-Level- und Modulare Multilevel-Umrichter für die Windanwendung sind am Markt verfügbar, haben bislang im Feld jedoch keine große Verbreitung gefunden. Insgesamt ist die seit Jahren prognostizierte Trendwende zur Nutzung von Mittelspannungs- (MV-) Umrichtern für Anlagen oberhalb von 3-5 MW bislang nicht erkennbar. Als erste Beispiele sind die Anlagen Areva M5000/Adwen AD5, Mervento 3.6, XEMC XD115 und Adwen AD8 (u.a.) zu nennen. Herstellerabhängig kommen in den MV-Umrichtern IGCTs (z.B. ABB) oder MV-IGBTs (z.B. Converteam, Ingeteam [3]) zum Einsatz. Der Großteil an Neuanlagen der letzten Jahre bedient sich hingegen weiterhin IGBT-basierter Niederspannungsumrichter, so z.B. auch die Anlagen SWT-7.0-154, SG-8.0-167, Enercon E126-7.58MW und Vestas V164-7.0/8.0MW.

Im Zusammenhang mit leistungselektronischen Komponenten werden zwei Arten der Aufbau- und Verbindungstechnik unterschieden: die Press-Pack- (oder Scheibenzellen-) Technologie, die in WEA noch vglw. selten eingesetzt wird, und die in der Windanwendung mit Abstand vorherrschende Modulbauform. In letzterer befinden sich die Leistungshalbleiter-Chips auf einem Keramiksubstrat (Direct Copper Bonded substrate, DCB), mit dem sie durch eine Löt-schicht verbunden sind oder auf das sie in neueren Modultypen alternativ direkt aufgesintert sind. Die elektrische Kontaktierung der Leistungshalbleiter erfolgt über Bonddrähte. Innerhalb der Modulbauform wird wiederum zwischen Modulen mit und ohne Bodenplatte unterschieden. Im ersten Fall ist die DCB auf eine Bodenplatte aus Kupfer gelötet, die wiederum auf dem Kühlkörper aufliegt. Im bodenplattenlosen Aufbau befindet sich die DCB direkt auf dem Kühlkörper. Eine dünne Schicht aus Wärmeleitpaste gewährleistet einen geringen thermischen Widerstand zwischen Bodenplatte oder DCB und Kühlkörper.

Eine große Herausforderung besteht darin, dass die für die Funktionalität der WEA so bedeutsamen Frequenzumrichter bereits seit etlichen Jahren hohe Ausfallraten

aufweisen und auf diese Weise beträchtliche Reparaturkosten und Ertragseinbußen verursachen (siehe z.B. [4, 5, 6]). Vom Fraunhofer IWES im Rahmen des Fraunhofer-Innovationsclusters „Leistungselektronik für regenerative Energieversorgung“ (2014-2017, vgl. bspw. [2, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13]) durchgeführte Analysen der Felddaten von über 2700 Onshore- und Offshore-WEA aus insgesamt rd. 7400 WEA-Betriebsjahren haben gezeigt, dass die Umrichterschaltanlagen im Mittel Ausfallraten von 0,5 Ausfällen pro WEA und Jahr aufweisen. Innerhalb der Umrichterschaltanlage entfallen wiederum die meisten Ausfälle, aber auch die höchsten jährlichen Reparaturkosten auf die Komponentenkategorie ‚Phasenmodul‘, die die leistungselektronischen IGBT-Module mit ihren Treiberboards sowie die Zwischenkreiskondensatoren und -verschaltung umfasst (vgl. Abbildung 1.2).

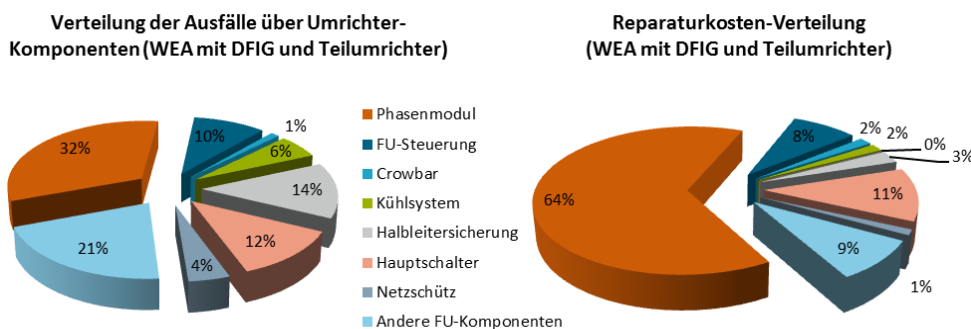


Abbildung 1.2: Innerhalb der Frequenzumrichter-(FU)-Schaltanlage von WEA ist das Phasenmodul die am häufigsten ausfallende Komponente und der Hauptkostentreiber [14].

Forschungsarbeiten zur Umrichterzuverlässigkeit in WEA sind in der Vergangenheit stark auf die aus anderen Anwendungsgebieten der Leistungselektronik bekannten Versagensmechanismen konzentriert gewesen: die graduelle Zerstörung der Chip- oder Bodenplatten-Lotschichten und Bonddraht-Ablösung bzw. -schädigung (vgl. bspw. [15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22]). Beide Fälle gehen auf Ermüdung zurück, die sich aus der Temperaturwechselbelastung von Materialpaarungen mit unterschiedlichen thermischen Ausdehnungskoeffizienten ergibt. Für diese ermüdungsbedingten Mechanismen liegen Lebensdauermodelle vor (z.B. [23, 24, 25]) und an ihnen orientieren sich primär die Auslegung und die beschleunigte Lebensdauerprüfung von Umrichtermodulen.

Im Rahmen des CONFAL-Projektes (vgl. [26, 27]) unter Beteiligung des IWES sowie im o.g. Fraunhofer-Innovationscluster durchgeführte Analysen defekter Umrichter-komponenten aus dem Feld haben jedoch keinerlei Anhaltspunkte für eine Relevanz dieses Schadensmechanismus in WEA liefern können. Auch die Ergebnisse umfassender Umrichter-Ausfalldaten im Rahmen des Innovationsclusters bestätigen, dass die o.g. durch lokale Temperaturzyklen der Leistungshalbleiter verursachten Versagensmechanismen in der Windanwendung eine untergeordnete Rolle spielen. Vielmehr kommt es hier aufgrund anderer Einflussfaktoren und Mechanismen zu frühzeitigem Ausfällen, lange bevor ermüdungsbedingt ein Ende der Umrichter-Auslegungslebensdauer erreicht wäre [1]. Die langjährige Fokussierung von Forschungsarbeiten auf in der Praxis bisher kaum ausfallrelevante Schadensmechanismen verdeutlicht eindrücklich die Wichtigkeit eines felderfahrungs-basierten (Top-Down-) Ansatzes für eine anwendungsrelevante Ausrichtung der Arbeiten.

Aus der Auswertung von Felddaten innerhalb des Innovationsclusters haben sich deutliche Hinweise darauf ergeben, dass insbesondere Feuchtigkeit und Betauung einen signifikanten Beitrag zum frühzeitigen Ausfall der Frequenzumrichter in WEA liefern. Hierzu zählt u.a. die auffällige Häufung von Phasenmodul-Ausfällen in Monaten mit besonders hohem Feuchtegehalt der Umgebungsluft (d.h. hoher absoluter Feuchtigkeit und somit erhöhtem Betauungsrisiko), die in ganz unterschiedlichen Klimazonen und in WEA verschiedener Hersteller festgestellt worden ist (vgl. Abbildung 1.3).

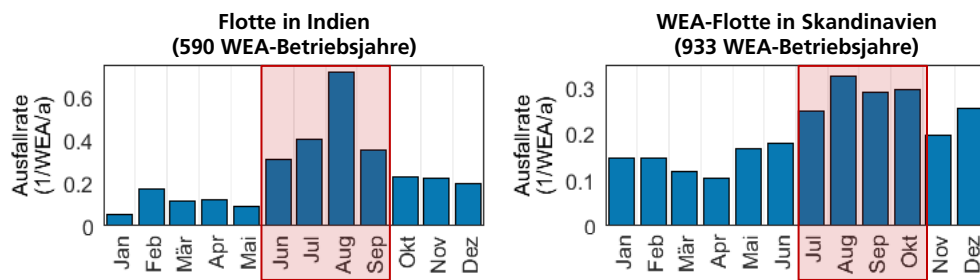


Abbildung 1.3:
Ein Vergleich von
Umrichter-Ausfallraten mit
regionsspezifischen Wind-,
Temperatur- und
Feuchteverhältnissen
deutet auf Feuchtigkeit
und Batauung als wichtige
Einflussfaktoren hin. [1]

Zu den vermuteten Wirkmechanismen im Umrichtersystem zählen neben betauungsbedingten Kurzschlüssen auch Beeinträchtigungen der Treiberschaltung, Beeinflussung der leistungselektronischen Komponenten und des diese umgebenden Silikonvergusses sowie Isolationsdegradation u.a. an den Stromschienen [1]. Auch im Klimaschrank zeigen Leistungshalbleitermodule (kurz: Leistungsmodule) unter Feuchteeinfluss und bei hoher relativer Sperrspannungsbelastung von über 65% eine starke Degradation [28] – ein Effekt, der durch den bei Leistungsmodulen üblichen H3TRB-Test (1000h-Test bei einer Temperatur von 85°C, einer relativen Luftfeuchtigkeit von 85% und einer Sperrspannung von 80V) allerdings nur in unzureichendem Maße erfasst wird. Versuche des Projektpartners IALB haben gezeigt, dass unter Betriebsspannung Feuchtigkeit am Leistungshalbleiter-Chip selbst innerhalb kürzester Zeit aufgrund von elektrochemischer Migration oder Aluminium-Korrosionseffekten zum Ausfall führt.

Trotz der in Vorarbeiten bei Infineon [29] entstandenen Modelle für Feuchtediffusionseffekte im Silikonverguss sind viele Effekte innerhalb des Moduls, wie z.B. Feuchtetransport entlang der Grenzflächen zwischen Silikonverguss und dem die Leistungshalbleiter-Chips tragenden Keramiksubstrat, noch nicht ausreichend erforscht. Ein vollständiges Abdichten von Umrichtermodulen ist nicht möglich, da jedes Kunststoff-Modulgehäuse – selbst bei Wasserdichtigkeit – nicht gänzlich dampfdicht ist und somit eine gewisse Menge an Wasser in gasförmigem Zustand durchlässt bzw. aufnimmt. Das Eindringen der Feuchtigkeit in den Silikonverguss und damit die direkte Umgebung der Leistungshalbleiter kann bisher nicht direkt gemessen bzw. detektiert werden. Es fehlt eine geeignete, auch im elektrisch belasteten Zustand einsetzbare Sensorik.

Messtechnisch mit handelsüblicher Sensorik erfassbar, aber dennoch weitgehend unbekannt sind darüber hinaus auch die Feuchte- und Temperaturverhältnisse im Umrichterschaltschrank und ihre Abhängigkeit von Umgebungsbedingungen und Betriebspunkten der WEA sowie von den systemspezifischen Gegebenheiten. Eine Vermessung dieser Größen an unterschiedlichsten WEA-Typen und -Standorten sowie ein vertieftes Verständnis der Mechanismen und Prozesse von Feuchtigkeitstransport und -speicherung auf Systemebene sind wesentliche Schritte, um Design und Betriebsbedingungen der Umrichter den windanwendungsspezifischen Anforderungen weiter anzupassen.

Neben Feuchtigkeit und Kondensation sind zahlreiche Umrichterausfälle in WEA auf Übertemperatur aufgrund von Fehlfunktionen des Kühlsystems zurückzuführen, bspw. durch Lüfterdefekte, Kühlwasserverlust oder Luftblasen im Kühlkreislauf [1]. Dies ist u.a. dadurch bedingt, dass Temperaturverteilungen in den Umrichtern bislang messtechnisch nur unzureichend, da lediglich punktuell (Bodenplatte Leistungsmodul, CPU-Board) erfasst werden. Darüber hinaus gibt es Hinweise darauf, dass Umwelteinflüsse wie Salz, Staub oder korrosive Gase – wiederum gerade in Kombination mit Feuchtigkeit – Umrichterausfälle in WEA begünstigen [1, 27].

Gemäß Kenntnisstand der Antragsteller existieren keinerlei Schutzrechte, die ein Hindernis für die Durchführung des ReCoWind-Vorhabens darstellen oder eine spätere Verwertung der Ergebnisse einschränken könnten.

1.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Die Messkampagne zur Erfassung der elektrischen Betriebsbedingungen von WEA-Umrichtern wurde gemeinsam mit der Windwärts Schliekum GmbH & Co. Zweite Betreiber KG außerhalb des Projektkonsortiums realisiert. Ein besonderer Dank gilt demnach der Windwärts Schliekum GmbH & Co. Zweite Betreiber KG für die erfolgreiche Zusammenarbeit und dem Geschäftsführer Steffen Schwagerus für das besondere Engagement.

2 Eingehende Darstellung der Projektinhalte und Ergebnisse

Im Folgenden werden die Inhalte und Ergebnisse der fachlichen Arbeitspakete AP1 bis AP7 vorgestellt.

2.1 AP1 Ermittlung ausfallkritischer Einflussfaktoren im Feld, Ausfallursachenanalyse

Fraunhofer IWES

2.1.1 Zielsetzung des Arbeitspakets

Die Zielsetzung des Arbeitspakets lag in der Ermittlung bzw. weiteren Eingrenzung der Ursachen und relevanten Einflussfaktoren der häufigen Frequenzumrichter-Ausfälle in Windenergieanlagen. Die felderfahrungs-basierte Ausfallursachenanalyse gliedert sich in umfassende Analysen von Felddaten, die Auswertung von Schadensanalysen von defekten Komponenten sowie Feldmessungen auf fehlerauffälligen Anlagen.

Folgende Schwerpunkte wurden für das Arbeitspaket 1 formuliert:

- Zusammentragen der Informationen und Erfahrungen aller Partner
- Vervollständigung der Datenbasis von umrichterspezifischen Ausfalldaten und Betriebsdaten aus dem Feld (d.h. ohne zusätzliche Instrumentierung in Windparks anfallende Ereignis- und Betriebsdaten)
- Ausbau der Methoden zur statistischen Datenanalyse zum Zweck des maximalen Erkenntnisgewinns aus den verfügbaren Felddaten
- Ableitung von Zuverlässigkeitsmodellen
- zielgerichtete Feldmessungen und Auswertung von Post-Mortem-Analyse-Ergebnissen zur Stützung der Ausfallursachenklärung
- Auswertung der Ergebnisse mit allen Partnern und Bewertung aus den unterschiedlichen Erfahrungen und Perspektiven der Partner

2.1.2 Datengrundlage

Für die felderfahrungs-basierte Ausfallursachenanalyse wurden von den Projektpartnern umfassende Felddaten zur Verfügung gestellt, am IWES zusammengeführt und zur weiteren Analyse aufbereitet worden sind.

Die zur Verfügung gestellten Felddaten beinhalten

- Stammdaten, d.h. Informationen zu allen WEA, von denen Felddaten bereitgestellt wurden, beispielsweise Angaben über WEA-ID, WEA-Typ, WEA-Nennleistung, WEA-Inbetriebnahme, Standortkoordinaten und umrichterspezifische Informationen
- Instandhaltungsdaten, d.h. Service- und Reparaturprotokolle, Einsatzberichte, Rechnungsdaten (in Form teils auf Einsätze am Hauptumrichter beschränkter, teils Arbeiten an sämtlichen WEA-Komponenten umfassender Dokumente)
- Betriebsdaten aus dem SCADA-System: Zeitreihen in Form von SCADA-Daten (überwiegend in 10min-Auflösung) sowie Statusmeldungen und Eventlogs (SCADA-Statuslogs)

Im Anschluss an die Bereitstellung wurden die unterschiedlichen Datensätze aufbereitet, um eine programmbasierte Auswertung zu ermöglichen. Die erforderlichen Schritte zur

Datenaufbereitung umfassen den Import in geeignete Formate, die Kategorisierung (hinsichtlich der Ereignisse und hinsichtlich der betroffenen Komponenten), die Strukturierung und die Vereinheitlichung der Datensätze sowie die Bereinigung von Datenfehlern. Die Schritte der Datenaufbereitung werden von der Art der Daten bestimmt und werden im Folgenden nach Datentyp eingehender beschrieben.

Aufbereitung der Instandhaltungsdaten

Als Ausfall wird im vorliegenden Bericht ein zum Anlagenstillstand führender Fehler betrachtet, der nicht aus der Ferne (bspw. durch Zurücksetzen) behebbar war, sondern einen Einsatz an der Anlage erfordert hat, und für dessen Behebung Material bzw. Ersatzteile verbraucht worden sind. Durch Reinigung, Nachziehen von Schraubverbindungen o.ä. behobene Fehler sowie als solche erkennbare präventive Maßnahmen werden somit nicht als reparaturbedürftiger Schaden gezählt. Sind mehrere Einsätze zur Behebung desselben technischen Problems erforderlich gewesen, wird der Fall als ein einziges Ausfallereignis betrachtet.

Aus den verfügbaren Instandhaltungs- und Betriebsdaten wurde ermittelt, zu welchem Zeitpunkt auf welcher WEA ein Ausfall in der Umrichterschaltanlage aufgetreten ist und welche Komponenten hiervon betroffen bzw. auszutauschen gewesen sind (Kategorisierung). Zur Kategorisierung von betroffenen Komponenten wurde das Kennzeichnungssystem RDS-PP herangezogen [30]. Tabelle 2.1 fasst die zur Analyse der Umrichterschaltanlage verwendeten Komponentenkategorien zusammen.

Komponentenbezeichnung	RDS-PP-Code	Bezeichnung gemäß RDS-PP
Phasenmodul (d.h. Leistungshalbleitermodule und ihre Treiberboards, Zwischenkreis-Kondensatoren und -verschienung)	MSE10	Converter System Overall, Umrichtung übergeordnet (Kompaktumrichtersystem)
- (netzseitiger Teilumrichter; Zuordnung zu Phasenmodul, da bisher keine Unterscheidung zwischen netz- und generatorseitigen Ausfällen)	MSE20	Rectification System General, Gleichrichtereinheit
- (generatorseitiger Teilumrichter; Zuordnung zu Phasenmodul, s.o.)	MSE30	Inverter System General, Wechselrichtereinheit
Umrichter-Steuerung	MSE10 KF001	Control System Converter System Overall, Steuerung Umrichter übergeordnet
Umrichter-Kühlsystem	MSE40	Heating/Cooling Converter Systems, Heiz-/Kühlsystem Umrichtung
Sonstige Umrichterkomponenten (für alle nicht von den o.g. Kategorien abgedeckten Komponenten)	-	-

Tabelle 2.1:
Darstellung der umrichterspezifischen Komponentenkategorien und ihrer Bezeichnung gemäß Kennzeichnungssystem RDS-PP [30]

Soweit es möglich war, wurde bei der Aufbereitung von Instandhaltungsdaten eine weitere Differenzierung im Hinblick auf Einsätze am Umrichter vorgenommen. Einige Teildatensätze enthalten neben der Information über Ausfallereignisse auch Informationen darüber, wann eine Wartung, eine Fehlersuche oder ähnliche Arbeiten

am Umrichter stattgefunden hat. Letztere sind als anderweitige Downtime-Events zusammengefasst worden.

Aufbereitung der Betriebsdaten

Die zur Verfügung gestellten Daten aus dem SCADA-System, d.h. SCADA-10min-Daten und SCADA-Statuslogs, wurden in ein einheitliches Format gebracht. Die uneinheitliche, vom Datenbereitsteller und Anlagentyp abhängige Signalbenennung in den SCADA-10min-Daten wurde dabei in eine auf IEC 61400-25-2 [31] basierende Nomenklatur überführt.

Aufbereitung und Vervollständigung der Stammdaten

Zur tiefergehenden Analyse von potenziellen Einflussfaktoren zur Umrichterzuverlässigkeit wurden Informationen zum Umrichtersystem recherchiert sowie mithilfe des Konsortiums ermittelt. Diese vom WEA-Typ abhängigen Informationen umfassen beispielsweise die Position des Umrichtersystems in der Anlage, das Kühlsystem des Umrichters oder die Umrichter-Nennleistung.

Um in weiterführenden Auswertungen den potenziellen Einfluss des WEA-Standorts in unterschiedlichen Klimazonen berücksichtigen zu können und hierüber bspw. eine vertiefte Analyse des Einflusses von WEA-Umgebungstemperatur und -feuchte auf Phasenmodul-Ausfälle zu ermöglichen, sind die Standortkoordinaten für sämtliche WEA recherchiert worden, zu denen Felddaten vorliegen. Für über 90% der WEA konnten die Standortkoordinaten ermittelt werden.

Der im Rahmen von ReCoWind erreichte beachtliche Stand der Felddatenerhebung ist in Tabelle 2.2 nach Datentyp zusammengefasst.

Umrichterspezifische Ausfalldaten	SCADA-10min-Daten	SCADA-Statuslogs
10.523 WEA, 22.342 WEA-Betriebsjahre	1.682 WEA, 9.224 WEA-Betriebsjahre	1.794 WEA, 9.206 WEA-Betriebsjahre

Tabelle 2.2:
Im Rahmen von ReCoWind bereitgestellte und / oder aufbereitete Felddaten

Mit dem mehr als 22.000 WEA-Betriebsjahren umfassenden Ausfalldatensatz von insgesamt mehr als 10.500 WEA unterschiedlichster Hersteller bzw. Typen und Betriebsalter an Onshore- und Offshore-Standorten auf fünf Kontinenten konnte dabei eine weltweit einzigartige umrichterspezifische Felddatensammlung erreicht werden. Tabelle 2.3 fasst die Ausfalldaten und Informationen zu den zugrundeliegenden WEA zusammen.

Umrichterspezifische Ausfalldaten aus dem Zeitraum	2003 - 2020
Jahr der WEA-Inbetriebnahme	1996 - 2020
ausgewerteter Datensatz umfasst Anlagen der Hersteller	DeWind, Enercon, Fuhrlander, Gamesa, General Electric, Kenersys, Nordex, Senvion, Suzlon, Siemens, Vestas
Standorte	Onshore- und Offshore-Standorte in Europa, Asien, Australien, Nordamerika und Südamerika
WEA-Nennleistung	500 bis 6250 kW

Tabelle 2.3:
Umrichterspezifische Ausfalldaten und Informationen der zugrundeliegenden WEA

Darüber hinaus zeigt Abbildung 2.1 die Verteilung der Inbetriebnahme-Jahre sowie die Standorte der ausgewerteten WEA. Hervorzuheben ist dabei besonders der große Anteil von 2011 oder später in Betrieb genommenen WEA, durch den gewährleistet ist, dass die Ergebnisse der Felddatenanalysen nicht von heute überholter Anlagentechnik bestimmt sind, sondern auf aktuellen Daten und Technologien beruhen.

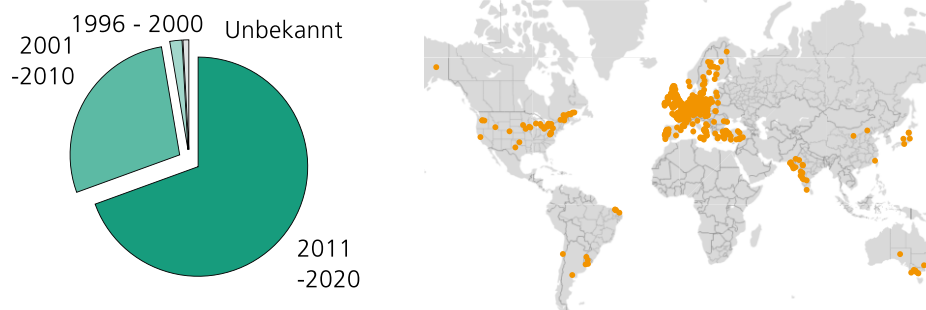


Abbildung 2.1:
Verteilung der Jahre der
WEA-Inbetriebnahme
(links), Übersicht über
WEA-Standorte (rechts)

Umgebungsklimadaten

Eine umfassende Recherche ist erfolgt, welche Quellen für standortspezifische Wind-, Temperatur- und Feuchtezeitreihen herangezogen werden können. Unter Nutzung von Feldmessdaten, die Temperatur- und Feuchtemessdaten teils aus dem Inneren, teils aus der Umgebung von WEA umfassen (vgl. AP2), ist die Eignung der unterschiedlichen Wind- und Klimadatenquellen bewertet worden. Auf Basis dieses Vorgehens wurden die Reanalyse-Daten der ERA5-Datenbank [32] als am besten geeignete Datenquelle ausgewählt. Diese Datenbank umfasst berechnete meteorologische Parameter in verschiedenen Höhen wie Lufttemperatur, Luftdruck, Wind und Luftfeuchtigkeit in einer stündlichen zeitlichen Auflösung und einer räumlichen Auflösung von ca. 30 km für weltweite Standorte. Für sämtliche ermittelten Standorte von WEA, zu denen dem IWES Felddaten vorliegen, ist demnach die Beschaffung und Aufbereitung der ERA5-Datensätze erfolgt, um insbesondere den Effekt von Wind-, Temperatur- und Feuchteverhältnissen auf Phasenmodul-Ausfälle differenzierter untersuchen zu können.

Um im ersten Schritt konstante charakteristische Größen für die standortspezifischen Umgebungsbedingungen einbeziehen zu können, wurde eine mittlere Temperatur bzw. mittlere absolute Feuchte aus den ERA5-Daten ermittelt. Als Zeitraum für die Mittelwertbildung wurde zum Zweck der Vergleichbarkeit zwischen den Standorten der gesamte die Betriebsphasen der Anlagen des Datensatzes umfassende Zeitraum 1995-2020 gewählt. Abbildung 2.2 zeigt die resultierenden Mittelwerte von Temperatur und absoluter Feuchte an den WEA-Standorten, zu denen Felddaten vorliegen. Sie verdeutlicht das ausgesprochen breite Spektrum klimatischer Umgebungsbedingungen, in denen die im Felddatenbestand repräsentierten WEA betrieben werden.

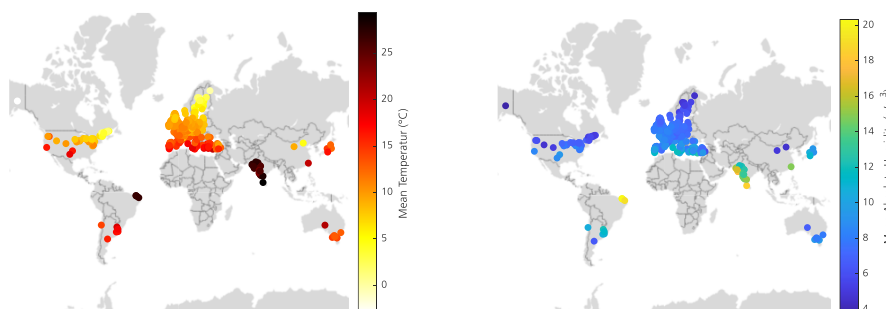


Abbildung 2.2:
Mittlere Temperatur (links)
und mittlere absolute
Feuchte (rechts) an WEA-
Standorten, zu denen
Felddaten vorliegen

Leistungskurven

Für den Großteil der Anlagen, zu denen umrichterspezifische Ausfalldaten vorliegen, mangelt es an zugehörigen SCADA-Betriebsdaten. Um die Auslastung einer Anlage an einem Standort in Analysen dennoch einbeziehen zu können, wurden die Wirkleistungszeitreihen approximiert. Zur Berechnung sind standortspezifische Windgeschwindigkeitszeitreihen aus dem ERA5-Datenbestand mit den WEA-Typ-abhängigen Leistungskurven kombiniert worden. Dazu sind für alle 90 im Datenbestand insgesamt vorliegenden WEA-Typen von 14 verschiedenen Anlagenherstellern die Leistungskurven recherchiert und zur skriptbasierten Auswertung aufbereitet worden.

Erschließung weiterer ergänzender Informationen und Datensätze

Zur Ermittlung des potenziellen Einflusses des Umgebungsklimas wurde zunächst die Klimaklassifikation nach Köppen herangezogen [33]. Für sämtliche WEA-Standorte, zu denen Felddaten vorliegen, ist die Klassifikation erfolgt. Die Klimaklassifikation nach Köppen wurde im Projektverlauf durch exaktere numerische Werte des ERA5-Datensatzes ersetzt.

In IWES-Vorarbeiten hat es in der Analyse von defekten Umrichtermodulen vereinzelt Hinweise auf Salzspuren gegeben [1, 34]. Um in weiterführenden Auswertungen den potenziellen Einfluss der Salzexposition untersuchen zu können, ist eine umfassende Recherche nach geeigneten Quellen für standortspezifische Salzexposition der Windenergieanlagen erfolgt. Eine geeignete Quelle stellen die Reanalyse-Daten des MACC II (Monitoring Atmospheric Composition & Climate) dar, die die berechnete langfristige Konzentration von Meersalzaerosolen in der Atmosphäre mit einer globalen Abdeckung bereitstellt [35]. Dem IWES sind vonseiten der Universität Freiburg und des Fraunhofer ISE freundlicherweise aus diesen Reanalyse-Daten abgeleitete georeferenzierte Salzgehaltskarten zur Verfügung gestellt worden, die auf einer Mittelung über einen 10-Jahres-Zeitraum (Januar 2003 - Dezember 2012) basieren. Es ist zu beachten, dass der Berechnungsansatz auf die großräumigen und langfristigen Emissions- und Transportprozesse für Meersalzaerosole beschränkt ist. Sehr kleinräumige Prozesse und entsprechende Gradienten, wie sie speziell im unmittelbaren Küstenbereich zu erwarten sind, werden nicht abgebildet, da sie sich sowohl räumlich als auch zeitlich deutlich unterhalb der verwendeten Auflösung abspielen.

Mithilfe der WEA-Standortkoordinaten wurde zur Charakterisierung der Salzexposition der Salzgehalt in der WEA-Umgebungsluft, d.h. die Meersalz-Trockenmasse je m³, für jeden WEA- bzw. Windparkstandort bestimmt und in weiterführenden Analysen berücksichtigt (siehe Abbildung 2.3).

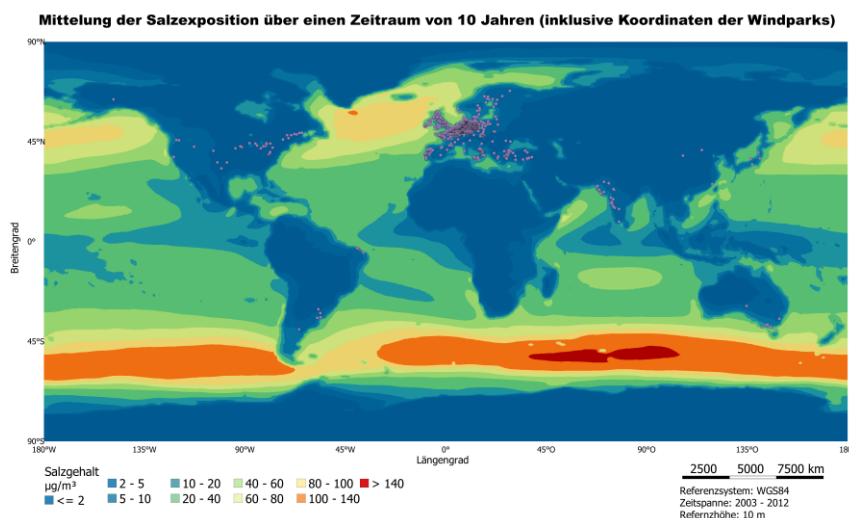


Abbildung 2.3:
Karte des mittleren Salzgehalts der Luft basierend auf Reanalyse-Daten des MACC-II-Projekts (Quelle: Universität Freiburg, Fraunhofer ISE)

Im Projektverlauf waren die Ergebnisse bei Einbezug der Salzexposition nicht eindeutig interpretierbar, sodass diese Größe nicht weiter betrachtet wurde.

2.1.3 Analysemethoden

Approximation von Wirkleistungszeitreihen

Wie bereits in Abschnitt 2.1.2 benannt, sind für den Großteil der Anlagen, zu denen umrichterspezifische Ausfalldaten vorliegen, keine zugehörigen Betriebsdaten verfügbar. Um die elektrische Auslastung einer spezifischen Anlage an einem spezifischen Standort dennoch charakterisieren und in Analysen einbeziehen zu können, ist die Approximation von Wirkleistungszeitreihen erfolgt. Die Berechnung dieser Proxy-Variable erfolgt auf Basis der WEA-Typ-abhängigen Leistungskurve sowie der standortspezifischen Windzeitreihen aus der ERA5-Datensätzen.

Gemäß der Leistungskurve, die die Windgeschwindigkeit in Beziehung zur Wirkleistung einer WEA setzt, werden aus den ERA5-Windgeschwindigkeitszeitreihen skriptbasiert Wirkleistungszeitreihen berechnet. Da Leistungskurven lediglich mit einer Auflösung von 1 m/s oder 0,5 m/s verfügbar sind, wird eine lineare Interpolation verwendet, die sich für diesen Anwendungsfall als ausreichend erwiesen hat. Werte unterhalb der Einschaltwindgeschwindigkeit (typischerweise zwischen 3 und 5 m/s) und oberhalb der Ausschaltwindgeschwindigkeit werden zu Null gesetzt.

Zu beachten ist, dass die approximierten Wirkungszeitreihen keine Stillstandzeiten, keine Vorgänge zur Abregelung der Stromeinspeisung und keine Windpark-bedingten Effekte wie Abschattung auf die Wirkleistungserzeugung berücksichtigen und demnach mit Unsicherheiten behaftet sind. Zur Validierung der Methodik und Abschätzung des Fehlers sind sämtliche Anlagen herangezogen worden, zu denen Betriebsdaten und damit Zeitreihen der tatsächlich eingespeisten Wirkleistung vorliegen. Insgesamt umfassen diese 1500 verschiedene Datensätze von unterschiedlichen WEA-Typen und Standorten. Die Genauigkeit der approximierten Zeitreihen ist zum Zweck der hier anvisierten Analysen zur Charakterisierung der elektrischen Belastung am jeweiligen WEA-Standort angemessen.

Um in den Analysen im ersten Schritt einen konstanten Wert zur Charakterisierung der mittleren elektrischen Belastung einbeziehen zu können, ist basierend auf den approximierten Wirkleistungszeitreihen ein mittlerer Kapazitätsfaktor cf berechnet worden. Der Kapazitätsfaktor cf ist als Quotient aus der mittleren eingespeisten Wirkleistung (P_{mean}) und der Anlagen-Nennleistung (P_{rated}) definiert:

$$cf = \frac{P_{\text{mean}}}{P_{\text{rated}}} \quad \text{Gleichung 2.1}$$

Dies entspricht dem Quotienten aus der während eines bestimmten Zeitraums eingespeisten elektrischen Energie und dem potenziellen Energieertrag in diesem Zeitraum, der sich bei durchgängigem Anlagenbetrieb bei Nennleistung ergeben hätte. Für die Berechnung des mittleren Kapazitätsfaktors sind ERA5-Daten aus dem Zeitraum von 1995-2020 zugrunde gelegt worden. Es sind lediglich Vielfache von Ganzjahreszeiträumen einbezogen worden, um eine aus der saisonalen Schwankung der Windgeschwindigkeit resultierende Beeinflussung der cf -Werte zu vermeiden.

Die Vorgehensweise bei der Implementierung ist in Abbildung 2.4 dargestellt.

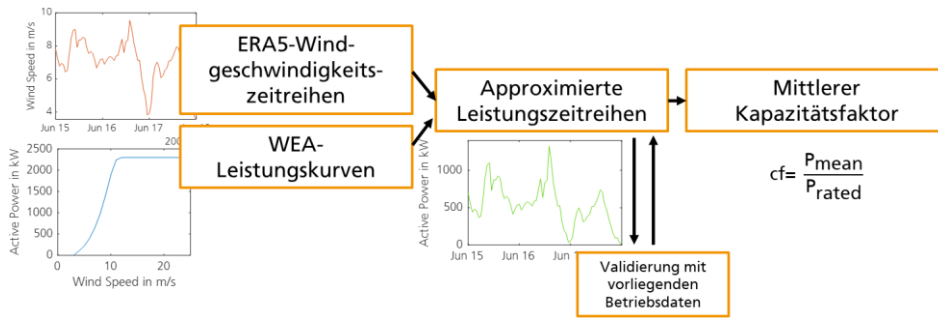


Abbildung 2.4:
Veranschaulichung der Vorgehensweise zur Approximation von Wirkleistungszeitreihen und dem darauf basierenden mittleren Kapazitätsfaktor cf

Abbildung 2.5 zeigt die resultierenden mittleren Kapazitätsfaktor-Werte der WEA, zu denen Felddaten vorliegen. Auch hier ist erkennbar, dass die untersuchten WEA einen breiten Wertebereich abdecken.

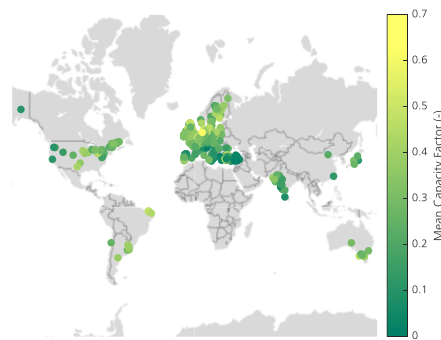


Abbildung 2.5:
Mittlerer Kapazitätsfaktor der WEA, zu denen Felddaten vorliegen

Mittlere Ausfallraten

Mittlere Ausfallraten sind ein verbreitetes Maß zur Beschreibung der Zuverlässigkeit eines Bauteils oder Systems. Insbesondere kann dieses auch bei unbekannte Betriebsalter herangezogen werden.

Die mittlere Ausfallrate einer Komponente errechnet sich gemäß:

$$f = \frac{\sum_{i=1}^I N_i}{\sum_{i=1}^I X_i \cdot T_i} = \frac{N}{T} \quad \text{Gleichung 2.2}$$

Hierin beschreibt N_i die Anzahl der Ausfälle der interessierenden Komponente im Zeitintervall i , X_i die Anzahl der in diesem Zeitintervall berücksichtigten WEA und T_i die Dauer des Zeitintervalls. Die mittlere Ausfallrate entspricht somit dem Quotienten aus der Summe aller Ausfälle N und der Gesamtzahl ausgewerteter WEA-Betriebsjahre T und wird im Rahmen dieses Berichts durchgängig in Ausfällen je WEA und Jahr angegeben.

Da die Aussagekraft bzw. Unsicherheit der auf diese Weise empirisch ermittelten Ausfallrate stark vom Umfang der ausgewerteten Daten abhängig ist, wird im Folgenden zudem das gemäß [36] für zeitzensurierte Daten durch

$$\left[\frac{\chi^2\left(\frac{\alpha}{2}, 2N\right)}{2T}, \frac{\chi^2\left(1 - \frac{\alpha}{2}, 2N + 2\right)}{2T} \right] \quad \text{Gleichung 2.3}$$

definierte Konfidenzintervall zur mittleren Ausfallrate angegeben. In dieser Berechnungsvorschrift bezeichnet $\chi^2(\alpha/2, 2N)$ das $(\alpha/2)$ -Quantil der χ^2 -Verteilung mit $2N$ Freiheitsgraden. Einem Konfidenzniveau von $(1-\alpha)$ mit $\alpha=0,1$ entsprechend werden die Ausfallraten in diesem Bericht mit dem 90%-Konfidenzintervall angegeben.

Ermittlung ausfallrelevanter Einflussfaktoren mittels Regressionsmodellen

Umrichter in Windenergielagen unterscheiden sich durch Systemdesign-bedingte Faktoren, wie beispielsweise in ihrer Position in der Anlage, in der Umrichter-Nennleistung oder der Netzform. Gleichzeitig sind Umrichter im Feld unterschiedlichen Umgebungs- und Betriebsbedingungen ausgesetzt.

Die im Folgenden präsentierte Methodik widmet sich der Fragestellung, welche dieser potenziellen Einflussfaktoren (sogenannter Kovariablen) einen signifikanten Effekt auf die Umrichterzuverlässigkeit haben. Dies erfolgt mathematisch mithilfe von Regressionsmodellen.

Die mathematische Zuverlässigkeitstheorie unterscheidet zwischen nicht-reparierbaren und reparierbaren Systemen. Im Folgenden werden beide Modellierungsansätze vorgestellt und verwendet.

Regressionsmodelle für Lebensdauern bzw. nicht-reparierbare Systeme

Im Folgenden wird zur Charakterisierung der Zuverlässigkeit bzw. als Zielvariable die Lebensdauer verwendet. Die Lebensdauer stellt die Zeitspanne ab der Inbetriebnahme der Komponente bis zum Eintreten des Ausfalls dar oder, wenn es sich im Falle ausfallfreier Komponenten um eine zensurierte Beobachtung handelt, ab der Inbetriebnahme bis zum Aufzeichnungsende der zur Verfügung stehenden Ausfalldaten.

Um den Effekt von designbedingten und standortspezifischen Kovariablen zu untersuchen, wird die Variation der Lebensdauern zu den Kovariablen über ein *Weibull-Proportional-Hazards-Modell* in Beziehung gesetzt [37]:

$$h(t) = z \cdot h_0(t) \exp(\beta_1 x_1 + \dots + \beta_n x_n) \quad \text{Gleichung 2.4}$$

Dabei beschreibt $h_0(t)$ die Baseline-Funktion, x ist der Kovariablen-Vektor und β ist der Vektor von Vorfaktoren zu den Kovariablen. Bei dem Modell wird angenommen, die Lebensdauern folgen einer Weibull-Verteilung, sodass die Baseline-Funktion die parametrische Form

$$h_0(t) = \left(\frac{b}{a}\right) \left(\frac{t}{a}\right)^{b-1} \quad \text{Gleichung 2.5}$$

annimmt. Hierin bezeichnen $a>0$ den Skalenparameter und $b>0$ den Formparameter der Weibull-Verteilung.

Neben beobachtbaren Unterschieden kann es weitere Unterschiede geben, die nicht gemessen wurden oder deren Informationen nicht verfügbar sind. Um diese unbeobachtete Heterogenität zu berücksichtigen, enthält das Modell einen zusätzlichen multiplikativen Frailty-Term z [37]. Dabei wird angenommen, dass jede berücksichtigte WEA einen individuellen Frailty-Wert hat und durch den Frailty-Term z modelliert wird. Der Frailty-Term z kann als Effekt einer unbeobachteten Kovariablen interpretiert werden. Die häufigste Wahl der Frailty-Verteilung ist die Gamma-Verteilung, die auf den Mittelwert 1 und die Varianz θ skaliert ist. Diese wird auch im Folgenden verwendet.

Die Schätzung aller Parameter $a, b, \beta_1, \dots, \beta_n, \theta$ erfolgt mittels der Maximum-Likelihood-Methode. Die Ermittlung, ob eine Kovariable einen signifikanten Effekt auf die Hazard-

Rate hat, basiert auf dem Likelihood-Ratio-Test. Eine ausführliche Beschreibung des Likelihood-Ratio-Tests findet sich bspw. in [38].

Regressionsmodelle für reparierbare Systeme

Bei der Lebensdauer-Regression wird nur der Zeitraum bis zum ersten Phasenmodul-Ausfall berücksichtigt und die darauffolgenden Ausfälle werden vernachlässigt. Denn entscheidend für die Anwendbarkeit dieses im vorigen Abschnitt erläuterten Modells ist, dass das Komponentenalter zum Ausfall bzw. Beobachtungsende bekannt ist.

In der Praxis erfolgt i.d.R. nach einem Ausfall eine Reparatur, sodass eine Erweiterung des Modells dahingehend erstrebenswert ist, auch die nach dem ersten Ausfall folgenden Ausfälle zu berücksichtigen.

Zur Ableitung eines mathematischen Modells werden folgende Annahmen gemacht:

- Phasenmodul-Ausfälle sind wiederholbare Ereignisse, die gezählt werden können.
- Zeiten zwischen den Phasenmodul-Ausfällen sind nicht voneinander unabhängig, sondern Zeiten zwischen Ausfällen hängen voneinander ab und werden kürzer oder länger.
- Betrachtet wird nicht mehr das Phasenmodul als Komponente, sondern der Umrichter als reparierbares System.
- Das System ist nach der Reparatur in demselben Zustand wie kurz vor dem Ausfall.

Im Folgenden werden zur Charakterisierung der Zuverlässigkeit die Phasenmodul-Ausfälle als wiederkehrende Ereignisse in Form eines Zählprozesses modelliert, im Speziellen als *nicht-homogener Poisson-Prozess* (NHPP). In diesem Fall wird die Intensitätsrate, mit der ein Zählprozess definiert wird, in Beziehung gesetzt zu den designbedingten und standortspezifischen Kovariablen [39]:

$$\lambda(t) = z \lambda_0(t) \exp(\beta_1 x_1 + \dots + \beta_n x_n) \quad \text{Gleichung 2.6}$$

Die Intensitätsrate beschreibt die Rate, mit der Ausfälle im Verlauf der Zeit eintreten. Für dieses Modell wird für die Baseline-Intensitätsrate $\lambda_0(t)$ ein *Power-Law-Prozess* angenommen, d.h.

$$\lambda_0(t) = \left(\frac{\delta}{v}\right) \left(\frac{t}{v}\right)^{\delta-1} \quad \text{Gleichung 2.7}$$

mit Skalenparameter $v > 0$ und Formparameter $\delta > 0$.

Neben beobachtbaren Unterschieden kann es auch hier weitere Unterschiede geben, die nicht gemessen wurden oder zu denen keine Informationen verfügbar sind. Um diese unbeobachtete Heterogenität zu berücksichtigen, enthält das Modell einen zusätzlichen multiplikativen sogenannten Frailty-Term z [39]. Wieder wird für die Frailty-Verteilung eine Gamma-Verteilung angenommen, die auf den Mittelwert 1 und die Varianz θ skaliert wird.

Die Schätzung aller Parameter δ , v , β_1 , β_2 , ..., β_n , θ erfolgt mittels der Maximum-Likelihood-Methode. Die Ermittlung, ob eine Kovariable signifikanten Effekt auf die Intensität hat, basiert auch in diesem Fall auf dem Likelihood-Ratio-Test.

Regressionsmodelle mit zeitabhängigen Kovariablen

Um noch genauere standortspezifische Aussagen treffen zu können sowie die Saisonalität von Umgebungsgrößen im Modell mathematisch abbilden zu können, werden im nächsten Schritt Kovariablen, die der Einfachheit halber bislang als gemittelte und somit konstante Größen für die Charakterisierung der standortspezifischen Belastung einbezogen wurden, im nächsten Schritt als Zeitreihen berücksichtigt.

Abbildung 2.6 zeigt für eine beispielhafte WEA diese Vorgehensweise. Anstelle der mittleren absoluten Feuchte (als konstante, über den Beobachtungszeitraum gemittelt einbezogene Größe in grüner Farbe dargestellt) soll im nächsten Schritt die Zeitreihe der absoluten Umgebungsfeuchte aus den ERA5-Daten eingehen. Gleichzeitig sollen zur Beschreibung der elektrischen Belastung anstelle des mittleren Kapazitätsfaktors die Zeitreihen der approximierten normierten Wirkleistungseinspeisung eingehen. Diese Variable geht aus dem Verfahren zur Approximation der eingespeisten Wirkleistung hervor.

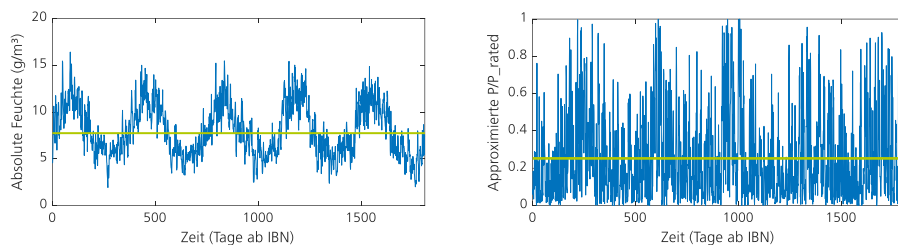


Abbildung 2.6:
Beispielhafte Darstellung von Kovariablen, die als Zeitreihen (blau) vorliegen und zunächst als gemittelte und somit konstante Größen einbezogen worden sind (grün); links: mittlere absolute Feuchte aus ERA5-Daten, rechts: approximierte Wirkleistungseinspeisung

Die Einbindung zeitabhängiger Kovariablen wird im Folgenden am Beispiel der Modellbildung für reparierbare Systeme erläutert. Bei der Modellierung reparierbarer Systeme werden zur Charakterisierung der Zuverlässigkeit die Phasenmodul-Ausfälle als wiederkehrende Ereignisse in Form eines Zählprozesses modelliert, im Speziellen als *nicht-homogener Poisson-Prozess* (NHPP).

Die Intensitätsrate, mit der ein Zählprozess beschrieben wird, wird in Beziehung gesetzt zu zeitabhängigen Kovariablen $x_i(t)$ [40]

$$\lambda(t) = z \lambda_0(t) \exp(\beta_1 x_1(t) + \dots + \beta_n x_n(t)) \quad \text{Gleichung 2.8}$$

Die Intensitätsrate beschreibt die Rate, mit der Ausfälle im Verlauf der Zeit eintreten. Für dieses Modell wird wieder für die Baseline-Intensitätsrate $\lambda_0(t)$ ein *Power-Law-Prozess* angenommen

$$\lambda_0(t) = \left(\frac{\delta}{v}\right) \left(\frac{t}{v}\right)^{\delta-1} \quad \text{Gleichung 2.9}$$

mit Skalenparameter $v > 0$ und Formparameter $\delta > 0$. Wieder wird neben den beobachtbaren Unterschieden auch ein multiplikativer Term z integriert, der die unbeobachtete Heterogenität berücksichtigt.

Die Schätzung aller Parameter δ , v , β_1 , β_2 , ..., β_n , θ erfolgt auch in diesem Fall mittels der Maximum-Likelihood-Methode und die Ermittlung, ob eine Kovariable einen signifikanten Effekt auf die Intensitätsrate hat, mithilfe des Likelihood-Ratio-Tests.

Verfahren zur Variablenselektion

Bei Berücksichtigung bestimmter Kovariablen können andere Kovariablen an Bedeutung verlieren oder umgekehrt. Um Kovariablen zu identifizieren, die einen statistisch signifikanten Effekt auf die Umrichterzuverlässigkeit haben, wird ein Verfahren zur

Variablenselektion angewendet, welches in [37] beschrieben ist. Die Grundidee der Variablenselektion besteht darin, dass es nicht unbedingt eine einzige Optimalkombination von Kovariablen gibt, sondern unterschiedliche Kombinationen von Kovariablen gleich gute Modelle liefern können.

Im ersten Schritt werden eine Reihe von potenziellen Kovariablen aufgestellt, die als gleichwertig betrachtet werden können und für die es a priori keinen inhaltlichen Grund zum Ausschluss gibt. Ausgehend von der Maximum-Likelihood-Schätzung univariater Modelle, bei denen Kovariablen jeweils separat betrachtet werden, kombiniert das Verfahren anschließend Vorwärtsselektion und Rückwärtselimination. Die Kriterien für die Einbeziehung oder den Ausschluss einer Kovariablen beruhen dabei auf Likelihood-Ratio-Tests. Kovariablen, die im Selektionsverfahren eliminiert werden, tragen keine signifikante Information zur Beschreibung der Hazard- oder Intensitätsrate bei Vorhandensein anderer Kovariablen.

2.1.4 Ergebnisse und Diskussion

Mittlere Ausfallraten von Komponenten der Umrichterschaltanlage

Basierend auf der im Rahmen des Projektes erhaltenen Felddatenbasis sind die Ausfallraten für Komponenten der Umrichterschaltanlage sowie die dazugehörigen Konfidenzintervalle ermittelt worden. Für die relevanten Komponentenkategorien sowie das Gesamtsystem Umrichterschaltanlage sind die mittleren Ausfallraten differenziert nach Kühlprinzip in Abbildung 2.7 dargestellt.

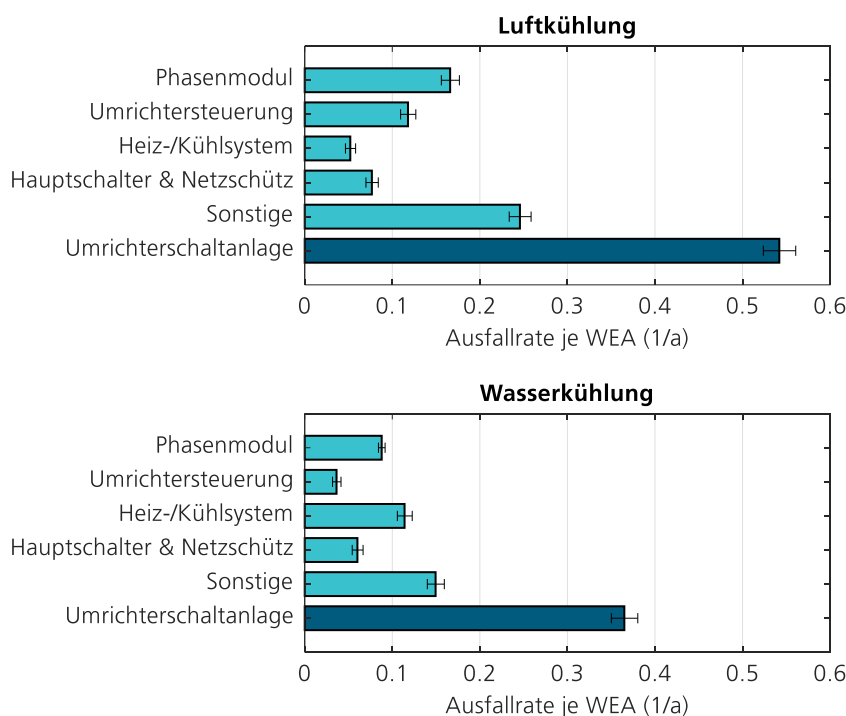


Abbildung 2.7:
Mittlere Umrichter-Ausfallraten von WEA unterschiedlicher Kühlkonzepte im Vergleich: luftgekühlte Umrichter (oben), wassergekühlte Umrichter (unten)

Gemäß Abbildung 2.7 weisen die luftgekühlten Umrichter eine mittlere Ausfallrate der gesamten Umrichterschaltanlage von 0,54 Ausfällen je WEA und Jahr auf. Auf die Komponentenkategorie *Phasenmodul* entfällt bei den luftgekühlten Umrichtern nach wie vor der Großteil der Ausfälle mit einer mittleren Ausfallrate von 0,17 Ausfällen je WEA und Jahr. Bei den wassergekühlten Umrichtern sind im Mittel 0,37 Ausfälle pro WEA und Jahr in der gesamten Umrichterschaltanlage aufgetreten. Hieran haben neben Phasenmodul-Ausfällen insbesondere Ausfälle am Heiz-/Kühlsystem einen hohen Anteil. Die Ergebnisse sind in [41] veröffentlicht worden.

Analyse anderweitiger Downtime-Events der Umrichterschaltanlage

Die im Folgenden dargestellte Analyse zielt darauf ab, einen Einblick zu gewinnen, wie häufig Windenergieanlagen aufgrund von Einsätzen am Frequenzumrichter stillstehen, ohne dass ein Komponentenaustausch stattfindet. Dazu wurde eine Einsatzdatenklassifizierung durchgeführt, die zwischen reparaturbedürftigen Ausfällen von Komponenten und anderweitigen Downtime-Events unterscheidet. Während ein Ausfall in der Regel einen Komponententausch nach sich zieht, umfasst ein anderweitiges Downtime-Event zum Beispiel Einsätze zur Wartung, insbesondere zur Reinigung von Komponenten der Umrichterschaltanlage oder zur Fehlersuche.

Basierend auf einem 5440 WEA-Betriebsjahre umfassenden Teildatensatz wurde eine Ausfallrate der gesamten Umrichterschaltanlage von 0,40 Ausfällen je WEA und Jahr ermittelt. Die Analyse anderweitiger Downtime-Events der Umrichterschaltanlage für den gleichen Datensatz zeigte eine Häufigkeit von 1,49 anderweitigen Downtime-Events je WEA und Jahr (vgl. Abbildung 2.8). Somit stand eine WEA im Mittel pro Jahr rund 3,7-mal so häufig still aufgrund von anderweitigen Downtime-Events der Umrichterschaltanlage wie aufgrund von Umrichter-Ausfällen.

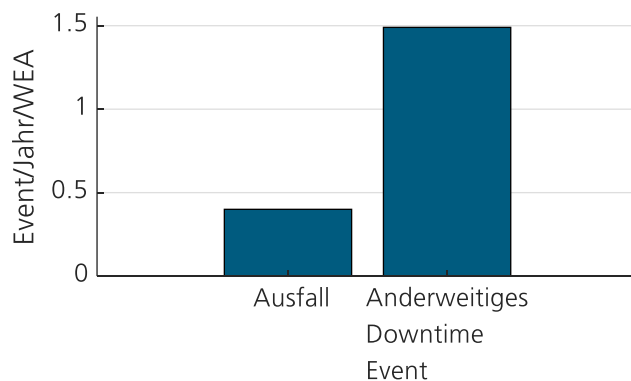


Abbildung 2.8:
Darstellung der mittleren Ausfallrate und Häufigkeit anderweitiger Downtime-Events für einen Teildatensatz im Vergleich

Diese Ergebnisse lassen Optimierungspotenzial in der heutigen Instandhaltungspraxis erkennen. Es ist zu erwarten, dass sich insbesondere die Häufigkeit von Downtime-Events aufgrund von Fehlersuche durch verbesserte Informationen über die Umrichterstörung bzw. den Umrichterschaden reduzieren ließen. Häufig ist vor dem Einsatz unklar, welche Umrichter-Komponente reparaturbedürftig ist. Somit muss vor Ort eine Fehlersuche durchgeführt werden und nicht selten ist ein entsprechendes Ersatzteil nicht mit zur WEA genommen worden. Solche bereits an Onshore-Standorten ungünstigen, erst recht jedoch an Offshore-Standorten ertragsmindernden Situationen ließen sich durch Zugang zu Detailinformationen über die Art der Störung, zum Beispiel durch Auskopplung von Fehlermeldungen aus der Umrichtersteuerung wie sie in der im Abschnitt 2.2.3 beschriebenen Messkampagne erprobt wurde, reduzieren.

Betriebshistorie in längeren Zeiträumen vor Phasenmodul-Ausfällen

Die nun im Folgenden dargestellten Auswertungen und Ergebnisse beinhalten ausschließlich Ausfallereignisse der Umrichterkomponente „Phasenmodul“, welche die IGBT-Module mit ihren Gate-Treiberboards, die Zwischenkreiskondensatoren und -verschaltung umfasst. Diese Kategorie hat sich im Rahmen von IWES-Vorarbeiten ([1, 14, 34]) hinsichtlich der Ausfallraten und Reparaturkosten als relevanteste Umrichterkomponente herausgestellt (vgl. Abschnitt 1.4) und die Arbeiten in ReCoWind konzentrierten sich auf diese Komponentenkategorie.

IWES-Vorarbeiten haben sich u.a. auch der Fragestellung gewidmet, aus welchem Betriebspunkt bzw. Anlagenzustand heraus die Phasenmodul-Ausfälle aufgetreten sind (vgl. [1, 2]). Für diese kombinierte Analyse ist eine Datengrundlage von Ausfall- und Betriebsdaten erforderlich. Eine sich in diesen Zusammenhang ergebende, über die

Betrachtung der Verhältnisse unmittelbar vor dem Ausfallereignis hinausgehende Fragestellung ist, ob es eine Systematik im zeitlichen Verlauf von Betriebsdatensignalen in einem längeren Zeitfenster vor Phasenmodul-Ausfällen gibt. Zu diesem Zweck werden nicht mehr ausschließlich die Betriebsbedingungen unmittelbar vor dem Ausfallereignis einbezogen, sondern es wird ausgehend vom Ausfallereignis die Betriebshistorie in einem definierten, längeren Zeitraum vor dem Ereignis betrachtet.

Die Methodik zur Untersuchung dieser Fragestellung ist in Abbildung 2.9 verdeutlicht. Ausgehend vom Phasenmodul-Ausfall werden für alle Ausfallereignisse die aufgezeichneten Betriebsdaten, hier dargestellt für die mit der Nennleistung normierte mittlere Wirkleistung, mit einem übereinstimmenden zeitlichen Abstand vor dem Ausfallereignis ermittelt (a). Zur Verdichtung der Information der normierten mittleren Wirkleistungen für alle betrachteten Ausfälle werden die relativen Häufigkeiten der Leistungsbins bestimmt. Die Verteilung der relativen Häufigkeiten ist hier in Form eines Histogramms dargestellt (b). Die relativen Häufigkeiten werden anschließend in einem gestapelten Säulendiagramm zusammengefasst (c). Zur Betrachtung der zeitlichen Entwicklung wird in nächsten Schritt dieselbe Methodik für weitere Datenpunkte mit einem übereinstimmenden zeitlichen Abstand von dem Ausfallereignis angewendet.

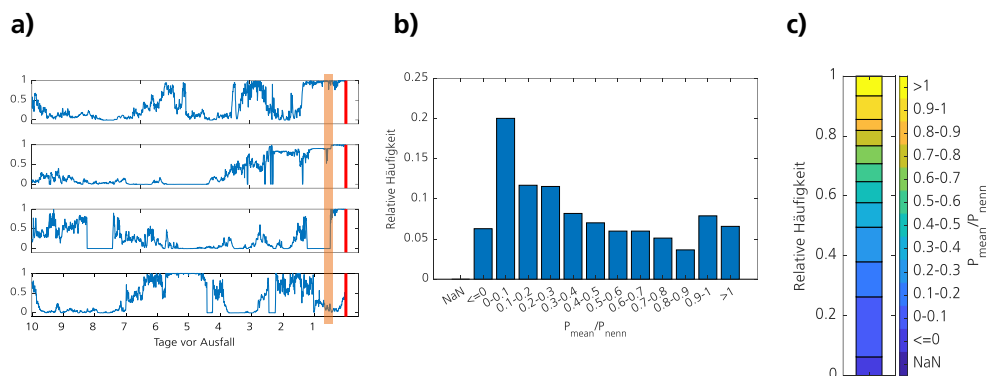


Abbildung 2.9:
Darstellung der Methodik
zur Bestimmung der
Betriebshistorie vor
Phasenmodul-Ausfällen

Dieser Auswertung liegen 684 Phasenmodul-Ausfälle zugrunde, zu denen Betriebsdaten im Zeitraum mehrerer Tage vor dem Ausfall vorliegen. Die Betriebsdaten umfassen für alle SCADA-Daten die über 10 Minuten gemittelte Wirkleistung sowie die über 10 Minuten gemittelte Windgeschwindigkeit.

Abbildung 2.10 zeigt den zeitlichen Verlauf der relativen Häufigkeiten der Leistungsbins der mit der Nennleistung normierten mittleren Wirkleistung im Zeitfenster 10 Tage vor den Ausfallereignissen. Dieser Auswertung liegen 684 Phasenmodul-Ausfallereignisse zugrunde. Die Abbildung ergibt sich in diesem Fall aus der Aneinanderreihung von 1440 der in Abbildung 2.10c dargestellten gestapelten Säulendiagramme. Anzumerken ist, dass der Bin „Keine Daten“ die Fälle enthält, bei denen keine SCADA-Daten vorliegen, da in diesen Fällen die Ausfälle bereits 1-10 Tage nach der Inbetriebnahme eingetreten sind. Damit die Datenbasis für jedes Säulendiagramm einheitlich ist, sind diese Fälle in die Bestimmung der relativen Häufigkeiten der Leistungsbins einbezogen und dem Bin „Keine Daten“ zugeordnet worden. Im Gegensatz dazu liegen bei der Zuordnung zum Bin „NaN“ Datenlücken vor, d.h. die SCADA-Daten sind prinzipiell vorhanden, aber für den Datenpunkt liegt kein Zahlenwert vor.

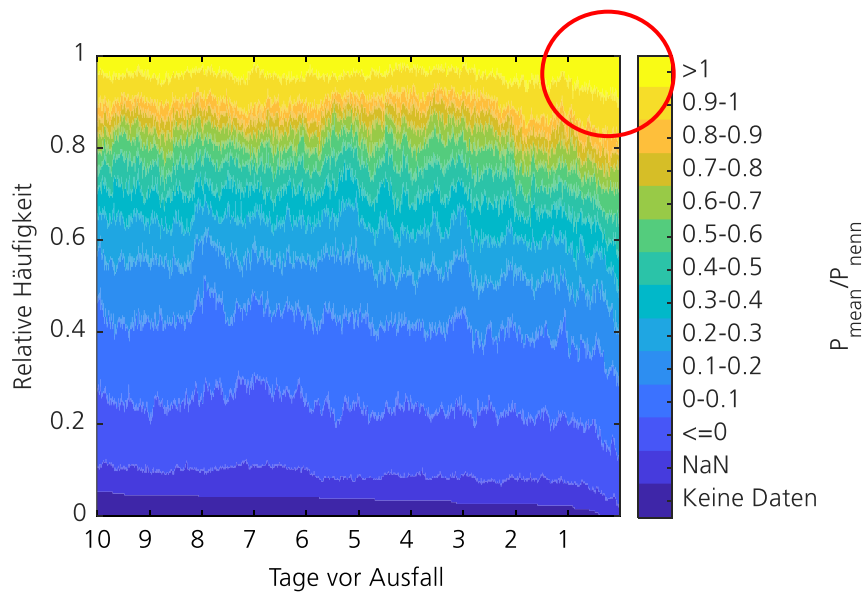


Abbildung 2.10:
Zeitlicher Verlauf der relativen Häufigkeiten der Leistungsbins der normierten mittleren Wirkleistung 10 Tage vor Ausfallereignis

Gemäß Abbildung 2.10 ist insgesamt ein Anstieg der mittleren Wirkleistung innerhalb des letzten Tages vor dem Ausfalleintritt festzustellen. Insbesondere die relativen Häufigkeiten des Leistungsbins mit $P_{\text{mean}}/P_{\text{nenn}} > 1$ steigen innerhalb des Zeitraums von einem Tag vor Ausfalleintritt deutlich an.

Analog zu der in Abbildung 2.9 dargestellten Methodik ist statt des P_{mean} -Wertes auch der P_{max} -Wert zur Auswertung herangezogen worden. Dieser liegt für 266 Phasenmodul-Ausfälle vor. In Abbildung 2.11 ist der zeitliche Verlauf der Leistungsbins der mit der Nennleistung normierten maximalen Wirkleistung im Zeitfenster 5 Tage vor dem Ausfallereignis dargestellt.

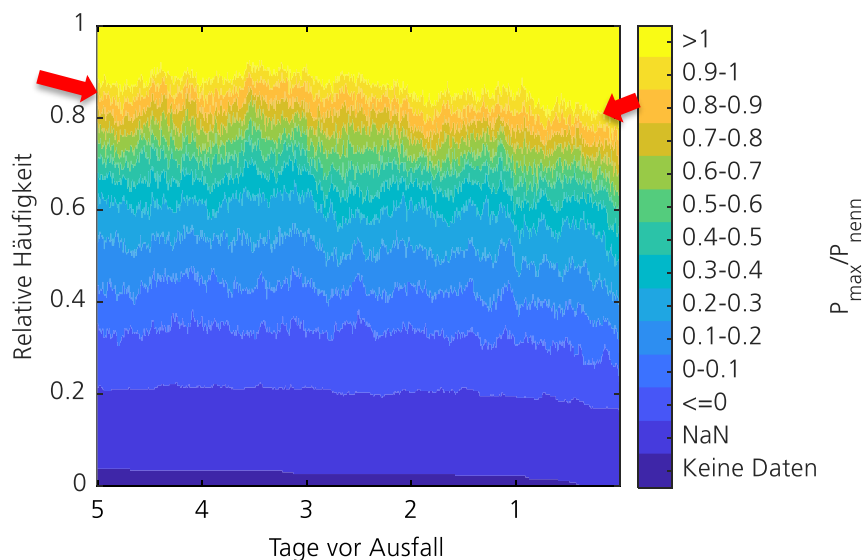


Abbildung 2.11:
Zeitlicher Verlauf der relativen Häufigkeiten der Leistungsbins der normierten maximalen Wirkleistung 10 Tage vor Ausfallereignis

In ähnlicher Weise wie bei der Betrachtung der mittleren Wirkleistung (vgl. Abbildung 2.10) ist insgesamt ein Anstieg der maximalen Wirkleistung festzustellen. Die relativen Häufigkeiten des Bins $P_{\text{max}}/P_{\text{nenn}} > 1$ nehmen im Zeitfenster von 5 Tagen vor dem Ausfallereignis von 10% auf über 20% zu. Insgesamt lässt sich ein häufiges Auftreten von kurzzeitigen über die Nennleistung hinausgehenden Leistungsüberhöhungen im Zeitfenster 5 Tage vor dem Ausfallereignis feststellen.

Analyse von saisonalen Mustern im Ausfallverhalten

Anknüpfend an aus IWES-Vorarbeiten hervorgegangenen Ergebnissen (vgl. [1, 34]) wird in dieser Auswertung die Analyse saisonaler Muster im Jahresverlauf fortgesetzt und weiter vertieft. Zu diesem Zweck werden die monatlichen mittleren Phasenmodul-Ausfallraten bestimmt und mit der Variation der Windverhältnisse und der klimatischen Umgebungsbedingungen im Jahresverlauf zum direkten Vergleich dargestellt.

Wie in [1, 34] beschrieben war eines der zentralen Ergebnisse der felddatenbasierten Untersuchung von Umrichterausfällen in der Vergangenheit die in wassergekühlten Umrichtern in Indien, Skandinavien und Deutschland beobachtete Häufung von Phasenmodul-Ausfällen in feucht-warmen Monaten. Der Ausfallraten-Verlauf hatte für luftgekühlte Umrichter ein gegenläufiges Muster erkennen lassen. Für luftgekühlte Umrichter hatte die Analyse in Ermangelung einer ausreichenden Datengrundlage jedoch bisher allein für eine WEA-Flotte in Deutschland untersucht werden können.

Abbildung 2.12 zeigt die resultierenden mittleren Phasenmodul-Ausfallraten (mit 90%-Konfidenzintervallen) im Jahresverlauf für Anlagen mit Standorten in Deutschland und differenziert nach Kühlprinzip. Die Datengrundlage umfasst den in ReCoWind erreichten Felddatenbestand. Die hier gegenüber [1, 34] erweiterte Darstellung umfasst standortortspezifische Monatsmittelwerte der Umgebungsklima- und Winddaten basierend auf ERA5-Daten. Die verschiedenen Farben der Kurven stellen jeweils einen Windpark-Standort dar. Es ist erkennbar, dass die klimatischen Verhältnisse und ihre saisonalen Schwankungen an allen einbezogenen Standorten in Deutschland recht einheitlich sind. Hinsichtlich der Windverhältnisse gibt es innerhalb Deutschlands zwar erheblich größere Unterschiede, doch auch hier sind erwartungsgemäß die besonders windarmen bzw. windreichen Monate deutschlandweit weitgehend deckungsgleich. Entsprechend bemerkenswert ist das grundsätzlich unterschiedliche saisonale Muster im Ausfallverhalten bei wassergekühlten gegenüber luftgekühlten Umrichtern, das Abbildung 2.12 erkennen lässt: Wassergekühlte Umrichter zeigen die niedrigste Phasenmodul-Ausfallrate im April und hohe Ausfallraten im Zeitraum August bis November wohingegen luftgekühlte Umrichter im April am häufigsten und im Zeitraum Juli bis Oktober besonders selten von Phasenmodul-Ausfällen betroffen sind.

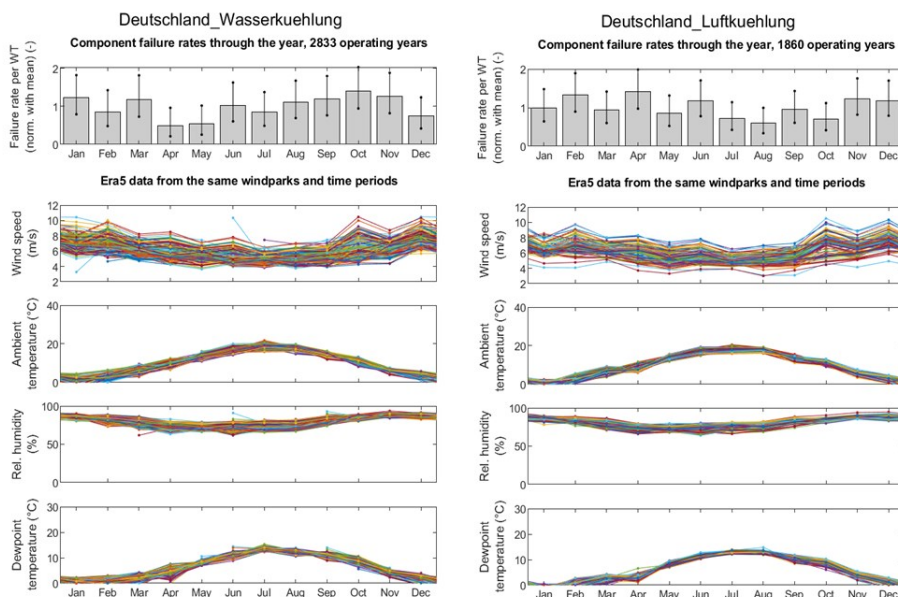


Abbildung 2.12:
Saisonale Variation der
Phasenmodul-Ausfallraten
für WEA-Standorte in
Deutschland und
differenziert nach
Umrichter-Kühlkonzept im
Vergleich mit den
jeweiligen Wind- und
Klimaverhältnissen (eine
Kurve je Windpark-
Standort)

Durch die Erweiterung der Felddatenbasis, Vervollständigung der teilweise fehlenden Informationen zum Umrickerkühlkonzept sowie durch die umfassende Erweiterung standortspezifischer Umgebungsklimadaten konnte die Datengrundlage gegenüber [1, 34] wesentlich erweitert werden. So konnten nicht nur, wie in Abbildung 2.12 gezeigt, für Deutschland deutlich aussagekräftigere Ergebnisse als bisher erzielt werden, sondern es konnte dieses Auswertungsverfahren auch für WEA an Standorten in aller Welt angewendet werden.

Abbildung 2.13 zeigt zusammengefasst die Auswertung für die WEA an weltweiten Standorten, auch hier differenziert nach dem Kühlprinzip. Bedingt durch das Zusammenfassen verschiedenster Standorte und somit verschiedenster klimatischer Bedingungen und Windverhältnisse ist in dieser Abbildung eine starke Variation dieser Größen zu erkennen. Wie insbesondere die Verläufe der Umgebungstemperatur zeigen, überwiegen in der Datenbasis derzeit Windpark-Standorte auf der Nordhalbkugel. Trotz der Vermischung mit einigen Windparks auf der Südhalbkugel lassen die Verläufe der aus weltweiten WEA ermittelten Phasenmodul-Ausfallraten in Abbildung 2.13 ganz ähnliche saisonale Muster wie die der deutschen Flotte in Abbildung 2.12 erkennen. Eine beiden Abbildungen zu entnehmende Beobachtung ist die positive Korrelation mit der Umgebungstemperatur sowie der Taupunkttemperatur (bzw. absoluten Luftfeuchtigkeit) am WEA-Standort für wassergekühlte Umricker. Demgegenüber zeigen luftgekühlte Umricker für weltweite Standorte diese Korrelation nicht.

Damit haben sich die gegenläufigen Ausfallmuster von luft- und wassergekühlten Umrickern mit dem erweiterten Datenbestand auch für weitere Regionen bestätigen lassen. Die tiefergehende Untersuchung dieser gegenläufigen bzw. zeitversetzten Muster und die Ergreifung ihrer Ursachen ist im Rahmen von ReCoWind unter Nutzung klimatischer Feldmessdaten aus AP2 verfolgt worden (siehe Abschnitt 2.2.4 und [42]).

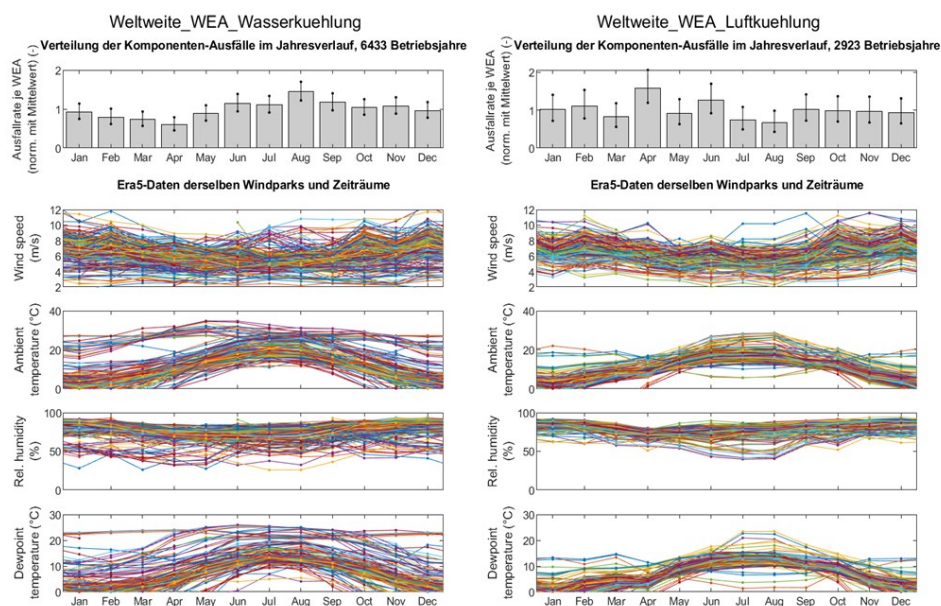


Abbildung 2.13:
Saisonale Variation der Phasenmodul-Ausfallraten differenziert nach Kühlkonzept im Vergleich mit den jeweiligen Wind- und Klimaverhältnissen bei Einbezug weltweiter Standorte (eine Kurve je Windpark-Standort)

Analyse weiterer zeitlicher Muster im Ausfallverhalten

Vor dem Hintergrund der teils ausgeprägten zeitlichen Muster im Jahresverlauf stellt sich die Frage, ob auch im Tagesverlauf zu bestimmten Zeiten vermehrte Phasenmodul-Ausfälle feststellbar sind. Dies ist auf Grundlage von 699 Phasenmodul-Ausfallereignissen, zu denen sich der Zeitpunkt des Ausfalls aus den SCADA-Daten hat ermitteln lassen, untersucht worden. Das resultierende Histogramm, das auf Daten von

WEA in unterschiedlichen Ländern und den dortigen, lokalen Uhrzeiten beruht, ist in Abbildung 2.14 dargestellt.

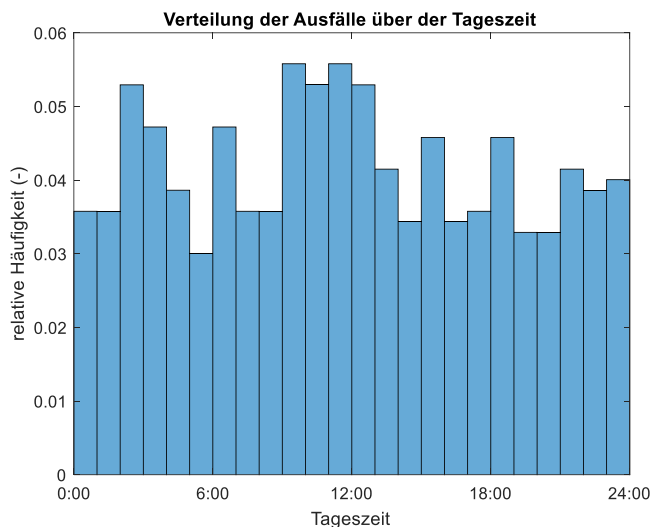


Abbildung 2.14:
Verteilung von
Phasenmodul-Ausfällen
über der Tageszeit

Vergleichbare Diagramme sind im Zuge der Analyse separat für verschiedene Regionen sowie exemplarisch auch getrennt für luft- und wassergekühlte Umrichter erstellt worden. Das einzige Muster, das sich dabei in verschiedenen Regionen hat feststellen lassen, ist die auch in Abbildung 2.14 erkennbare leichte Häufung von Phasenmodul-Ausfällen im Zeitraum von ca. 9 bis 13 Uhr. Es ist in ähnlicher Weise bei luft- wie bei wassergekühlten Umrichtern beobachtbar. Vergleiche mit regionaltypischen Tagesgängen von Windgeschwindigkeit (bzw. Wirkleistungseinspeisung), Temperatur und Feuchtigkeit haben keine offensichtlichen, systematischen Korrelationen erkennen lassen, die einen Erklärungsansatz für die beobachteten vermehrten Ausfälle in der Vormittags- und Mittagszeit liefern könnten.

Analyse des Temperatur- und Feuchteinflusses auf Phasenmodul-Ausfälle

Die dargestellten Ergebnisse zu saisonalen Ausfallmustern legen nahe, dass es einen Zusammenhang zwischen den klimatischen Umgebungsbedingungen von WEA und ihren Umrichterausfällen gibt. Es ist jedoch aus der Gegenüberstellung der Monatsmittelwerte nicht ableitbar, ob sowohl die Umgebungstemperatur als auch die Umgebungfeuchte oder nur eine dieser beiden miteinander physikalisch korrelierten Größen mit den Phasenmodul-Ausfällen in Zusammenhang steht. Im Folgenden wird daher ebenso basierend auf ERA5-Umgebungsklimadaten untersucht, aus welchen Umgebungstemperatur- und -feuchteverhältnissen heraus Phasenmodul-Ausfälle aufgetreten sind. So soll ermittelt werden, ob es Umgebungsbedingungen gibt, die Ausfälle begünstigen, und ob sich die potenziellen Einflüsse voneinander trennen lassen.

Die Methodik zur Untersuchung der Fragestellungen ist für eine Einflussgröße – die Umgebungstemperatur – in Abbildung 2.15 dargestellt. Im ersten Schritt werden für alle Phasenmodul-Ausfallereignisse, deren Zeitpunkt sich exakt hat feststellen lassen, die Umgebungsverhältnisse aus den ERA5-Datensätzen zu den entsprechenden Standorten unmittelbar vor den Phasenmodul-Ausfällen ermittelt. Diese absoluten Ausfallzahlen über der Umgebungstemperatur werden in Bezug gesetzt zu dem Zeitraum, den die Anlage in den jeweiligen Umgebungsverhältnissen verbracht hat. Aus dem Quotienten dieser Größen ergibt sich eine Ausfallrate pro jeweiligem Umgebungstemperatur-Bereich. Um eine möglichst große Datengrundlage je Balken des Balkendiagramms sicherzustellen, wird der Wertebereich der Umgebungstemperatur in nur zwei Abschnitte (Bins) unterteilt. Die Grenzen des Wertebereichs der Abbildung entsprechen dem Minimum und Maximum der vorhandenen Umgebungstemperatur im

Auswertungszeitraum. Zur Quantifizierung der Unsicherheit ist das 90%-Konfidenzintervall bestimmt und in der Abbildung der Ausfallraten dargestellt worden.

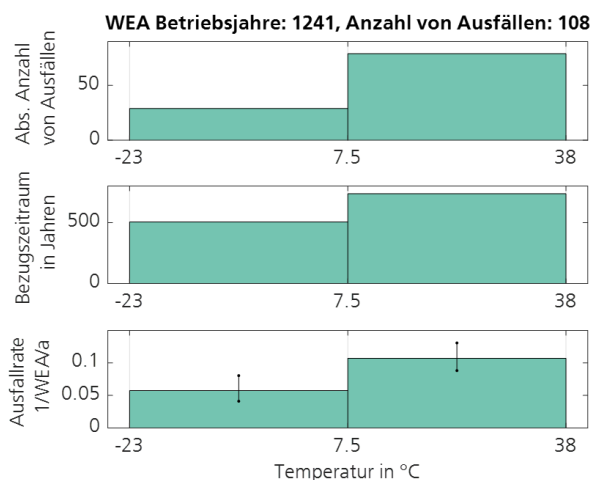


Abbildung 2.15:
Beispielhafte Darstellung der Methodik zur Bestimmung der Ausfallrate pro Umgebungstemperaturbereich für eine WEA-Gruppe

Im nächsten Schritt sind die potenziellen Einflussgrößen Umgebungstemperatur und absolute Feuchtigkeit in der Umgebung simultan betrachtet worden. In analoger Weise wie oben für den eindimensionalen Fall geschildert ist die absolute Anzahl von Phasenmodul-Ausfällen in den Umgebungsverhältnissen als zweidimensionale Verteilung ermittelt und in Bezug zum Zeitraum gesetzt worden, den die Anlagen bei der jeweiligen Kombination von Temperatur- und Feuchteverhältnissen verbracht haben. Der Quotient dieser zweidimensionalen Größen ergibt wiederum Ausfallraten (Ausfälle je Zeiteinheit), deren zweidimensionale Darstellung Rückschlüsse auf den Einfluss der betrachteten Umgebungsgrößen zulässt. Dabei sind auch in diesem Fall die Konfidenzintervalle der Ausfallraten zu berücksichtigen.

Abbildung 2.16 zeigt das Ergebnis dieser Auswertung exemplarisch für eine WEA-Flotte eines Herstellers. Dieser Auswertung liegen insgesamt über 1200 WEA-Betriebsjahre zugrunde, in denen 108 Ausfallereignisse eingetreten sind. Die bei der Kombination der Umgebungstemperatur von -23° bis 7,5° und absoluten Feuchten 10,5 bis 21 g/m³ abgebildete weiße Fläche bedeutet, dass diese Kombination von Umgebungsverhältnissen im Auswertungszeitraum nicht aufgetreten ist.

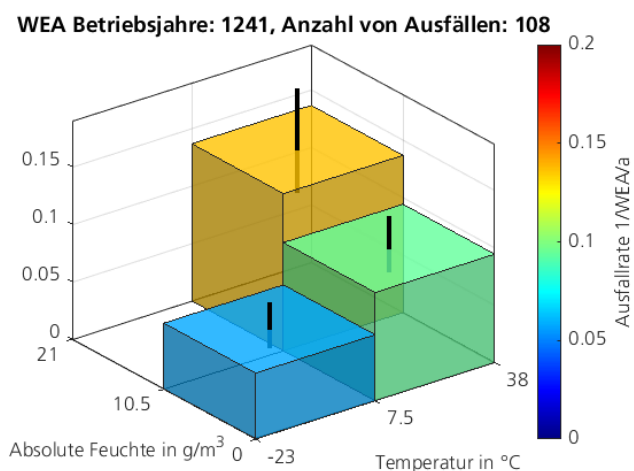


Abbildung 2.16:
Mittlere Ausfallrate pro Umgebungstemperatur und absoluter Feuchte in der Umgebung für eine WEA-Gruppe

Aus Abbildung 2.16 ergeben sich folgende Beobachtungen:

- Die höchste Ausfallhäufigkeit dieser WEA-Flotte ist in Verhältnissen zu verzeichnen, in denen die Umgebungstemperatur *und* die absolute Feuchte in der Umgebung am höchsten sind.
- Für die Umgebungstemperatur ist eine positive Korrelation erkennbar. Die Ausfallhäufigkeit steigt mit steigender Umgebungstemperatur.
- Für die absolute Feuchte in der Umgebung ergibt sich ebenso eine positive Korrelation. Die Ausfallhäufigkeit wächst mit steigender absoluter Feuchte in der Umgebung.

Diese Analyse ist in umfassender Weise für unterschiedliche (orientiert am WEA-Hersteller, vereinzelt auch am WEA-Typ definierten) WEA-Gruppen durchgeführt worden. Ein weiteres Beispiel ist in [42] veröffentlicht worden. Auf die Darstellung aller durchgeführten Auswertungen wird an dieser Stelle verzichtet.

Folgende Beobachtungen sind insgesamt festzuhalten:

- Die höchste Ausfallhäufigkeit ist in Umgebungsverhältnissen zu verzeichnen, in denen die Umgebungstemperatur *und* die absolute Feuchte in der Umgebung am jeweiligen Standort am höchsten ist.
- In den allermeisten der WEA-Gruppen wurde eine deutliche positive Korrelation zwischen der Ausfallrate und der absoluten Umgebungsfeuchte festgestellt, d.h. die Ausfallhäufigkeit steigt mit der absoluten Luftfeuchtigkeit in der Umgebung.
- Hinsichtlich des Einflusses der Umgebungstemperatur sind die Ergebnisse weniger eindeutig. In mehreren WEA-Gruppen wurde zusätzlich zum Feuchteeinfluss jedoch auch ein gewisser Umgebungstemperatureinfluss festgestellt.

Regressionsanalyse: Kovariablen und Datengrundlage

Die Auflistung von konstanten Kovariablen, die potenziell in die Regressionsanalyse einbezogen werden können, ist in Tabelle 2.4 dargestellt. Sofern es sich um kategorielle Kovariablen handelt (beispielsweise Umrichter-Kühlkonzept) sind zusätzlich die unterschiedlichen Kategorien (im Fall des Umrichter-Kühlkonzepts z.B. Wasser- oder Luftkühlung) dargestellt. Bei numerischen Kovariablen sind - sofern vorhanden - die zugehörigen Einheiten angegeben. Im Rahmen der Variablenselektion wird die beste Kombination aus statistisch signifikanten Kovariablen ermittelt, die auch nur eine Teilmenge umfassen kann.

Designspezifische Kovariablen	Standortspezifische Kovariablen
<ul style="list-style-type: none"> • Umrichter-Kühlkonzept (Wasser, Luft) • Umrichter-Nennleistung (in MW) • Umrichter-Position (Turmfuß, Gondel, Aufgeteilt) • IGBT-Modulhersteller • Netzform (ungeerdet, geerdet) • WEA-Inbetriebnahmejahr • Zwischenkreisspannung (<1100 V, 1100 V) 	<ul style="list-style-type: none"> • Mittlere absolute Feuchte (in m/g^3) • Mittlerer Kapazitätsfaktor • Netzfrequenz (50 Hz, 60 Hz)

Tabelle 2.4:
Potenzielle Kombination
von konstanten
Kovariablen für
Regressionsanalyse

Für die Regressionsanalyse können grundsätzlich nur Daten von Anlagen genutzt werden, zu denen Ausfalldaten vorliegen, das Inbetriebnahmedatum der Anlage mindestens jahresgenau bekannt ist und Informationen für die einzubeziehenden Kovariablen bekannt sind. Für die Lebensdauer-Regression werden nur Daten von Anlagen berücksichtigt, zu denen die Ausfalldaten ab Inbetriebnahme vorliegen. Denn nur in diesen Fällen ist die Lebensdauer der zu betrachteten Anlagenkomponente eindeutig ermittelbar. Aus demselben Grund werden in dieser Analyse nur die jeweils

ersten Ausfälle berücksichtigt. Im Falle der Regressionsanalyse für reparierbare Systeme gilt die Einschränkung, dass Ausfalldaten ab der Inbetriebnahme vorliegen müssen, nicht.

Für die Lebensdauer-Regression sind Daten sämtlicher WEA, die die genannten Kriterien erfüllen, einbezogen worden. Für diesen Datensatz sei anzumerken, dass aufgrund dieser Beschränkung nur wassergekühlte Umrichter analysiert werden konnten. Für die Regressionsmodelle für reparierbare Systeme werden die Ergebnisse basierend auf zwei Teildatensätzen vorgestellt. Der Fokus bei der Auswahl des jeweiligen Teildatensatzes war, dass entweder die Kovariable „IGBT-Modulhersteller“ (Reparierbares System I) oder die Kovariable „Zwischenkreisspannung“ (Reparierbares System II) einbezogen wurde.

Ergebnisse der Regressionsanalyse mit konstanten Kovariablen

Tabelle 2.5 fasst die Ergebnisse der angewandten Variablenselektion der Lebensdauer-Regression und die Ergebnisse der zwei durchgeführten Regressionsanalysen für reparierbare Systeme sowie die unterschiedlichen zugrundeliegenden Datensätze zusammen.

	Lebensdauermodell	Reparierbares System I	Reparierbares System II
zugrundeliegende Datenbasis	5706 WEA	8202 WEA	8992 WEA
Umrichter-Kühlprinzip	□	■	■
Umrichter-Nennleistung	■	■	■
Umrichter-Position	■	■	■
Modulhersteller	■	■	□
Netzform	■	■	■
WEA-Inbetriebnahmejahr	■	■	■
Zwischenkreisspannung	□	□	■
Mittlere absolute Feuchte	■	■	■
Mittlerer Kapazitätsfaktor	■	■	■
Netzfrequenz	■	■	■

Tabelle 2.5:
Zusammenfassung der Ergebnisse der Variablenselektion für drei Szenarien;
Legende:
□ - nicht einbezogene Kovariable,
■ - keine signifikante Verbesserung des Modells,
■ - signifikante Verbesserung des Modells

Im Zusammenhang mit der Ausfallursachenanalyse liefern die zu den einbezogenen Kovariablen gehörigen geschätzten Koeffizienten β_i zusätzliche Information über die Wirkrichtung des Effekts. Für die Angaben zu den geschätzten Koeffizienten wird auf die zugehörige Veröffentlichung [43] verwiesen. Diese Koeffizienten lassen Aussagen über den Effekt auf die Referenzstufe und damit einhergehend über eine Zuverlässigkeitssteigerung bzw. -verschlechterung zu. Im Folgenden sind die Aussagen

für die zwei Modellierungsansätze und Teildatensätze (wie in Tabelle 2.5 dargestellt) zusammengefasst.

Zu den designspezifischen Kovariablen mit signifikantem Effekt auf das Phasenmodul-Ausfallverhalten lassen sich folgende Aussagen bzw. Interpretationen ableiten:

- Umrichter-Kühlprinzip: Gemäß der Analyse für reparierbare Systeme ist die Zuverlässigkeit von Umrichtern mit Wasserkühlung höher als die Zuverlässigkeit von Umrichtern mit Luftkühlung.
- Umrichter-Position: Die Zuverlässigkeit von Umrichtern in der Gondel ist geringer als die Zuverlässigkeit von Umrichtern im Turmfuß. Die Zuverlässigkeit von Umrichtern mit aufgeteilter Position ist wiederum höher als die Zuverlässigkeit von Umrichtern im Turmfuß.
- Umrichter-Nennleistung: Umrichter mit niedrigerer Nennleistung sind zuverlässiger als Umrichter mit hoher Nennleistung.
- Modulhersteller: Der Modulhersteller hat einen signifikanten Effekt auf die Phasenmodul-Zuverlässigkeit. Das Moduldesign spielt somit erwartungsgemäß für die Umrichterzuverlässigkeit eine wesentliche Rolle.
- WEA-Inbetriebnahmejahr: Umrichter in WEA mit späterem Inbetriebnahmejahr (d.h. mit typischerweise aktuellerer Technologie) sind zuverlässiger als Umrichter in WEA mit früherem Inbetriebnahmejahr. Dies deutet auf eine Technologieverbesserung über der Zeit hin.
- Zwischenkreisspannung: Eine höhere Zwischenkreisspannung hat einen negativen Effekt auf die Zuverlässigkeit.

Zu den standortspezifischen Kovariablen mit signifikantem Effekt auf das Phasenmodul-Ausfallverhalten lassen sich die folgenden Schlussfolgerungen ziehen:

- Mittlere absolute Feuchte: Feuchtigkeit hat einen deutlichen negativen Effekt auf die Zuverlässigkeit. Je Erhöhung der mittleren absoluten Feuchte in der WEA-Umgebung um 5-6 g/m³ verdoppelt sich die Hazardrate bzw. Ausfallintensität und verringert sich somit die Zuverlässigkeit. Dieses Ergebnis bestätigt die erhebliche Relevanz von Feuchte als Einflussfaktor für Umrichter-Ausfälle und quantifiziert ihren Einfluss. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass über die hier betrachtete mittlere Umgebungsfeuchte regionale Unterschiede erfassbar sind, nicht jedoch saisonale Schwankungen einbezogen werden.

Die Rolle von zwei Kovariablen bleibt unklar, da hierfür aus unterschiedlichen Teildatensätzen unterschiedliche Ergebnisse resultieren (vgl. Tabelle 2.5). Die Kovariablen „mittlerer Kapazitätsfaktor“ und „Netzfrequenz“ werden daher an dieser Stelle nicht zum Zweck der Ausfallursachenanalyse interpretiert.

Ergebnisse der Regressionsanalyse mit zeitabhängigen Kovariablen

Um noch genauere Aussagen treffen zu können und insbesondere die Saisonalität der standortspezifischen Umgebungs- und Belastungsgrößen im Modell mathematisch abbilden zu können, gehen im nächsten Schritt Kovariablen, die der Einfachheit halber bislang als gemittelte und somit konstante Größen für die Charakterisierung des Standorts einbezogen wurden, im nächsten Schritt als Zeitreihe in die Analyse ein.

Mit der Hinzunahme zeitabhängiger Kovariablen wird die Menge an Datenpunkten, die der Schätzung der Parameter zugrunde liegen, enorm erhöht. Damit einhergehend ist die Anwendung der Modelle bzw. die Ermittlung ihrer Modellparameter sehr rechenintensiv. Die Analyse wurde daher vor allem auf Basis von 10-Tages-Mittelwerten der zeitabhängigen Kovariablen erprobt.

Hier sind exemplarisch die Ergebnisse für das Regressionsmodell für reparierbare Systeme und den Datensatz „Reparierbares System I“ (vgl. Tabelle 2.5) unter Einbezug von 10-

Tages-Mittelwerten als zeitabhängige Kovariablen aufgeführt. Tabelle 2.6 fasst die ermittelten β -Parameter zusammen.

Im ersten Schritt der Regressionsanalyse mit zeitabhängigen Kovariablen werden die aus der Variablenselektion als relevant hervorgegangen konstanten Kovariablen einbezogen (vgl. Spalte Modell 1 in Tabelle 2.6). Dieses Modell dient als Basismodell. Im nächsten Schritt werden die zeitabhängigen Kovariablen (absolute Feuchte *HumAbs* und normierte Wirkleistungseinspeisung *EstActPwr*) jeweils separat hinzugenommen (vgl. Spalten Modell 2 und Modell 3 in Tabelle 2.6). Im dritten Schritt werden die zeitabhängigen Kovariablen gleichzeitig ins Modell einbezogen (Modell 4). In jedem Schritt wird die Modellgüte (die hier verwendete Größe ist der Log-Likelihood-Wert *logLik*) berechnet und dem Modell ohne die jeweils einbezogene Kovariable über einen Likelihood-Ratio-Test gegenübergestellt. So wird ermittelt, ob die Hinzunahme der Kovariable mit einer statistisch signifikanten Verbesserung des Modells einhergeht.

Kovariable	Modell 1	Modell 2	Modell 3	Modell 4
Umrichter-Kühlprinzip	-0,63	-0,61	-0,63	-0,63
Umrichter-Nennleistung	0,69	0,74	0,67	0,71
Umrichter-Position	0,10	0,19	0,10	0,18
Modulhersteller B	-0,19	-0,94	-0,20	-1,00
Modulhersteller C	-0,31	-0,41	-0,31	-0,42
Modulhersteller D	-0,31	-0,38	-0,27	-0,32
Netzfrequenz	0,29	0,34	0,28	0,33
WEA-Inbetriebnahmejahr	-0,15	-0,16	-0,15	-0,16
HumAbs		0,08		0,08
EstActPwr			0,21	0,44
logLik	-16077,1	-16006,8	-16075,9	-16001,7

Tabelle 2.6:
Ergebnisse der Regressionsanalyse unter Einbezug konstanter und zeitabhängiger Kovariablen gemäß Maximum-Likelihood-Schätzung für den Datensatz *Reparierbares System I*

Bei der separaten Hinzunahme der absolute Feuchte als zeitabhängige Kovariable ggü. dem Modell ohne diese Kovariable (Modell 2 ggü. Modell 1) wird die Modellgüte signifikant verbessert. Bei der Hinzunahme der Wirkleistungseinspeisung als zeitabhängige Kovariable wird die Modellgüte erst in Kombination mit Einbezug der absoluten Feuchte signifikant verbessert (Modell 4 ggü. Modell 2).

Folgende Interpretationen sind aus den Ergebnissen für diesen Datensatz ableitbar:

- Das Ergebnis, dass die zeitabhängige absolute Umgebungsfeuchte einen signifikanten Effekt auf die Phasenmodul-Zuverlässigkeit hat, bestätigt den bislang nur visuell erfassten Zusammenhang zwischen saisonalen Mustern im Ausfallverhalten (z.B. in [1, 44]) und der absoluten Umgebungsfeuchte nun durch die statistische Modellierung und Quantifizierung des Effektes.
- Während der mittlere Kapazitätsfaktor als vereinfachte zusammengefasste Größe in der Analyse mit konstanten Kovariablen überwiegend keinen relevanten Effekt hatte, hat die normierte Wirkleistungseinspeisung, die die zeitvariable elektrische WEA-Belastung beschreibt, in der vorliegenden Analyse

einen signifikanten Effekt. Dies bestätigt die Wichtigkeit des Einbezugs zeitabhängiger Größen.

Ebenso wie bei den Regressionsanalysen mit konstanten Kovariablen liefert der Parameter β_i zusätzliche Informationen zur Wirkrichtung der Kovariablen. Im Falle der Wirkleistungseinspeisung ergibt sich ein negativer Effekt auf die Zuverlässigkeit: Eine Erhöhung der 10-Tage-gemittelten normierten Wirkleistungseinspeisung um 25% (d.h. beispielweise Betrieb bei 75% ggü. 50% der WEA-Nennleistung) führt zu einer Erhöhung der Ausfallintensität um 12% und damit zu einer Reduktion der Zuverlässigkeit.

Weiterführende Analysen mit 2-Tages-Mittelwerten der absoluten Feuchte und Wirkleistungseinspeisung, d.h. einer höheren zeitlichen Auflösung der zeitabhängigen Kovariablen, sind in [45] beschrieben und zum Zeitpunkt der Berichterstellung zur Veröffentlichung eingereicht worden.

2.1.5 Zusammenfassung und Einordnung der Ergebnisse

Im Folgenden sind die Erkenntnisse bezüglich der WEA-spezifischen Ursachen von Umrichter-Ausfällen bzw. ausfallrelevanter Einflussfaktoren zusammengestellt. Daraus resultierende Maßnahmenempfehlungen sind in Arbeitspaket 7 formuliert worden.

Die im Rahmen von ReCoWind erarbeiteten Ergebnisse und Erkenntnisse basieren auf einem Felddatenbestand von mehr als 10.000 WEA unterschiedlicher Hersteller und Typen an Onshore- und Offshore-Standorten auf fünf Kontinenten. Damit ist eine weltweit einzigartige umrichterspezifische Felddatenerhebung und -auswertung gelungen.

Erkenntnisse aus der regressionsbasierten Zuverlässigkeitsanalyse

Aus der Regressionsanalyse lassen sich direkt ausfallrelevante Einflussfaktoren ableiten. Faktoren mit einem signifikanten Effekt auf die Phasenmodul-Zuverlässigkeit sind demnach das Umrichter-Kühlprinzip, die Umrichter-Position, die Umrichter-Nennleistung, der IGBT-Modulhersteller (bzw. damit verknüpft das IGBT-Moduldesign), das WEA-Inbetriebnahmehahr und die Zwischenkreisspannung.

In den unterschiedlichen angewendeten Modellen konsistent als signifikant und damit wichtig für die Beschreibung der Phasenmodul-Zuverlässigkeit hat sich die Kovariable "mittlere absolute Feuchte" herausgestellt. Durch die Verwendung der gemittelten Größe ist die Erfassung bzw. Erklärung regionaler Zuverlässigkeitsunterschiede möglich. Durch den Einbezug der absoluten Feuchte als zeitabhängige Größe konnte erstmals auch der bislang nur visuell erfasste Zusammenhang zwischen saisonalen Mustern im Ausfallverhalten und der absoluten Umgebungsfeuchte statistisch modelliert und quantifiziert werden.

Mithilfe von Proxy-Variablen konnte zudem die Rolle der elektrischen Belastung analysiert werden. Im Falle der zeitabhängigen Wirkleistungseinspeisung hat sich ein negativer Effekt auf die Zuverlässigkeit gezeigt.

Erkenntnisse hinsichtlich des Ausfallverhaltens über der Zeit

Im Kontext der Ausfallursachenanalyse sind die geschätzten Formparameter der Hazardrate bzw. der Ausfallintensität von besonderem Interesse, da diese über das vorherrschende Ausfallverhalten Aufschluss geben. Abbildung 2.18 zeigt den schematischen Verlauf der Badewannenkurve für nicht-reparierbare System (links) und

reparierbare Systeme (rechts), die das typische Ausfallverhalten für technische Komponenten über der Zeit beschreibt.

Im Kontext des Lebensdauer-Regressionsmodells (d.h. für nicht-reparierbare Systeme) zeigt der Weibullplot eine einheitliche Steigung und der - der Steigung im Weibullplot entsprechende - mittels Maximum-Likelihood-Verfahren geschätzte Formfaktor ergibt sich zu $b < 1$ (vgl. [43]). Dies weist auf Infant-Mortality-Ausfallverhalten hin: Je älter die Phasenmodul-Komponente ist, desto seltener treten Ausfälle auf. Allerdings bleibt diese Analyse beschränkt auf die ersten Betriebsjahre der Phasenmodule und auf Datensätze, bei denen die Daten lückenlos ab WEA-Inbetriebnahme vorliegen. Damit ist für Phasenmodule höheren Betriebsalters keine Aussage möglich (siehe ausgegrauter Bereich in Abbildung 2.18 links).

Die Regressionsanalyse für reparierbare Systeme unterliegt dieser Einschränkung nicht, sodass sie auf einem deutlich umfangreicheren Datensatz beruht. Insbesondere bleibt sie nicht auf die ersten Betriebsjahre beschränkt, sondern bezieht Daten bis zu einem WEA-Betriebsalter von rd. 18 Jahren mit ein. Die Schätzung des Formparameters δ mittels des Maximum-Likelihood-Verfahrens ergibt Werte unterhalb von 1, was auf Early-failure-Verhalten hinweist. Hier liefert die grafische Analyse mithilfe des in Abbildung 2.17 gezeigten doppellogarithmischen Plots der kumulativen Ausfallintensität wertvolle zusätzliche Erkenntnisse.

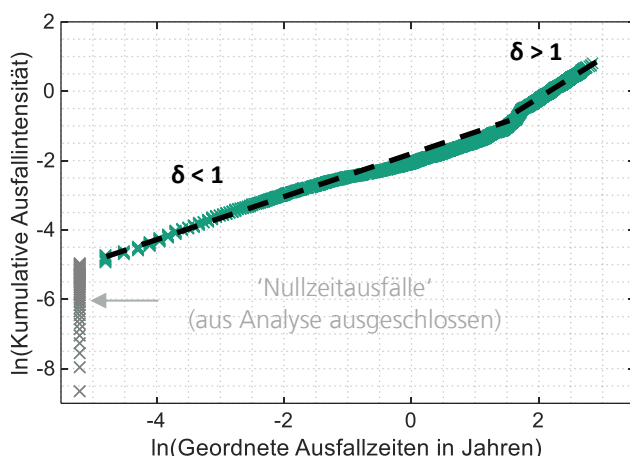


Abbildung 2.17: Doppeltlogarithmischer Plot der kumulativen Ausfallintensität aus der Analyse für reparierbare Systeme, in dem zwei Äste verschiedener Steigung Phasen unterschiedlichen Ausfallverhaltens markieren (s.a. [41])

In einer solchen Darstellung entspricht die Steigung des Graphen dem Formparameter δ des Power-Law-Prozesses (siehe Gleichung 2.7). Dieser Graph lässt nicht nur einen, sondern zwei Äste erkennen: Während die ersten WEA-Betriebsjahre von ausgeprägtem Early-failure-Ausfallverhalten geprägt sind ($\delta < 1$, Ausfallintensität sinkt mit dem WEA-Betriebsalter, d.h. die Zeiten zwischen den Ausfällen werden länger, je älter das System ist), ist nach 4-5 Jahren Betrieb ein Übergang zu leichtem Deterioration-Ausfallverhalten ($\delta > 1$, Ausfallintensität steigt mit WEA-Betriebsalter) feststellbar, s.a. [41].

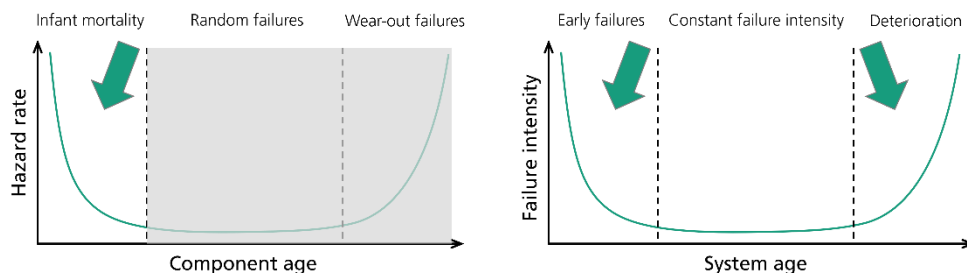


Abbildung 2.18: Schematische Darstellung der Badewannenkurve für nicht-reparierbare Systeme (links) und für reparierbare Systeme (rechts)

Das Ausfallverhalten der Phasenmodule über dem WEA-Betriebsalter entspricht somit in den ersten Jahren dem linken Abschnitt der Badewannenkurve und geht anschließend – ohne eine Zwischenphase mit konstanter Ausfallintensität – in den rechten, von einer zunehmenden Ausfallintensität gekennzeichneten Abschnitt der Badewannenkurve über.

Weitere Erkenntnisse aus der Datenanalyse

Weitere Erkenntnisse lassen sich aus den Zwischenschritten bzw. Analysen basierend auf Teildatensätzen ableiten.

Die Umgebungstemperatur, die ebenso wie die absolute Feuchte für alle WEA-Standorte dem ERA5-Datensatz entnommen wurde, konnte im multivariaten Regressionsmodell aufgrund einer zu starken Korrelation mit der absoluten Feuchte nicht einbezogen werden. Bei der in diesem Bericht ebenfalls dargestellten separierenden Analyse des Temperatur- und Feuchteinflusses auf Phasenmodul-Ausfälle mittels Ausfallraten pro Temperatur und Feuchtigkeits-Bin (vgl. Abbildung 2.16) ist festgestellt worden, dass auch mit steigender Temperatur das Ausfallrisiko tendenziell steigt.

Die Analyse anderweitiger Downtime-Events der Umrichterschaltanlage hat ergeben, dass rd. 3,7-mal so viele „anderweitige Downtime-Events“ der Umrichterschaltanlage wie Umrichter-Ausfälle auftreten.

2.2 AP2 Feldvermessung von WEA, Charakterisierung typischer Umrichter-Belastungsprofile

Fraunhofer IWES

2.2.1 Zielsetzung des Arbeitspakets

Ziel des zweiten Arbeitspaketes ist es, eine verbesserte Informationsgrundlage für Auslegung, Design und Prüfung zukünftiger Umrichter und Umrichterkomponenten zu schaffen. Zu diesem Zweck sind im Rahmen mehrmonatiger Feldmesskampagnen die elektrischen Betriebsbedingungen der Umrichter und ihre Umgebungsbedingungen hinsichtlich Feuchte und Temperatur sowie weiterer ggf. kritischer Einflussfaktoren (Konzentration korrosiver Gase, Verschmutzung) aufgezeichnet und ausgewertet worden, um hieraus anwendungstypische Umrichter- Belastungsprofile abzuleiten.

Der Antrag definiert für das Arbeitspaket 2 folgende Ziele:

- Feldmesskampagne zur Bestimmung der Umgebungsbedingungen hinsichtlich Feuchte und Temperatur sowie ggf. weiterer kritischer Einflussfaktoren (z.B. Verschmutzung, Konzentration korrosiver Gase, Vorliegen von Salz)
- Feldmesskampagne zur Charakterisierung der elektrischen Betriebsbedingungen
- Ableitung typischer Umrichter-Belastungsprofile

2.2.2 Messkampagne zu elektrischen Betriebsbedingungen des WEA-Umrichters

Messtechnik

Für die Feldmessung zur Erfassung der elektrischen Größen einer Windenergieanlage im Betrieb wurde folgende Messtechnik eingesetzt:

- IWES-eigener Messkoffer bestehend aus einem modularen Datenerfassungssystem Typ SIRIUS von DEWESoft mit integrierter Power-Quality-Software. Dabei kamen zwei Module zur Anwendung: eine so genannte SBOX (Messinstrumentierung mit integriertem PC) und ein einzelnes SIRIUSi-Messgerät. Die Spannungsmessung erfolgte direkt und die Ströme wurden mit Stromwandlern des Typs Rogowski Stromspule von PEM (UK) Typ CWT15 erfasst.
- IWES-eigener Netzwerkkoffer bestehend aus einem LTE-Modem und einem Netzwerkspeicher

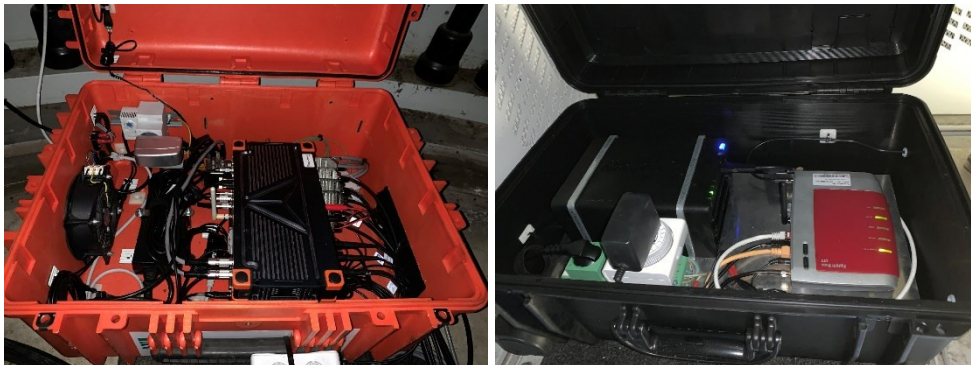


Abbildung 2.19:
Die zur Erfassung und
Abspeicherung der
elektrischen Größen einer
Windenergieanlage
eingesetzte Messtechnik

Im März bzw. Juni 2021 startete die Feldmesskampagne im Windpark Schliekum II an einer Windenergieanlage Typ N90/2300 mit doppelgespeistem Asynchrongenerator

(DFIG) und Teilumrichter. Im März fand die erste Begehung statt, bei der auch gleich eine Gasanalyse der direkten Umgebungsluft des Hauptumrichters durchgeführt wurde.

Die Messtechnik für die Erfassung der elektrischen Größen wurde dann im Juni 2021 eingerüstet. In dem Zuge wurde zudem eine Partikelmessung durchgeführt und es wurden USB-Datenlogger zur Messung von Temperatur und relativer Luftfeuchtigkeit eingebaut. Im Rahmen eines Service-Einsatzes an der Messtechnik wurde einige Wochen später ein zusätzlicher Sensor für Temperatur und relative Luftfeuchtigkeit im Umrichterschrank nachgerüstet, der direkt vom Messsystem eingelesen werden konnte. Während im Folgenden die Messungen und Auswertungen zur elektrischen Belastung der WEA-Umrichter dargestellt werden, sind die Messung und Analyse der klimatischen und weiterer Umgebungsbedingungen Gegenstand der Abschnitte 2.2.4 und 2.2.5 dieses Berichts.

Messstellen

Die Messstellen am Hauptumrichter der Windenergieanlage zeigt Abbildung 2.20.

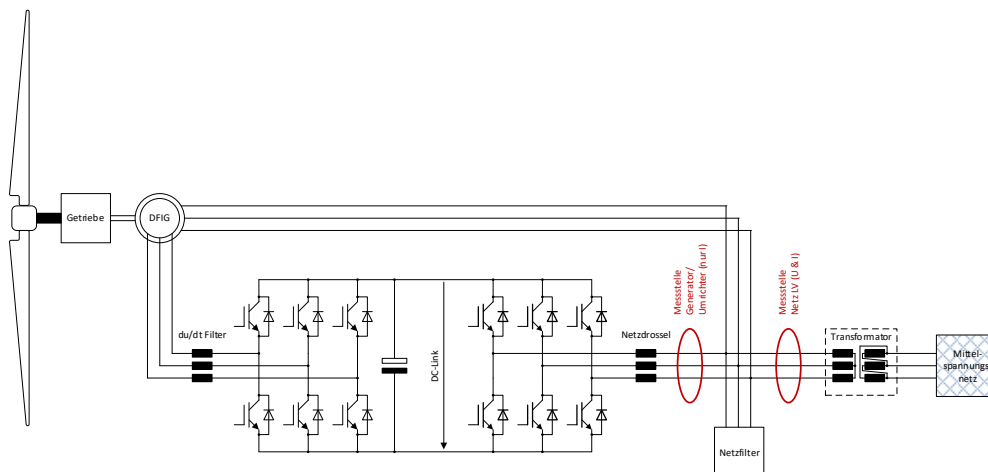


Abbildung 2.20:
Messstellen am
Hauptumrichter der
Windenergieanlage

Nachfolgend ist der Umrichterschrank im Turmfuß der Windenergieanlage abgebildet.



Abbildung 2.21:
Schaltschrank des
Hauptumrichters der
Windenergieanlage

Der Umrichterschrank ist in einer sogenannten Back-to-Back-Anordnung aufgestellt, so dass man weitgehend um ihn herumgehen kann, was sehr servicefreundlich ist.

Die folgenden drei Bilder zeigen die Einbausituation der Messstellen für Netzspannung, Netzstrom und Strom im Umrichterzweig. Die Spannungen werden direkt erfasst, während zur Erfassung der Ströme Rogowski-Stromschleifen verwendet werden.

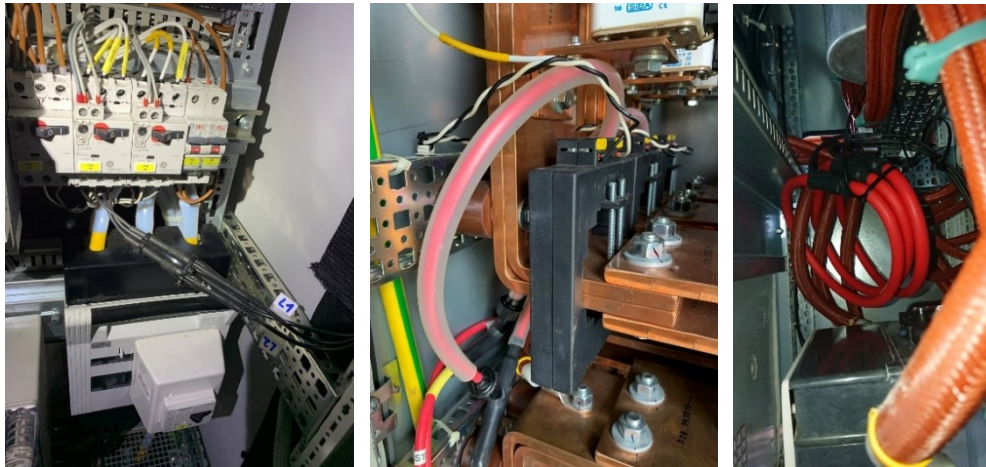


Abbildung 2.22:
Einbausituation der
Sensoren im
Hauptumrichter

Messsoftware und Setup

Eine besondere Herausforderung der Messtechnik stellte das Setup der Messsoftware dar. Hierfür wurde die eigene Software vom Hersteller Typ DEWESoftX verwendet. Um während der Messung auch die hochfrequenten Anteile der Strom- und Spannungskanäle aufnehmen zu können, war eine hohe Abtastrate von etwa 50 kS/s notwendig. Das Messsystem mit einer derart hohen Abtastrate dauerhaft laufen zu lassen, hätte allerdings sehr schnell den Rahmen der Datenspeicherung gesprengt. Bei einer ausschließlich triggerbasierten Messwertaufnahme hätten die kontinuierlichen, berechneten Werte gefehlt. Daher wurden die Messdaten im sogenannten Slow-Fast-Slow-Prinzip mit ausgewählten Trigger-Einstellungen aufgenommen.

Getriggert wurde auf die folgenden Werte:

- U_{31} , I_2 ,
- Frequenz f ,
- Spannungsänderungen,
- Harmonische (THD_U, THD_I, TDD),
- Spannungs- und Stromunsymmetrien (u_0 , i_0),
- Flickerwert PF5

Die Schwellwerte wurden während der Messkampagne mehrmals angepasst und die Datenerfassung optimiert.

Die Nutzung des Slow-Fast-Slow-Prinzips hatte zur Folge, dass im Datensatz zwei verschiedene Zeitstempel vorkommen, was wiederum eine besondere Herausforderung bei der Datenkonvertierung darstellt. Darüber hinaus ist im Jahr 2022 die Festplatte des Messrechners aufgrund eines zu hohen Datenzugriffes zweimal defekt gewesen. Die Abtastrate wurde daraufhin auf 20 kS/s beschränkt und einige berechnete Werte abgewählt, um den Datendurchsatz zu reduzieren.

Insgesamt liegen Messdaten aus dem Zeitraum Juni 2021 bis Februar 2023 vor. Das Datenvolumen umfasst 4,8 TB und beinhaltet 2400 einzelne Dateien. Die Messdaten liegen im DEWESoft-eigenen Datenformat DEWESoftX (*.dxd) vor.

Datenauswertung und -aufbereitung

Für die Auswertung der elektrischen Messdaten wurde primär die Software DEWESoftX und FAMOS verwendet. Sofern das Messsystem bei der Messwertaufnahme nicht unterbrochen wurde (manuell oder durch einen technischen Ausfall), existiert für den entsprechenden Zeitraum ein zusammenhängendes Mehrdateiensystem, welches die Auswertung deutlich erleichtert. Mit DEWESoftX wurden die 2400 Dateien monatsweise nach Auffälligkeiten durchsucht.

Die Arbeitsschritte für die Auswertung und Aufbereitung waren:

- Exportieren ausgewählter berechneter Werte in einzelne CSV-Dateien
- Zusammenfügen der CSV-Dateien zu einer Gesamtdatei
- Einlesen und Auswerten der CSV-Datei mit FAMOS
- Exportieren besonderer Trigger-Events in FAMOS

Es wurden zwei Betriebszeiträume der Windenergieanlage ausgewählt, die eingehender analysiert wurden. Der erste Zeitraum beinhaltet zwei Teillastbereiche und einen Volllastbereich sowie eine Phase mit Warten auf Wind. Der zweite Zeitraum wurde ausgewählt, da hier innerhalb eines zusammenhängenden Aufnahmezeitraums mehrere hochauflösende Trigger im Volllast- und Teillastbereich aufgezeichnet wurden.

Betriebszeitraum I

Im folgenden Bild sind die unterschiedlichen Betriebszustände dargestellt.

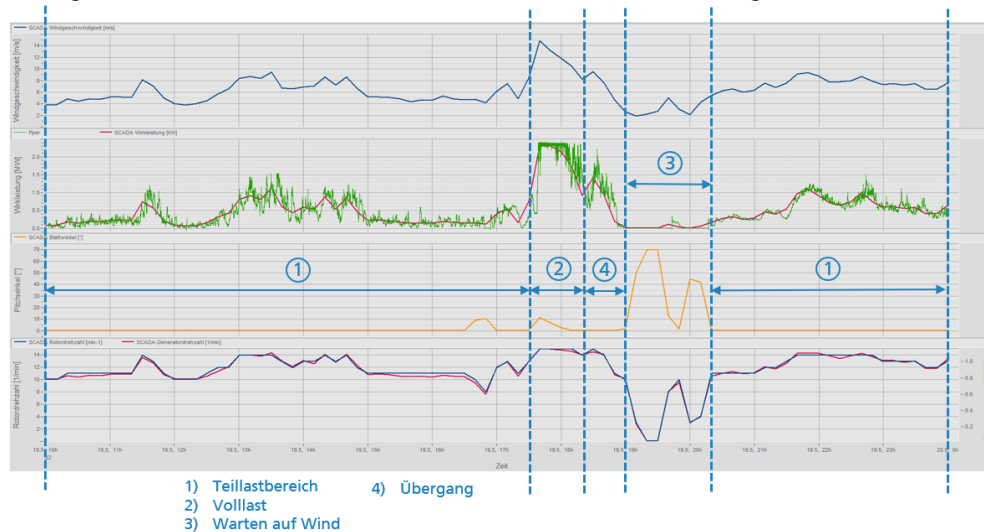


Abbildung 2.23:
Überblick über
Betrachtungszeitraum I

Der Betriebszustand „Warten auf Wind“ ist an einem Pitchwinkel von 70° erkennbar. Im regulären Betrieb liegt der Pitchwinkel zwischen 0 und maximal etwa 15°. Bei Pitchwinkeln von rd. 90° liegt eine Fehlermeldung vor oder die Windenergieanlage wurde manuell gestoppt.

Die folgende Abbildung zeigt Wirk- und Blindleistung im Messzeitraum I. Es ist zu erkennen, dass die gesamte Blindleistung Q deutlich höher ist als der Wert der Blindleistung, die nur durch die Grundwelle H1 erzeugt wird.

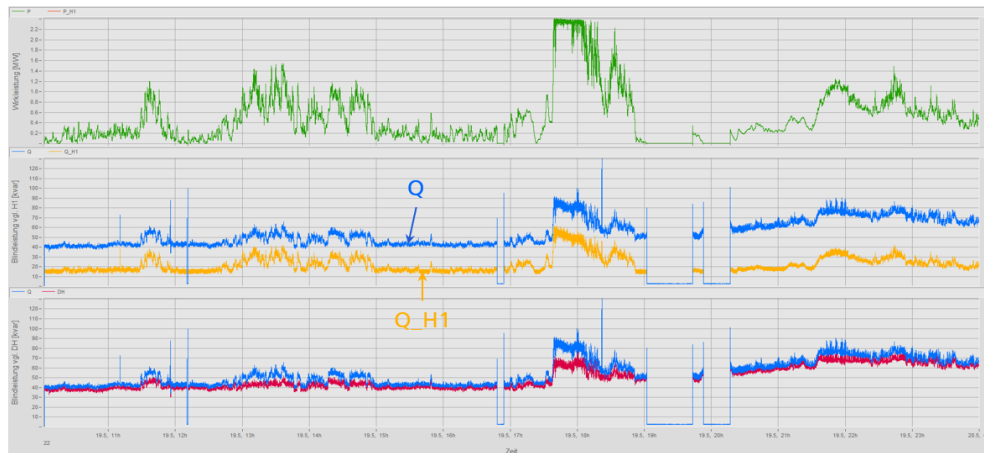


Abbildung 2.24:
Blindleistung im
Betrachtungszeitraum I

Das bedeutet, dass der Oberschwingungsanteil an der Erzeugereinheit relativ hoch ist. Um die Oberschwingungsanteile der Netzspannung und des Netzstromes quantifizieren zu können, wird die Oberschwingungsverzerrung oder der Oberschwingungsgehalt THD (für Total Harmonic Distortion) betrachtet. Dabei wird zwischen dem Oberschwingungsanteil der Spannung THD_U und dem Oberschwingungsanteil des Stromes THD_I unterschieden. Bei der Betrachtung der Ströme ist es sinnvoller, den TDD zu verwenden, da dieser durch den Nennstrom normiert ist.

Die Werte werden wie folgt berechnet:

$$THD_U = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^n (U_h)^2}}{U_{H1}} * 100 \% \quad \text{Gleichung 2.10}$$

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^n (I_h)^2}}{I_{H1}} * 100 \% \quad \text{Gleichung 2.11}$$

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^n (I_h)^2}}{I_{L_Nenn}} * 100 \% \quad \text{Gleichung 2.12}$$

Abbildung 2.25 zeigt den THD der Netzspannung und des Netzstromes sowie den TDD.

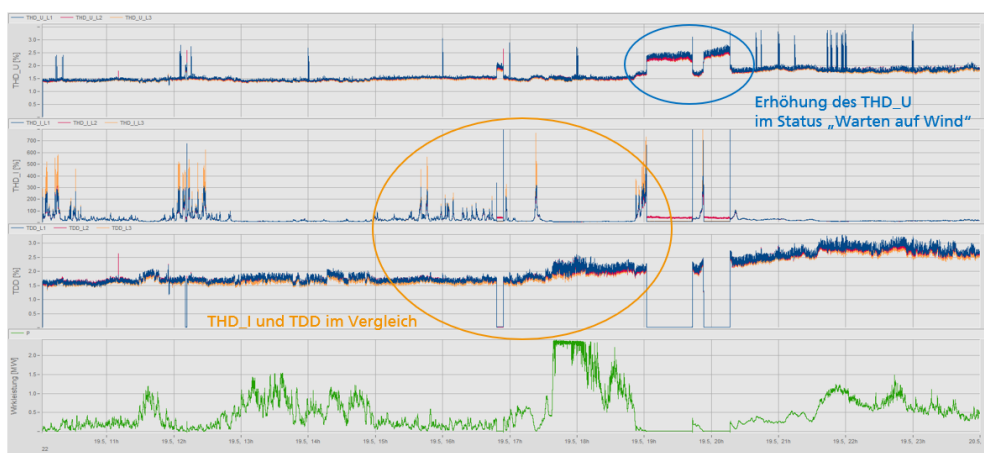


Abbildung 2.25:
THD und TDD im
Betrachtungszeitraum I

Auffällig sind die hohen THD_I-Werte im Teillastbereich, die sich jedoch durch die Berechnungsgrundlage erklären lassen. Der THD_U steigt im Betriebsmodus „Warten auf Wind“ leicht an. Die Werte liegen aber unterhalb des zulässigen Grenzwertes von 8%.

In den folgenden zwei Abbildungen sind die THD als Funktion der abgegebenen Wirkleistung der Windenergieanlage dargestellt.

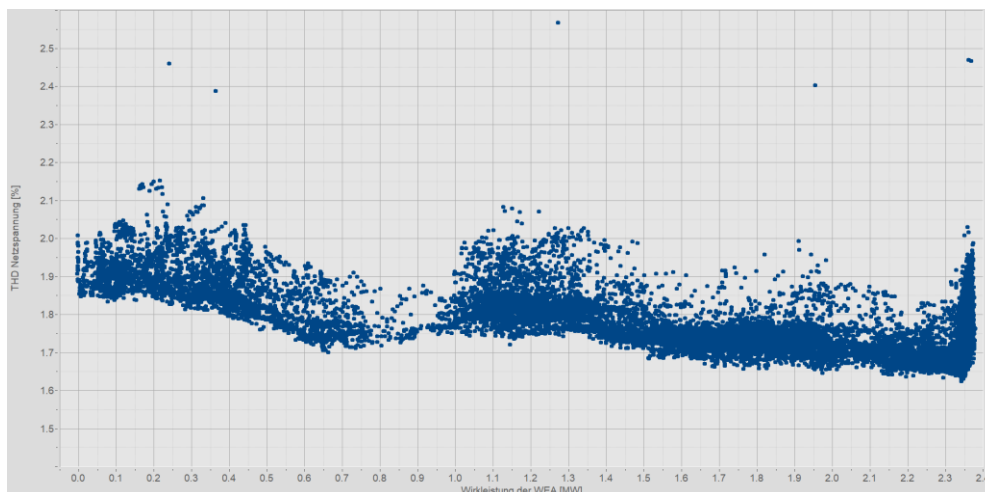


Abbildung 2.26:
THD der Netzspannung
dargestellt über die
abgegebene Wirkleistung

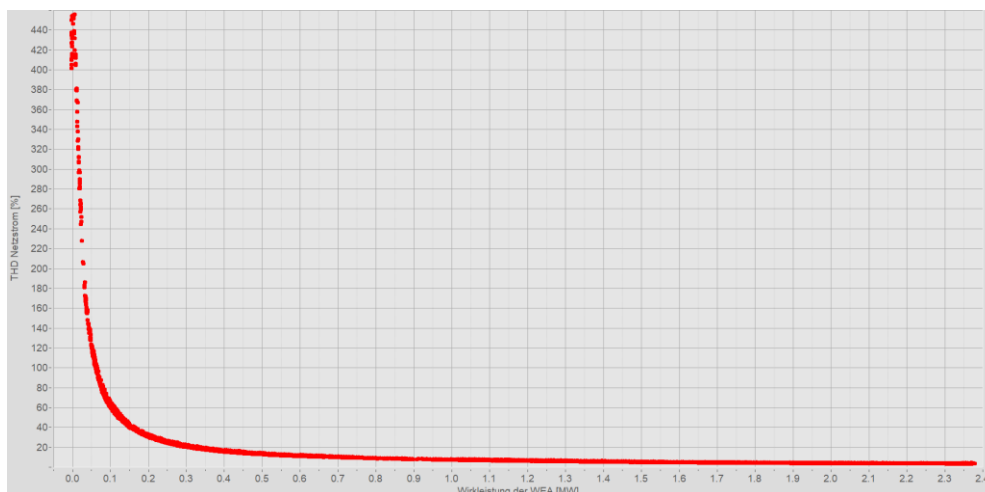


Abbildung 2.27:
THD des Netzstroms
dargestellt über die
abgegebene Wirkleistung

Die Darstellung des THD_I verdeutlicht die Notwendigkeit, für die Beurteilung der Stromverzerrung den TDD zu verwenden. Allerdings gibt es für den THD_I keine festgelegten Grenzwerte, da der Strom stark von der Erzeugereinheit oder dem Verbraucher abhängig ist.

In Tabelle 2.7 sind die Ergebnisse der Power-Quality-Auswertung zusammengefasst.

Spannungsänderungen	Spannungseinbrüche	keine Auffälligkeiten
	Langsame Spannungsänderungen	keine Auffälligkeiten
	Schnelle Spannungsänderungen	keine Auffälligkeiten
	Spannungsunterbrechungen	keine Auffälligkeiten
	Flicker	keine Auffälligkeiten
	Spannungsspitzen	keine Auffälligkeiten
Frequenzverhalten		keine nennenswerten Auffälligkeiten
Harmonische		deutliche Erhöhungen messbar
Unsymmetrien im dreiphasigen Netz		kleine Unsymmetrien bei bestimmten Betriebspunkten

Tabelle 2.7:
Zusammenfassung der
Ergebnisse der Power-
Quality-Auswertung

Wie der Tabelle 2.7 zu entnehmen ist, hat es während des gesamten Messzeitraumes keine Spannungsänderungen an der Erzeugereinheit gegeben. Die Netzfrequenz wurde mit einem Toleranzband von $\pm 0,5$ Hz eng überwacht. Allerdings sind deutliche Auffälligkeiten im Bereich der Harmonischen und der Unsymmetrien im dreiphasigen Netz erkennbar.

Betriebszeitraum II

Wie eingangs erwähnt wurde noch ein zweiter Betriebszeitraum für eine detaillierte Betrachtung ausgewählt, da hier Trigger sowohl bei Teil- als auch bei Volllast ausgelöst wurden.

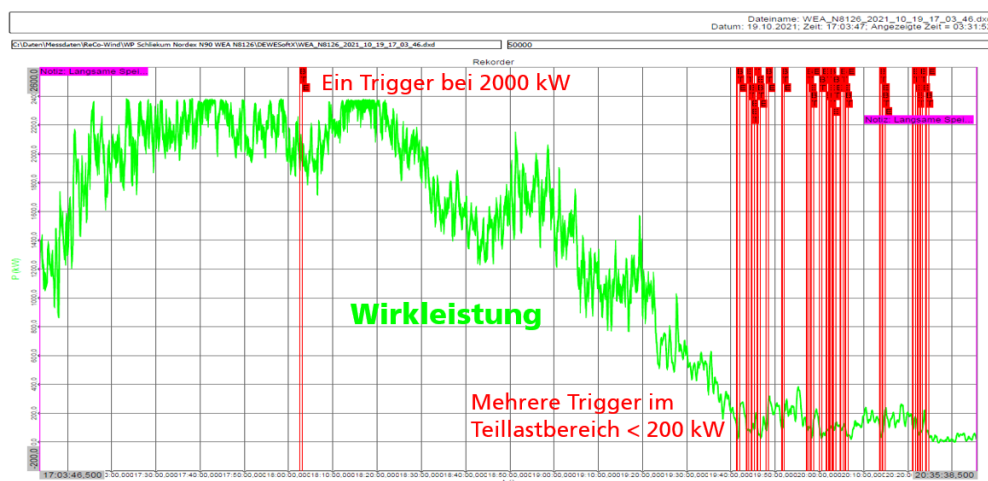


Abbildung 2.28:
Überblick über den
Betrachtungszeitraum II

Ein Trigger löst die Aufzeichnung der Augenblickswerte der analogen Messwerte aus. Darunter fallen auch die Netzspannungen und Netzströme, die in der folgenden Abbildung dargestellt sind.

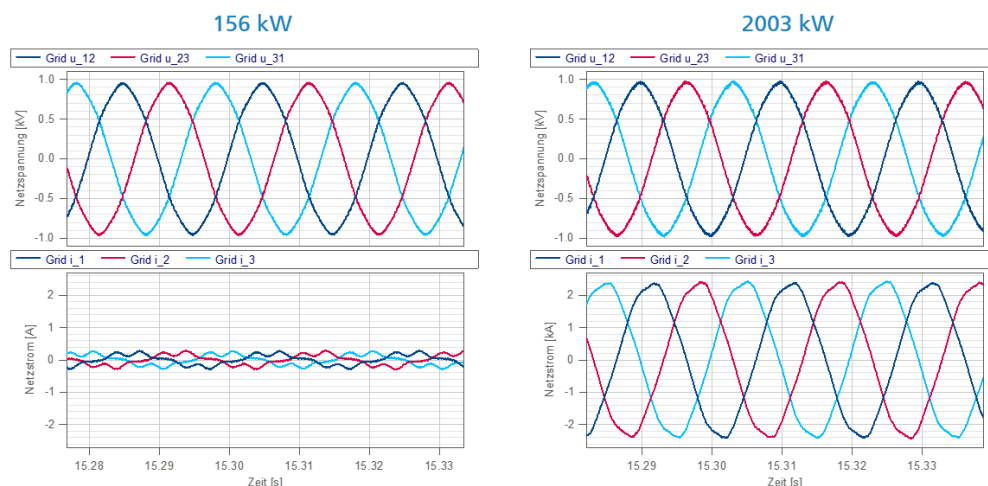


Abbildung 2.29:
Augenblickswerte der
Netzspannungen und
-ströme in zwei
unterschiedlichen
Betriebspunkten

Dieses verdeutlicht noch einmal die im vorherigen Kapitel erwähnte Abhängigkeit der Stromoberwelligkeit von der Wirkleistungsabgabe der Windenergieanlage. Das Netzfilter ist auf die Nennleistung und damit auf den Nennstrom abgestimmt. Daher ist die Stromkurvenform erst im höheren Leistungsbereich optimal.

Nach der Power-Quality-Norm EN 50160 wird der THD nur bis zur 40. Harmonischen ausgewertet. Erfahrungsgemäß lohnt sich ein Blick darauf, was darüber hinaus messbar

ist. Aus diesem Grund ist am Fraunhofer IWES die Erfassung bis zur 100. Harmonischen üblich. Die folgenden beiden Abbildungen zeigen deutliche Erhöhungen der Harmonischen um die 50. herum.

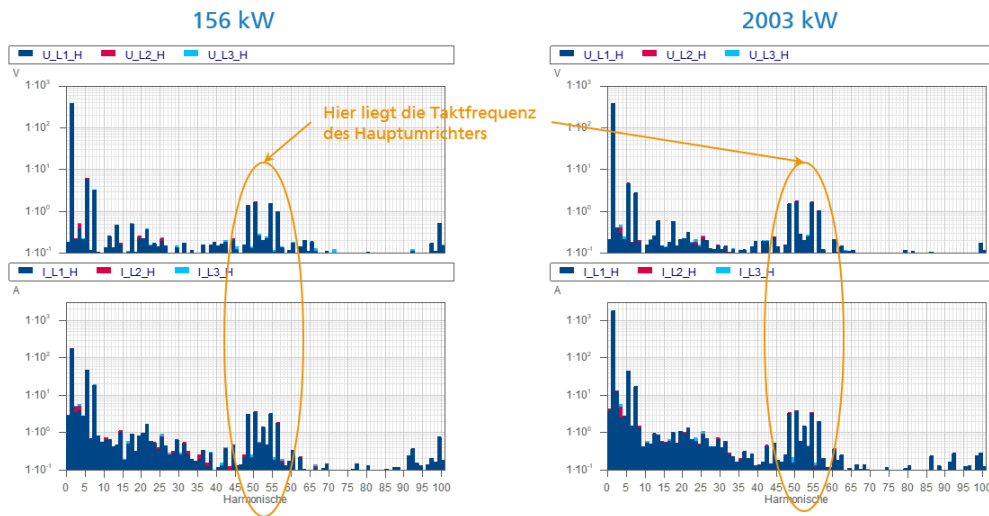


Abbildung 2.30:
Harmonische der
Netzspannungen und
-ströme

Das liegt daran, dass die Taktfrequenz des Hauptumrichters einer Erzeugereinheit in der Regel zwischen 2500 Hz und 3000 Hz liegt. So wirken sich die Harmonischen erst über der 40. aus. Die Schaltverluste eines Leistungshalbleiters sind proportional zum Quadrat der Taktfrequenz f_T . Daher ist es nicht ratsam, die Taktfrequenz beliebig weit nach oben zu verschieben.

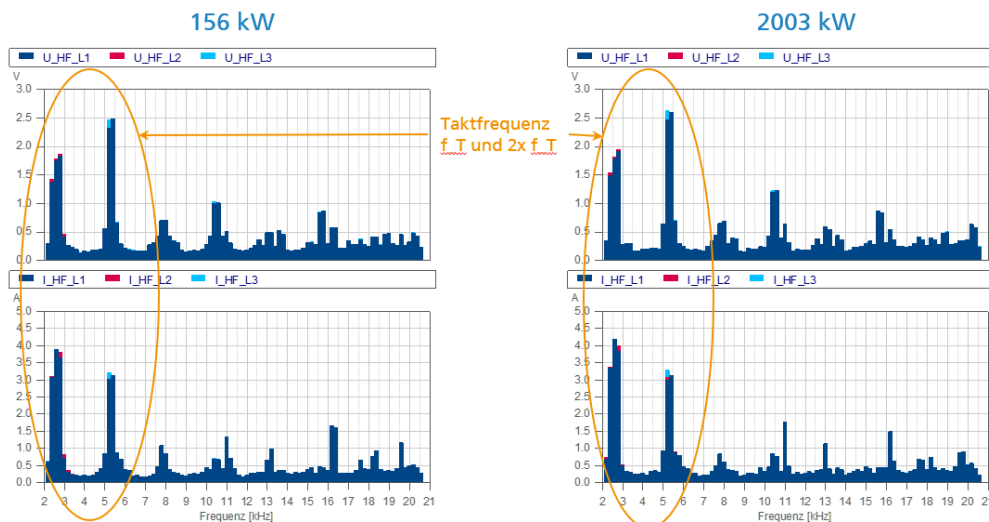


Abbildung 2.31:
Hochfrequente Anteile der
Netzspannungen und
-ströme

Werden bei der Auswertung auch die höherfrequenten Anteile betrachtet, lässt sich feststellen, dass sich ebenfalls ein deutlicher Ausschlag der Oberwellen bei der doppelten Taktfrequenz abzeichnet.

Stellt man die hochfrequenten Anteile der Netzspannungen und Netzströme über einen Trigger dreidimensional dar, lässt sich eine interessante Schwebung erkennen, vgl. Abbildung 2.32.

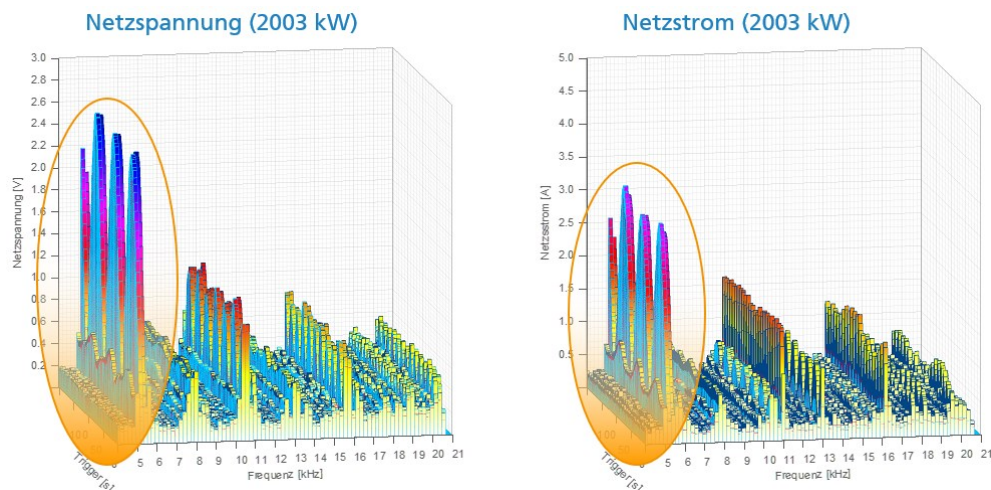


Abbildung 2.32:
3D-Darstellung der
hochfrequenten Anteile
der Netzspannungen und
-ströme

Die Ursache dieser Schwebung ist bisher ungeklärt und könnte in einer erweiterten Messkampagne im Windpark und ggf. über den Netzanschluss des Windparks hinaus näher untersucht werden.

Fazit der Messkampagne und der Datenauswertung

Im Zuge der beschriebenen Messkampagne zur Vermessung elektrischer Belastungsgrößen am Umrichter konnte am Fraunhofer IWES umfangreiches Know-how bzgl. der Messtechnik von DEWESoft Typ SIRIUSi und der Art und Weise der Verwendung bis hin zur Datenauswertung aufgebaut werden.

Die Messwertaufnahme im Slow-Fast-Slow-Prinzip mit ausgewählten Trigger-Einstellungen hat sich grundsätzlich bewährt. Jedoch sollte sie mit zwei getrennten Messsystemen durchgeführt werden, von denen das eine kontinuierlich die PQ-Werte mit einer geringen Abtastrate aufnimmt und das zweite definierte Messdaten in hoher Auflösung erfasst. Damit wird die Problematik umgangen, dass in den Datenfiles Messwerte mit zwei verschiedenen Zeitstempeln vorhanden sind.

Die Auswertung der PQ-Daten zeigt, dass im betrachteten Windpark an der Erzeugereinheit die Spannungs- und Frequenzstabilität sehr gut ist. Das ist auf die hohe Netzstabilität in Deutschland zurückzuführen und darauf, dass die Erzeugereinheiten so geregelt werden, dass sie zur Spannungs- und Frequenzstabilisierung im Netz beitragen.

Es wäre interessant, im Rahmen künftiger Arbeiten eine weitere Messkampagne mit dem Fokus auf den Harmonischen, deren Verhalten im Verbundnetz und den symmetrischen Komponenten von Spannung und Strom durchzuführen.

2.2.3 Charakterisierung der elektrischen Betriebsbedingungen

Die im Rahmen von IWES-Vorarbeiten durchgeführten kombinierten Auswertungen von Ausfall- und Betriebsdaten hinsichtlich des Betriebspunktes unmittelbar vor Phasenmodul-Ausfällen haben gezeigt, dass das Ausfallrisiko betriebspunktabhängig mit zunehmender Leistung ansteigt, vgl. [1, 34]. Die Ergebnisse basieren auf den jeweils letzten 10-min-Mittelwerten der ins Netz eingespeisten Wirkleistung vor dem Ausfallzeitpunkt. Allein mit dem 10-Minuten-Mittelwert der Anlagenüberwachung können die zugrundeliegenden Mechanismen bzw. die Zusammenhänge zwischen Ausfallrisiko und Betriebspunkt allerdings nicht im Detail nachvollzogen werden. Zu diesem Zweck wären Analysen elektrischer Messdaten aus der Anlagensteuerung das Mittel der Wahl. Diese sollten nicht nur lückenlos vollständig, sondern darüber hinaus auch angemessen aufgelöst sein.

Die im Folgenden vorgestellten Analysen bezüglich einer Charakterisierung der elektrischen Betriebsbedingungen sind aus im Konsortium diskutierten Hypothesen hervorgegangen. Die Analysen dienen insbesondere der Abschätzung erwartbarer Wertespektren in den einzelnen Leistungs-Bins, insbesondere denen der Ausreißer.

Datenbasis

Die Charakterisierung der Umrichterbelastung und der Betriebsbedingungen erfolgt anhand der im Feld gemessenen und von den Partnern zur Verfügung gestellten elektrischen Betriebsdaten. Die Analysen sind auf Daten von verschiedenen WEA-Typen an drei unterschiedlichen Standorten angewendet worden. Bei den Windparks handelt es sich um Onshore-Standorte in den Niederlanden (NL), in Großbritannien (GB) und in Deutschland (D).

Windpark WP-A (NL)

Es handelt sich hierbei um den umfangreichsten Datensatz, der unterschiedliche elektrische Umrichter-Betriebsdaten zweier WEA vom Typ A ausgekoppelt zu Analyse Zwecken bereitstellt. Die Anlagen werden im weiteren Verlauf als WEA-A1 und WEA-A2 bezeichnet. Die Daten decken den Zeitraum von Mitte März bis Mitte Oktober 2018 ab.

Zum Umfang des Datensatzes gehören zum einen Daten aus der CSC4-Umrichtersteuerung: Für WEA-A1 bedeutet dies einen Signalumfang von 27 Sensoren des Umrichters und der zugehörigen Peripherie. Die Daten der elektrischen Größen liegen in 4 s-Auflösung vor, Temperaturen und Drücke sind in mehrminütigen Abständen gemessen. An WEA-A2 ist ein kleinerer Signalumfang von 13 Sensoren erfasst, mit zeitlichen Auflösungen in identischer Größenordnung. Aus der Umrichtersteuerung liegen zudem noch Fehler- und Ereigniszählerdaten vor. Diese besitzen im Fall von WEA-A1 eine Auflösung von etwa 7 min, im Fall von WEA-A2 von etwa 1 Stunde.

Zum anderen enthalten die Daten Ereignislogs aus den Umrichtersystemen beider Anlagen. Im Speziellen für WEA-A1 wurden zusätzlich Störschriebe aus dem Umrichtersystem bereitgestellt: Im Fehlerfall wurden die Signale von 67 internen Messstellen am Umrichter zusammen mit einigen Statusbits in einer Samplingrate von 4,5 kHz über einen Zeitraum von 350 ms vor bis 200 ms nach einem Ereignis aufgezeichnet und gespeichert. Neben diesen Umrichterdaten liegen noch die SCADA-Statuslogs des besagten Zeitraums für beide Anlagen vor.

Windpark WP-B (GB)

Als zweite Datengrundlage dienen Anlagen-Betriebsdaten von insgesamt zwölf WEA vom Typ B. Von März 2019 an wurden pro WEA jeweils 26 Signale mit einer Auflösung von 1 s erfasst, darunter elektrische Messdaten (u. a. Anlagen-Wirkleistung, netzanschlussseitige Ströme und Spannungen), meteorologische Messdaten (u. a. Windgeschwindigkeit, Außentemperatur) und mechanische Größen (u. a. Drehzahl). Die Datensätze enthalten keine Umrichter-Betriebsdaten.

Darüber hinaus liegen für alle Anlagen die SCADA-Statuscodes aus den Jahren 2018 bis 2020 sowie die Instandhaltungshistorien der Jahre 2017 bis 2019 vor.

Windpark WP-C (D)

Als dritte Datengrundlage dient der mittels eigener Messtechnik aufgezeichnete Datensatz aus dem Windpark Schliekum II, vgl. dazu Abschnitt 2.2.2.

Statistische Analyse von Fehlermeldungen der Umrichtersteuerung

Die statistische Ereignisanalyse basiert nur auf Daten von Windpark WP-A, da hier auch die Daten der CSC4-Umrichtersteuerung zur Verfügung gestellt wurden. Das CSC4-System hat interne Zähler, die beim Auftreten eines Ereignisses oder Fehlers hochzählen. Ein „Fault“ (oder Fehler) im Sinne dieser Auswertung stellt einen unerwarteten Betriebszustand des Umrichters oder der Anlage dar, der von der Umrichtersteuerung detektiert wird. Die Ursache des „Faults“ kann sowohl innerhalb des Umrichters als auch im erweiterten elektrischen System der Anlage liegen, welches Einflüsse auf den Umrichter genommen hat. Es wurde zunächst eine Übersicht über die Häufigkeit der Ereignisse oder Fehler der beiden Anlagen erstellt. Diese Daten sind in Tabelle 2.8 dargestellt. In der zweiten Spalte findet sich zudem eine kurze Erklärung des Zählers, wenn er nicht direkt aus der Beschreibung ersichtlich ist. Die in der ersten Spalte angegebene Zahl dient der späteren Fehlerbezugsanalyse.

<i>i v j</i>	CSC4 Fehler / Betriebshandlung	WEA-A1	WEA-A2
		($\Delta t \approx 7$ min)	($\Delta t \approx 60$ min)
1	'Shut_down_fault' – Fehler mit WEA-Abschaltung	134	158
2	'Warning_fault' – Warnungsfehler	12	22
3	'Common_faults'	269	316
4	'Fault_IGBT_MSC' – Fehler IGBT, MSC-Seite	3	2
	'Fault_dc_link_voltage'	0	0
5	'Excitation_of_generator' – Erregung Generator	710	1168
6	'Shut_down_processes' – Geplante Abschaltung	711	1169
7	'Parallel_operation' – Netzbetrieb	707	1160
8	'CB_shut_downs' – Netzschutz-Abschaltung	707	1160
9	'No_mains_failures' – Anzahl Netzausfälle	54	66
	'No_Emergency_OFFs' – Anzahl Notstopps	63	66
10	'No_reset_faults' – Anzahl Resetfehler	11	76
11	'successful_reset_fault' – Erfolgreiche Resets	4	9
12	'PC_card_fault_records' – Störschrieb aufgezeichnet	63	74
	'Commissioning_counter' - Inbetriebsetzungen	0	0
	'Shaft_angle_encoder_warnings' -	0	0
	'Shaft_angle_encoder_fault'	0	0
	'Input_voltage_fault' - Fehler Eingangsspannung	0	0
	'Generator_voltage_low' - Niedrige Generatorspannung	0	0
	'current_fault' - Stromfehler	0	0
	'external_temperature_faults' - Temperaturfehler	0	0
13	'Transient_voltage_drop' - Spannungsabfall, den die Anlage durchfahren konnte	7	7
14	'LSC_contactor_cycles' - Schaltzyklen Schütz	709	1162

Tabelle 2.8:
Übersicht über
aufgetretene Fehler und
Ereignisse in der CSC4-
Umrichtersteuerung

Zunächst fällt auf, dass WEA 2 etwa 1,6-mal so viele Schalthandlungen durchgeführt hat wie WEA 1. Dies lässt sich direkt aus den Betriebshandlungszählern *Excitation_of_generator*, *Shut_down_processes*, *Parallel_operation*, *CB_shut_downs* und *LSC_contactor_cycles* ablesen. Trotz des häufigeren Schaltens liegen die Fehlerraten der auftretenden „faults“ nur einen geringen Faktor $\sim 1,17$ höher. Fehler, die zu einem kurzfristigen Abschalten der Anlage führen, im CSC4-System *Shut_down_fault* genannt, treten im gemessenen Zeitraum 134- bzw. 158-mal auf. Dies entspricht einer hohen mittleren Fehlerrate von etwa 20 pro Monat. Betriebshandlungen, die nicht vorkamen, wurden im weiteren Verlauf der Auswertung nicht weiter betrachtet. Betrachtete Fehlerereignisse sind in Tabelle 2.8 türkis hinterlegt. Eine Verteilung der Fehlerfälle über den Messzeitraum ist in Abbildung 2.33 dargestellt. Dort fällt eine Häufung der Fehler im September auf.

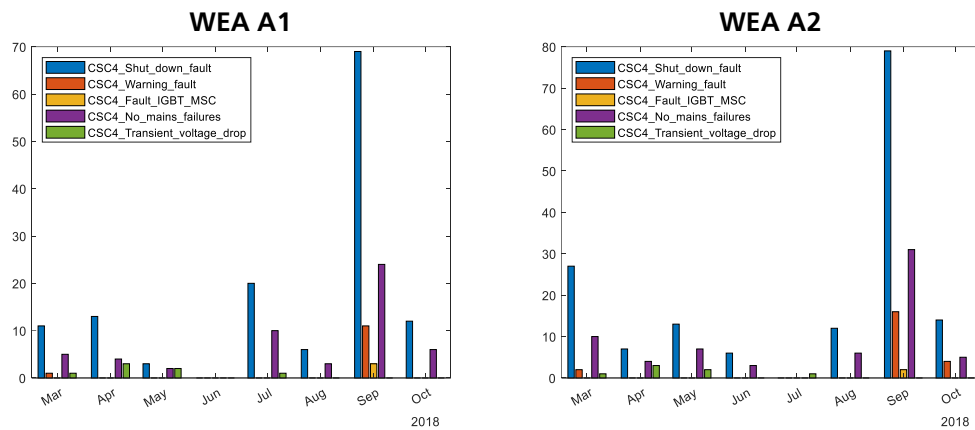


Abbildung 2.33:
Verteilung der CSC4-Fehler
über den Messzeitraum

Für eine vertiefte statistische Analyse wurde die Häufigkeit der Ereignisse in Beziehung zueinander gesetzt. Das Ergebnis ist eine Matrix B_{ij} , deren Zeilen und Spalten den Ereignissen entsprechen. Die Einträge der Matrix sind auf die Gesamtzahl des jeweiligen Ereignisses normiert. Bezogen auf eine Ereigniszeile i kann so direkt die Häufigkeit der im gleichen Zeitraum eingetretenen Spaltenereignisse j abgelesen werden. Die Zeilen/Spalten-Ereignisbezüge sind in Tabelle 2.8 beschrieben. Die Ergebnisse sind als Falschfarbenplot der Matrix in Abbildung 2.34 dargestellt. Hier reicht die Skala von dunkelblau (0%) über grün (50%) hin zu gelb (100%).

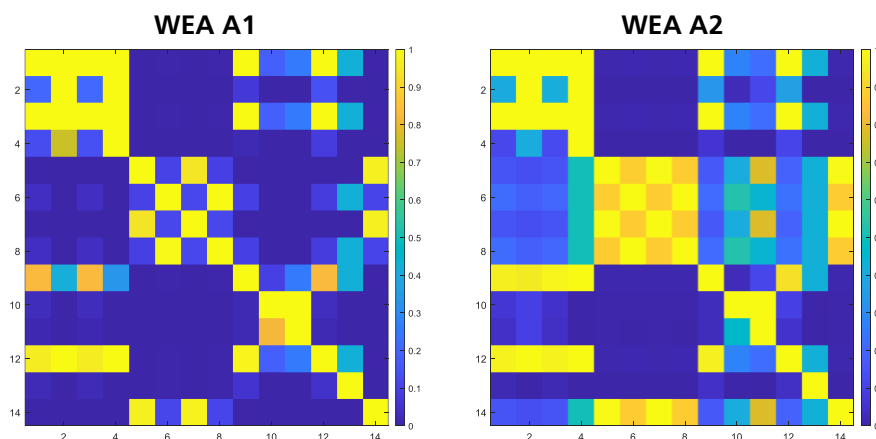


Abbildung 2.34:
Ereignisbezugsmatrizen
der CSC4-Fehler für den
betrachteten Messzeitraum

Es können daraus folgende Erkenntnisse gewonnen werden: Es treten immer Shut_down_fault (1) und Common_faults (3) zusammen auf. Zudem fallen 83% (WEA-A1) bzw. 97% (WEA-A2) der Shut_down_faults (1) in den Zeitbereich der Netzausfälle (9), entsprechend $i; j = 9; 1$ in der Matrix. Der zweithäufigste Anteil der Shut_down_faults (1) liegt bereits mit 13% bei den IGBT-MSC-Fehlern (4), mit allerdings nur 3 bzw. 2 Ereignissen überhaupt. Die starke Überlappung von Betriebsbehandlungen und Fehlern (Zeilen 5-8, Spalten 1-4) lässt sich mitunter durch die niedrige zeitliche Auflösung der Ereigniszähler von WEA 2 erklären, da hierdurch die Wahrscheinlichkeit von gleichzeitigem Auftreten in einem Zeitintervall steigt.

Die durch Netzausfälle entstandene Stillstandzeit in einem Zeitintervall, in dem ein Netzausfall-Fehler auftritt, wurde durch drei Ansätze abgeschätzt: (1.) Die Drehzahl liegt unterhalb der Betriebsdrehzahl, (2.) eine Netzeinspeisung findet nicht mehr statt und (3.) am Umrichter fließt kein Strom. Diese Betrachtung ist in Tabelle 2.9 dargestellt.

	WEA A1	WEA A2
<i>Gesamter Messzeitraum (Stunden)</i>	5349:28:43	5352:52:35
<i>Drehzahl < 650 rpm</i>	1267:46:53	947:20:33
<i>Drehzahl < 650 rpm in Fehlerintervall</i>	4:38:31	35:31:14
<i>Fehler/Gesamt</i>	0,37%	3,75%
<i>Netz-Einspeisung < 1 kW</i>	1504:20:49	1295:15:29
<i>Netz-Einspeisung < 1 kW in Fehlerintervall</i>	4:40:17	36:21:38
<i>Fehler/Gesamt</i>	0,31%	2,81%
<i>0 A Umrichter-LSC</i>	1282:49:36	1018:53:09
<i>0 A Umrichter-LSC in Fehlerintervall</i>	5:23:56	37:36:18
<i>Fehler/Gesamt</i>	0,42%	3,69%

Tabelle 2.9:
Abschätzung der
Stillstandzeit durch
Netzfehler

Aufgrund der viel niedrigeren Auflösung von WEA A2 von lediglich 60 min zwischen zwei Zählerdaten ist auch die Abschätzung der Stillstandzeit für diese Anlage lediglich als obere Grenze zu betrachten. Schlussfolgernd lässt sich aus den Daten von WEA A1 jedoch ableiten, dass mindestens 4 h von etwa 1000 h Stillstandzeit auf Netzfehler zurückzuführen sind.

Vertiefte Analyse von Betriebszuständen von Umrichtern

In diesem Abschnitt werden die elektrischen Betriebszustände von Umrichtern mit statistischen Methoden charakterisiert. Die dazu genutzten Methoden der Boxplot-Analyse sowie der Analyse zum Betrieb in Synchronpunktnähe werden im Folgenden zunächst erklärt.

Einführung der Boxplot-Analyse

Der Boxplot ist ein Diagrammtyp, der der Visualisierung einer deskriptiven Statistik, der sog. Fünf-Punkte-Zusammenfassung eines Datensatzes, dient. Zusätzlich zum Median werden hierbei das erste (untere) Quartil, das dritte (obere) Quartil sowie das Minimum (kleinster Datenwert) und das Maximum (größter Datenwert) einer Datenreihe angegeben. Mit Hilfe der Quartile wird die Streuung der Daten beschrieben. Der Boxplot stellt eine Verteilung weniger detailliert als ein Histogramm dar, ist aber völlig ausreichend, um festzustellen, ob eine Verteilung schief ist und ob es sich bei bestimmten Werten um Ausreißer handelt. Ein Boxplot ist ideal für den Vergleich von Verteilungen, da das Zentrum, die Streuung und der Gesamtbereich sofort ersichtlich sind.

Im Rahmen der durchgeführten Betriebsdatenanalysen charakterisiert der Boxplot die Werteverteilungen, die sich aus den Messdaten einer Betriebsgröße bei einer bestimmten 10-Minuten-gemittelten Wirkleistung ergeben. Abbildung 2.35 stellt das Vorgehen und die Anwendung auf die zur Verfügung stehenden Umrichter-Datensätze dar. Auf der linken Seite ist exemplarisch der Verlauf einer Zwischenkreisspannung innerhalb eines 10-Minuten-Intervalls mit gemittelter Wirkleistung von 0,18 P/P_{rated} dargestellt. Der entsprechende Boxplot der im nebenstehenden Zeitintervall aufgezeichneten Zwischenkreisspannung ist auf der rechten Seite zu sehen. Zu erkennen sind die fünf Kennwerte, d.h. der Median, die zwei Quartile und die beiden Extremwerte. Innerhalb dieses 10-Minuten-Intervalls ergibt sich eine gemittelte Wirkleistung von 0,18 P/P_{rated}. Die für den jeweiligen Zeitabschnitt ermittelten Kennzahlen werden jeweils grob dem Lastbereich zugeschrieben, in dem sich die Anlage zum Zeitpunkt der Aufzeichnung befand. Folgerichtig wird die Fünf-Punkte-Zusammenfassung aus Abbildung 2.35 dem Wirkleistungs-Bin >0,1 – 0,2 P/P_{rated} (d.h. >10% bis 20% der WEA-Nennleistung) zugeordnet.

Nachdem alle 10-Minuten-Segmente dem beschriebenen Vorgehen entsprechend aufbereitet wurden, werden im Anschluss die über den gesamten Zeitraum gemessenen

Werte und somit alle 10-Min-Mittelwerte der Wirkleistung einer weiteren Boxplot-Analyse unterzogen. Die Werte bleiben dabei den jeweiligen Wirkleistungs-Bins zugeordnet.

Die Boxplot-Analyse wird je nach Datensatz insbesondere für Untersuchungen der Zwischenkreisspannung sowie der Wirk- und Blindleistungssignale verwendet.

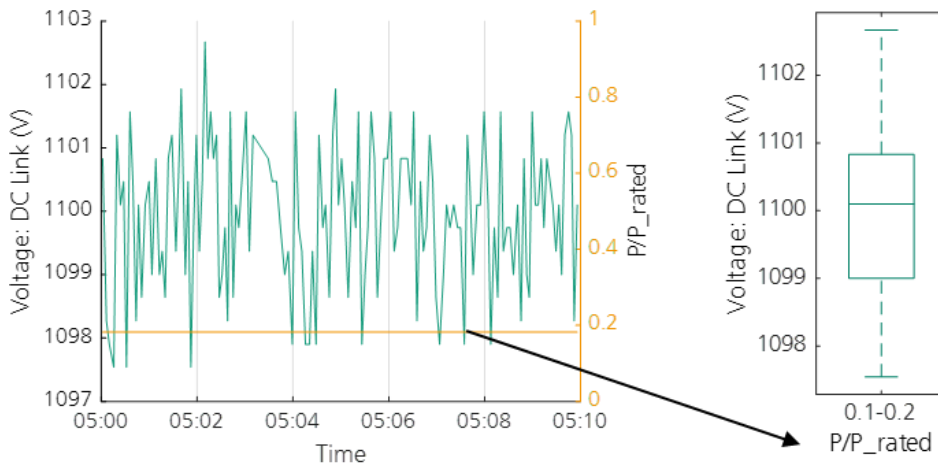


Abbildung 2.35:
Beispielhafte Vorgehensweise für ein 10-Minuten-Intervall; links: zeitlicher Verlauf der Zwischenkreisspannung in einem 10-Minuten-Intervall mit 10-Min-Mittelwert-Wert 0,18 P/P_rated; rechts: Boxplot der Zwischenkreisspannung dieses 10-Minuten-Intervalls

Anzumerken ist, dass die Betriebszeiten, die eine WEA in den einzelnen Lastbereichen bzw. Wirkleistungs-Bins verweilt, sich ganz erheblich unterscheiden können. Die im Zeitraum der Messkampagne erfasste zeitliche Verteilung auf die jeweiligen Wirkleistungs-Bins ist in Abbildung 2.36 für eine WEA im Windpark WP-A dargestellt. Die Anlage verbringt mehr als 10-mal mehr Zeit in der Stillstands-Bin als in der Volllast-Bin.

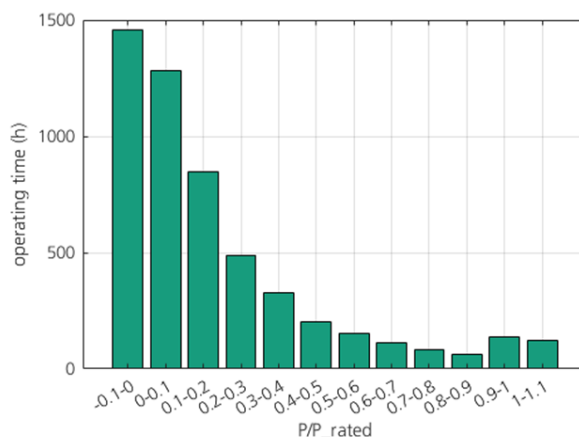


Abbildung 2.36:
Verteilung der Betriebszeit auf die Wirkleistungs-Bins von WEA-A1 im Zeitraum der Messkampagne im Windpark WP-A

Einführung der Analyse zum Betrieb in Synchronpunktnähe

Bei Erreichen des Synchronpunkts des Asynchrongenerators in WEA mit DFIG ist der Umrichter einer außergewöhnlichen Belastung ausgesetzt. Hierbei ist die Rotorfrequenz, der der generatorseitige Umrichterteil ausgesetzt ist und die von der Differenz zwischen Rotordrehzahl und Frequenz des Statorfelds (und hierüber von der Netzfrequenz) abhängt, von Bedeutung. Bei Erreichen des Synchronpunktes strebt die Rotorfrequenz gegen Null, wodurch die generatorseitigen Phasenströme am Eingang des Umrichters zu Gleichströmen werden, die betragsmäßig unterschiedliche Werte annehmen. Dies hat zum einen eine asymmetrische Belastung der Phasen aufgrund von Strom-Wärmeverlusten zur Folge. Zum anderen können sich gegenüber dem Asynchronbetrieb höhere Sperrschichttemperaturen in den Halbleitern einstellen und insbesondere aufgrund des

hohen Temperaturhubs im und nahe dem Synchronpunkt die Lebenserwartung der Leistungsbaulemente einschränken (s.a. [26]).

Obwohl die generatorseitigen Umrichter in WEA mit DFIG dem Durchfahren des Synchronpunkts immer wieder ausgesetzt sind, spielen thermomechanisch bedingte Ermüdungseffekte in WEA-Umrichtern eine untergeordnete Rolle, wie Felddaten- und Defektkomponentenanalysen in der Vergangenheit gezeigt haben. Die den folgenden Untersuchungen zugrundeliegende Fragestellung ist daher, ob die WEA-Messdaten eine aktive Vermeidung des Betriebs in Synchronpunktnähe – bspw. durch besonders zügiges Durchfahren des entsprechenden Drehzahlbereichs – erkennen lassen.

Statistische Auswertungen

In Abbildung 2.37 ist der betriebspunktabhängige Boxplot der Zwischenkreisspannung (ZK-Spannung) von WEA-A1 dargestellt. Abbildung 2.37 enthält gegenüber Abbildung 2.35 alle über den gesamten Zeitraum aufgezeichneten Werte der ZK-Spannung. Das Ergebnis deutet auf eine robuste Spannungsregelung hoher Stabilität hin, denn alle Quartile fallen praktisch mit dem Sollwert von 1100 V zusammen. Durch Betriebspunktwechsel induzierte geringfügige Verschiebungen des Spannungspegels sind zumindest mit dem verwendeten Messinstrument kaum detektierbar. Die unteren Extremwerte sind auf Anfahr- und Abschaltvorgänge der WEA zurückzuführen.

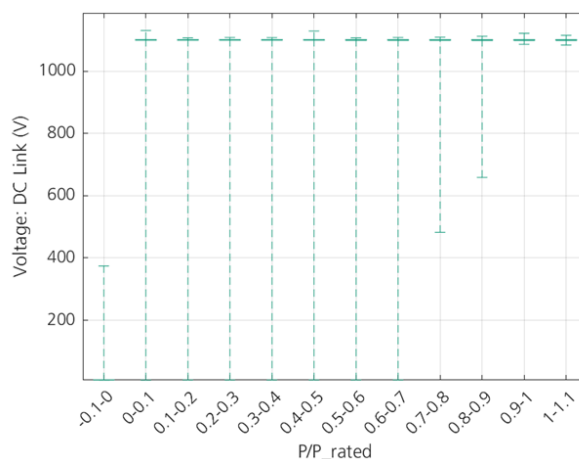


Abbildung 2.37:
Betriebspunktabhängiger
Boxplot der
Zwischenkreisspannung

Von Interesse ist darüber hinaus die Ladungssteuerung des Zwischenkreises, d. h. wie schnell und in welchen Situationen der Zwischenkreis entladen wird, bzw. unter welchen Umständen er geladen bleibt und wie lange. Die Hersteller verfahren hierbei sehr individuell. Aus Sicht der Betriebsführung ist allerdings ein Kompromiss zu treffen: Häufiges Laden und Entladen verursacht elektrischen und mechanischen Stress in den in WEA der Megawatt-Klasse zum Einsatz kommenden Baugruppen des Zwischenkreises. Die hohen Ladeströme und erheblichen Stromspitzen erfordern den Einsatz einer Vorladeschaltung, die die ZK-Kondensatoren in der Regel über ein Widerstandsnetzwerk vor Überlastung schützt. Die Hersteller empfehlen die Anzahl an Lade-/Entladezyklen innerhalb kurzer Zeit aus thermischen Gründen zu begrenzen [46]. Auf der anderen Seite können lange Stillstandphasen ohne nennenswerten Leistungsumsatz, insbesondere bei geladenem Zwischenkreis, die elektrochemische Alterung der Leistungsmodule beschleunigen [47].

Abbildung 2.38 und Abbildung 2.39 gewähren einen Einblick in die Betriebshistorie der Zwischenkreisspannung von WEA-A1. Aus der Häufigkeitsverteilung in Abbildung 2.38 ist abzulesen, dass die Kondensatoren innerhalb der siebenmonatigen Messkampagne insgesamt 75% der Zeit geladen und 23% der Zeit ungeladen waren, wobei hierbei

willkürlich ein geladener Zwischenkreis oberhalb von 1080 V und ein ungeladener Zwischenkreis unterhalb von 20 V angenommen wurde.

In Abbildung 2.39 sind Lade- und Entladevorgänge des Zwischenkreises veranschaulicht, insbesondere deren Dynamik. Auf der linken Seite in Abbildung 2.39 ist der typische zeitliche Verlauf eines Entladevorgangs von WEA-A1 aufgetragen, der in etwa acht Minuten in Anspruch nimmt. Bei dieser Analyse wird auf Basis der Zeitreihe ein zusammenhängendes Intervall ermittelt, in dem die ZK-Spannung im Bereich zwischen 20 V und 1080 V liegt. Die Differenz der ZK-Spannungswerte zwischen Beginn und Ende des Zeitintervalls liegt im gezeigten Fall bei -1032 V, sodass hieraus ein Entladevorgang abgeleitet werden kann.

In gleicher Weise sind sämtliche zusammenhängenden Intervalle ermittelt worden, bei denen die ZK-Spannung im Bereich 20 bis 1080 Volt liegt, sowie die Differenz der Werte zu Beginn und zum Ende des Intervalls. Ist die Differenz positiv, so wird daraus ein Ladevorgang abgeleitet; bei einem negativen Vorzeichen handelt es sich um einen Entladevorgang. In Abbildung 2.39 sind auf der rechten Seite die Differenzen über der Länge des Intervalls aufgetragen. Der Darstellung ist entnehmbar, dass das Laden des ZK innerhalb von 30 s erfolgt, während ein Entladevorgang mehrere Minuten in Anspruch nimmt. Addiert man sämtliche Zeiträume, in denen entsprechende Vorgänge festgestellt werden, so ergibt sich der in Abbildung 2.38 mit 2% bezifferte Anteil an der Betriebshistorie, den dieser Zwischenkreis mit Lade- bzw. Entladevorgängen verbracht hat.

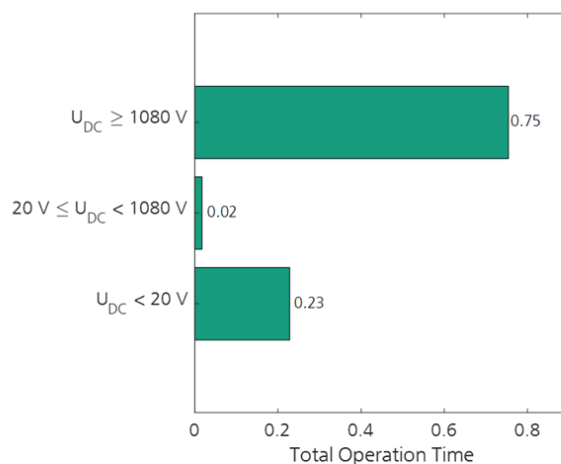


Abbildung 2.38:
Häufigkeitsverteilung der grundlegenden Betriebszustände der Zwischenkreis-kondensatoren

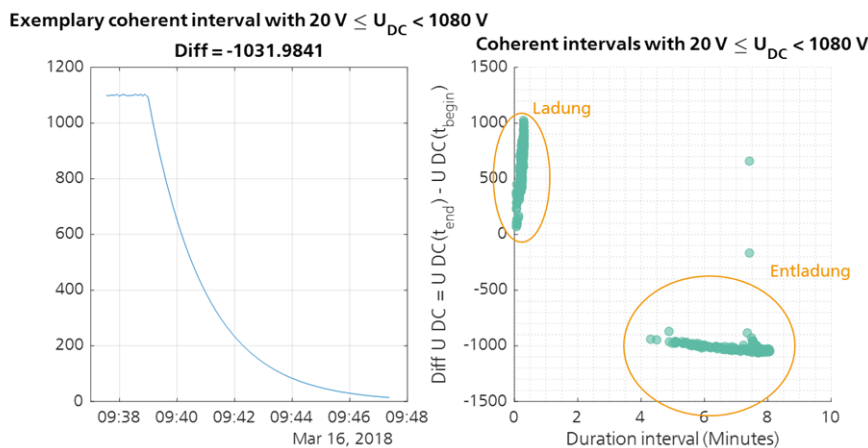


Abbildung 2.39:
Abklingen der Zwischenkreisspannung bei Entladung (links), Dauer der Lade- und Entladevorgänge (rechts)

Abbildung 2.40 verdeutlicht anhand der Wirkleistung von WEA-A1, dass Leistungsspitzen in allen Wirkleistungs-Bins und mit vergleichbaren Spitzenwerten auftreten. Diese Lastspitzen ereignen sich zwar selten, stellen für das Umrichterdesign allerdings eine erhöhte elektrische Belastung dar.

Der Boxplot in Abbildung 2.41 stellt die betriebspunktabhängige Blindleistungsverteilung von WEA-A1 dar. In allen Wirkleistungs-Bins ist der Median der Blindleistung gleich Null und die Quartile sind symmetrisch zum Median verteilt. Die Extremwerte sind möglicherweise mit der Bereitstellung von Blindleistung zur Netzstabilisierung verknüpft, wobei absolute Spitzenwerte im unteren Teillastbetrieb und unter Volllast erfasst wurden. Eine dynamische Netzspannungsstützung unter Volllast hat im Vergleich zur Teillast eine größere Umrichterbelastung zur Folge (s.a. [48]). Wie hoch die Belastung tatsächlich ist und ob es zu einer strom- oder spannungsgetriggerten Überlastung im Umrichtersystem kommt, ist entscheidend von der Regeldynamik und der Umrichtertechnologie selbst abhängig. Derartige Vorgänge sind hochdynamisch und mit der hier zugrundeliegenden zeitlichen Datenauflösung von vier Sekunden nicht abschließend bewertbar.

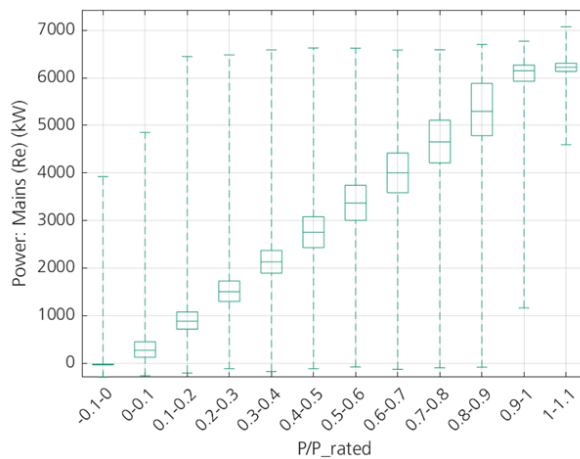


Abbildung 2.40:
Betriebspunktabhängiger
Boxplot der Wirkleistung

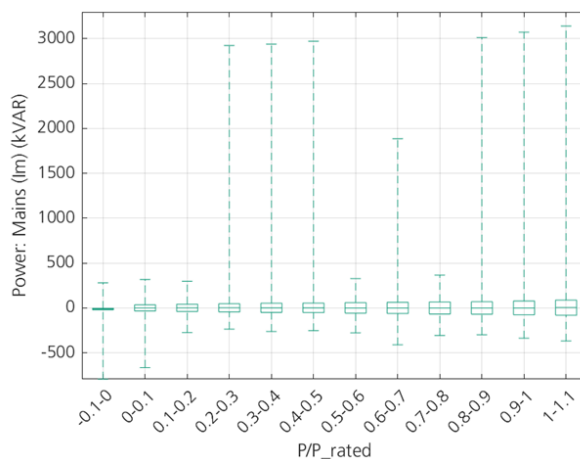


Abbildung 2.41:
Betriebspunktabhängiger
Boxplot der Blindleistung

In den Boxplots zum RMS-Rotorstrom (Abbildung 2.42) und zum RMS-Strom des netzseitigen Wechselrichters (Abbildung 2.43) liegen die Extremwerte zwar merklich außerhalb der Quartilsgrenzen, stellen sich jedoch im Verhältnis zum Median des Volllastbetriebs als moderat und daher nicht unbedingt schädigungsrelevant dar.

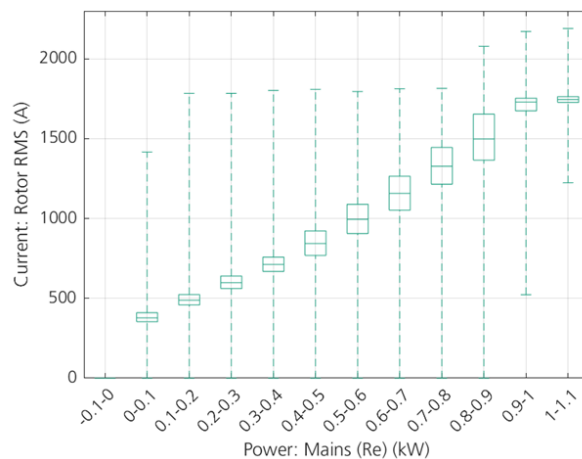


Abbildung 2.42:
Betriebspunktabhängiger
Boxplot des Rotorstroms

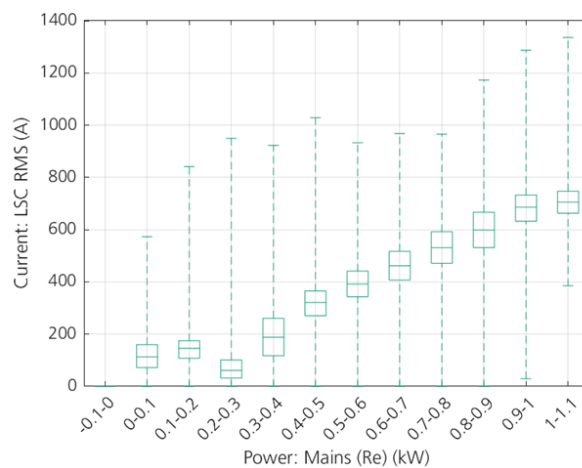


Abbildung 2.43:
Betriebspunktabhängiger
Boxplot des Stroms vom
netzseitigen Wechselrichter

In Abbildung 2.44 ist die Häufigkeitsverteilung der aus der Generatordrehzahl berechneten Werte der Rotorfrequenz von WEA-A1 als Histogramm dargestellt. Eine Rotorfrequenz mit einem Wert nahe 50 Hz bedeutet, dass die Anlage steht bzw. sich in der Anlaufphase befindet. (Da hierbei kein Strom fließt, ist mit den entsprechenden Zeiten bzw. Bereichen des Balkendiagramms keine Belastung verknüpft.) Wie oben erläutert sollten synchronpunktnahe Betriebszustände zügig durchfahren werden, da sich am Gleichrichtereingang des Teilumrichters ein niederfrequenter Wechselstrom einstellt, der bei einer Rotorfrequenz $f_{MSC} = 0$ Hz zu einem Gleichstrom wird.

Die vorliegenden Daten der WEA-A1 bestätigen, dass der Synchronpunktbereich erwartungsgemäß häufig durchfahren wird. Dabei ist im Fall der hier betrachteten WEA jedoch keine gezielte Vermeidung synchronpunktnahen Betriebs erkennbar. Extrapolierte man die Resultate aus Abbildung 2.44 auf ein Jahr, verbrächte dieser Umrichter gemäß den zugrundeliegenden Betriebsdaten ca. 50 der 365 Tage generatorseitig bei Frequenzen von ≤ 5 Hz.

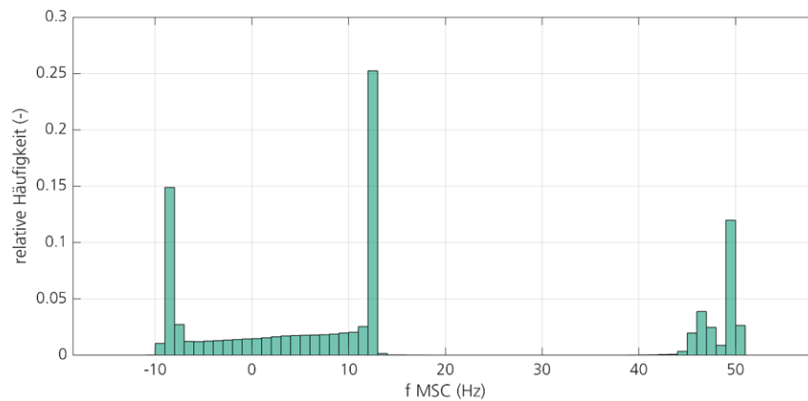


Abbildung 2.44:
Häufigkeitsverteilung der
Rotorfrequenz für WEA-A1

Analog zur Analyse des synchronpunktnahen Betriebs der Anlage WEA-A1 werden für ausgewählte Anlagen aus dem Windpark WP-B die Häufigkeiten für die im Feld auftretenden Rotorfrequenzbereiche ermittelt. In Abbildung 2.45 und Abbildung 2.46 sind die entsprechenden Histogramme der Rotorfrequenz-Bins für zwei WEA dargestellt. Die zugrundeliegenden Zeitreihendaten umfassen jeweils einen Monat, wobei an dieser Stelle außerdem ein saisonaler Vergleich zwischen Winter (Januar 2020, jeweils oberer Teil der Abbildungen) und Sommer (Juli 2020, jeweils unterer Teil) erfolgt.

Abbildung 2.45 stellt die entsprechenden Histogramme der WEA-B1 für Januar und Juli gegenüber. Im Vergleich zu WEA-A1 sind im Januar und im Juli bezogen auf den betrachteten Zeitraum sowohl die Anteile der Stillstandzeiten geringer als auch die Anteile im übersynchronen Betrieb (d.h. im Bereich ‚negativer‘ Rotorfrequenzwerte) höher. Erwartungsgemäß ist eine saisonale Abhängigkeit erkennbar, so dass aufgrund des vermehrten Teillastbetriebs der Synchronpunkt im Juli häufiger durchfahren wurde als im Januar.

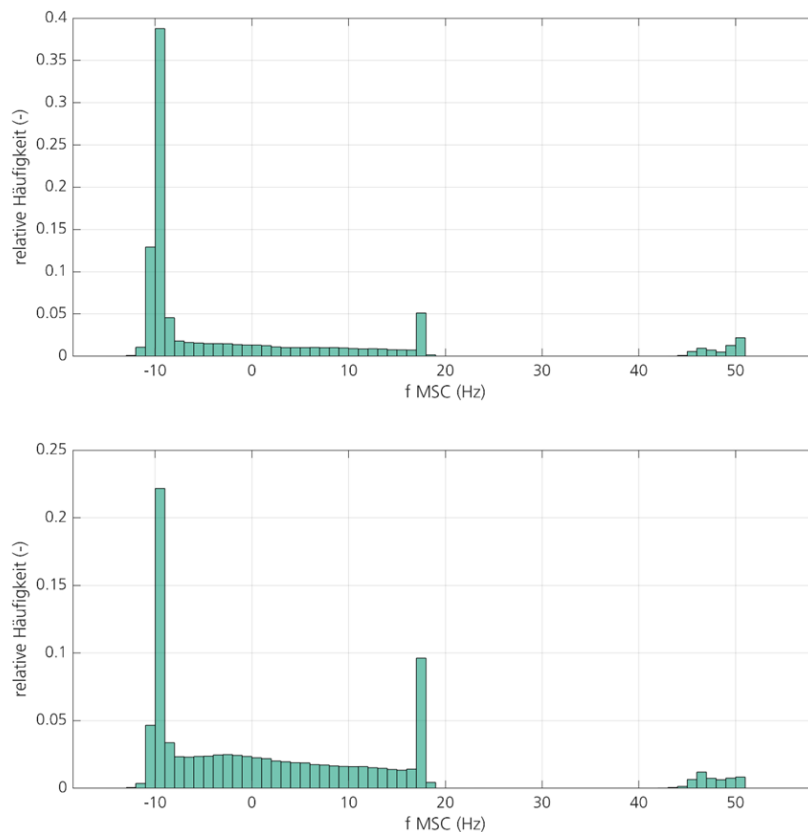


Abbildung 2.45:
Häufigkeitsverteilung der
Rotorfrequenz WEA-B1;
Datenbasis Januar (oben),
Datenbasis Juli (unten)

Den Histogrammen in Abbildung 2.46 ist entnehmbar, dass sich WEA-B2 im Januar rd. 70% der Zeit und im Juli nur etwa halb so viel Zeit im übersynchronen Generatorbetrieb befunden hat. Darüber hinaus stand WEA-B2 im Juli 2020 mit etwa 7% der Zeit über einen längeren Zeitraum still.

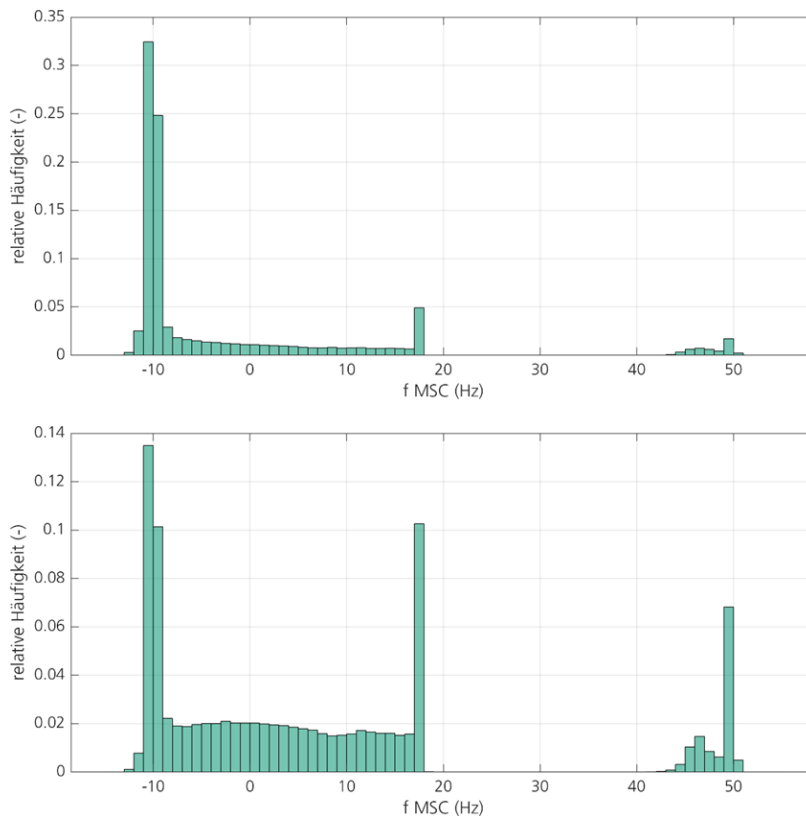


Abbildung 2.46:
Häufigkeitsverteilung der
Rotorfrequenz WEA-B2;
Datenbasis Januar (oben),
Datenbasis Juli (unten)

Abbildung 2.45 und Abbildung 2.46 zeigen übereinstimmend, dass der Betriebspunkt im Juli häufiger nahe am Synchronpunkt lag als im Januar. Das ist erwartbar und mit den Windbedingungen bzw. der Wetterdynamik mitteleuropäischer Winter und Sommer nachvollziehbar.

Das Ergebnis bestätigt die Erkenntnis der Datenanalyse des Windparks WP-A. Das Durchfahren des Synchronpunktes ist demnach ein gewöhnlicher Betriebsfall, der im Design angemessen zu berücksichtigen ist.

Um das Schädigungspotential bewerten zu können, sind eine Vielzahl zusätzlicher technischer Details zu berücksichtigen. Entscheidende Faktoren für die Lebensdauer sind bei Betrachtung des Betriebs in Synchronpunktnähe das angewendete belastungsminimierende Regelungsprinzip (Rotorstromabsenkung, Taktfrequenzabsenkung, diskontinuierliche PWM, Blindleistungsverschiebung, siehe [11]), ihre Güte und ihre Dynamik. Je niedriger die Frequenz des Stroms auf der Generatorseite, desto höher ist bei unveränderter Taktung der Temperaturhub der Leistungshalbleiter. Das Schädigungspotenzial eines einmaligen Vorgangs hängt dann im Wesentlichen von der Amplitude des Temperaturhubs und der mittleren Temperatur ab [11, 49]. Anzumerken ist abschließend, dass Überstress im Synchronpunkt schwierig zu detektieren ist, da die mittlere Verlustleistung nicht unmittelbar beeinflusst wird und sich nicht zwingend eine Indikation (etwa durch das Ansteigen der Kühlmitteltemperatur) ergibt.

Um den Zusammenhang zwischen Umrichter- und WEA-Wirkleistung herstellen zu können, ist im Zuge der Messkampagne die Leistungskennlinie der im WP-C vermessenen WEA ermittelt worden. Der in Abbildung 2.47 gezeigte Verlauf der Leistungskennlinie verdeutlicht, dass sich bei 25% der WEA-Nennleistung die Umrichter-Wirkleistung zu Null ergibt. Hier befindet sich der Generator im Synchronpunkt und es wird keine Leistung im Umrichter umgesetzt.

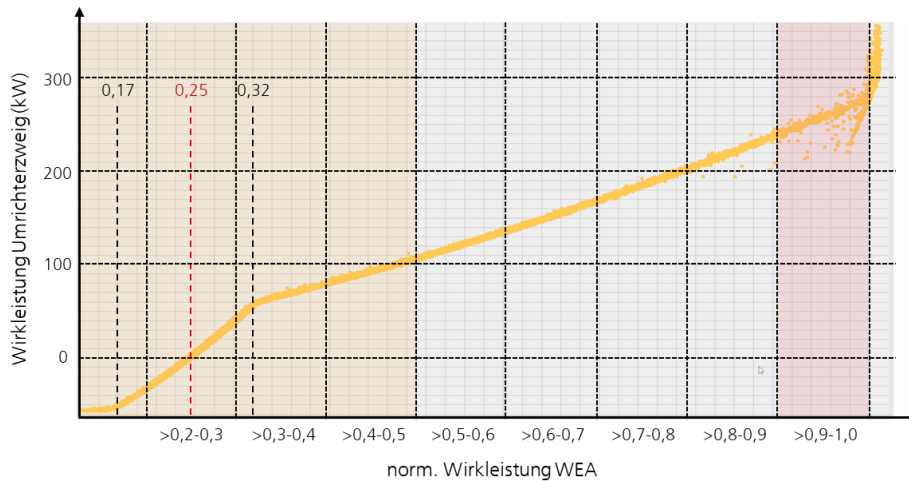


Abbildung 2.47:
Zusammenhang zwischen Umrichter- und WEA-Wirkleistung anhand der Leistungskennlinie einer WEA aus dem Windpark WP-C

Zusammenfassung

Die Analyse elektrischer Mess- und Betriebsdaten, die eine höhere zeitliche Auflösung als die in SCADA-Betriebshistorien üblicherweise enthaltenen 10-Minuten-Mittelwerte aufweisen, hat das Verständnis der elektrischen WEA- und Umrichterbelastung deutlich verbessern können.

Durch die Analyse der von Windpark WP-A zur Verfügung gestellten Daten aus der Umrichtersteuerung konnte gezeigt werden, dass die mit 83% meisten ungewollten Abschaltungen des Umrichters auf Netzfehlermeldungen der Umrichtersteuerung zurückzuführen waren. Die durch solche Netzfehler entstandene Stillstandzeit in einem Zeitintervall, in dem ein Netzfehler auftritt, konnte über die zusätzlich vorhandenen Betriebsdaten abgeschätzt werden. Von 1000 h Stillstandzeit der Windenergieanlage im verfügbaren Datenbereich insgesamt konnten etwa 4 h auf Netzfehler zurückgeführt werden.

Mit der Boxplot-Analyse ist das Wertespektrum elektrischer Belastungsgrößen charakterisiert worden, das aus den zumeist verfügbaren 10-Minuten-Mittelwerten nicht ermittelbar ist. Die Resultate der drei Windparks zeigen übereinstimmend an, dass im Verlauf von Teillast-Zeitintervallen (d.h. von Intervallen, die gemäß ihren 10-Minuten-Mittelwerten der eingespeisten Wirkleistung dem Teillastbetrieb zuzuordnen sind) vereinzelte Lastspitzen auftreten, die vergleichbar mit denen unter Volllast sind. Für die Ermittlung eines Schädigungsindex eines 10-Minuten-Zeitintervalls sind diese Zustände unbedingt zu berücksichtigen. Mit der Boxplot-Analyse konnte dargelegt werden, dass 10-Minuten-Mittelwerte in der Tat weder für eine Ermittlung eines Schädigungsindex für den jeweiligen 10-Minuten-Zeitraum noch für eine Restlebensdauerabschätzung geeignet sind. Denn die Dynamik und das immense Wertespektrum der elektrischen Belastung innerhalb eines 10-Minuten-Intervalls, das die Boxplot-Analyse aufgezeigt hat, sind hiermit nicht erfassbar. Allerdings konnte auch die Boxplot-Analyse keine vollständige Charakterisierung der Umrichterbelastung liefern. Entscheidende Faktoren hierfür waren nicht nur die (immer noch bei Weitem) zu geringen zeitlichen Auflösungen der Messdaten, sondern auch die für eine systematische Charakterisierung der

elektrischen Belastung des Umrichters und seiner Komponenten teilweise nur eingeschränkt verwertbaren verfügbaren Messgrößen. Geschlussfolgert werden kann, dass eine Restlebensdauerabschätzung oder wirksame Ausfallverhinderung offenbar nicht ausschließlich auf den für den Anwender allgemein von außen zugänglichen Messgrößen basieren kann.

2.2.4 Temperatur- und Feuchteverhältnisse in WEA-Umrichtern

Zur Feldmessung im Rahmen von ReCoWind ausgebrachte Messtechnik

Um die klimatischen Bedingungen, denen WEA-Umrichter im Feld ausgesetzt sind, charakterisieren zu können, sind die Temperatur- und Feuchteverhältnisse innerhalb und außerhalb des Hauptumrichterschanks unterschiedlicher WEA-Typen an verschiedenen Windpark-Standorten über Zeiträume von mehreren Monaten hinweg aufgezeichnet worden.

Dazu sind vonseiten des Fraunhofer IWES bereitgestellte batteriebetriebene Datenlogger des Typs EL-USB-2 (Abbildung 2.48) verwendet worden, die von den Projektpartnern Nordsee One, innogy, Energiekontor und IWES in die zu vermessenden WEA ausgebracht und am Ende des Messzeitraum wieder eingeholt worden sind. Je Anlage ist mindestens ein Logger an der Außenseite des Umrichterschanks und ein Logger innerhalb des Schanks in der Nähe der Leistungselektronik platziert worden. Sofern möglich, wurde zudem ein Logger im Außenraum der WEA angebracht. War der Umrichter auf mehrere Schaltschränke verteilt, wurde in jedem ein Logger eingesetzt. Die für den Einsatz im Temperaturbereich $-35\ldots 80^{\circ}\text{C}$ und für $0\ldots 100\%$ relative Luftfeuchtigkeit geeigneten Datenlogger sind so konfiguriert worden, dass sie die Messgrößen alle 15 min bzw. 30 min aufgezeichnet haben. Neben der Lufttemperatur und der relativen Luftfeuchtigkeit stellt der genutzte Datenlogger die daraus ermittelte Taupunkttemperatur bereit.



Abbildung 2.48:
Zur Vermessung der Temperatur- und Feuchteverhältnisse in und an WEA-Umrichtern eingesetzter batterie-gespeicherter Logger [50]

Abbildung 2.49 zeigt beispielhaft die Einbausituation zweier Datenlogger im Innern eines Umrichterschaltschanks.

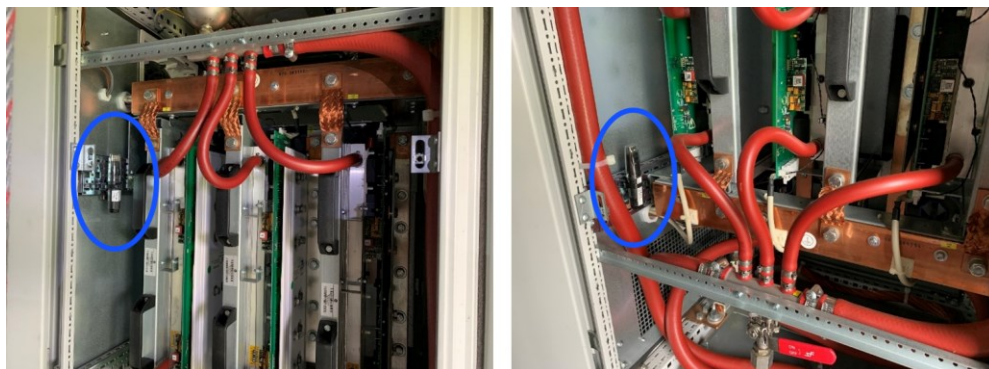


Abbildung 2.49:
In einem Hauptumrichter installierte Datenlogger zur Messung von Temperatur und relativer Luftfeuchtigkeit

Standorte der vermessenen WEA

Im Rahmen des ReCoWind-Projektes sind insgesamt 81 Datenlogger ausgebracht und eingeholt worden. Auf diese Weise konnten 17 WEA an den in Abbildung 2.50 gezeigten

Onshore- und Offshore-Standorten in Deutschland, Großbritannien und den Niederlanden vermessen werden.

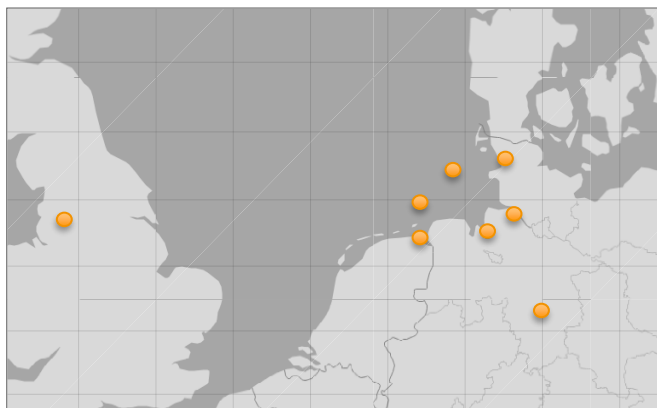


Abbildung 2.50:
Übersicht der Windpark-
Standorte, an denen im
Rahmen von ReCoWind
Messkampagnen zur
Vermessung der
Temperatur- und
Feuchteverhältnisse am
Umrichter durchgeführt
worden sind

Darüber hinaus sind von den Projektpartnern ConverterTec (seinerzeit Woodward) und RWE aus eigenen Messkampagnen stammende Temperatur- und Feuchtemessdaten von WEA an unterschiedlichen Standorten in Indien und Texas bereitgestellt worden.

Auswertung der Temperatur- und Feuchtemessdaten

Unter Einbezug von klimatischen Messdaten aus IWES-Vorarbeiten standen für die Untersuchung der Temperatur- und Feuchteverhältnisse an WEA-Umrichtern Messdaten von WEA in sieben Ländern mit Nennleistungen im Bereich von 1,5 bis 6,2 MW zur Verfügung. Sie gliedern sich in Anlagen mit luftgekühlten Umrichtern im Turmfuß, solche mit flüssiggekühlten Umrichtern im Turmfuß und solche mit flüssiggekühlten Umrichtern in der Gondel.

Sämtliche neu eingegangenen Messdaten sind im Projekt aufbereitet, mit den zugehörigen, von den Projektpartnern bereitgestellten SCADA-Betriebsdaten und den ERA5-Umgebungsklimadaten der Windpark-Standorte zusammengeführt und ausgewertet worden. Unverzichtbare Schritte waren dabei die Plausibilitätsprüfung und Bereinigung von fehlerhaften Datenpunkten, aber auch die Prüfung aller Zeitstempel über Korrelationsanalyse mit ERA5-Daten, um Zeitstempel mit Versatz durch Zeitumstellung und solche mit fehlender oder fehlerhafter Zeitzone-Angabe korrekt in ein einheitliches Zeitformat (Koordinierte Weltzeit, UTC) überführen zu können.

Beispielhaft sind in Abbildung 2.51 die klimatischen Verhältnisse in und an einer WEA in Großbritannien dargestellt, die einen wassergekühlten Teilumrichter im Turmfuß hat. Neben den Zeitreihen aus den o.g. Datenloggern umfasst die Abbildung die Gondelaußentemperatur aus den SCADA-Daten (Signal SCADA_TmpNacExtIAv) und die ERA5-Umgebungsklimadaten des Standorts. Zusätzlich ist der Verlauf der – mit der WEA-Nennleistung normierten – eingespeisten Wirkleistung gezeigt, um auch den Anlagenbetrieb während der Messung in die Auswertung einbeziehen zu können. Die Darstellung ist zwecks besserer Lesbarkeit auf einen Zeitausschnitt des mehrmonatigen Messzeitraums beschränkt.

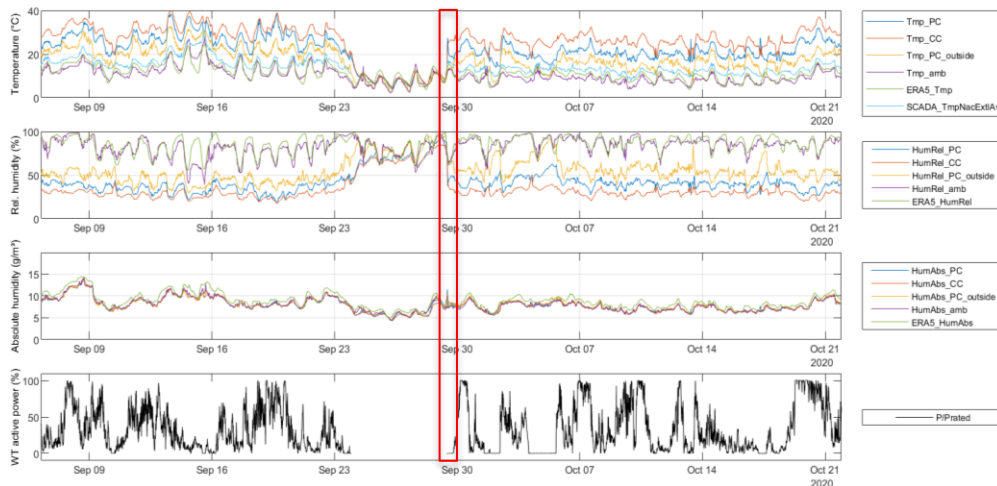


Abbildung 2.51:
Temperatur- und Feuchteverhältnisse in den Schaltschränken und im Turmfuß einer WEA in Großbritannien, in kombinierter Darstellung mit Umgebungsklimadaten und dem Verlauf der eingespeisten Wirkleistung

Die Temperaturverhältnisse im Umrichterschaltschrank (Power Cabinet, PC), im Control Cabinet des Umrichters (CC), außerhalb des Power Cabinets (PC_outside) und in der WEA-Umgebung unterschieden sich erwartungsgemäß erheblich. An allen Messstellen lässt sich dabei jedoch ein deutlicher Einfluss der Umgebungstemperaturen sowie das damit verbundene Durchlaufen von Tag-Nacht-Zyklen erkennen. Die absolute Feuchte im WEA- und Schaltschrank-Innenen ist nahezu deckungsgleich und unterscheidet sich kaum von der im WEA-Außenraum. Wird der gesamte Messzeitraum einbezogen, sind über die Tag-Nacht-Zyklen hinaus ausgeprägte saisonale, d.h. jahreszeitbedingte Zyklen in den Temperatur- und Feuchteverläufen erkennbar. Die relative Feuchtigkeit ergibt sich aus der Kombination von Temperatur und absoluter Feuchte und nimmt somit vor allem in Zeiten und Bereichen niedrigerer Temperaturen höhere Werte an. In der hier betrachteten WEA bleibt die relative Luftfeuchtigkeit im Umrichterschaltschrank im Normalbetrieb unter 50%. Bei Stillstand der WEA steigt sie merklich an. Besonders bemerkenswert ist der in Abbildung 2.51 erkennbare sechstägige Stillstand der Anlage Ende September 2020, in dem angesichts der Unterbrechung der SCADA-Zeitreihen davon auszugehen ist, dass die Anlage vollständig vom Netz getrennt war. In diesem Zeitraum ist erkennbar, wie die Temperaturen innerhalb der WEA auf das Umgebungstemperaturniveau abfallen und damit verbunden die relative Feuchte bis auf einen Wert von 93,5% ansteigt. Während die Wärmekapazität und -abgabe der WEA-Gondel zu einem erhöhten Niveau der Gondelaußentemperatur führt, zeigen die Verläufe der außen am Turmfuß mittels Datenlogger gemessenen Zeitreihen und die der standortspezifischen ERA5-Umgebungsklimadaten eine recht gute Überdeckung.

Eine weitere interessante Beobachtung lässt sich Abbildung 2.51 im markierten Bereich entnehmen, welcher die Situation beim Wiedereinschalten der Anlage nach dem mehrtägigen Stillstand zeigt: Hier ist ab dem Moment, in dem die WEA wieder mit dem Netz verbunden ist (gekennzeichnet durch Wiedereinsetzen der SCADA-Daten-Aufzeichnung), deutlich die Ausführung einer Vorwärmroutine erkennbar. Dabei wird die Temperatur im Umrichterschaltschrank zwischenzeitlich um über 15 K angehoben, noch bevor die WEA wieder in den Einspeisebetrieb geht, wobei die relative Luftfeuchtigkeit erwartungsgemäß deutlich absinkt. Bemerkenswert ist der Verlauf der absoluten Feuchte, die während dieser Vorwärmphase kurzzeitig erheblich über ihr bisheriges Niveau, aber auch über das Niveau der Umgebungsfeuchte ansteigt. Dies legt nahe, dass hier die Freisetzung zuvor – bspw. in Polymermaterialien – im Schaltschrank gespeicherter Feuchtigkeit zu beobachten ist.

In entsprechender Weise wie hier für den obigen Beispielfall der vermessenen WEA in Großbritannien dargestellt sind die Messdaten auch der übrigen im Rahmen von ReCoWind durchgeführten klimatischen Feldmesskampagnen durch das IWES

visualisiert, im Zuge der ReCoWind-Projekttreffen vorgestellt und im Konsortium diskutiert worden.

Neben dem o.g. exemplarischen, visuellen Vergleich von ERA5- und Loggermessdaten aus der WEA-Umgebung ist eine vergleichende Analyse auch unter Einbezug der Daten anderer WEA-Standorte erfolgt, bei denen die Messkampagnen die Verhältnisse im WEA-Außenraum mit umfasst hatten. Insgesamt hat diese vergleichende Analyse bestätigt, dass die ERA5-Datensätze trotz ihrer groben räumlichen Auflösung von ca. 30 km x 30 km eine gute Näherung der tatsächlichen klimatischen Verhältnisse im WEA-Außenraum liefern und sich als Grundlage für weitere Analysen eignen.

WEA-Typ-abhängige Unterschiede

Abbildung 2.52 verdeutlicht die erheblichen WEA-Typ-abhängigen Unterschiede bezüglich der Abhängigkeit der Temperatur im Umrichterschaltschrank von der WEA-Umgebungstemperatur und dem Betriebspunkt der Anlage. Der linke Abbildungsteil zeigt das Beispiel einer der klimatisierten Offshore-WEA in der Nordsee, bei der die Temperatur im Power Cabinet (Tmp PC) von der Umgebungstemperatur (Tmp ERA5) und dem Betriebspunkt der WEA (charakterisiert durch die normierte WEA-Wirkleistung, siehe Farbskala) weitgehend unabhängig ist und eine Annäherung an die Umgebungstemperatur nur im Stillstand erfolgt. Demgegenüber lässt das Beispiel einer Onshore-WEA in Deutschland mit luftgekühltem Umrichter im rechten Abbildungsteil einen starken Einfluss sowohl der Umgebungstemperatur als auch des Betriebspunkts auf die Umrichtertemperatur erkennen.

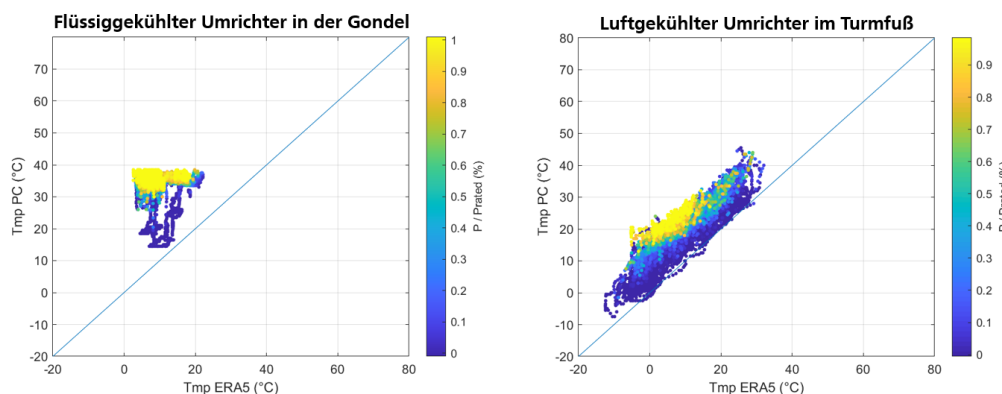


Abbildung 2.52:
WEA-Typ-abhängige Unterschiede hinsichtlich des Einflusses von WEA-Umgebungsbedingungen (ERA5) und WEA-Betriebspunkt auf die Temperatur im Umrichterschaltschrank (Power Cabinet, PC)

Insgesamt ist das Spektrum der in der Auswertung der verschiedenen Messkampagnen festgestellten klimatischen Verhältnisse groß. Um einen möglichst großen Erkenntnisgewinn aus den umfangreichen Messdaten zu generieren, wurden diese im Hinblick auf die folgenden Fragestellungen systematisch analysiert:

- Gibt es systematische Unterschiede im Schaltschrankklima luft- und flüssiggekühlter Umrichter (sowie ggf. auch zwischen Umrichtern in Gondel und Turmfuß)? Können diese die zeitversetzten saisonalen Ausfallmuster luft- und flüssiggekühlter Umrichter (s. Abschnitt 2.1.4) erklären?
- Welche Rolle spielen die klimatischen Verhältnisse in der WEA-Umgebung?

Um die oben genannten Fragen zu untersuchen, ist – angelehnt an das Vorgehen in [51] – ein Ansatz verwendet worden, bei dem sinusförmige Regressionsfunktionen der Form

$$f(t) = A_0 + A_1 \cdot \cos\left(2\pi \cdot \frac{t - A_2}{365 d}\right) + A_3 \cdot \cos\left(2\pi \cdot \frac{t - A_4}{1 d}\right) \quad \text{Gleichung 2.13}$$

Gleichanteil
Jahreszyklen
Tageszyklen

sowohl an die Messdaten aus dem Umrichterschaltsschrank als auch an die ERA5-Umgebungsdaten der entsprechenden WEA „gefittet“ werden. Die Regressionsfunktionen setzen sich jeweils aus einem Gleichanteil, einem Term zur Beschreibung der Jahreszyklen sowie einem Term zur Abbildung der Tag-Nacht-Zyklen zusammen. Dieser Ansatz hat den Vorteil, dass er trotz der starken saisonalen Schwankungen der Größen und der unterschiedlich langen Messzeiträume einen Vergleich von Temperatur- und Feuchtemessdaten verschiedener WEA ermöglicht.

Abbildung 2.53 zeigt beispielhaft die Temperaturverläufe im Umrichterschaltsschrank und im WEA-Außenraum sowie den Verlauf der daraus abgeleiteten Regressionsfunktionen für den Fall einer WEA mit luftgekühltem Umrichter im Turmfuß. Wie darin erkennbar ist, werden die Parameter der Regressionsfunktion zu den Loggerdaten auf Grundlage der im Messzeitraum erfassten Daten ermittelt; für die Regressionsfunktion zu den ERA5-Daten werden hingegen die Ganzjahreszeiträume aller Jahre zugrunde gelegt, über die sich die Feldmessung erstreckt hat, um eine bestmögliche Abbildung der Jahres- und Tages-Periodizitäten durch die Regressionsfunktion zu erzielen. Zu beachten ist, dass beim skizzierten Vorgehen über sinusförmige Regressionsfunktionen nur zyklische Anteile abgebildet werden können, stochastische Variationen durch Wetter und Wind hingegen nicht (siehe Abbildung 2.53 rechts zur Veranschaulichung).

In Fall der Abbildung 2.53 zugrundeliegenden WEA lauten die mittels der Methode der kleinsten Abweichungsquadrate ermittelten Parameter der Regressionsfunktionen:

$$T_{mp_{Logger}}(t) = 19.1^{\circ}\text{C} + 8.4\text{K} \cdot \cos\left(2\pi \cdot \frac{t - 189.7\text{ d}}{365\text{ d}}\right) + 2.3\text{K} \cdot \cos\left(2\pi \cdot \frac{t - 0.68\text{ d}}{1\text{ d}}\right)$$

$$T_{mp_{ERA}}(t) = 9.4^{\circ}\text{C} + 9.1\text{K} \cdot \cos\left(2\pi \cdot \frac{t - 200.5\text{ d}}{365\text{ d}}\right) + 2.9\text{K} \cdot \cos\left(2\pi \cdot \frac{t - 0.59\text{ d}}{1\text{ d}}\right)$$

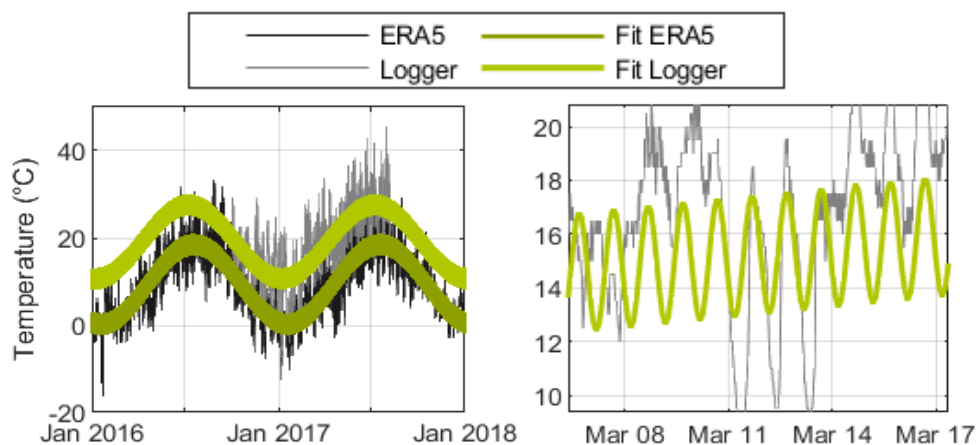


Abbildung 2.53: Temperaturverläufe im Umrichterschaltsschrank (Logger) und in der WEA-Umgebung (ERA5) mit daraus abgeleiteten Regressionsfunktionen (Fit) für das Beispiel einer WEA mit luftgekühltem Umrichter im Turmfuß; links: Zeitreihen im Überblick; rechts: Ausschnitt zur Veranschaulichung der Tageszyklen

Wie den Parametern der dargestellten Regressionsfunktionen zu entnehmen ist, ist in diesem Beispiel das mittlere Temperaturniveau im Innern des Umrichterschanks rd. 10 K höher als in der WEA-Umgebung (s. Gleichanteile A_0). Die Amplituden der Tages- und Jahreszyklen (A_1 , A_3) sind hier innen und außen etwa gleich groß. Die Jahreszyklen verlaufen im Fall dieser WEA nahezu „in Phase“ (vgl. A_2), wohingegen die Tageszyklen der Schaltschranktemperatur denen der WEA-Umgebungstemperatur hier um etwa zwei Stunden nacheilen (vgl. A_4).

In der beschriebenen Art und Weise ist sowohl mit den Temperatur- als auch mit den Taupunkttemperaturverläufen verfahren worden, um Regressionsfunktionen (bzw. deren Parameter) für den Schaltschrankinnenraum und die Umgebung jeder vermessenen WEA zu erhalten. Da die relative Feuchte über diese beiden Größen

bestimmt ist, wurde sie hieraus berechnet, statt hierfür eine weitere Regression durchzuführen.

Abbildung 2.54 zeigt die resultierenden Verläufe von Temperatur-, Taupunkttemperatur und relativer Feuchte für drei verschiedene WEA. WEA1 ist dabei die bereits einleitend betrachtete WEA mit luftgekühltem Umrichter im Turmfuß, die an einem Onshore-Standort in Deutschland steht. WEA2 ist eine Offshore-Anlage mit wassergekühltem Umrichter in der Gondel mit Standort in der Nordsee. Bei WEA3 handelt es sich um eine Onshore-Anlage mit wassergekühltem Umrichter im Turmfuß in Indien.

Die Gegenüberstellung in Abbildung 2.54 lässt unmittelbar erkennen, dass erhebliche Unterschiede zwischen den drei WEA und ihren Standorten bestehen, und zwar sowohl hinsichtlich der Gleichanteile als auch hinsichtlich der Amplituden der Jahres- und Tageszyklen. Ein interessanter Teilaspekt ist dabei, dass der Verlauf der relativen Luftfeuchtigkeit im Schaltschrankkinnern nicht notwendigerweise in Phase mit dem im Außenraum der WEA oder aber mit den Verläufen der Temperatur und Taupunkttemperatur im Schaltschrank sein muss, wie der Verlauf der relativen Feuchte von WEA1 im ersten Quartal verdeutlicht: Der Anstieg des Taupunkts wird hier überkompensiert durch den parallelen Anstieg der Schaltschranktemperatur, so dass die relative Feuchte zunächst absinkt. Abbildung 2.54 verdeutlicht insbesondere aber auch, dass eine WEA-übergreifende Analyse, wie sie zur Untersuchung der o.g. Fragestellungen unerlässlich ist, eine sinnvolle weitere Aggregation erfordert.

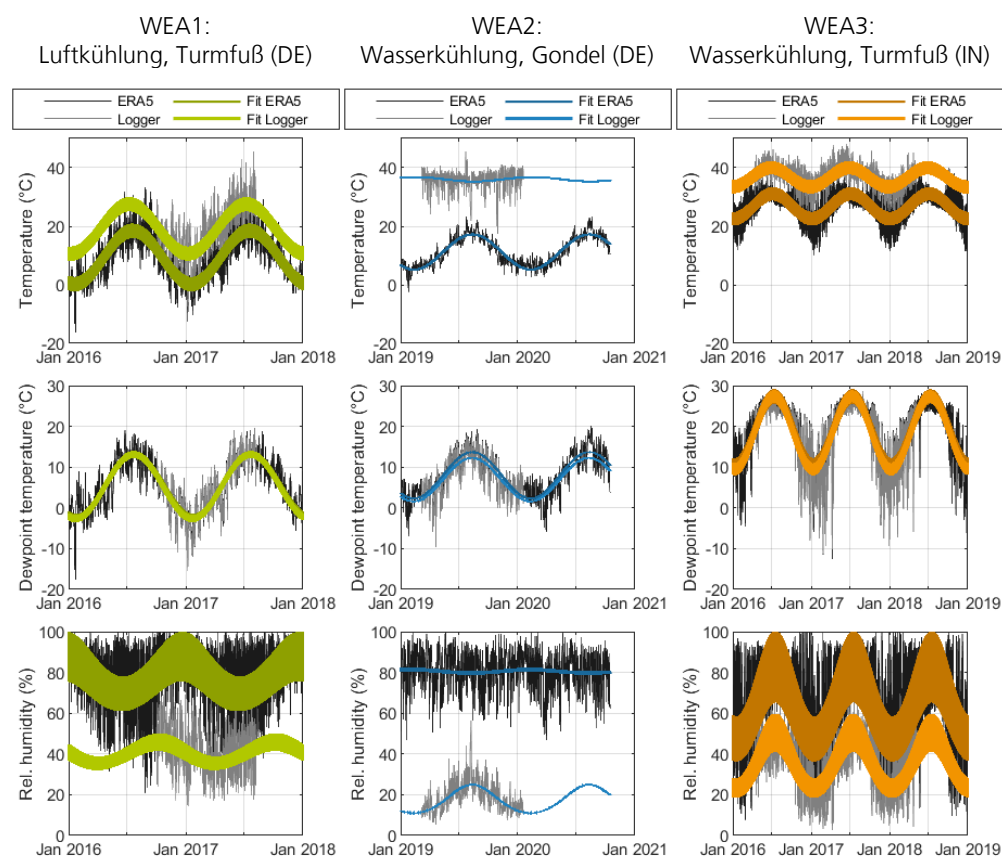


Abbildung 2.54:
Sinusförmige Regressions-
funktionen für Temperatur
und Taupunkttemperatur
sowie daraus resultierende
Verläufe der rel. Feuchte im
Umrichterschaltsschrank
(„Logger“) und in der WEA-
Umgebung („ERA5“) für drei
WEA mit unterschiedlichen
Umrichterkühlkonzepten
bzw. Umrichterpositionen

Im nächsten Schritt wurden daher Scatterplots aus den ermittelten Parametern der sinusförmigen Regressionsfunktionen erzeugt. Dies ermöglichte einen Vergleich einer größeren Zahl von WEA unterschiedlicher Typen und Standorte und das Aufdecken systematischer Unterschiede und Gemeinsamkeiten in den klimatischen Bedingungen.

Die Ergebnisse sind in [42] detailliert dargestellt. Die wichtigsten Erkenntnisse sind im Folgenden zusammengefasst. Es werden dabei die folgenden Abkürzungen verwendet:

- TF_L: Umrichter im Turmfuß mit Luftkühlung
- TF_W: Umrichter im Turmfuß mit Wasserkühlung
- G_W: Umrichter in der Gondel mit Wasserkühlung

Der WEA-übergreifende Vergleich der Gleichanteile zeigt:

- TF_L-Umrichter haben ein niedrigeres mittleres Temperaturniveau als G_W- und TF_W-Umrichter. Damit einhergehend sind TF_L-Umrichter durch ein höheres Niveau der relativen Feuchte gekennzeichnet.
- Die Temperatur- und Feuchte-Niveaus in wassergekühlten Umrichtern in Turmfuß und Gondel (TF_W, G_W) ähneln einander.

Ein Vergleich der Jahreszyklen-Amplituden macht deutlich:

- Die Temperatur-Amplituden im Schaltschrank sind überwiegend kleiner als in der WEA-Umgebung.
- Die saisonale Variation der relativen Feuchte und der Taupunkttemperatur (und somit auch der absoluten Feuchte) ist teilweise innen stärker als außen.

Die Gegenüberstellung der Zeitpunkte, zu denen die drei betrachteten Größen ihr Jahresmaximum annehmen, zeigt:

- Die Maximalwerte der Taupunkttemperatur (d.h. ebenso der absoluten Feuchte) im Schaltschrankinnern werden nahezu zeitgleich wie in der WEA-Umgebung erreicht.
- Die Lage der Temperaturmaxima bei TF_L-Umrichtern ist direkt durch die WEA-Umgebungsbedingungen bestimmt. Bei G_W- und TF_W-Umrichtern hingegen streut sie stark im Jahresverlauf (bei jedoch nur geringer Amplitude).
- Die Maxima der relativen Feuchte treten in TF_L-Umrichtern deutlich später als in TF_W- und G_W-Umrichtern auf – unabhängig davon, wann die relative Feuchte in der WEA-Umgebung ihre höchsten Werte annimmt.

Besonders interessant ist die Frage, welche dieser Beobachtungen zur Erklärung des unterschiedlichen Ausfallverhaltens von luft- und wassergekühlten Umrichtern beitragen können. Dies ist primär die zeitliche Lage der Maximalwerte: So werden die Maximalwerte der Taupunkttemperatur (bzw. der absoluten Feuchte) im Umrichterschaltschrank von luft- und wassergekühlten Umrichtern nahezu zeitgleich erreicht. Der Verlauf dieser Größe kann somit die systematischen Unterschiede im saisonalen Ausfallverhalten nicht erklären. Auch zwischen der Lage der Temperaturmaxima und den saisonalen Ausfallhäufungen ist kein Bezug zu erkennen. Hingegen treten die Maximalwerte der relativen Feuchte in allen luftgekühlten Umrichtern deutlich später als in den wassergekühlten Umrichtern auf. Hier findet sich ein systematischer Unterschied im Schaltschrankklima, der den Zeitversatz der Ausfallhäufungen in Umrichtern mit Luft- und Wasserkühlung – mindestens teilweise – erklären kann. Dies legt nahe, dass die relative Feuchte im Schaltschrank die klimatische Größe ist, die das Ausfallverhalten der Umrichter am stärksten beeinflusst. In TF_L-Umrichtern ist darüber hinaus ein Einfluss der Windgeschwindigkeit auf die Entstehung von Umrichter- bzw. Phasenmodulausfällen zu vermuten, da hier der saisonale Verlauf der relativen Feuchte allein das zeitliche Ausfallmuster im Jahresverlauf nicht vollständig erklären kann. Eine weitere diesbezügliche Klärung wird durch künftige vertiefte Zuverlässigkeitsanalysen mithilfe der in AP1 entwickelten Regressionsanalysen mit dynamischen Kovariablen (vgl. Abschnitt 2.1.4) erwartet.

Charakterisierung der klimatischen Umgebungsbedingungen

Die Charakterisierung der klimatischen Verhältnisse an WEA-Umrichtern kann über Häufigkeitsverteilungen oder die Angabe von Wertebereichen erfolgen.

Abbildung 2.55 zeigt beispielhaft die aus den klimatischen Feldmessdaten zweier baugleicher WEA in einem texanischen Windpark abgeleiteten zweidimensionalen Häufigkeitsverteilungen von Temperatur und relativer Luftfeuchtigkeit im Inneren der Umrichterschaltsschränke. Eine solche Darstellung, die gelegentlich - abweichend von der Verwendung dieses Begriffs in der Meteorologie - auch als "Klimatogramm" bezeichnet wird (engl. climatogram, siehe z.B. [52], [51]), hat den Vorteil, dass sie die eng gekoppelten klimatischen Größen Temperatur und relative Feuchte in einem einzigen Diagramm zusammenfasst. Im Fall der in Abbildung 2.55 gezeigten Klimatogramme stammen die Messdaten aus dem generatorseitigen (MSC) und dem netzseitigen (LSC) Umrichterschaltsschrank im Turmfuß. Sie liegen in einer zeitlichen Auflösung von 30 min vor. Der dargestellte Fall ist insbesondere aufgrund der Tatsache interessant, dass eine der beiden WEA aktiv entfeuchtet wurde, die andere nicht.

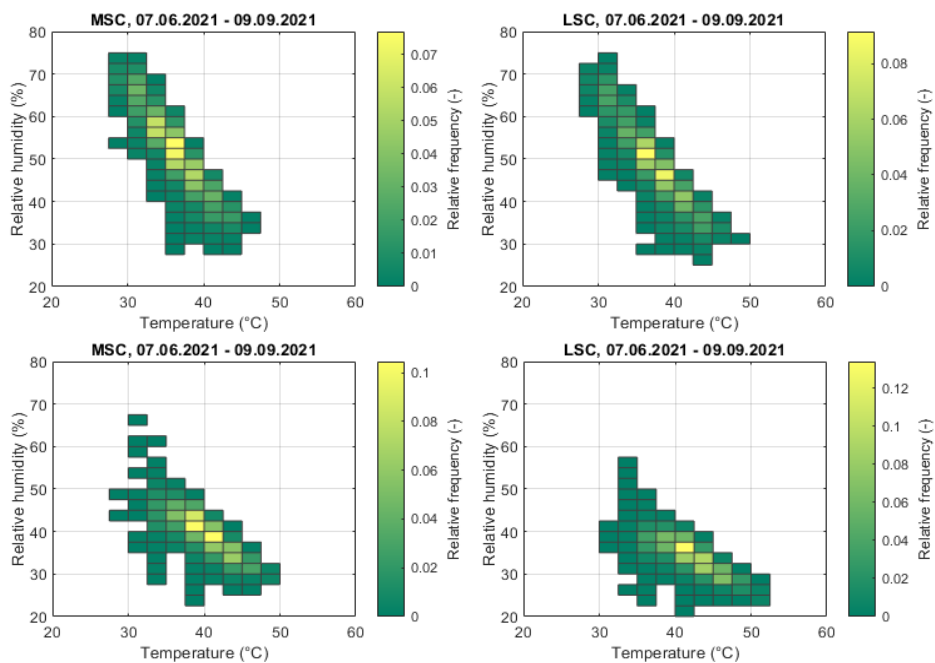


Abbildung 2.55:
Aus den Feldmessdaten
zweier baugleicher WEA
abgeleitete
Klimatogramme;
WEA ohne (oben) und mit
(unten) aktiver
Entfeuchtung;
Messdaten aus dem
generatorseitigen (links)
bzw. dem netzseitigen
(rechts) Umrichterteil

In den Klimatogrammen in Abbildung 2.55 lässt sich die erhebliche Auswirkung der aktiven Entfeuchtung auf das Niveau und den Wertebereich der relativen Feuchte erkennen: Die zur entfeuchteten Anlage gehörigen Klimatogramme (unten) weisen ggü. denen der nicht entfeuchteten WEA (oben) einen deutlichen Versatz zu niedrigeren Werten der relativen Feuchte auf. Zugleich fällt ein höheres Temperaturniveau in der entfeuchteten WEA auf. Offen ist dabei, ob dieses ursächlich mit der Entfeuchtung verknüpft ist. Anhand der Abbildung 2.55 zugrundeliegenden Messdaten konnte so in diesem Projekt erstmalig die Auswirkung aktiver Entfeuchtung auf die klimatischen Verhältnisse am Umrichter betrachtet werden.

Insgesamt liefern Klimatogramme eine kompakte Übersicht über die vorkommenden Wertebereiche der klimatischen Größen, aber auch die Häufigkeit, in der die gezeigten Kombinationen von Temperatur und relativer Luftfeuchtigkeit im Schaltschrank aufgetreten sind. Sie ermöglichen damit eine detaillierte Charakterisierung der klimatischen Verhältnisse. Angesichts der erheblichen saisonalen Schwankungen kann eine Unterscheidung nach Jahreszeiten sinnvoll sein, wie die in [42] veröffentlichten Klimatogramme verdeutlichen.

Abschließend sind in Tabelle 2.10 die Wertebereiche von Temperatur und Feuchtigkeit gemäß den vorliegenden Messdaten aus WEA-Umrichterschaltsschränken (nur Power Cabinets) zusammengefasst. Im Unterschied zu der in [42] veröffentlichten Übersicht

umfasst Tabelle 2.10 die Daten zusätzlicher Feldmesskampagnen und unterscheidet zwischen Messzeiträumen mit und ohne Einspeisebetrieb der WEA. Hintergrund der Minimaltemperatur von $-7,5^{\circ}\text{C}$, die gleichermaßen bei „WEA in Betrieb“ als auch bei „WEA nicht in Betrieb“ aufgeführt ist, ist der Anlauf und das Aufschalten einer WEA bei dieser Temperatur. Der höchste aufgezeichnete Wert der relativen Feuchte sind die am Ende eines mehrtägigen Stillstands gemessenen 93,5% aus der in Abbildung 2.51 behandelten WEA in Großbritannien. Nahezu identische Werte sind zeitgleich in einer ebenfalls ausgeschalteten Nachbaranlage aufgezeichnet worden.

	WEA in Betrieb		WEA nicht in Betrieb	
	min	max	min	max
Temperatur	$-7,5^{\circ}\text{C}$ (DE)	$78,0^{\circ}\text{C}$ (DK)	$-7,5^{\circ}\text{C}$ (DE)	$57,8^{\circ}\text{C}$ (IN)
Relative Feuchtigkeit	$< 1\%$ (IN)	79% (DE)	$< 1\%$ (IN)	93,5% (UK)
Absolute Feuchtigkeit	$< 0,3\text{ g/m}^3$ (DK)	$27,4\text{ g/m}^3$ (IN)	$< 0,3\text{ g/m}^3$ (DK)	$27,7\text{ g/m}^3$ (IN)

Tabelle 2.10:
Wertebereiche von
Temperatur und
Feuchtigkeit in WEA-
Umrichterschranken

Unter den vermessenen WEA haben sich die klimatischen Bedingungen in den WEA in Indien als am herausforderndsten erwiesen. Insbesondere liegt der hier in einem Umrichterschaltschrank aufgezeichnete Maximalwert der absoluten Feuchtigkeit von $27,7\text{ g/m}^3$ deutlich oberhalb der 25-g/m^3 -Grenze der Klimaklasse 3K3, die in der IEC 60721-3-3 definiert ist und für die in WEA eingesetzte Leistungshalbleitermodule üblicherweise spezifiziert sind.

Einordnung der Ergebnisse

Zusammenfassend haben die im Rahmen von ReCoWind durchgeführten und ausgewerteten Messkampagnen sehr wertvolle Einblicke in die klimatischen Verhältnisse in und an WEA-Umrichtern (Fokus: Luft im Power Cabinet) ermöglicht und zu ihrem Verständnis beigetragen. Insgesamt konnten erhebliche Unterschiede zwischen Standorten und WEA-Typen festgestellt werden. Vor diesem Hintergrund ist zu betonen, dass nicht von Messungen auf einzelnen WEA-Typen auf „die“ Verhältnisse in der Windenergieanwendung geschlossen werden darf. Die große Anzahl von Messkampagnen auf unterschiedlichsten WEA hat sich als wesentlich erwiesen, um ein breites Spektrum der anwendungstypischen klimatischen Verhältnisse erfassen zu können.

Erste Veröffentlichungen zu klimatischen Feldmesskampagnen in Traktionsumrichtern [53] und PV-Wechselrichtern [54] haben zuletzt eine Gegenüberstellung mit den in WEA-Umrichtern vorgefundenen Verhältnissen erlaubt. Dabei fällt insbesondere auf, dass im Gegensatz zu jenen Anwendungen die absolute Feuchte im Umrichterschaltschrank von WEA weitestgehend mit der der WEA-Umgebungsluft übereinstimmt, während in Traktionsumrichtern von Zügen und in PV-Wechselrichtern regelmäßige deutliche Überhöhungen ggü. den Bedingungen in der Umgebung nachgewiesen worden sind.

Teile der aus AP2 hervorgegangenen klimatischen Feldmessdaten und der daraus abgeleiteten Ergebnisse sind 2021 in einem Open-Access-Journal-Artikel veröffentlicht und damit einer breiten Öffentlichkeit zugänglich gemacht worden (siehe [42]).

2.2.5 Weitere Messungen zur Charakterisierung der Umgebungsbedingungen von Umrichtern

Partikelmessung

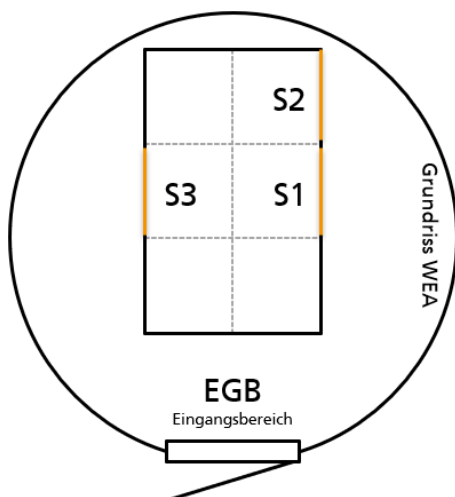
Im Zuge der Messtechnik-Einrüstung zur Vermessung elektrischer Größen in der DFIG-Anlage im Windpark WP-C (vgl. Abschnitt 2.2.4) wurden an unterschiedlichen Stellen an

und in der Anlage im Turmfuß sowie in den Schaltschränken zur weiteren Charakterisierung der Umgebungsbedingungen von Umrichtern in Windenergieanlagen Partikelmessungen durchgeführt. Als Messgerät kam hierbei ein Partikelzähler PCE-PCO 1 der Firma PCE Instruments zum Einsatz.



Abbildung 2.56:
Partikelzähler PCE-PCO 1
mit Messbereichen 0,3 μm ,
0,5 μm , 1 μm , 2,5 μm , 5 μm ,
10 μm , sowie Temperatur
und Feuchtemessungs-
funktionalität

Das Gerät erlaubt Messungen von Partikelgrößen im Bereich von 0,3 bis 10 μm und speichert dazu die aktuelle Feuchte und Temperatur. Abbildung 2.56 lässt den als Ansaugvorrichtung dienenden Edelstahlauflauf sowie den daneben angeordneten Temperatur- und Feuchtesensor erkennen. Zur Analyse wird 1 L Luft durch das Gerät angesaugt, die Messwerte entsprechen also direkt einer Konzentration Partikel/ dm^3 .



**Abbildung 2.57: Messorte
der Partikelmessungen;**
links: Grundriss des
Turmfußes mit markierten
Messbereichen:
S1-Bremschopper, S2-
Maschinenseitige Drossel,
S3-Umrichterschrank, EGB-
Eingangsbereich;
rechts: Detailansicht der
Lüftungsgitter an Schrank
S1 und S2

Abbildung 2.57 zeigt die Messpositionen im Turmfuß. Die Messungen wurden sowohl im Eingangsbereich (EGB) als auch auf dem Parkplatz vor der Windenergieanlage durchgeführt, um die generelle Charakteristik der Luft in der Umgebung zu erfassen, siehe dazu Abbildung 2.57. Zudem wurde durch die Lüftungsgitter der Schränke S1 und S2 (Brems-Chopper und maschinenseitige Drossel) gemessen. Hier ist zu beachten, dass diese Lüftungsgitter mit Filtern versehen sind. Zudem wurde direkt nach Netztrennung der Anlage innerhalb der Schränke S1, S2 und S3 (Umrichter) gemessen. Messungen in der Umgebung und an den Lüftungen konnten während der Messkampagne zu unterschiedlichen Jahreszeiten mehrfach durchgeführt werden, so dass Messwerte für Umgebungsbedingungen im Bereich von 10 bis 30 °C und 30 bis 55% relative Feuchte vorhanden sind. Bedingt durch Zugangsbeschränkungen zu den Schaltschränken war eine Messung innerhalb der Schaltschränke nur an einem Tag realisierbar, so dass sich hier keine Spannweite ergibt und die Daten nur bei etwa 20 °C und 50% relativer Feuchte aufgenommen werden konnten. Die Messungen an den Lüftungsgittern und innerhalb der Schränke sind in Abbildung 2.59 dargestellt.

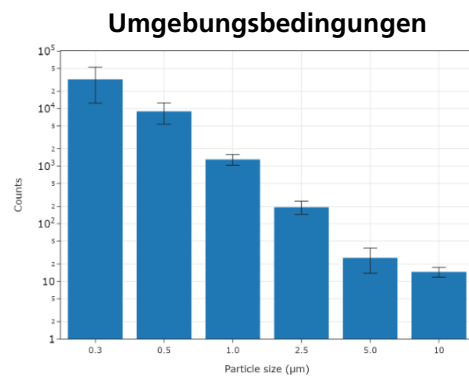


Abbildung 2.58:
Mittelwert aller
Messungen der
Umgebungsbedingungen
im Eingangsbereich und
auf dem Parkplatz vor der
Windenergieanlage

In allen Grafiken ist die logarithmische Skalierung der y-Achse zu beachten, zudem entsprechen die Bins grob einer logarithmischen Skalierung. Außerdem ist zu beachten, dass die Bezeichnung eines Bins die untere Grenze bezeichnet, die obere Grenze ist durch die nächste Binbezeichnung gegeben, das rechteste Bin bezeichnet alle Partikel größer als 10 µm.

Die Umgebungsmessungen zeigen einen näherungsweise linearen Abfall mit steigender Partikelgröße. Lediglich bei 10 µm weicht der Wert leicht nach oben vom linearen Trend ab. Die Fehlerbalken zeigen die doppelte Standardabweichung 2σ . Sie liegen im Mittel bei $\pm 35\%$.

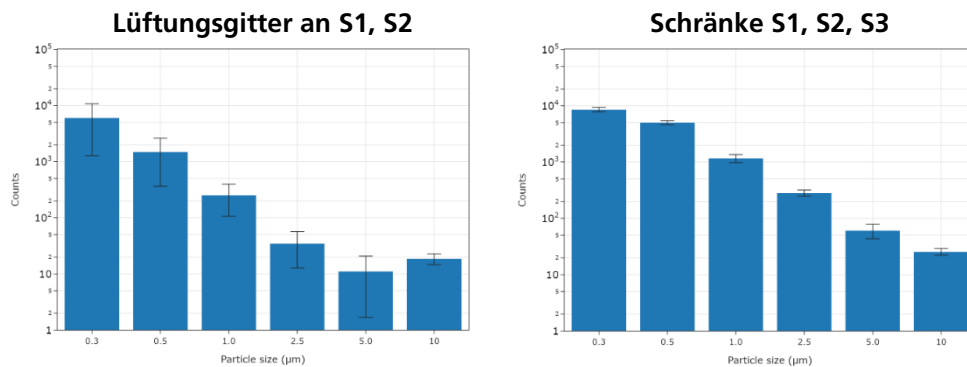


Abbildung 2.59:
Partikelmessungen an
Schaltschränken;
links: Mittelwert aller
Messungen an den
Lüftungsgittern der
Schränke S1 und S2;
rechts: Mittelwert der
Messungen innerhalb der
Schränke S1, S2 und S3

Die an den Lüftungsgittern gemessenen Werte in Abbildung 2.59 links liegen bedingt durch die Filterwirkung grob eine Größenordnung niedriger als die Umgebungsbedingungen. Auch hier ist eine Abweichung vom linearen Trend in Form einer Erhöhung der Partikelmenge bei 10 µm wie auch schon in der Umgebung zu beobachten. Die Fehlerbalken liegen im Mittel bei $\pm 60\%$. Um den Unterschied zu den Umgebungsbedingungen zu verdeutlichen, sind links in Abbildung 2.60 die Differenzen zu ebendieser Messung dargestellt. Bis zu einer Partikelgröße von 2,5 µm liegt dieser Unterschied bei -75% und steigt dann bis 10 µm auf $+25\%$ an. Dies stellt entweder eine Filtereigenschaft dar oder zeigt eine Erhöhung der Partikelzahl für Partikel größer als 2,5 µm.

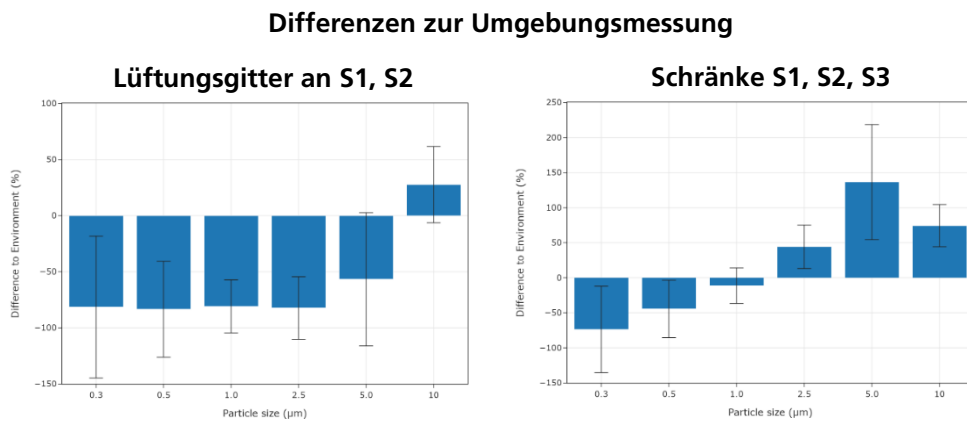


Abbildung 2.60:
Differenzen der Partikelmessungen zu den Umgebungsbedingungen; links: Differenz der Messungen an den Lüftungsgittern der Schränke S1 und S2 aus Abbildung 2.59 zu den gemessenen Umgebungsbedingungen; rechts: Differenz der Messungen innerhalb der Schränke S1, S2, S3 zur Umgebung

Für die Messungen der Schränke S1, S2 und S3 wurde der Mittelwert aller Schränke betrachtet, da sich die Messungen nur marginal voneinander unterschieden. Die Ergebnisse zeigen einen linear abfallenden Trend, siehe dazu Abbildung 2.59 rechts. Die Partikelmenge startet jedoch bei kleinen Partikelgrößen mit kleineren Partikelzahlen und endet für große Partikel bei größeren Zahlen als für die Umgebungsbedingungen. Dieser Trend zeigt sich deutlicher in der Darstellung der Differenz zur Umgebung in Abbildung 2.60 rechts. Selbst mit den durch Fehlerfortpflanzung sehr großen Fehlerbalken zeigt sich eine signifikante Erhöhung der Partikel innerhalb der Schränke für den Bereich $> 2,5 \mu\text{m}$.

Zusammenfassend zeigt sich aus den Differenzen in Abbildung 2.60 eine Erhöhung der Partikel $> 2,5 \mu\text{m}$ innerhalb der Schränke des Brems-Choppers, der maschinenseitigen Drossel und des Umrichters. Alle Werte sind jedoch weit besser als die ISO-Klasse 9 der ISO 14644-1 [55], die saubere Raumluft in Bezug auf Partikelkonzentrationen klassifiziert.

Die gewonnenen Ergebnisse lassen allerdings noch keinen Rückschluss auf die Ursache der Partikelerhöhung in den Elektronikschränken zu. Diese kann auf unterschiedliche Gründe zurückzuführen sein: So ist es möglich, dass die Elektronik selbst die Erzeugung der Partikel bewirkt, indem hohe Temperaturen an Bauteilen zur Erzeugung von Rauch führen. Ein weiterer möglicher Grund wäre, dass abgelagerter Staub beim Öffnen des Schrankes aufgewirbelt wurde. Dies würde allerdings im Widerspruch zu den Messungen am Lüftungsgitter sprechen, bei denen sich auch eine leichte Erhöhung zeigte. Allerdings ist es ebenfalls möglich, dass die Messung am Lüftungsgitter lediglich die Charakteristik des Filters abbildet.

Gasanalysen

Zur Ermittlung potenzieller Schadgase wurden Gasanalysen durchgeführt. Als potenzielle Schadgase wurden nach Recherche insbesondere die korrosiven Gase Chlor, Stickstoffdioxid, Schwefelwasserstoff und Schwefeldioxid betrachtet. Zusätzlich wurde auch auf Phosphorwasserstoff und Phosgen beprob. Für die Detektion der Gase kamen Prüfröhrchen der Firma Dräger, die die Anwesenheit der gesuchten Gase durch einen Farbumschlag anzeigen, zum Einsatz. Dabei wurde zur Beprobung von Chlor, Schwefeldioxid, Schwefelwasser, Phosphorwasserstoff und Phosgen ein Simultantest verwendet, wobei lediglich eine qualitative Bestimmung möglich war. Stickstoffdioxid wurde einzeln beprob, wobei hier eine quantitative Bestimmung von 0,1 bis 30 ppm möglich war.

Gas	Nachweisgrenze [ppm]
Chlor	2,5
Schwefeldioxid	10
Schwefelwasserstoff	5
Phosgen	0,5
Phosphorwasserstoff	0,3
Stickstoffdioxid	0,4

Tabelle 2.11:
Nachweisgrenzen der
verwendeten Prüfröhrchen
(Dräger AG, Lübeck) aus
den Datenblättern

Im Zuge der Messtechnik-einrichtung wurden die Proben im laufenden WEA-Betrieb am Belüftungsausgangs des Umrichterschaltschanks genommen.



Abbildung 2.61:
Beprobte Prüfröhrchen
(Dräger AG, Lübeck) von
links nach rechts:
Schwefeldioxid, Chlor,
Schwefelwasserstoff,
Phosphorwasserstoff,
Phosgen, 2x
Stickstoffdioxid

Wie Abbildung 2.61 zeigt, weist keines der verwendeten Prüfröhrchen nach der Beprobung einen Farbumschlag auf. Auch eine Erhöhung der durch die Prüfröhrchen gezogenen Gasvolumina brachte keine Veränderung. Somit liegen die Gase nicht in Konzentrationen oberhalb der in Tabelle 2.11 aufgeführten Konzentrationen vor. Dies lässt jedoch keinesfalls den direkten Schluss zu, dass die Gase in der WEA nicht vorhanden waren. Hierfür würden Sensoren mit noch einmal deutlich niedrigeren Nachweisgrenzen benötigt. Da jedoch auch mit dem beantragten Messsystem Dräger X-am 5600 (Dräger AG, Lübeck) solch niedrige Konzentrationen nicht nachweisbar gewesen wären, ist von der Anschaffung abgesehen worden.

2.3 AP3 Messtechnikentwicklung und -erprobung, Untersuchung von Feuchtetransport und -wirkung auf Komponentenebene

2.3.1 Zielsetzung des Arbeitspakets

Im Fokus des dritten Arbeitspaketes hat die Entwicklung von Messtechniken und Messschaltungen gestanden, die eine Überwachung des Feuchtetransports im Inneren von Leistungsmodulen ermöglichen. Eine zentrale Anforderung an die im Zuge dieses Arbeitspaketes entwickelte Messtechnik war, dass diese auch unter elektrischer Beanspruchung und im Dauerbetrieb der Leistungsmodule funktionsfähig sein sollte.

Der Antrag hat für das Arbeitspaket 3 folgende Ziele definiert:

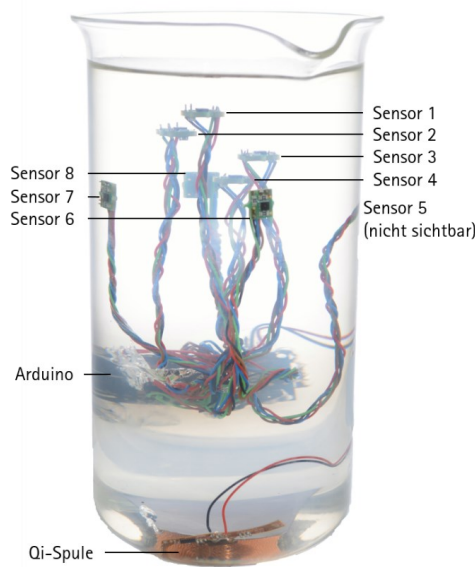
- Entwicklung, Funktionsnachweis und Validierung auch im elektrisch belasteten Zustand der WEA-Umrichter einsetzbarer Sensorik / Messtechnik
- Integration der Messtechnik in Leistungsmodule und Hauptumrichter (Labor, ggf. prototypisch im Feld)
- Durchführung von Laborversuchen zu Feuchtetransport und -wirkung, Degradationsmodellierung
- Untersuchung von Isolationsdegradation an Umrichterkomponenten

2.3.2 Messtechnik zur Untersuchung von Feuchtetransport und -speicherung in Silikonvergussmasse

Leibniz Universität Hannover (GEM)

Als Referenzmethode für die quantitative Bestimmung der Feuchtigkeit in Silikonvergussmasse dient die Thermogravimetrie, um aus der Gewichtsänderung des Silikons durch Wassereinlagerung die Änderung der Permittivität und so letztlich die zu erwartende Kapazitätsänderung abschätzen zu können. Hierzu wurde eine hochpräzise Mikrowaage verwendet, um die Gewichts Differenz zwischen einer feuchten und derselben vollständig getrockneten Silikonprobe zu bestimmen. Für die thermogravimetrische Untersuchung wurden sechs Silikonproben mit einem Gewicht von etwa 50 g vergossen in Glaspetrischalen verwendet. Nach vollständiger Trocknung wurden diese Proben 200 Stunden bei einer relativen Luftfeuchte von 85% gelagert und anschließend bei 4% relativer Feuchte über 700 h erneut getrocknet.

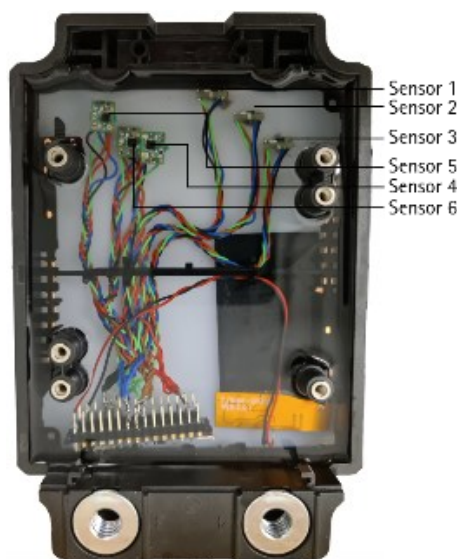
Zur Ermittlung der Kriechstrecken innerhalb eines IGBT-Moduls wurden im Folgenden kommerziell erhältliche Sensoren verwendet. Insgesamt acht Sensoren des Modells SHT35-DIS-B, *Sensirion AG*, Schweiz, wurden in unterschiedlicher Höhe sowie mit unterschiedlichem Abstand zur Seitenwand in einem 20 cm hohen Becherglas in Silikon vergossen. Dabei sind vier Sensoren in unterschiedlichen Höhen angeordnet. Die sensitive Fläche dieser Sensoren ist jeweils nach oben ausgerichtet. Unterhalb dieser Sensoren sind vier weitere Sensoren mit unterschiedlichen Abständen zur Wand positioniert, wobei die sensitive Fläche jeweils zur Wand ausgerichtet ist. Der Aufbau wird anhand von Abbildung 2.62 (links) verdeutlicht. Die genauen Positionen können Abbildung 2.62 (rechts) entnommen werden. Um alle Einfallsstore, wie Kabel, außer dem Silikon selbst zu unterbinden, wird die Spannungsversorgung sowie das Auslesen der Daten kabellos realisiert. Unter Verwendung des Bluetooth Low Energy Standards erfolgt das Senden der Daten von den Sensoren mittels eines zusammen mit den Sensoren vergossenen Arduinos. Dieser sendet die Daten via Bluetooth an einen zweiten, mit dem PC verbundenen Arduino. Die Spannungsversorgung des Arduinos erfolgt induktiv mit Hilfe einer am Boden des Becherglases vergossenen Qi-Spule. Die zeitgleiche Aufzeichnung der Temperaturverläufe ermöglicht zusätzlich zur Bestimmung der relativen Feuchtigkeit auch die Ermittlung der absoluten Feuchtigkeit an den acht Positionen der Sensoren in der Silikonvergussmasse.



Sensor	Abstand vom oberen Rand der Vergussmasse [mm]	Abstand zur Seitenwand [mm]
1	20	35
2	30	35
3	40	35
4	50	35
5	55	2
6	55	7
7	55	12
8	55	17

Abbildung 2.62: Aufbau mit acht kommerziell erhältlichen Feuchte- und Temperatursensoren (SHT35-DIS-B, Sensirion AG, Schweiz), Datenübertragung via Bluetooth und induktiver Spannungsversorgung (links) sowie die Sensorpositionen (rechts)

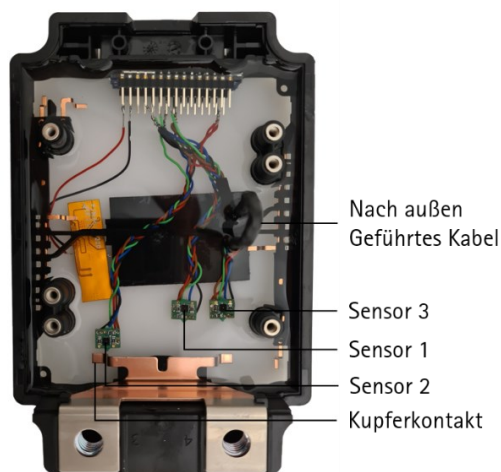
Im nächsten Schritt wurde ein ähnlicher Aufbau in einem IGBT-Modulgehäuse realisiert, um die Kriechstrecke zwischen dem Polymer des Gehäuses und dem Silikon als Einfallstor für Feuchtigkeit auszuschließen. Der Aufbau, dargestellt in [Abbildung 2.63 \(links\)](#), beinhaltet sechs Sensoren, vergossen in einem IGBT-Modul-Gehäuse. Dabei sind drei Sensoren möglichst nah am Boden in unterschiedlichem Abstand zur Wand mit Ausrichtung der sensitiven Fläche jeweils zur Wand und drei weitere Sensoren in unterschiedlicher Höhe mit Ausrichtung der sensitiven Fläche jeweils nach oben positioniert. Die genauen Positionen sind der Tabelle in [Abbildung 2.63 \(rechts\)](#) zu entnehmen. Die Datenübertragung und Spannungsversorgung erfolgt auch hier analog zum Aufbau im Becherglas kabellos. Bei diesem Aufbau sind Bodenplatte und Rahmen lediglich durch eine dünne Schicht aus Silikondichtmasse miteinander verbunden, so dass sich hier ein Einfallstor für die Feuchtigkeit ergibt. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, dass sowohl durch den Rahmen, der aus Polybutylenterephthalat besteht, als auch durch den Boden, welcher aus Polyethylen gefertigt ist, Feuchtigkeit eindringt.



Sensor	Abstand vom oberen Rand der Vergussmasse [mm]	Abstand zur Seitenwand [mm]
1	20	2
2	20	9
3	20	17
4	2	15
5	9	15
6	17	15

Abbildung 2.63: IGBT-Gehäuse mit sechs kommerziell erhältlichen Feuchte- und Temperatursensoren (SHT35-DIS-B, Sensirion AG, Schweiz), Datenübertragung via Bluetooth und induktiver Spannungsversorgung (links) sowie die Sensorpositionen (rechts)

Der experimentelle Aufbau zur Untersuchung von Kabeln als Einfallstor für Wasser mit *Sensirion* SHT35-DIS-B Feuchte- und Temperatursensoren ist in Abbildung 2.64 (links) zu sehen. Hier sind alle drei Sensoren mit der Gehäuseöffnung nach oben in gleicher Höhe im Silikon eingebracht. Sensor 1 dient als Referenzsensor. Sensor 2 befindet sich in direkter Nähe zu einem nach außen geführten Kupferkontakt und Sensor 3 ist über ein nach außen geführtes Kabel mit dem Arduino verbunden. Um später im IGBT-Modul eine kabelgeführte Versorgung und Auslesemethode verwenden zu können, sollte die Feuchtediffusion insbesondere entlang des Kabels nicht beschleunigt sein.



Sensor	Besonderheit
1	Referenz
2	2 mm Abstand zum nach außen geführten Kupferkontakt
3	Nach außen geführtes Kabel

Abbildung 2.64: Aufbau mit drei kommerziell erhältlichen Feuchte- und Temperatursensoren (SHT35-DIS-B, Sensirion AG, Schweiz), Datenübertragung via Bluetooth und induktiver Spannungsversorgung (links) sowie die Besonderheiten der Sensoren (rechts)

2.3.3 Grundlegende Untersuchungen von Feuchteaufnahme und -transport in Silikonvergussmasse

Leibniz Universität Hannover (GEM)

Bei der quantitativen Bestimmung des Feuchtegehalts in Silikon mittels Thermogravimetrie zeigte sich die Herausforderung, dass das Silikon auf Grund nicht gesättigter Verbindungen über die Zeit ausgast. Daher wurde das Gewicht der Silikonproben über einen langen Zeitraum von insgesamt 900 h beobachtet und die Messergebnisse wie in Abbildung 2.65 zu sehen im Nachhinein linear um die Ausgasung korrigiert. So ergab die Thermogravimetrie, dass in 50 g Silikon im Mittel lediglich 22 mg Wasser eindringen, was einer Gewichtszunahme um 0,044 % entspricht. Die daraus resultierende Permittivität des feuchten Silikons ist trotz des großen Permittivitätsunterschieds zwischen trockenem Silikon ($\epsilon_{r,Silikon} = 2,85$) und Wasser ($\epsilon_{r,H_2O} = 78,1$) im Vergleich zu trockenem Silikon lediglich um 1 % erhöht. Für Kapazitäten zwischen zwei Leiterbahnen, wie man sie in IGBT-Modulen findet, würde sich diese Änderung der Permittivität in einer Steigerung der Kapazität im Femtofaradbereich äußern. Diese Änderung ist lediglich unter idealen Bedingungen bei Ausschluss jeglicher äußeren Einflüsse messbar. Somit nimmt das Silikon zu wenig Wasser auf, um den Wassergehalt im Feld mit einer einfachen Messtechnik direkt im Silikon zu erfassen.

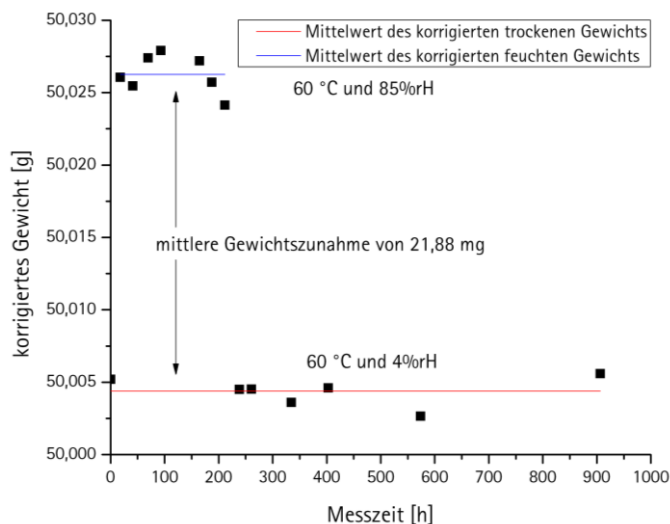


Abbildung 2.65:
Messergebnis der Thermogravimetrie einer Glaspetrischale mit etwa 50 g Silikonverguss. Das Gewicht ist das des reinen Silikons, korrigiert um die Ausgasung des Silikons und das Gewicht der Petrischale. Zum Zeitpunkt 0 h wurde der Klimaschrank von 60°C und 4% relative Luftfeuchtigkeit auf 60°C und 85% relative Luftfeuchtigkeit eingestellt, ab 200 h erfolgte die erneute Trocknung bei 4% relativer Luftfeuchtigkeit.

Die Kriechstrecken sowie die Diffusionskonstanten werden mit Hilfe des Messaufbaus mit acht Feuchte- und Temperatursensoren vergossen in einem Becherglas ermittelt. Wie den Messdaten in Abbildung 2.66, den Anstiegszeiten in Tabelle 2.12 sowie [56] zu entnehmen ist, zeigen die Sensoren in unterschiedlicher Höhe (1-4) in der Reihenfolge von oben nach unten einen Anstieg der Feuchtigkeit, so dass die untersten Sensoren die längste Anstiegszeit haben, während die vier auf gleicher Höhe angebrachten Sensoren mit unterschiedlichem Wandabstand (5-8) die gleichen Anstiegszeiten zeigen. Daraus ist zu schließen, dass die Feuchtigkeit direkt durch die Silikonvergussmasse diffundiert und nicht bevorzugt an der Grenzschicht zwischen Silikon und Glas entlangkriecht.

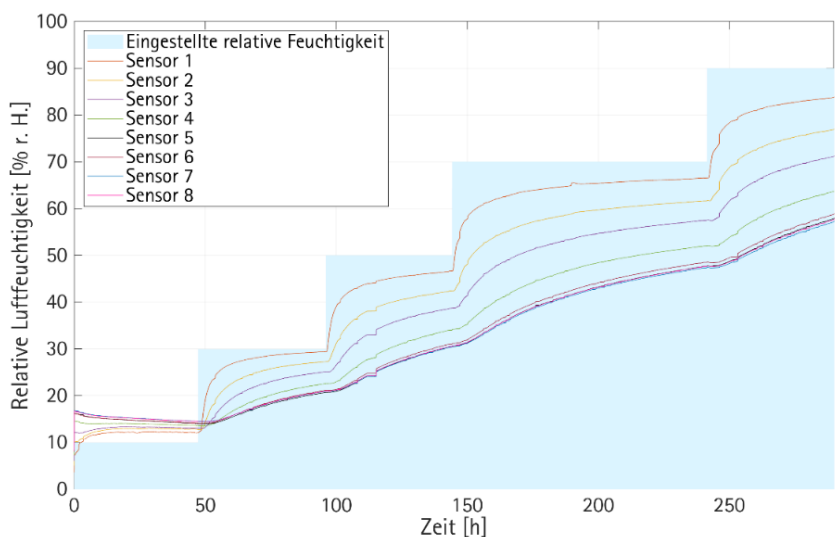


Abbildung 2.66:
Sensorsignale aller vergossenen Feuchte- und Temperatursensoren bei Beaufschlagung mit einem stufenförmigen Feuchtigkeitsprofil bei konstanter Temperatur von 60 °C. Die Positionen der einzelnen Sensoren sind Abbildung 2.62 zu entnehmen.

Sensor	Zeit von 10% r. H. auf 30% r. H. t99 [h]
1	36,9
2	70,3
3	133,0
4	210,3
5	253,2
6	253,2
7	253,2
8	253,2

Tabelle 2.12:
Antwortzeiten der acht Sensoren bei konstanter Temperatur von 60 °C

In zwei weiteren Versuchen wurden die Grenzflächen zwischen einem IGBT-Modulgehäuse und der Silikonvergussmasse sowie zusätzliche Kriechstrecken in Form von nach außen geführten Kabeln und Kupferkontakten eingebracht, um deren Einfluss zu untersuchen. Die Messergebnisse aus dem IGBT-Modulgehäuse mit sechs Sensoren ohne zusätzlich eingebrachte Kriechstrecken in Abbildung 2.67 (links) sowie die Anstiegszeiten in Abbildung 2.67 (rechts) zeigen, dass die nach oben gerichteten Sensoren (4-6) in zeitlicher Reihenfolge mit steigendem Abstand zur Silikonoberfläche die Feuchtigkeit detektieren. Die zur Wand gerichteten Sensoren (1-3) schlagen nahezu zeitgleich, jedoch später als die Sensoren (4-6) an. Daher lässt sich sagen, dass das Eindringen der Feuchtigkeit hauptsächlich per Diffusion in der Vergussmasse stattfindet. Weder Kabel noch Kupferkontakte oder sonstige Kunststoffe führen zu einer beschleunigten Diffusion. Lediglich eine nicht zusätzlich abgedichtete Lücke zwischen Modulrahmen und -boden führt zu einem verkürzten Diffusionsweg.

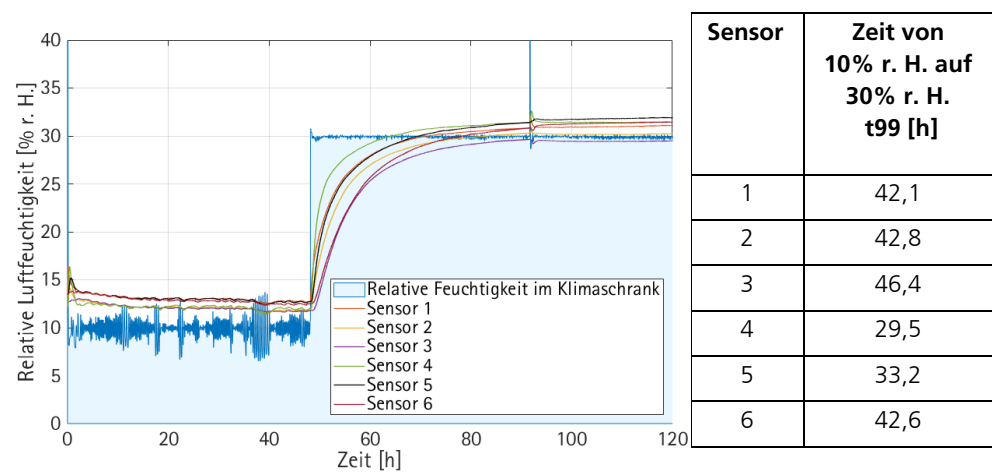
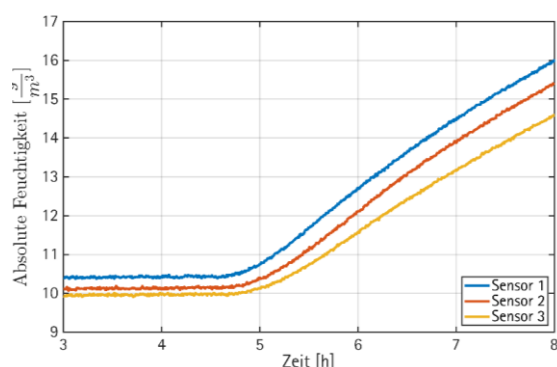


Abbildung 2.67: Sensorsignale aller sechs vergossenen Feuchte- und Temperatursensoren bei Beaufschlagung mit einem Feuchtigkeitssprung bei konstanter Temperatur von 50°C; Die Positionen der einzelnen Sensoren sind Abbildung 2.62 zu entnehmen (links); Antwortzeiten bei konstanter Temperatur von 50°C (rechts)

Für den Aufbau mit zusätzlichen Kriechstrecken ist insbesondere die Verzögerung zwischen der Erhöhung der relativen Luftfeuchtigkeit und dem Ansprechen der Sensoren relevant, daher sind in Abbildung 2.68 die Messdaten kurz vor und nach der sprunghaften Erhöhung der Feuchtigkeit im Klimaschrank von 10% r. H. auf 30% r. H. zum Zeitpunkt 5 h zu sehen. Da die Sensoren 1 und 2 relativ nah an der QI-Spule platziert sind, herrscht hier eine höhere Temperatur als an Sensor 3. Dies führt zu Unterschieden in der relativen Feuchtigkeit, so dass für den Vergleich der Sensoren in diesem Aufbau die absolute Feuchtigkeit (berechnet für Luft) verwendet wird. Es ist zu erkennen, dass es keine signifikanten Unterschiede zwischen den Anstiegszeiten der drei Sensoren gibt. Insbesondere ist die Verzögerung zwischen der Erhöhung der Feuchtigkeit und dem Anstieg an den Sensoren nahezu identisch. Das bedeutet, dass Kupferkontakte und insbesondere auch die Sensorkabel nicht zu einer beschleunigten Diffusion der Feuchtigkeit führen, so dass bei der Einbringung von Feuchte- und Temperatursensoren in IGBT-Module auf kabelgeführte Datenübertragung und Spannungsversorgung zurückgegriffen werden kann.



Sensor	Zeit von 10% r. H. auf 30% r. H. t99 [h]	Verzögerung Umschaltung Klimaschrank bis zur Reaktion des Sensors [min]
1	44,6	25,0
2	43,2	24,5
3	41,6	24,8

Abbildung 2.68: Aus den Sensorsignalen der drei vergossenen Feuchte- und Temperatursensoren berechnete absolute Feuchtigkeit bei Beaufschlagung mit einem Feuchtigkeitssprung von 10% r. H. auf 30% r. H. zum Zeitpunkt 5 h bei konstanter Temperatur von 50°C; Die Position der Sensoren ist Abbildung 2.62 zu entnehmen (links); Antwortzeiten bei konstanter Temperatur von 60 °C (rechts)

2.3.4 Laborversuche zu Feuchtetransport und -wirkung mittels sensorierter IGBT-Module

Sensorauswahl und -kalibrierung

Leibniz Universität Hannover (GEM)

Für die Untersuchung der klimatischen Verhältnisse in IGBT-Modulen und ihrer Abhängigkeit von den Umgebungs- und Betriebsbedingungen wurden vier Module, je zwei des Typs DF1000R17IE4 (Chopper) und FF1000R17IE4 (Halbbrücke), mit jeweils zwei RH-T-Sensoren erweitert. Bei dem verwendeten RH-T-Sensor handelt es sich um den Sensirion SHT35, welcher schon in früheren Experimenten am IALB erfolgreich in Silikongel vergossen wurde und funktionsfähig blieb.

Um die Funktionsfähigkeit aller zum Einbau in IGBT-Module vorgesehenen Sensoren zu gewährleisten, ist vor allem auf eine ausreichende Isolation der Peripherie sowie Schirmung der Kabel zu achten. Dafür wurden alle Platinen auf der Rückseite, die sich im Einbau in unmittelbarer Nähe zur Bodenplatte befindet, mit einer selbstklebenden Polyimidfolie (Kapton®) wie in Abbildung 2.69 gezeigt beklebt. Zur Stromversorgung und Kommunikation mit den Sensoren kommen vieradrige Kabel mit Schirmung zum Einsatz. Die Versorgung sowie Kommunikation mit den Sensoren ist über Sensirion Sensor-Bridges (I²C zu USB) realisiert. Aus den in Abschnitt 2.3.3 dargestellten experimentellen Untersuchungen ist bekannt, dass auch Kabel keine Kriechstrecken für Wasser darstellen.

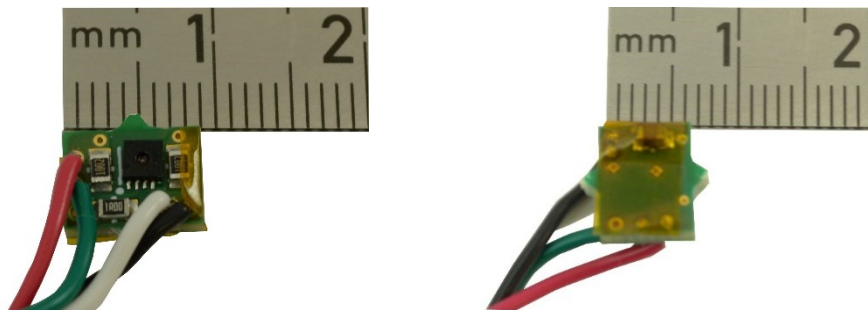


Abbildung 2.69: Verwendeter Feuchte- und Temperatursensor mit notwendiger Peripherie in Vor- (links) und Rückansicht (rechts); Platinengröße 6x9 mm

Vor dem Einbau wurden alle Sensoren am GEM, Leibniz Universität Hannover, im Klimaschrank kalibriert, um die volle Funktionsfähigkeit dieser zu bestätigen, etwaige Offsets festzustellen und bei zukünftigen Messungen herausrechnen zu können. Im Klimaschrank befanden sich zeitgleich jeweils vier Sensoren frei im Raum aufgehängt. Somit ist eine freie Zirkulation der Luft um die Sensoren und somit gleichmäßige

klimatische Bedingungen sichergestellt. Die Sensoren befanden sich alle im Zentrum des Nutzraums des Klimaschranks und hatten jeweils mindestens 5 cm Abstand zueinander.

Zunächst erfolgte die Kalibrierung der Sensoren bei konstanter Temperatur von 30 °C und stufenförmiger Änderung der relativen Feuchte von 10% r. H. bis 90% r. H. in 5%-Schritten nach oben sowie nach unten, wie in Abbildung 2.70 für die Sensoren 1-4 dargestellt ist. Dabei ist zu erkennen, dass die Messwerte der Sensoren der im Klimaschrank eingestellten relativen Feuchte gut folgen. Die Schwingungen sowie das Rauschen in den Messungen kommt durch Abweichungen des Klimaschranks von der eingestellten relativen Feuchte sowie geringfügige Änderungen der Temperatur in der Messkammer zustande. Die Unterschiede zwischen den einzelnen Sensoren sind zum einen durch die unterschiedlichen Positionen im Nutzraum des Klimaschranks, zum anderen durch geringfügige Offsets zu begründen.

Im zweiten Schritt wurde die für die Sensoren 1-4 in Abbildung 2.70 (rechts) dargestellte Kalibrierung der Temperatur bei konstanter relativer Feuchte durchgeführt. Bei 30% r. H. wurde die Temperatur stufenförmig von 10°C bis 50°C in 5°C-Schritten nach oben sowie wieder nach unten verstellt. Hierbei sind lediglich geringfügige Abweichungen der Messwerte bei niedrigen Temperaturen festzustellen. Dies ist insbesondere durch die unterschiedliche Höhe der Sensoren im Nutzraum des Klimaschranks und die damit verbundenen Temperaturunterschiede innerhalb des Klimaschranks zu begründen.

Aus beiden Messreihen wurde für jeden der Sensoren eine Kalibriergerade berechnet. Diese ist beispielhaft für Sensor 1 in Abbildung 2.71 für die relative Luftfeuchtigkeit (links) sowie die Temperatur (rechts) dargestellt. Insgesamt wurden am *GEM* zehn Sensoren für den Einbau vorbereitet, kalibriert und an den Projektpartner *Infineon* versendet, acht davon sind anschließend in Modulen verbaut und für die daran durchgeführten Messungen bzw. Untersuchungen verwendet worden.

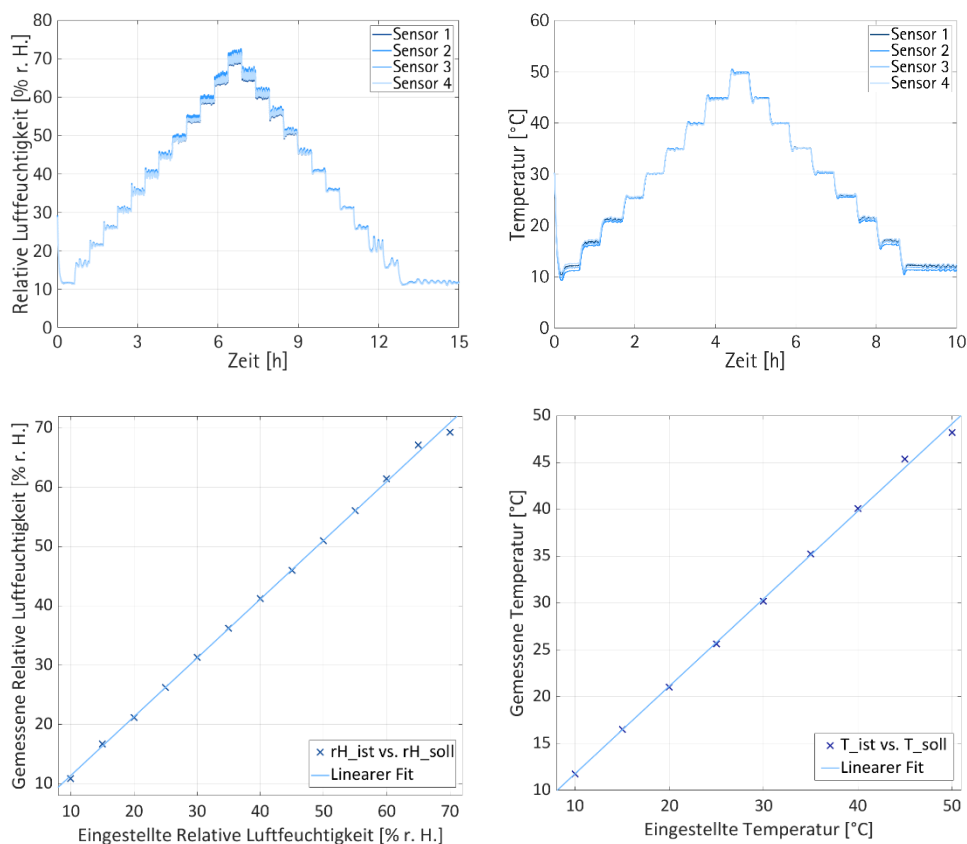


Abbildung 2.70:
Testmessung mit den Sensoren 1-4 in Luft; stufenweise Änderung der relativen Luftfeuchtigkeit bei konstanter Temperatur von 30°C (links), stufenweise Änderung der Temperatur bei konstanter relativer Luftfeuchtigkeit von 30% r. H. (rechts)

Abbildung 2.71:
Kalibrierkurve aus den Mittelwerten der Messung der relativen Luftfeuchtigkeit mit Sensor 1 aufgetragen über der jeweils eingestellten relativen Luftfeuchtigkeit (links), Kalibrierkurve aus den Mittelwerten der Messung der Temperatur mit Sensor 1 aufgetragen über der jeweils eingestellten Temperatur (rechts)

Bereitstellung von Leistungsmodul-Sonderaufbauten mit integrierter Temperatur- und Feuchtesensorik

Infineon Technologies AG

Um die Untersuchung der klimatischen Verhältnisse in IGBT-Modulen und ihrer Beeinflussung durch die Umgebungs- und Betriebsbedingungen zu ermöglichen, sind vom Projektpartner Infineon PrimePACK™-Sonderaufbauten abgestimmt und umgesetzt worden. Dabei wurde die vom GEM ausgewählte und bereitgestellte Sensorik zur Temperatur- und Feuchtemessung verbaut.

Als Modultypen wurden zwei Varianten ausgewählt, die unterschiedliche Belastungszustände im Betrieb einer Anlage repräsentieren.

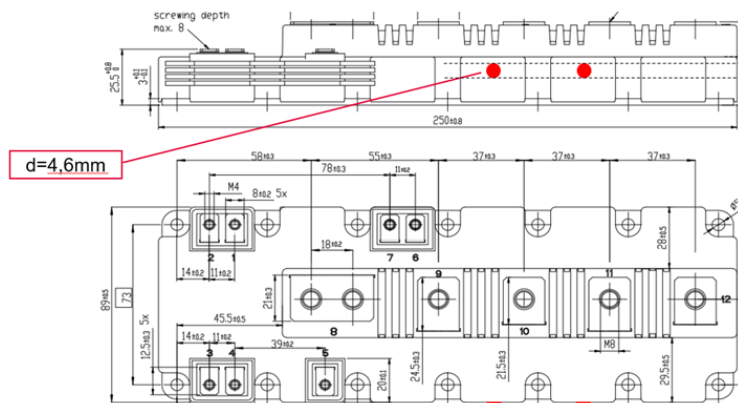


Abbildung 2.72:
Zeichnung mit Vorgabe der Durchführung für die Kabelbäume der Feuchtesensoren

Bei der Montage der Sensoren wurde auf eine feuchtedichte Kabeldurchführung besonderer Wert gelegt. Hierzu wurden passgenaue Bohrungen in die Gehäusewand geschnitten, die Kabel durchgeführt und die Bohrungen mit Epoxidharz verschlossen. Die Zeichnung ist in Abbildung 2.72 wiedergegeben und die Realisierung in Abbildung 2.73. Das Epoxidharz wurde besonders dick aufgetragen, um eine mechanisch robuste Fixierung der Kabel und einen „Knickschutz“ an der Gehäusewand zu erreichen.

Die vorkonfektionierten Gehäuse (siehe Abbildung 2.73) wurden auf die mit Chips, Substraten und Terminals bestückten Bodenplatten der Module montiert. Danach wurde das Silikongel eingegossen und ausgehärtet. Die Sensoren wurden so platziert, dass sie vollkommen von Silikongel umschlossen waren. Auf diese Weise können die bzgl. des Eindringens von Feuchtigkeit zu erwartenden Retardierungseffekte, die durch das Kunststoffgehäuse und das Silikongel zustande kommen, realitätsnah erfasst werden.

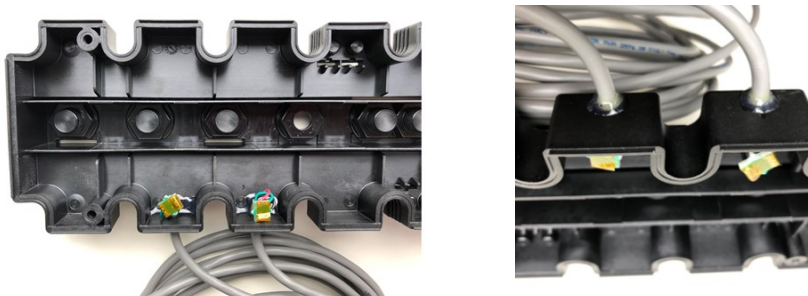


Abbildung 2.73:
Montierte Sensoren und Abdichtung mit Epoxidharz

Vor der Auslieferung der sensorisierten Module (Abbildung 2.74) erfolgte eine elektrische Funktionsprüfung, um sicherzustellen, dass die Module im Umrichterbetrieb ohne Einschränkung durch die Sensorik funktionieren. Dabei wurde an allen acht

Systemen erfolgreich die Sperrfähigkeit bis 1700V geprüft und an allen vier Modulen die Isolationsfestigkeit bis 4kV.



Abbildung 2.74:
Halbbrücken-Modul,
bestückt mit zwei Feuchte-
/Temperatursensoren, vor
dem Versand an den
Projektpartner IAL

Danach erfolgte die Übergabe an IALB und GEM. Es ist hervorzuheben, dass innerhalb dieser Kooperation nicht nur das Eindringverhalten von Feuchtigkeit in passiv gelagerte Module bestimmt werden kann, sondern auch die Wirkung einer aktiven Erwärmung auf das Trocknungsverhalten ermöglicht wurde.

Prüfung der Funktionsfähigkeit im PWM-Betrieb

Leibniz Universität Hannover (IAL)

Nachdem die sensorierten Module von Infineon einem elektrischen Ausgangstest unterzogen wurden, sind sie dem IAL für weitere elektrische Messungen übergeben worden. Am IAL wurde die Funktionsfähigkeit der Sensoren unter PWM-Betrieb und elektrischer Belastung der Module festgestellt, woraufhin die Module dem IALB für eine klimatische Kalibrierung zur Verfügung gestellt wurden.

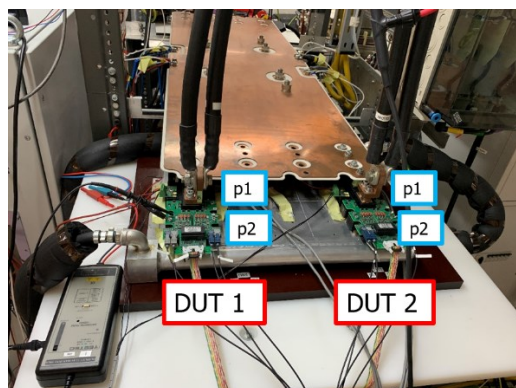
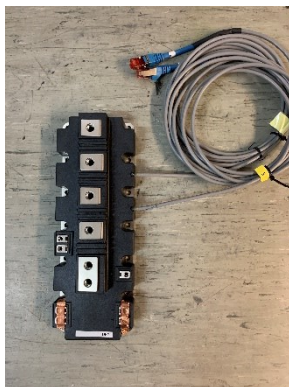


Abbildung 2.75: Mit
Temperatur- und
Feuchtigkeitssensoren
instrumentiertes Leistungs-
modul (links),
Halbleiterprüfstand am IAL
der Leibniz Universität
Hannover mit Konvention
der Sensor-Zuordnung
(rechts)

Die mehradrigen, mit RJ-45-Steckern versehenen Leitungen werden über Sensirion Sensor-Bridges (I²C zu USB) von einem PC ausgelesen. Als Software wird das Sensirion Control-Center verwendet. Als Prüfstandsinfrastruktur wird der IAL-Halbleiterprüfstand verwendet, welcher den Zwischenkreis samt Verschienung, Lastdrossel und Kühlsystem umfasst. Wie in Abbildung 2.100 (rechts) dargestellt, sind die Leistungsmodule auf einem Flüssigkühlkörper montiert, welcher in einen Kühl-/Heizkreislauf eines Temperiergerätes integriert ist. Die Leistungsmodule werden mit Power Integrations 2SP0320V2A0 Gate-Treibern über LWL (Lichtwellenleiter) angesteuert. Der für die Umrichterregelung nötige Laststrom wird von einem Stromwandler der Firma LEM (LT2005-S) erfasst. Die für die durchgeführten Versuche und Messreihen gültigen Betriebsparameter sind in Tabelle 2.13 dargestellt.

U_{dc}	C_{dc}	L	f_{sw}	$R_{G,on}$	$R_{G,off}$	$T_{cool,in}$
1 kV	3,6 mF	1,06 mH	4,5 kHz	1,2 Ω	3,4 Ω	23 $^{\circ}\text{C}$

Tabelle 2.13: Gültige Betriebsparameter während der durchgeführten Messreihen und Versuche

Das Temperiersystem regelt bei allen durchgeführten Messreihen eine Kühlmitteltemperatur T_{cool} von 23 $^{\circ}\text{C}$ ein. Über eine leistungsfähige Laborgleichspannungsquelle wird eine Zwischenkreisspannung von $U_{dc,link} = 1000\text{ V}$ bereitgestellt. Die Bestückung des Prüfstandes mit den DUTs erfolgt nach dem Schema in Abbildung 2.76. Das Halbbrückenmodul FF1 bleibt immer unverändert auf der linken Seite des Kühlkörpers (vgl. Abbildung 2.75 (rechts)). Der Einbauplatz auf der rechten Seite wird jeweils für das andere Halbbrückenmodul (FF2) und die beiden Choppermodule (DF1, DF2) verwendet. Aufgrund der internen Konfiguration der Choppermodule mit nur einem IGBT wird nur eine positive Halbschwingung des sinusförmigen Laststromes eingepreßt.

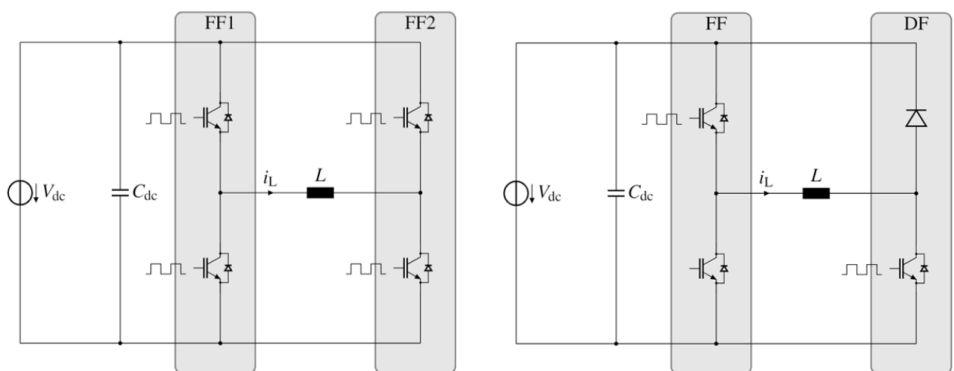


Abbildung 2.76: Ersatzschaltbild des Prüfstandes für den Betrieb von zwei Halbbrückenmodulen (links) bzw. einem Halbbrückenmodul und einem Choppermodul (rechts)

In Abbildung 2.77 sind beispielhaft die elektrischen Größen der Zwischenkreisspannung $U_{dc,link}$ und des Laststroms i_{load} , jeweils für den Versuchsaufbau mit zwei Halbbrückenmodulen (links) bzw. einem Halbbrückenmodul und einem Choppermodul (rechts), abgebildet.

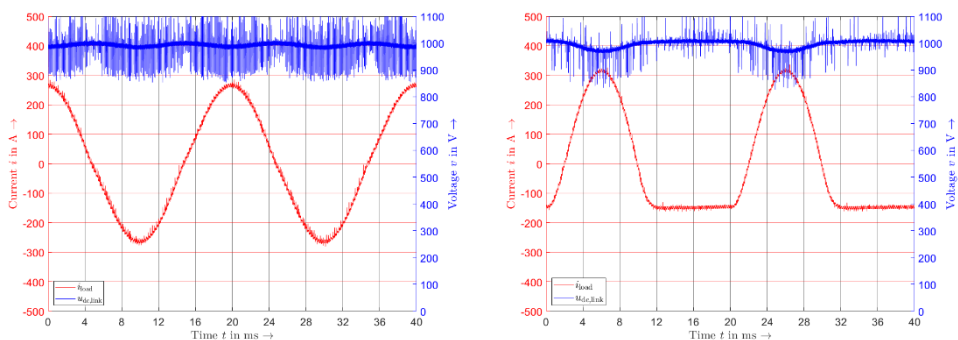


Abbildung 2.77: Zwischenkreisspannung $U_{dc,link}$ und Laststrom i_{load} für den Betrieb von zwei Halbbrückenmodulen (hier FF1 und FF2) (links) und einem Halbbrückenmodul und einem Choppermodul (hier FF1 und DF1) (rechts)

Die Versuchsdurchführung zur Evaluation der in den Modulen integrierten Sensoren wird so angelegt, dass eine kontinuierliche Aufzeichnung der Temperatur- und Feuchtigkeitsdaten erfolgt, während verschiedene Arbeitspunkte durch die Umrichterregelung angefahren werden. Ziel ist es, Arbeitspunktänderungen und somit Thermik- und Feuchtezyklen im Inneren der Leistungsmodule hervorzurufen. Zu diesem Zweck ist das Belastungsprofil mit unterschiedlichen Anfahrrichtungen und Abkühlphasen gewählt worden, um ein möglichst dynamisches Verhalten zu forcieren. Unter Berücksichtigung der Modul-NTC-Sensor-Daten wird der Abschaltzeitpunkt gewählt. Für die Modulkonfiguration FF1/FF2 (zwei Halbbrückenmodule) sind die

angefahrenen Arbeitspunkte in Tabelle 2.14 sowie die aufgezeichneten T/RH-Sensordaten (T- Temperatur; RH- relative humidity) in Abbildung 2.78 dargestellt. Die mit „initial“ gekennzeichnete Tabellenzeile enthält die NTC-Temperatur-Daten vor dem Betrieb mit einem Laststrom. Generell wird beim Anfahren der Arbeitspunkte so vorgegangen, dass immer bei einem Laststrom von 0 A gestartet wird und anschließend sukzessive höhere Ströme angefahren werden.

Arbeitspunkt	$T_{ntc,FF1}$ in °C	$T_{ntc,FF2}$ in °C	I^*_{load} in A	$U_{dc,link}$ in V	f_1 in Hz
initial	22,1	21,7	-	-	-
0	-	-	0	1000	-
1	60,5	53,5	200	1000	50
2	76,6	66,6	300	1000	50

Tabelle 2.14: Angefahrene Arbeitspunkte für die Modulkonfiguration FF1 und FF2 unter Berücksichtigung der in Abbildung 2.76 (links) dargestellten Prüfstandstopologie

Die Hintergrundfarbe (grün oder rot) der ersten Tabellenspalte gibt Information darüber, ob der Arbeitspunkt ohne Verbindungsabbrüche zu den Sensoren durchfahren werden konnte. Eine Hinterlegung mit der Farbe Grün ist als ein positives Resultat, also ohne Verbindungsabbrüche zu verstehen. Die Farbe Rot ist entsprechend gegensätzlich zu werten. Zusätzlich sind Messwerte des im Modul integrierten NTC-Sensors aufgeführt, welche den Temperaturwert der Modul-Bodenplatte wiedergeben. Die Werte sind am Ende des Betriebs im jeweiligen Arbeitspunkt aufgenommen worden.

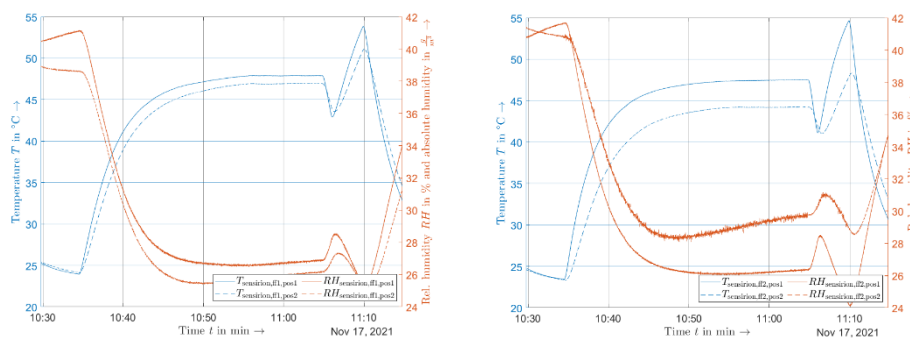


Abbildung 2.78: Halbbrückenmodule FF1 und FF2 im kontinuierlichen PWM-Betrieb; Sensordatensatz FF1 (links), Sensordatensatz FF2 (rechts)

Die angefahrenen Arbeitspunkte führen zu Temperatur- und Feuchtigkeitsänderungen, die von den Sensoren erfasst werden. Dabei ist das Verhalten der Verläufe, ohne zu dem Zeitpunkt eine Charakterisierung der instrumentierten Module durchgeführt zu haben, größtenteils plausibel. Die Reihenfolge der angefahrenen Arbeitspunkte lautet: 0 → 1 → 0 → 2 → 0. Anschließend wird das Halbbrückenmodul auf der rechten Seite des Kühlkörpers durch das Choppermodul DF1 ausgetauscht. Die Messungen werden nach der Prüfstandstopologie in Abbildung 2.76 (rechts) und mit der Stromform in Abbildung 2.77 (rechts) durchgeführt. Die angefahrenen Arbeitspunkte sind in Tabelle 2.15 aufgetragen. Während des Betriebs in Arbeitspunkt 3 ist im ersten Durchlauf ein Verbindungsabbruch zu den Sensoren aufgetreten. Dieses Fehlerbild war nicht reproduzierbar. Der nächsthöhere Betriebspunkt 4 konnte ohne Verbindungsabbrüche angefahren werden. Die Arbeitspunkte wurden anschließend wiederholt angefahren (5-8).

Arbeitspunkt	$T_{ntc,FF1}$ in °C	$T_{ntc,FF2}$ in °C	I^*_{load} in A	$U_{dc,link}$ in V	f_1 in Hz
initial	22,6	22,4	-	-	-
0	-	-	0	1000	-
1	44,8	42,4	200	1000	50
2	53,9	50,6	300	1000	50
3	61,9	58,1	400	1000	50
4	74,0	69,7	500	1000	50
5	43,6	41,4	200	1000	50
6	52,8	49,6	300	1000	50
7	63,0	58,6	400	1000	50
8	74,7	68,6	500	1000	50

Tabelle 2.15: Angefahrene Arbeitspunkte für die Modulkonfiguration FF1 und DF1 unter Berücksichtigung der in Abbildung 2.76 (rechts) dargestellten Prüfstandstopologie

Die Abbildung 2.79 zeigt die Temperatur- und Feuchtigkeitsverläufe für die wiederholte Versuchsreihe. Die sukzessiven steigenden Temperaturen lassen sich durch die angefahrenen Arbeitspunkte erklären. Die Reihenfolge der angefahrenen Arbeitspunkte lautet: 0 → 5 → 6 → 7 → 8 → 0.

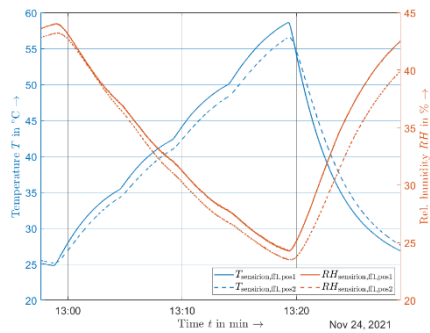
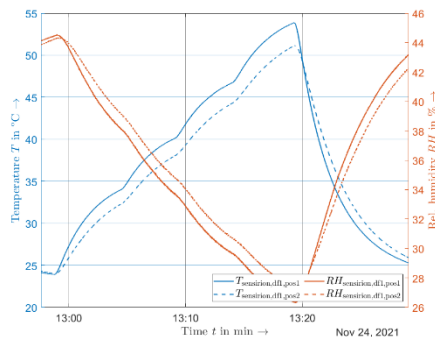


Abbildung 2.79: Halbbrückenmodul FF1 und Choppermodul DF1 im kontinuierlichen PWM-Betrieb; Sensordatensatz FF1 (links), Sensordatensatz DF1 (rechts)

Abschließend wird mit denselben Prüfstandsparametern wie zuvor das Choppermodul DF2 untersucht. Die untersuchten Arbeitspunkte sind in Tabelle 2.16 eingetragen.

Arbeitspunkt	$T_{ntc,FF1}$ in °C	$T_{ntc,FF2}$ in °C	I^*_{load} in A	$U_{dc,link}$ in V	f_1 in Hz
initial	22,3	22,7	-	-	-
0	-	-	0	1000	-
1	44,8	43,0	200	1000	50
2	53,9	51,2	300	1000	50
3	65,3	62,6	400	1000	50
4	73,7	69,0	500	1000	50

Tabelle 2.16: Angefahrene Arbeitspunkte für die Modulkonfiguration FF1 und DF2 unter Berücksichtigung der in Abbildung 2.76 (rechts) dargestellten Prüfstandstopologie

In Abbildung 2.80 sind die zeitlichen Verläufe von Temperatur und Feuchtigkeit der vergessenen Sensoren abgebildet. Wie zu erkennen ist, wurde hier ein anderes Belastungsprofil verwendet. Zwischen den Arbeitspunkten mit fließendem Laststrom sind auch Abkühlphasen angefahren worden. Die Reihenfolge der angefahrenen Arbeitspunkte lautet: 0 → 1 → 0 → 2 → 3 → 4 → 0.

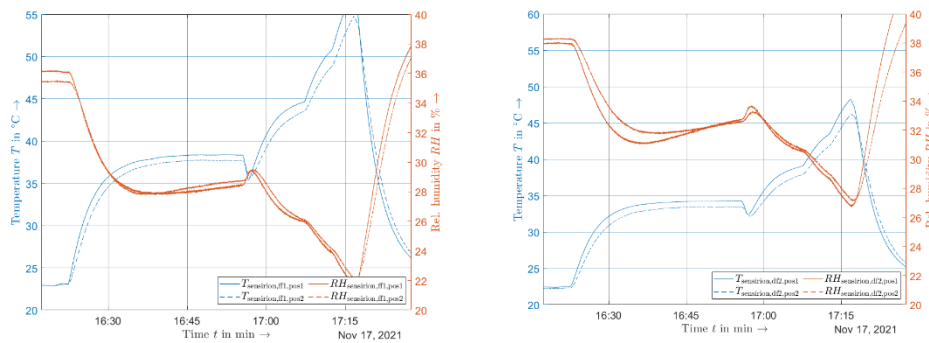


Abbildung 2.80:
Halbrückenmodul FF1 und
Choppermodul DF2 im
kontinuierlichen PWM-
Betrieb;
Sensordatensatz FF1 (links),
Sensordatensatz DF2 (rechts)

Kalibriermessungen an den sensorierten IGBT-Modulen

Universität Bremen (IALB)

Für die Kalibrierung der Sensoren wurde zuerst ein Klimazyklus mit verschiedenen Temperatur- und Feuchtwerten mit den Modulen durchfahren, während kontinuierlich die Klimadaten der Sensoren aufgezeichnet wurden. Diese Klimadaten sind in Abbildung 2.81 beispielhaft anhand eines Moduls zu sehen. Wie zu erkennen ist, sind die Zeitintervalle der einzelnen Klimaschritte nicht ausreichend, damit sich für die relative Feuchte ein stationärer Endwert einstellt. In einer zweiten Kalibrierung, bei der nur ein einzelner Temperatur-/Feuchtesprung (Klima von 20°C und 40%r.F. auf 40°C und 60%r.F.) auf die Module gegeben und für ca. 72 h gehalten wird, wird der stationäre Endwert der Sensoren für Temperatur und Feuchte nach ca. 24 h erreicht. Diese Sprungantwort ist in Abbildung 2.82 zu sehen. Trotz der hohen Zeitkonstante für das Feuchteindringen messen die Sensoren recht genau die vorgegebene Temperatur und Feuchte im Silikongel. Dabei ist anzumerken, dass – wie an den Endwerten der Kalibriermessungen erkennbar ist – die Sensoren nicht die Verhältnisse nicht im Silikongel selbst, sondern aufgrund des Sensoraufbaus die klimatischen Bedingungen in einem kleinen Luftvolumen innerhalb des Silikongels messen.

Im Anschluss an die Kalibriermessungen wurden die Module zum Einbau in den Umrichter durch ConverterTec weitergeschickt.

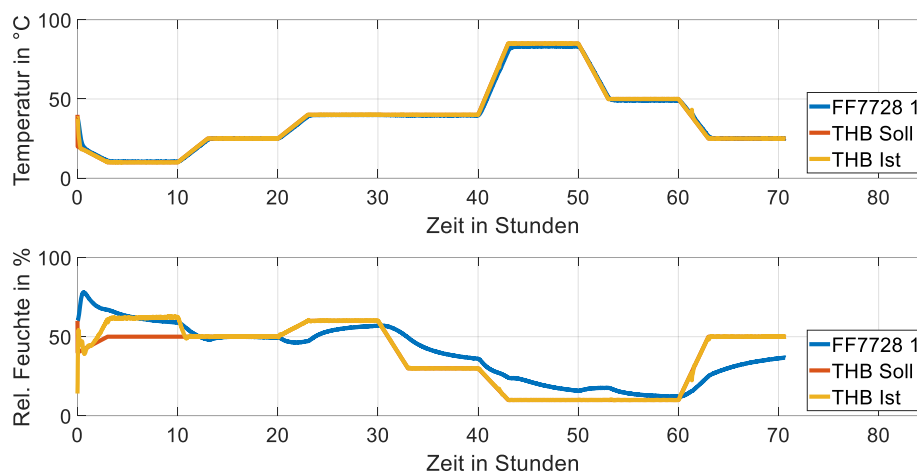


Abbildung 2.81: Erste
Kalibriermessung an einem
sensorierten Infineon-Modul

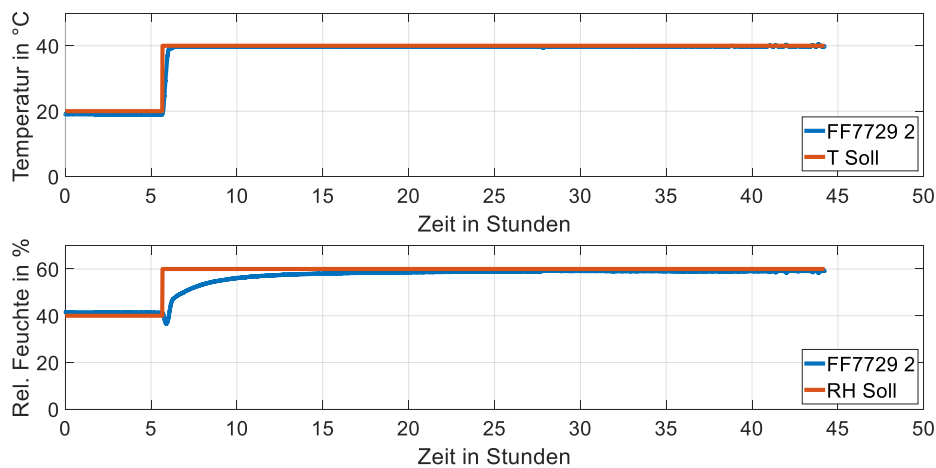


Abbildung 2.82: Zweite Kalibrierung an einem sensorierten Infineon-Modul

Mithilfe der sensorierten Module erhaltene Ergebnisse aus den o.g. Kalibriermessungen und den zuvor beschriebenen Messungen im PWM-Betrieb sind Gegenstand einer gemeinsamen Veröffentlichung der Projektpartner IAL, IALB, GEM und Fraunhofer IWES, die auf der EPE'23 ECCE Asia vorgestellt worden ist [57].

2.3.5 Messkampagne mit sensorierten IGBT-Modulen im HiPE-LAB

Universität Bremen (IALB) und Fraunhofer IWES

Als Teilersatz für die aufgrund der Insolvenz von Senvion entfallene Feldmesskampagne wurde eine Messkampagne auf dem im Projekt HiPE-WiND gemeinsam von IALB und Fraunhofer IWES entwickelten Großprüfstand HiPE-LAB mit einem Frequenzumrichter für Windenergieanlagen durchgeführt. Hierfür hat der Projektpartner ConverterTec einen Umrichter bereitgestellt und die sensorierten Leistungshalbleitermodule in diesen integriert.

Nachdem der Umrichter in dieser Weise modifiziert, aufgebaut und ans HiPE-LAB geliefert wurde, wurde er dort erfolgreich in Betrieb genommen. Hierfür wurde der Umrichter im Klimaraum aufgestellt und elektrisch kontaktiert (siehe Abbildung 2.83). Während die Regelung des Umrichters mit der Prüfstandregelung synchronisiert wurde, wurden die in den Modulen eingegossenen Sensoren an die jeweiligen Ausleseeinheiten angeschlossen und getestet. Zusätzlich zu den Modulsensoren wurden noch weitere Sensoren in den Schaltschränken (im Power Cabinet und Control Cabinet) und außerhalb als Referenzsensoren platziert. Im Power Cabinet wurde ein Sensor nahe der Decke, einer nahe den IGBT-Modulen und einer unten im Schaltschrank angebracht. Diese Sensoren sind mit „PC“ im Namen gekennzeichnet. Äquivalent dazu wurden die Sensoren im Steuerschrank (Control Cabinet) angebracht und erhielten „CC“ als Markierung. Die Sensoren der Module wurden mit „ModSens“, einer Nummerierung sowie einer Buchstabenkodierung zur Bezeichnung der relativen Position im Schaltschrank versehen.



Abbildung 2.83: Mit sensorierten Modulen und zusätzlicher Sensorik ausgestatteter Umrichterschrank im Klimaraum des HiPE-LABs

Für die Experimente im Großprüfstand wurde ein vom IWES aus klimatischen und elektrischen WEA-Feldmessdaten (vgl. AP2, Abschnitt 2.2) abgeleitetes Prüfprofil verwendet. Dies ist in Abbildung 2.84 dargestellt. Die im Folgenden beschriebenen Messungen sind vom IALB durchgeführt und in enger Zusammenarbeit von IALB und IWES ausgewertet worden.

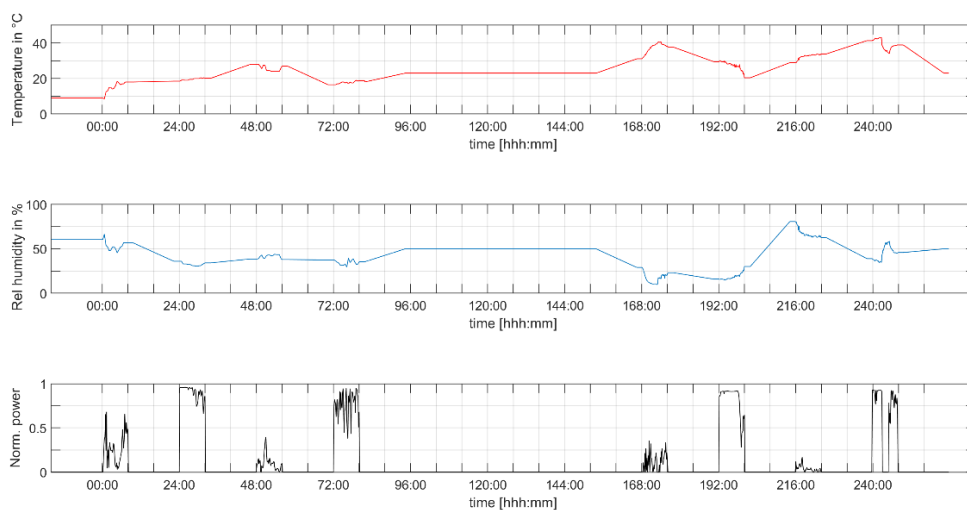


Abbildung 2.84: Zeitreihen des aus Feldmessdaten abgeleiteten Prüfprofils

Zuerst ist der Umrichter dem oben genannten Klimaprofil ohne eine elektrische Belastung oder Prüfspannung ausgesetzt worden, während die Sensordaten aufgezeichnet wurden. Während des gesamten Profils ist die Kühlung des Umrichterschanks eingeschaltet geblieben und auf 25°C geregelt worden. Die Aufzeichnung der Sensordaten ist in Abbildung 2.85 zu sehen. Hierbei ist zu erkennen, dass die Sensoren in den Modulen eine maximale Feuchte von ca. 71% r.F. im Gegensatz zu einer maximalen Feuchte von ca. 81% r.F. im Klimaraum messen. Zwischen diesen beiden Maxima liegt eine Zeitdifferenz von mehr als 24 h. Um die Zeitkonstante für die Feuchtediffusion in die Leistungshalbleitermodule hinein besser zu bestimmen, wurde der Verlauf der absoluten Feuchte in der Veröffentlichung [58] weiter untersucht. Trotz der sich ändernden Temperatur und relativen Feuchte bleibt die absolute Feuchte des Klimaprofils nach einer Rampe ab ca. Stunde 184 für 36 h auf einem näherungsweise

konstanten Wert. Aus dem Verlauf der absoluten Feuchte im Modul (vgl. [58]) kann eine ungefähre Zeitkonstante von 10-15 h für das Eindringen der Feuchte in die Module bis zu den Sensoren beobachtet werden. Dass diese höher ist als die aus den Kalibrierdaten in Abbildung 2.82 ermittelbare Zeitkonstante, ist mit dem höheren Temperaturniveau bei den Kalibriermessungen erklärbar. Durch die relativ konstante absolute Feuchte ist auch das recht späte Erreichen der maximalen relativen Feuchte innerhalb der Module trotz sinkender relativer Feuchte in der Klimakammer zu erklären. Die Temperatur der Module entspricht während des gesamten Profils der Kühlwassertemperatur von 25°C.

Im Anschluss an die ersten zwei Wochen an Messungen ohne elektrische Belastung wurde der Umrichter demselben Klimaprofil für weitere zwei Wochen ausgesetzt, dieses Mal in Kombination mit dem zugehörigen – aus dem gleichen Feldmessdatensatz abgeleiteten – elektrischen Belastungsprofil. Leider konnte die Kommunikation mit den modulinternen Sensoren während der aktiven Phase des Umrichters (aus Sicherheitsgründen immer 8 h am Tag und unter Aufsicht) nicht aufrechterhalten werden. Auch wiesen die in den Schaltschränken hinzugefügten analogen RH-T-Sensoren erhöhte Schwingungen während der aktiven Phasen des Umrichters auf. Dies ist auf die durch die schaltenden IGBT-Module verursachten Störungen, welche auch sehr wahrscheinlich die Ursache für den Kommunikationsabbruch der Modulsensoren sind, zurückzuführen, da sehr gut zu erkennen ist, dass die Sensoren, welche näher an den IGBT-Modulen platziert waren, größere Schwingungen aufweisen („PC_nearIGBTs“ und „PC_bot“). Diese Störungen sind zusammen mit der Überarbeitung der Modulsensorkommunikation bereits Gegenstand von Verbesserungsarbeiten auch nach dem Abschluss des Projekts. Um im Zuge der hier beschriebenen Messkampagne trotz der gestörten Kommunikation mit den Modulsensoren Sensordaten aus dem Inneren der Leistungshalbleitermodule zu erhalten, wurden an jedem zweiten Tag Zwischenmessungen durchgeführt: Während der Umrichter für eine kurze Zeit (ca. 2-3 min, um ein zu starkes Abkühlen zu vermeiden) gestoppt wurde, wurde die Sensoraufzeichnung gestartet. In Abbildung 2.86 sind die aufgezeichneten Daten abgebildet. Es wurde ein Temperaturmaximum von ca. 62°C in den Modulen während des Umrichterbetriebs festgestellt, welches als nicht kritisch für die Module zu bewerten ist. Ansonsten entsprechen die Modultemperaturen nahezu exakt der Kühlwassertemperatur, was auf eine gemessen an der Umrichterverlustleistung hoch gewählte Kühlleistung hindeutet. Auch in diesem Profildurchlauf mit elektrischer Belastung wurde ein Feuchtemaximum von ca. 70% r.F. in den Modulen während des Abkühlens über Nacht registriert, sodass diesbezüglich kein relevanter Unterschied zum Klimaprofil ohne elektrische Belastung erkennbar ist.

Abschließend ist zu der Messkampagne zu sagen, dass das Erfassen des Mikroklimas in den sensorierten Leistungshalbleitermodulen im Umrichterbetrieb aktuell nur eingeschränkt möglich ist. Für künftige Messungen nach Projektabschluss muss eine Verbesserung der Sensorkommunikation bspw. durch Entstörmaßnahmen vorgenommen werden, um auch im elektrisch belasteten Zustand des Umrichtersystems klimatische Messgrößen aus dem Modulinnern auslesen zu können. Aus Zeitgründen war dies nicht mehr innerhalb der Projektlaufzeit umsetzbar. Dennoch konnten erste sehr interessante Messdaten aufgenommen werden. Eine vertiefte Auswertung der hier beschriebenen Messkampagne mit sensorierten IGBT-Modulen, bei der insbesondere auch die aus den Sensorsignalen von Temperatur und relativer Feuchte berechnete Verläufe der absoluten Feuchtigkeit betrachtet werden, ist in [58] beschrieben und wird auf der EPE Europe 2023 veröffentlicht.

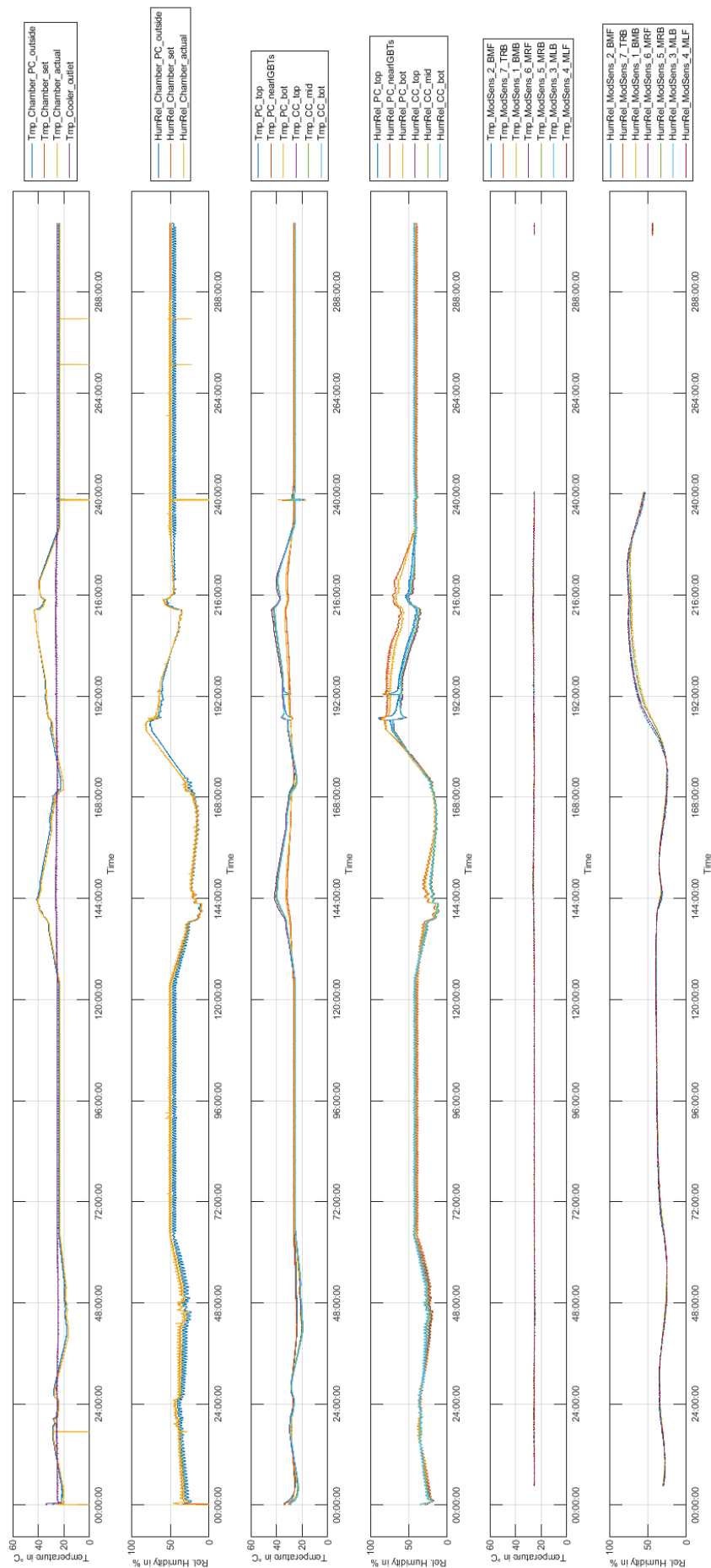


Abbildung 2.85: Im Zuge der Messkampagne im HiPE-LAB aufgezeichnete Sensordaten bei Durchfahren des klimatischen Prüfprofils ohne elektrische Belastung

2.3.6 Messkonzept zur Online-Erfassung von charakteristischen Halbleiterparametern als Indikatoren für Temperatur und Feuchtigkeit

Leibniz Universität Hannover (IAL)

Die in diesem Abschnitt entwickelte Messtechnik wurde auf elektrische Parameter ausgelegt, die einen Indikator für feuchtebedingte Degradation an IGBT-Modulen darstellen. Aus [28] geht hervor, dass die Kombination aus hoher Luftfeuchtigkeit, hoher Temperatur und einer hohen Spannung elektrochemische Korrosionsprozesse an der Chipmetallisierung beschleunigt bzw. ermöglicht. Die Folge ist unter anderem Aluminiumkorrosion an den Randabschlüssen. Ebenso konnte Dendritenwachstum aufgrund von elektrochemischer Migration aus Silber oder Kupfer beobachtet werden. Beides hat Einfluss auf die Sperrfestigkeit der Halbleiter und kann zu einer Erhöhung des Leckstroms oder zu einer Reduzierung der maximalen Sperrspannung führen.

Funktionsprinzip

Auf dieser Grundlage wurde auch die Messtechnik zur Überwachung der verbleibenden Sperrfestigkeit der Module im Umrichter entwickelt [59]. Abbildung 2.87 (links) zeigt das entwickelte Messkonzept. Damit die Sperrfähigkeit mit diesem Konzept vermessen werden kann, müssen sich alle Schalter im sperrenden Zustand befinden, wie es z.B. während der Stillstandszeiten der WEAs der Fall ist. Da das Wiederaufstarten der WEA nach einer längeren Stillstandsphase als besonders kritisch bezüglich der Ausfallrate gilt [2], sollte der Zustand der Leistungshalbleiter kurz vor Wiederaufstarten der WEA mit dem gezeigten Konzept überprüft werden. Für den Zeitraum der Messung muss dann eine Zwischenkreisspannung (V_{dc}) angelegt werden. Diese sollte idealerweise höher als die nominelle Zwischenkreisspannung ($V_{dc,N}$) während des regulären Betriebs der WEA sein, damit auch Halbleiter überwacht werden können, die lediglich eine Reduktion der maximalen Sperrspannung aufweisen.

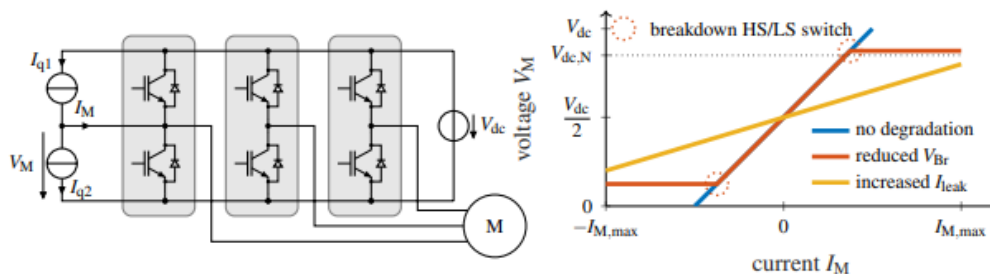


Abbildung 2.87:
Entwickeltes Messkonzept zur Überwachung der Sperrfähigkeit von Leistungshalbleitern im Umrichter als degradationssensitiven Parameter (links) und zu erwartende Messkennlinien bei verschiedenen Degradationserscheinungen (rechts)

Das Messkonzept besteht aus zwei zusätzlichen Stromquellen (I_{q1} und I_{q2}), die einen Messstrom (I_M) in einen Phasenanschluss des Umrichters einprägen. Da für die Durchführung der Messung lediglich Gleichstromgrößen verwendet werden, kann die ggf. angeschlossene Lastmaschine als Kurzschluss aufgefasst werden, wodurch die drei Phasen des Umrichters immer zusammen überwacht werden. Aufgrund des eingprägten Stroms I_M verändert sich die Spannung V_M gemäß der Sperrkennlinie der Leistungshalbleiter im Umrichter.

Das Vorgehen der Messung ist also wie folgt:

1. Alle Schalter befinden sich im sperrenden Zustand
2. Eine (erhöhte) Zwischenkreisspannung V_{dc} wird für den Zeitraum der Messdurchführung angelegt
3. Einprägen eines variablen Messstroms I_M in einen Phasenanschluss
4. Aufnahme der I_M - V_M -Kennlinie
5. Auswertung der gemessenen Kennlinie

Abbildung 2.87 (rechts) zeigt die zu erwartenden I_M - V_M -Kennlinie bei verschiedenen Degradationserscheinungen. Der Übersicht halber ist lediglich eine symmetrische feuchtebedingte Alterung der High-Side- und Low-Side-Schalter skizziert. Die blaue Kennlinie zeigt exemplarisch den Fall, wie die I_M - V_M -Kennlinie aussehen würde, wenn weder an den High-Side- noch an den Low-Side-Schaltern eine Degradation erkennbar wäre. Die Spannung über den Low-Side-Schaltern (V_M) wächst mit steigendem Messstrom I_M an, bis die angelegte Zwischenkreisspannung V_{dc} erreicht wird. An dieser Stelle liegt dementsprechend die gesamte Zwischenkreisspannung V_{dc} über den Schaltern der Low-Side an. Daraus kann gefolgert werden, dass die verbliebene Restspannungsfestigkeit der Low-Side-Schalter höher ist als die angelegte Zwischenkreisspannung. Ein Abgleich des gemessenen Stroms I_M bei V_{dc} mit historischen Daten offenbart, ob eine Veränderung im Leckstrom stattgefunden hat. Bei den High-Side-Schaltern ist das Verhalten analog dazu, d.h. bei sinkendem Strom würde ein immer größerer Anteil des Messstromes I_M durch die High-Side-Schalter fließen. Aufgrund dessen steigt die Spannung über den High-Side-Schaltern an, was gleichbedeutend mit einer sinkenden Messspannung V_M ist. Wenn die Spannung V_M also 0 V erreicht, liegt die gesamte Zwischenkreisspannung an den High-Side-Schaltern an. Auch hier könnte nur die Aussage getroffen werden, dass die verbliebene Restspannungsfestigkeit größer als die angelegte Zwischenkreisspannung V_{dc} ist. Eine Änderung im Leckstrom würde sich auch hier durch den Vergleich mit historischen Daten offenbaren.

Im Gegensatz dazu ist in Rot die I_M - V_M -Kennlinie für den Fall skizziert, dass sowohl mindestens ein High-Side- und mindestens ein Low-Side-Schalter eine Reduzierung der maximalen Sperrspannung, aber keine Erhöhung im Leckstrom als Degradationserscheinung aufweisen. Das bedeutet also, dass die Kennlinie in dem Bereich, in dem kein Durchbruch der High-Side bzw. der Low-Side getriggert wird, identisch mit der I_M - V_M -Kennlinie ist, bei der keine Degradation detektiert werden kann (blaue Linie). Erst wenn die Spannung V_M die Durchbruchspannung eines Low-Side-Schalters erreicht, würde sich die gemessene Spannung V_M trotz immer weiter ansteigendem Messstrom nicht mehr signifikant ändern. Anhand des Knickpunktes in der I_M - V_M -Kennlinie ist eine genaue Identifikation der verbliebenen Restspannungsfestigkeit möglich. Analog dazu kann die verbliebenen Restspannungsfestigkeit der High-Side-Schalter ermittelt werden. Jedoch wird dann die Differenz zwischen der angelegten Zwischenkreisspannung V_{dc} und der gemessenen Spannung V_M betrachtet ($V_M^* = V_{dc} - V_M$). Diese Spannung entspricht dem Spannungsabfall über den High-Side-Schaltern und wächst mit sinkendem Messstrom I_M an. Sobald V_M^* größer als die Durchbruchspannung eines Schalters auf der High-Side ist, sinkt der Strom weiter ab, ohne dass sich die Spannung V_M^* signifikant ändert. Auch an dieser Stelle wäre eine genaue Ermittlung der verbliebenen Restspannungsfestigkeit des „schwächsten“ Schalters auf der High-Side möglich. Damit eine komplette Zerstörung der Module durch zu hohe Ströme vermieden wird, muss der eingeprägte Messstrom I_M mit Hilfe der beiden Stromquellen I_{q1} und I_{q2} auf ein positives und ein negatives Maximum begrenzt werden. Die adäquaten Limits für den Strom I_M sind anwendungsspezifisch und müssen dementsprechend vorab vom Umrichter-Hersteller festgelegt werden.

Die gelbe I_M - V_M -Kennlinie in Abbildung 2.87 (rechts) zeigt den zu erwartenden Fall, dass sowohl die High-Side-Schalter als auch die Low-Side-Schalter eine Erhöhung des Leckstroms als Degradationserscheinung aufweisen. Im Vergleich zur ursprünglichen (blauen) Kennlinie ist zu erkennen, dass die Steigung der gemessenen I_M - V_M -Kennlinie mit einer Erhöhung des Leckstroms abnimmt. Da eine symmetrische Degradation der High- und Low-Side-Schalter skizziert wurde, teilt sich die Zwischenkreisspannung beim Strom $I_M = 0$ A gleichmäßig über der High-Side und Low-Side auf. Wenn die Schalter nicht gleichmäßig degradieren sollten, würde sich die gemessene Spannung V_M bei $I_M = 0$ A verschieben. Bei einem erhöhten Leckstrom der Low-Side-Schalter würde die Spannung V_M kleiner als $V_{dc}/2$ werden. Wenn die High-Side-Schalter stärker degradiert sein sollten, würde V_M bei $I_M = 0$ A größer als $V_{dc}/2$ werden. Dieser Wert könnte

dementsprechend als Indikator genutzt werden, um zu bewerten, ob die High-Side- oder die Low-Side-Schalter degradiert sind.

Hardwaretechnische Realisierung

Im Laufe der Projektlaufzeit konnten zwei Prototypen des Messkonzeptes entwickelt werden, wobei einer unter Laborbedingungen erprobt wurde und der zweite unter Systembedingungen in einem Prüfumrichter des Projektpartners ConverterTec zum Einsatz kam.

Die Abbildung 2.88 zeigt die hardwaretechnische Realisierung des Messkonzeptes zur Erprobung unter Laborbedingungen [60].

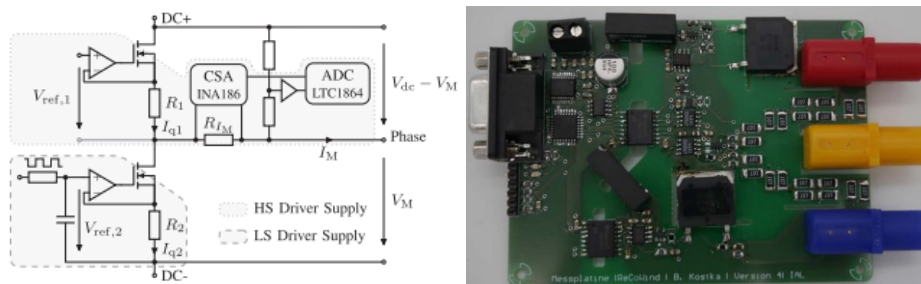


Abbildung 2.88:
Hardwaretechnische Realisierung zur Erprobung des Messkonzeptes unter Laborbedingungen. Zugrundeliegender Schaltplan (links) und designtes PCB (rechts) [60]

Dabei ist die zugrundeliegende Schaltung links zu sehen. Prinzipiell wurde die Stromquelle I_{q1} als Konstantstromquelle realisiert. Dafür wird an den nicht-invertierenden Eingang eines Operationsverstärkers (OPV) eine konstante Referenzspannung ($V_{ref,1}$) angelegt. Der invertierende Eingang des OPVs hingegen wird mit einem Widerstand R_1 mit der Source eines MOSFETs verbunden, der in der Lage sein muss, die gesamte Zwischenkreisspannung (V_{dc}) zu sperren. Der Ausgang des OPVs wird direkt mit dem Gate des MOSFETs verbunden. Der OPV ist stets versucht, die Ausgangsspannung so einzuregulieren, dass die Spannungsdifferenz vom nicht-invertierenden Eingang zum invertierenden Eingang 0 V beträgt. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass am invertierenden Eingang ebenso $V_{ref,1}$ anliegt und über den Widerstand R_1 abfällt. Somit kann der Strom I_{q1} über eine geeignete Wahl des Widerstand R_1 und der Referenzspannung $V_{ref,1}$ eingestellt werden. Das Funktionsprinzip der Stromquelle I_{q2} ist ähnlich zu dem von I_{q1} . Damit jedoch ein variabler Strom I_M in den Phasenanschluss eingeprägt werden kann, muss auch die Stromquelle I_{q2} variabel sein. Dies wird durch ein PWM-Signal realisiert, bei dem der Duty-Cycle variiert wird. Anschließend wird es durch ein RC-Glied tiefpassgefiltert, sodass die Referenzspannung am nicht-invertierenden Eingang des OPVs dem Produkt der Amplitude des PWM-Signals und dem Duty-Cycle entspricht. Damit auch ein bidirektionaler Strom I_M möglich ist, muss der maximale Strom $I_{q2,max}$ größer sein als der konstante Strom I_{q1} . In der Platine aus Abbildung 2.88 (rechts) ist das so realisiert worden, dass $V_{ref,1} = 2,5$ V beträgt und die Amplitude des PWM-Signal 5 V ist. So können die Widerstände R_1 und R_2 gleich groß gewählt werden.

Über einen Strommesswiderstand (R_{IM}) wird der Strom I_M gemessen. Ein dazu parallel geschalteter Strommessverstärker (CSA) verstärkt die Spannung, die über den Strommesswiderstand abfällt, sodass diese von einem 16-bit-ADC erfasst werden kann. Die Spannungsmessung von V_M wird über einen hochohmigen Spannungsteiler realisiert, wobei die Messspannung von einem baugleichen ADC erfasst wird. Die ADCs senden dann über eine SPI-Schnittstelle die gemessenen Daten an einen STM32 Mikrokontroller. Ebenso die Kommunikation mit dem Messrechner übernimmt der Mikrokontroller über eine serielle Schnittstelle. Auf dem Messrechner werden die Daten gespeichert und können anschließend weiter ausgewertet werden.

Abbildung 2.89 zeigt die aufgebaute Platine und den zugrundeliegenden Schaltplan der Hardware zum Einsatz in einem Prüfumrichters des Projektpartners ConverterTec [61].

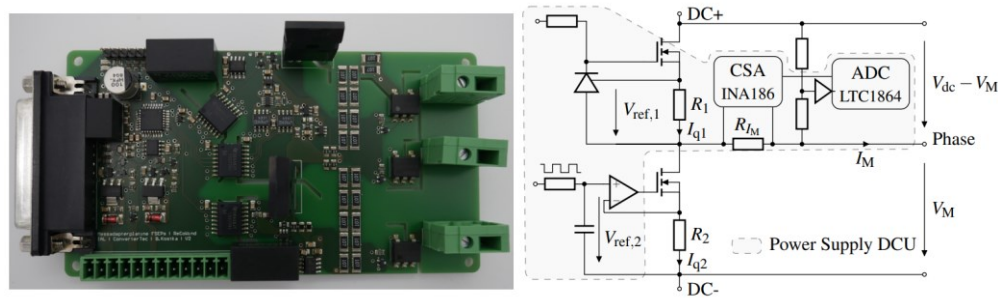


Abbildung 2.89: Hardwaretechnische Realisierung zur Erprobung des Messkonzepts in einem Prüfumrichter des Projektpartners ConverterTec. Designtes PCB (links) und zugrundeliegender Schaltplan (rechts) [61]

Mit Blick auf den zugrundeliegenden Schaltplan (Abbildung 2.89 (rechts)) ist ersichtlich, dass sich am grundlegenden Funktionsprinzip im Vergleich zur Hardware aus Abbildung 2.88 nichts geändert hat. Lediglich die Referenzspannung $V_{ref,1}$ zum Einstellen der Konstantstromquelle I_{q1} wird hier mit Hilfe eines Shunt-Regulators direkt und nicht wie zuvor durch einen Operationsverstärker an den Widerstand R_1 angelegt.

Des Weiteren teilt sich die entwickelte Messplatine die Spannungsversorgung mit der dezentralen Kontrolleinheit (engl. Decentral Control Unit, DCU) des Prüfumrichters. Damit die Messplatine während des taktenden Betriebes des Umrichters vom Umrichter getrennt werden kann, sind an den Ausgängen (DC+, Phase und DC-) Halbleiterrelais vorgesehen, die sich öffnen, sofern keine Messung durchgeführt wird. Zudem ist auch ein Start-/Abbruchssignal vorgesehen, welches von der DCU geliefert wird. Die Steuerung und Kommunikation der entwickelten Platine wird auch hier von einem STM32 Mikrokontroller übernommen. Jedoch ist für die Kommunikation mit dem Messrechner keine serielle Schnittstelle vorgesehen, sondern es wird ein CAN-Bus verwendet, da auch auf der DCU des Umrichters ein CAN-Bus vorgesehen ist. Auf diese Weise könnte in zukünftigen Anwendungen die Messplatine direkt mit der DCU kommunizieren und diese auch direkt die gemessenen Daten auswerten.

Ergebnisse zur Messung charakteristischer Halbleiterparameter

Leibniz Universität Hannover (IAL)

Zur messtechnischen Validierung der Messplatine aus Abbildung 2.88 (rechts) wurden IGBT-Module in einer Halbbrückenkonfiguration untersucht. Damit eine feuchtebedingte Degradation an den Modulen detektiert werden kann, wurden zum Zweck der Untersuchung vom Projektpartner IALB, Universität Bremen, IGBT-Module bereitgestellt, die zuvor im HV-H³TRB-Test gealtert wurden. Tabelle 2.17 listet die Testzeiten und die verbliebene Restspannungsfestigkeit der einzelnen Module auf. Die im folgendem präsentierten Ergebnisse können auch [60] entnommen werden.

IGBT-Modul	HV-H ³ TRB-Testdauer	V_{BR} bei Raumtemperatur vor dem HV-H ³ TRB-Test	V_{BR} bei Raumtemperatur nach dem HV-H ³ TRB-Test	V_{BR} bei 60 °C nach dem HV-H ³ TRB-Test
DUTA	0 h	1350 V	1350 V	≥ 1400 V
DUTB	168 h	1350 V	1000 V	1160 V
DUTC	168 h	1350 V	1032 V	1160 V
DUTD	1224 h	1350 V	648 V	650 V

Tabelle 2.17: HV-H³TRB-Testdauer und Durchbruchspannung der untersuchten Module

Bei den untersuchten Modulen handelt es sich um baugleiche Einzelschaltermodule, die je nach Testdauer unterschiedlich stark degradiert sind. Bei diesen Modulen äußert sich eine feuchteinduzierte Degradation lediglich in einem Absinken der verbliebenen

Durchbruchspannung (V_{BR}) und nicht in einem Anstieg des Leckstroms. Dabei ist DUTA ein ungeschädigtes Modul, welches nicht dem HV-H³TRB-Test ausgesetzt wurde. DUTB und DUTC hingegen sind mittelstark geschädigt und lagen jeweils für 168 Stunden im HV-H³TRB-Test. Eine Absenkung der Durchbruchspannung von 1350 V auf 1000 V – 1032 V ist die Folge. Am längsten lag das Modul DUTD im HV-H³TRB. Nach ca. 1224 Stunden hat sich die Restspannungsfestigkeit auf nur noch etwa 650 V reduziert. Die Degradation der Module ist hauptsächlich auf Aluminiumkorrosion zurückzuführen. Abbildung 2.90 (links) zeigt die Sperrkennlinien der untersuchten Module bei Raumtemperatur.

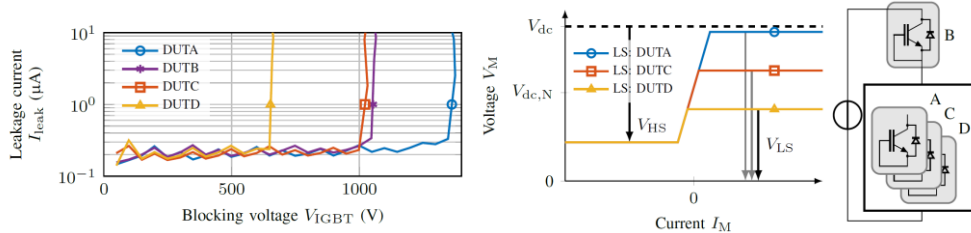


Abbildung 2.90: Sperrkennlinie der untersuchten Module bei Raumtemperatur (links), Halbbrückenkonfiguration zur Emulation verschiedener Degradationsstadien und zu erwartende I_M - V_M -Kennlinien (rechts)

Damit die verschiedenen Degradationsstadien emuliert und anschließend mit der entwickelten Messtechnik aus Abbildung 2.88 gemessen werden können, wurde in der Halbbrückenkonfiguration jeweils der Low-Side-Schalter variiert, wohingegen als High-Side-Schalter immer das mittelstark geschädigte Modul DUTB verwendet wurde. Da sich der Leckstrom der Module mit der Stärke der Degradation nicht ändert, wird lediglich eine Verschiebung des Knackpunktes in der I_M - V_M -Kennlinie erwartet, der einen Durchbruch des Low-Side-Schalters anzeigt (s. Abschnitt 2.3.6). Die zu erwartenden Kennlinien sind in Abbildung 2.90 (rechts) skizziert.

Da die Messungen bei einer Umgebungstemperatur von 60°C durchgeführt wurden, müssen zunächst die Module erneut auf ihre Sperrfähigkeit bei der erhöhten Umgebungstemperatur vermessen werden. Dabei können die Sperrkennlinien der Module direkt mit der entwickelten Messplatine aufgenommen werden, indem das Modul nur an der Low-Side angeschlossen wird und die High-Side unbeschaltet bleibt. Die so aufgenommenen Sperrkennlinien sind in Abbildung 2.91 (links) zu sehen. Ebenso ist die verbleibende Durchbruchspannung bei 60°C in Tabelle 2.17 aufgelistet.

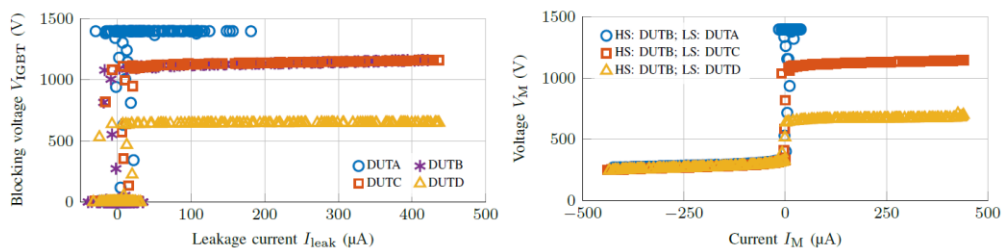


Abbildung 2.91: Mit der Messplatine aufgenommenen Sperrkennlinie der untersuchten Module (links) und I_M - V_M -Kennlinien (rechts) bei einer angelegten Zwischenkreisspannung von 1400 V und 60°C Umgebungstemperatur

Die verbliebene Restspannungsfestigkeit hat sich sowohl für das ungeschädigte Modul (DUTA) und die beiden mittelstark degradierten Module (DUTB und DUTC) erhöht, wohingegen bei dem am stärksten gealterten Modul (DUTD) die Durchbruchspannung im Vergleich zur Durchbruchspannung bei Raumtemperatur etwa gleichgeblieben ist. Abbildung 2.91 (rechts) zeigt die I_M - V_M -Kennlinie bei einer Umgebungstemperatur von 60°C, wobei auf der High-Side immer das mittelstark geschädigte Modul (DUTB) angeschlossen ist und die IGBT-Module auf der Low-Side ausgetauscht (DUTA, DUTC, DUTD) wurden. Somit wurde auch der entsprechende Degradationsstatus auf der Low-Side variiert. Erwartungsgemäß ändert sich der Knackpunkt der Kennlinie bei negativ werdendem Messstrom nicht, da dieser nur durch den Durchbruch des High-Side-Schalters verursacht wird und diese bei den dargestellten Messungen unverändert blieb. Im Gegensatz dazu verschiebt sich der Knackpunkt bei positiv steigendem Strom, je nach

Durchbruchspannung des angeschlossenen DUT. Folglich konnten alle drei Degradationsstadien von DUTA, DUTC und DUTD durch die Verwendung des Demonstratorboards erfolgreich detektiert werden. Des Weiteren kann die Degradation auf der High-Side und auf der Low-Side unterschieden werden. Im Vergleich zu den in Abbildung 2.91 (links) dargestellten Messergebnissen für die Sperrkennlinien liegt eine gute Übereinstimmung vor und die verbleibende Durchbruchspannung der Prüflinge kann identifiziert werden.

Es ist zu beachten, dass diese Tests mit einer DC-Zwischenkreisspannung durchgeführt wurden, die höher als die Nennspannung der Prüflinge (1200 V) ist. In einer Feldanwendung wäre dies nicht der Fall, da die Spannungsbelastung für andere Komponenten und das Risiko eines katastrophalen Ausfalls in Anbetracht der im Zwischenkreiskondensator gespeicherten Energie zu hoch wäre. Die Intention war, zu zeigen, dass die reguläre Durchbruchspannung eines heilen Bauelements prinzipiell auch gefunden werden kann, und den Demonstrator, der für 1700 V-Komponenten vorgesehen ist, bei voller Spannung zu testen.

Im nächsten Schritt wurde die Messplatine aus Abbildung 2.89 (links) in einen Prüfumrichter des Projektpartners ConverterTec eingebaut, damit die Funktionsfähigkeit des Messkonzeptes auch im Gesamtsystem validiert werden kann. Die daraus gewonnenen Ergebnisse sind auch in [61] zu finden. In Abbildung 2.92 ist der Schaltplan des untersuchten Umrichters mit der zusätzlich eingebauten Messschaltung dargestellt.

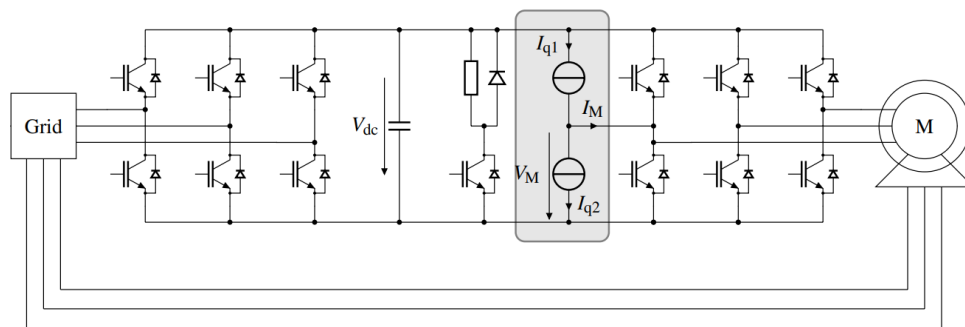


Abbildung 2.92: Schaltplan des untersuchten Prüfumrichters des Projektpartners ConverterTec mit eingebauter Messschaltung am maschinenseitigen Umrichter

Bei dem untersuchten Prüfumrichter handelt es sich um einen Umrichter für DFIG-Anlagen. Dementsprechend ist der Stator des Generators direkt mit dem Netz verbunden. Zudem ist über den Umrichter auch ein Leistungsfluss zwischen dem Rotor der Maschine und dem Netz möglich. Der Umrichter an sich besteht aus einem netzseitigen dreiphasigen Wechselrichter (engl. line-side converter, LSC), der sich den Zwischenkreis mit dem maschinenseitigen Wechselrichter (engl. machine-side converter, MSC) teilt. Die drei Phasen des MSC sind mit dem Rotor der Lastmaschine verbunden. Der Zwischenkreis besteht aus den Zwischenkreiskondensatoren und einem Chopper. Bei den im Rahmen dieses Projektes durchgeführten Messungen wurde die Messschaltung an eine Phase des MSC angeschlossen. Dies bedeutet, dass aufgrund der angeschlossenen Lastmaschine immer alle drei Phasen zusammen vermessen werden (s. Abschnitt 2.3.6). Da zum Durchführen der Messungen eine höhere Zwischenkreisspannung benötigt wird, wird der Chopper während des Messvorgangs deaktiviert, da er bei einer Spannung von $V_{dc} = 1170V$ auslösen und den Zwischenkreiskondensator sofort entladen würde. Des Weiteren muss die Vorladeschaltung angepasst werden, damit der Zwischenkreis auf die erhöhte Spannung aufgeladen werden kann (hier: $V_{dc} = 1200 V$). Die so gemessenen I_M - V_M -Kennlinie sind in Abbildung 2.93 (links) gezeigt.

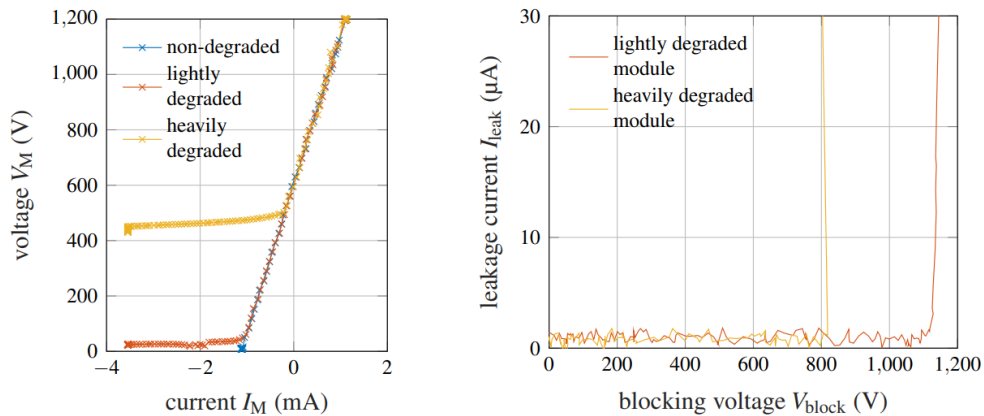


Abbildung 2.93:
Gemessene I_M - V_M -
Kennlinien im
Prüfumrichter des
Projektpartners
ConverterTec bei
unterschiedlichen
(emulierten)
Degradationsstadien auf
der High-Side (links) und
Sperrkennlinien der
Module, die zur Emulation
der Schädigung auf der
High-Side verwendet
wurden (rechts)

Zunächst wurde die Messung im gesamten Umrichtersystem ohne Emulation einer feuchtebedingten Schädigung durchgeführt. Die erhaltene I_M - V_M -Kennlinie ist in Abbildung 2.93 (links) durch die blaue Linie dargestellt. Sie erreicht einen maximalen Strom von $I_M \approx 1,1$ mA bei einer gemessenen Spannung von V_M , die der angelegten Zwischenkreisspannung ($V_{dc} = 1200$ V) entspricht. Das bedeutet, dass die Spannung an den High-Side-Schaltern gleich 0 V ist und die volle Zwischenkreisspannung V_{dc} an den Low-Side-Schaltern des MSC anliegt. Daher entspricht der gemessene Strom I_M dem gesamten Leckstrom der Low-Side. Der gemessene Strom von $I_M \approx 1,1$ mA ist jedoch recht hoch, um nur von den Halbleitern allein verursacht zu werden. Die lineare Form der I_M - V_M -Kennlinie deutet auf ein ohmsches Verhalten hin. Das bedeutet, dass die Charakteristik des ursprünglichen Umrichters von zusätzlichen Widerständen und nicht von den Halbleitern selbst dominiert wird.

Beim untersuchten Umrichter weist der Gate-Treiber der zweiten Phase eine zusätzliche Messschaltung zur Entsättigungserkennung auf, die mit Hilfe eines hochohmigen Spannungsteilers mit einem Gesamtwiderstand von $1,62$ M Ω von DC- zum Phasenanschluss realisiert wird. Im Gegensatz dazu ist die Entsättigungserkennungsschaltung auf den Gate-Treibern der ersten und dritten Phase mit Dioden realisiert worden. Daher kann der Leckstrom der Gate-Treiber der ersten und dritten Phase im Vergleich zum Leckstrom des Gate-Treibers der zweiten Phase vernachlässigt werden. Der über die I_M - V_M -Kennlinie ermittelte Widerstand von DC- zum Phasenanschluss ergibt sich zu ca. $1,1$ M Ω . Erwartungsgemäß ist der gemessene Widerstand niedriger als der Widerstand der Entsättigungserkennung, da auch die Leckströme weiterer Komponenten (wie auch den IGBT-Modulen) mitgemessen werden. Dennoch passt der gemessene Wert von der Größenordnung sehr gut zu dem Widerstandswert der Entsättigungserkennung, was darauf hinweist, dass der gemessene Strom I_M hauptsächlich durch die Schaltung der Entsättigungserkennung verursacht wird.

Damit eine feuchtebedingte Degradation an den Halbleitern emuliert werden kann, wird zunächst ein mittelstark geschädigtes Modul und anschließend ein stark geschädigtes Modul parallel zur High-Side der zweiten Phase angeschlossen. Die Module sind baugleich zu den zuvor aufgeführten Modulen (s. Tabelle 2.17). Das mittelstark degradierte Modul lag ebenso wie DUTB und DUTC für 168 Stunden im HV-H³TRB-Test. Dessen Sperrkennlinie ist in Abbildung 2.93 (rechts) in Rot gezeigt. Daraus ist zu entnehmen, dass die maximale Sperrspannung etwa 1140 V beträgt. Die Sperrkennlinie des stark geschädigten Moduls, welches für 1168 Stunden im HV-H³TRB-Test lag, ist in Abbildung 2.93 (rechts) in Gelb dargestellt. Wie aus der Sperrkennlinie zu entnehmen ist, ist die maximale Sperrspannung bei diesem Modul auf ca. 800 V abgesunken. Die mit dem jeweiligen parallel zur High-Side geschalteten Modul gemessenen I_M - V_M -Kennlinien sind in Abbildung 2.93 (links) aufgetragen. Dabei stellt die rote Kennlinie den Fall dar, dass das mittelstark degradierte Modul parallelgeschaltet wurde. Dementsprechend ist in Gelb der Fall gezeigt, indem das stark geschädigte Modul an die

High-Side angeschlossen wurde. Beide gemessenen Kennlinien zeigen einen linearen Abschnitt, der gut zu der gemessenen I_M - V_M -Kennlinie passt, wo kein vorgeschädigtes Modul an die High-Side des MSC angeschlossen wurde (blaue Kennlinie). Sie beginnen beide an dem Punkt $V_M = V_{dc} = 1200 \text{ V} / I_M = 1,1 \text{ mA}$. Offensichtlich lässt sich keine Veränderung auf der Low-Side feststellen, da hier keine Anpassungen vorgenommen wurden. Lediglich bei Verringerung des Stroms I_M ist eine Veränderung der I_M - V_M -Kennlinie wahrnehmbar. Zunächst sinkt die Spannung V_M , was gleichbedeutend mit einer steigenden Spannung über der High-Side ist. Bei der roten I_M - V_M -Kennlinie nimmt die Spannung V_M nur so lange linear mit dem Strom I_M ab, bis V_M etwa 42 V beträgt. Dann nimmt die Spannung V_M nicht mehr wesentlich ab, obwohl der Strom I_M weiter reduziert wird. Dies deutet darauf hin, dass ein Durchbruch auf der High-Side detektiert wurde. Die so ermittelte Restspannungsfestigkeit der High-Side Schalter kann aus der Differenz der angelegten Zwischenkreisspannung V_{dc} und der gemessenen Spannung V_M berechnet werden und ergibt sich dementsprechend zu ca. 1160 V, was gut zu der zuvor ermittelten Durchbruchspannung von ca. 1140 V passt (rote Linie in Abbildung 2.93 (rechts)).

Im Gegensatz dazu wird bei der gelben I_M - V_M -Kennlinie, wenn also das stark degradierte Modul auf der High-Side angeschlossen ist, der Durchbruch bei einer Spannung von $V_M = 490 \text{ V}$ erkannt. Dies entspricht einer ermittelten Durchbruchsspannung $V_{BR} \approx 710 \text{ V}$ auf der High-Side. Zwar liegt hier eine relative große Abweichung zur zuvor gemessenen verbliebenen Durchbruchspannung des stark degradierten Moduls von 800 V vor, diese Abweichung könnte jedoch durch Unterschiede in der Umgebungstemperatur begründet sein, da eine Änderung der Raumtemperatur zwischen den Messungen nicht ausgeschlossen werden kann. Dennoch zeigen die Ergebnisse, dass die Degradation des High-Side-Schalters und sogar die Schwere der Degradation prinzipiell erfolgreich detektiert werden können.

2.3.7 Messung von Isolationswiderstand und Leckströmen an Umrichterkomponenten

Leibniz Universität Hannover (IAL)

Prüfstandsplanung und Messtechnikentwicklung

Aufgrund der inhaltlichen Nähe zu den in Abschnitt 2.3.8 beschriebenen Arbeiten des AP3.5 wurde die Zielsetzung des Arbeitspakets wie folgt abgeändert: Die Umrichterkomponenten sollen im passiven Zustand ohne elektrische Belastung vermessen werden. Jedoch soll die Prüfspannung im Bereich der im Feld auftretenden Zwischenkreisspannung liegen (1000 V bis 1100 V). Das Ziel ist es, kritische Isolationsstrecken zu identifiziert und zu lokalisieren, insbesondere durch die Separierung der Teilkomponenten des Umrichters/Phasenmoduls. Das sind entscheidende Unterschiede zu den Untersuchungen in AP 3.5.

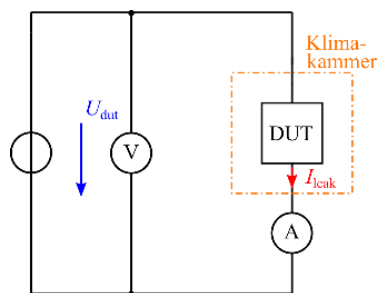


Abbildung 2.94:
Messprinzip zur Erfassung von Isolationswiderständen und Leckströmen der Umrichterkomponenten (DUT)

Die Untersuchung der Komponenten wird auf die Leckstromdetektion von Zwischenkreisverschienung und Gate-Units beschränkt (vgl. Abbildung 2.95). Die Degradationseigenschaften der Zwischenkreiskondensatoren sind zwar auch ein wichtiger Faktor, aufgrund der komplexen Handhabung in der geplanten Prüfumgebung wird jedoch davon Abstand genommen. Weiterhin sollen die Prüflinge in einer Klimakammer mit klimatischem Stress beaufschlagt werden.

Die Prüflinge für die Untersuchungen des Isolationswiderstandes sowie der Leckströme wurden durch ConverterTec bereitgestellt. Dabei handelt es sich um die folgenden Komponenten:

- Zwischenkreisverschienung MP1-Plattform mit Leistungsmodulen (Infineon PrimePACK) und Gate-Units, keine Kondensatoren; Abbildung 2.96 (links)
- Separate Gate-Units für MP1-Plattform
- Phasenmodule NGX-Plattform (Semikron SKiiP mit Teilverschienung); Abbildung 2.96 (rechts)

Die Abbildung 2.96 zeigt entsprechende computergenerierte Grafiken der beiden Umrichter-Plattformen. Die Wahl der Prüflinge ist insbesondere auf die Geometrie der Zwischenkreisverschienung zurückzuführen. Die MP1-Plattform ist eine aktuelle Umrichterplattform des Herstellers ConverterTec. Die NGX-Phasenmodule hingegen sind eine ältere Umrichter-Generation und in großer Zahl im Feld im Einsatz. Auch sind die verwendeten Isolationsmaterialien der Zwischenkreisverschienungen unterschiedlich. Bei der neueren MP1-Plattform wird Nomex-410/0,5 verwendet und bei den NGX-Bausteinen Makrofol mit einer Materialdicke von 0,8 mm. Weiterhin ist aus vorherigen Forschungsprojekten bekannt, dass die Isolationsfolie an den DC-Klemmen des Halbleitermoduls eine Schwachstelle bzgl. vorzeitiger Degradation darstellt. Die verschiedenen Umrichterkomponenten stellen somit ein diverses Feld an Prüflingen dar.

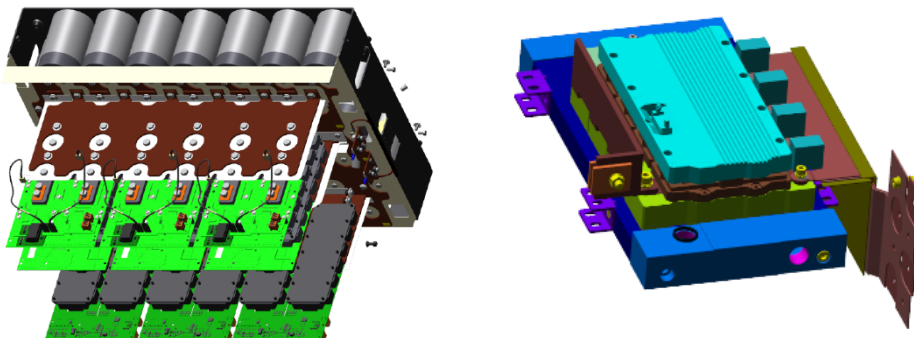


Abbildung 2.96:
ConverterTec MP1-Stack
(links) und ConverterTec
NGX Phasenmodul
(rechts)

Aufgrund der Rahmenbedingungen für die Untersuchungen sind einige Anforderungen an die Messtechnik zu stellen. Die Messtechnik muss in der Lage sein, den nötigen Messbereich von nA bis zu μA zuverlässig zu erfassen. Gleichzeitig ist eine Spannungsfestigkeit und Robustheit notwendig, um Messungen unter einer Prüfspannung von bis 1100 V und beschleunigter Alterung der Prüflinge durchführen zu können. Denn es muss damit gerechnet werden, dass die Prüflinge während der beschleunigten Alterung im Test mit der Zeit niederohmig werden. An dem Mess-Shunt der Strommesstechnik fällt somit immer mehr Spannung ab. Dies führt zu dem Problem, dass die zumeist sehr sensitive Strommesstechnik vor der hohen Spannung geschützt werden muss.

Es wurde entschieden, sich an dem etablierten Prüfverfahren des HV-H³TRB-Test zu orientieren und eine Eigenentwicklung der Messtechnik mit zusätzlicher Verifikationsmöglichkeit durch kommerzielle Messtechnik vorzunehmen. Die für die Untersuchungen notwendigen Messgeräte, Quellen, Sicherheits-Hardware und sonstige Peripherie werden in einem Schaltschrank untergebracht. Die für die Untersuchungen in Betracht

komme Klimakammer wurde im Frühjahr 2021 durch das Fraunhofer IWES angeschafft und im Herbst 2021 geliefert. Aufgrund des Laborumbaus am IAL wurde die Klimakammer in einem Ausweichlabor am Testzentrum für Tragstrukturen (TTH) aufgestellt. Da der Prüfstand dementsprechend auch in dem Ausweichlabor aufgestellt werden sollte, war ein besonderes Maß an Abstimmungsarbeit der beiden beteiligten Parteien (IAL und IWES) notwendig.

Das Messkonzept basiert auf einer Shunt-basierten Leckstrommessung mit zusätzlicher Spannungsmessung. So ist es auch möglich, den Spannungsabfall über dem Prüfling (DUT) zu detektieren und Rückschlüsse auf den Isolationswiderstand zu ziehen. Die Schaltungstechnik wird auf einer Leiterkarte untergebracht, die weiterhin auch die Kontaktierungsmöglichkeiten für die Referenzmesstechnik (gestrichelte Instrumente in Abbildung 2.97) zur Verfügung stellt. Für den Schutz der auf der Leiterkarte integrierten Messtechnik und auch der extern anzuschließenden kommerziellen Messtechnik wird eine mehrstufige Lösung angestrebt. Zum einen wird eine sehr performante Überstrombegrenzung implementiert. Zum anderen wird eine analog ausgewertete und digital vom Mikrokontroller ausgeführte Überstromerkennung und Abschaltung implementiert. Weiterhin existiert parallel zum Shunt eine TVS-Diode, die transiente Überspannungsspitzen ableitet (vgl. Abbildung 2.97).

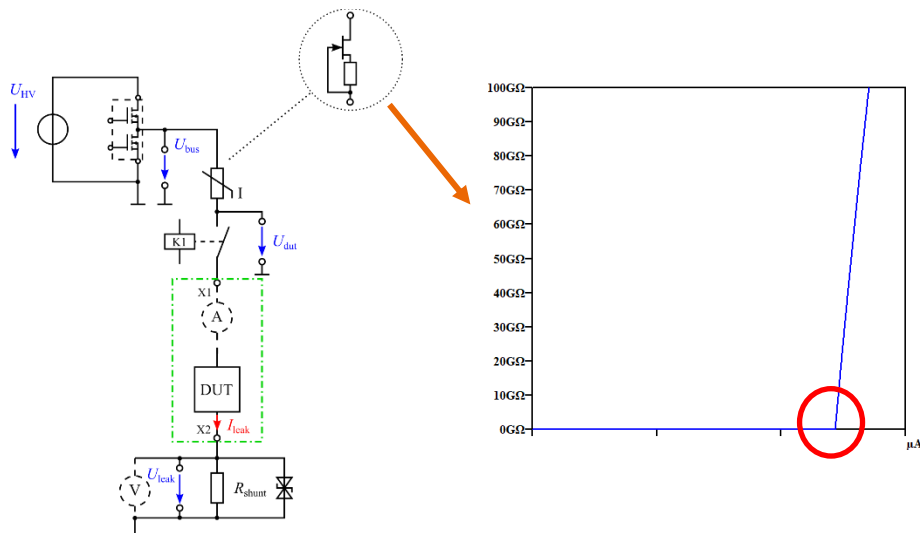


Abbildung 2.97:
Messkonzept zur
Detektion von Leck-
strömen und zur
Erfassung des
Isolationswiderstandes
(ein Messkanal)

Die Laborquelle, die die Prüfspannung U_{HV} bereitstellt, wird über eine auf der Leiterkarte integrierte Halbbrücke an den Prüfling (U_{bus}) angelegt. Da vier Messkanäle vorgesehen werden, sind auch auf der Leiterkarte vier separate Messzweige integriert. Die Überstrombegrenzung wird dabei durch einen n-Kanal J-FET realisiert, welcher schlagartig hochohmig wird, sobald seine Gate-Source-Spannung die Schwellenspannung übersteigt. Diese Überstrombegrenzung ist global für alle vier Messkanäle vorgesehen. Eine selektive Abschaltung der Kanäle ist jedoch über entsprechende HV-Relais und eine separaten Überstromerkennung möglich. Die maximale Prüfspannung beträgt derzeit $U_{HV,max} = 1500 \text{ V}$ und ist unter anderem auch durch die zur Verfügung stehende Laborquelle begrenzt. In Abbildung 2.98 ist die entwickelte Platine abgebildet.

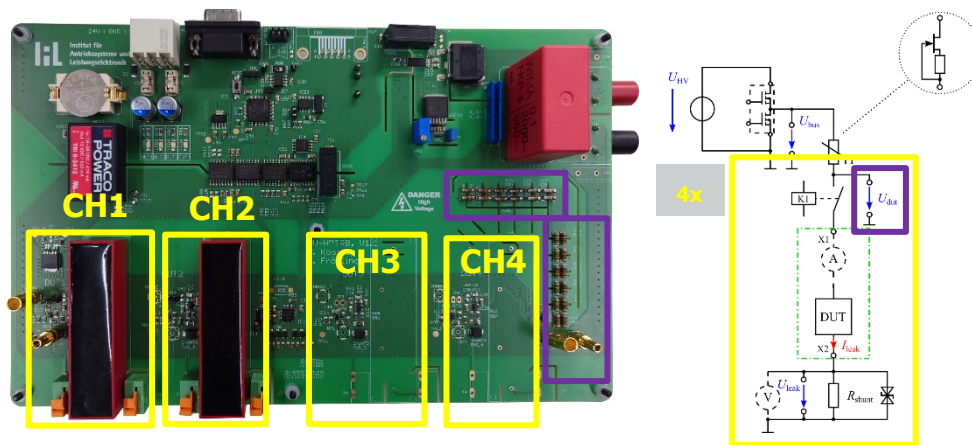
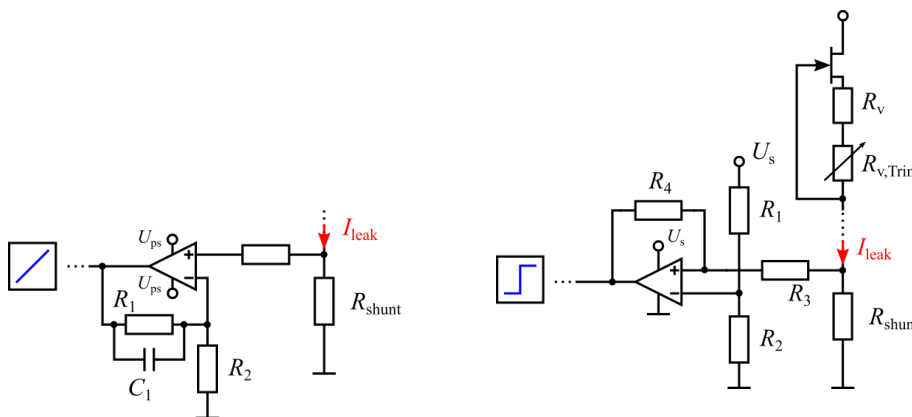


Abbildung 2.98:
Entwickelte Messhardware
und Darstellung des
Messkonzepts mit
Zuordnung der unter-
schiedlichen Messkanäle

Als Topologie für die verwendete Messschaltung wird eine nicht-invertierende Verstärkerschaltung mit einem Operationsverstärker verwendet (vgl. Abbildung 2.99 (links)). So besteht die Möglichkeit, flexibel die Verstärkung und die Übertragungseigenschaften über das äußere RC-Netzwerk vorzugeben.



**Abbildung 2.99: Topologie
der verwendeten
Messschaltung (links),
analoge Komparator-
schaltung zur Detektion
eines Überstroms (rechts)**

Für die Detektion eines Überstromes wird ein Komparator verwendet (vgl. Abbildung 2.99 (rechts)), welcher die über dem Shunt abfallende Spannung mit einem Referenzwert vergleicht. Weiterhin ist über das Widerstandsnetzwerk eine Hysterese implementiert, welche einen zuverlässigen Ansprechbereich gewährleistet. Die Schwellenspannungen des Komparators sind so zu dimensionieren, dass in Kombination mit der J-FET-Überstrombegrenzung eine zuverlässige Abschaltung erfolgen kann. Dazu muss die Auslöseschwelle des Komparators unter der der Überstrombegrenzung liegen. Die J-FET-Überstrombegrenzung ist sehr viel reaktiver als die sequenzielle Erkennung und Abschaltung über die Komparatoren über den Mikrokontroller. Die Überstrombegrenzung ist so dimensioniert, dass ein Strom von $I_{leak} = 5 \text{ mA}$ (vgl. rote Markierung in Abbildung 2.97) begrenzt wird. Die oberen und unteren Spannungsschwellen der Komparator-schaltung liegen bei $U_{th,H} = 2,44 \text{ V}$ und $U_{th,L} = 0,33 \text{ V}$ bei $R_{shunt} = 499 \text{ }\Omega$. Dies entspricht Leckströmen von $I_{leak} = 4,9 \text{ mA}$ als Obergrenze und $I_{leak} = 0,66 \text{ mA}$ als untere Schwelle.

Charakterisierung der entwickelten Messtechnik

Im Folgenden wird die Charakterisierung der entwickelten Messtechnik vorgenommen. Dafür wird eine Präzisions-DC-Stromquelle mit einem Nanovolt-Meter verwendet. Für die Kalibrierung der beiden Spannungsmesskanäle wird eine entsprechende Laborquelle (bis 1000 V) und ein Multimeter verwendet (nicht abgebildet). Der Laboraufbau ist in Abbildung 2.100 gezeigt.

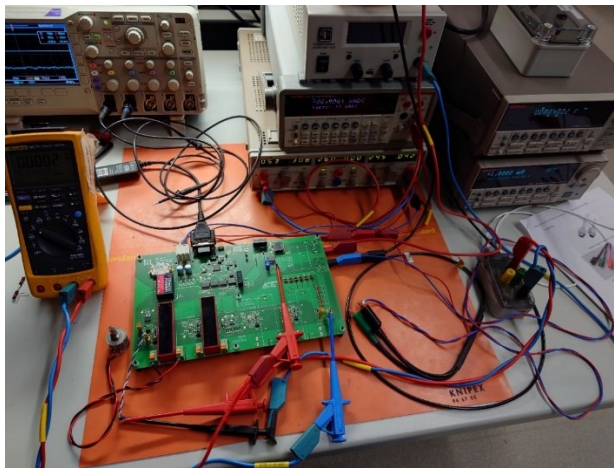


Abbildung 2.100:
Laborplatz und Aufbau zur
Charakterisierung der
entwickelten Messtechnik

In Abbildung 2.101 ist das Ergebnis der durchgeführten Charakterisierung der Leckstrom-Messkanäle CH1 und CH2 abgebildet. Um zu untersuchen, inwiefern sich die Größe des Shunt-Widerstands auf die Genauigkeit im unteren Messbereich auswirkt, sind die Messkanäle CH1 und CH2 mit unterschiedlichen Shunt-Widerständen bestückt. Diese sind $R_{\text{shunt, ch1}} = 24,9 \, \Omega$ bei einem Verstärkungsfaktor von 10 und $R_{\text{shunt, ch2}} = 499 \, \Omega$ bei einem Verstärkungsfaktor von 2.

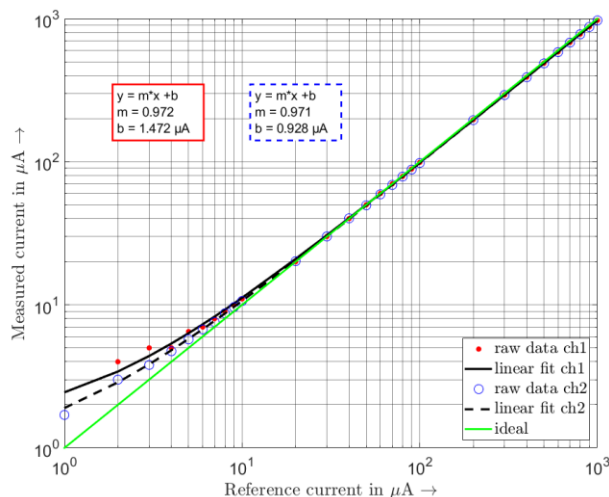


Abbildung 2.101: Ergebnis
der Charakterisierung der
Leckstrommesskanäle CH1
und CH2

Die durchgeführten linearen Regressionen geben Aufschluss darüber, welche Abweichungen zu erwarten sind. Die Parameter der linearen Regressionsfunktionen sind mit in Abbildung 2.101 abgebildet und können später zur Korrektur der Messwerte verwendet werden. An dieser Stelle ist festzuhalten, dass der größere Shunt-Widerstand von $499 \, \Omega$ von CH2 vor allem im unteren Messbereich signifikant bessere Messergebnisse liefert.

Die Charakterisierung der Spannungsmesskanäle ist in Abbildung 2.102 abgebildet. Es konnte ein Spannungsbereich bis 1000 V vermessen werden. Die Parameter der Regressionsfunktionen sind erneut in den roten Boxen abgebildet. Es wird eine hohe Messgenauigkeit erreicht. Lediglich eine kleine Offset-Korrektur der Spannung kann vorgenommen werden.

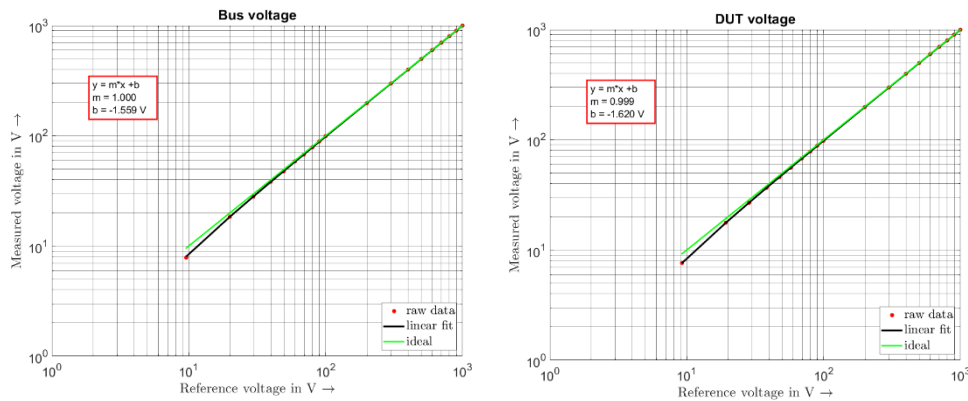


Abbildung 2.102: Ergebnis der Charakterisierung der Spannungsmesskanäle U_{bus} (links) und U_{dut} (rechts)

Der für den im Ausweichlabor nötige Schaltschrank mit den entsprechenden Sicherheitseinrichtungen konnte innerhalb der Projektlaufzeit nicht mehr fertiggestellt werden. Somit waren keine Messungen an den Prüflingen mehr möglich. Das Vorhaben wird jedoch weiterverfolgt.

2.3.8 Untersuchung von Isolationsdegradation an Umrichterkomponenten

Fraunhofer IWES

Eine hohe Luftfeuchtigkeit kann zum Versagen der Isolierstoffe bei Umrichtern führen. Eine mangelnde Isolation führt unter Umständen zu Überschlügen und – insbesondere bei DC-seitigen Kurzschlüssen - zu Schäden an den Leistungshalbleitern, durch die in diesem Fall hohe Ströme fließen. Daher könnte eine Isolationsüberwachung genutzt werden, um größere Folgeschäden zu vermeiden. Ziel der im Folgenden beschriebenen Arbeiten ist zu erforschen, ob die Messung eines charakteristischen, elektrisch erfassbaren Verhaltens des Isolationswiderstandes in Bezug auf definierte klimatische Bedingungen möglich ist. Vonseiten der Firma Semikron wurden bereits im vorangegangenen Fraunhofer-Innovationscluster „Leistungselektronik für die regenerative Energieversorgung“ [1] zwei SKiiP3-Module zur Untersuchung bereitgestellt. Diese sind im Rahmen des ReCoWind-Projekts genutzt worden, um insbesondere die Isolation zwischen den DC-seitigen Lastanschlusslaschen unter Feuchteinfluss zu untersuchen. Der Projektpartner Bender GmbH hat dabei zum einen durch die Bereitstellung eines Isometers (Widerstandsmessgerät) Iso685 unterstützend mitgewirkt, zum anderen seine Klimakammer für die Durchführung der Messungen zur Verfügung gestellt und die Versuchsdurchführung aktiv unterstützt.

Zur Untersuchung dieser Fragestellung wurde am IWES ein Messaufbau entwickelt. Um den Betriebsbedingungen in einer Windenergieanlage möglichst nah zu kommen, wird das Modul über ein Hochspannungsnetzteil mit einer Gleichspannung von 1100 V beaufschlagt. Dabei sind drei Halbbrücken ohne interne Veränderungen im Messaufbau eingebracht. Eine vierte Halbbrücke wurde von jeglichen Halbleiterbauelementen befreit, sodass hier lediglich ein Widerstand der zwischen den DC-seitigen Lastanschlusslaschen befindlichen Isolationsfolie gemessen wird. Da im Messbetrieb eine um Null variierende Spannung angelegt wird, würde ohne weitere Maßnahmen die Hälfte der Messung über antiparallel zu den IGBTs geschaltete Freilaufdioden erfolgen. Um diesen Effekt zu verhindern, wurde der Messpunkt des Isometers über ein zusätzliches Gleichspannungsnetzteil auf +250 V gelegt, so dass die Messung durchgehend im Sperrbereich der Leistungshalbleiter erfolgte. Es ergab sich dadurch ein Isolationswert von > 500 MΩ bei Raumtemperatur.

Die Messreihe wurde in einer Klimakammer bei der Firma Bender GmbH in Grünberg durchgeführt. Der entwickelte Klimazyklus ist an die kritischsten Bedingungen für Windenergieanlagen in Indien angelehnt und in Abbildung 2.103 dargestellt. Generell lässt sich der Ablauf wie folgt zusammenfassen: Es wird zunächst bei moderaten Temperaturen und Feuchten gestartet. Es wird in grober Näherung ein Tag-Nacht-Zyklus bei etwa gleichbleibender absoluter Feuchte simuliert, dargestellt als grau gepunktete Taupunkttemperatur. Diese moderaten Bedingungen werden über den Lauf der Wochen sukzessive sowohl in Temperatur als auch Feuchte erhöht. In den letzten beiden Wochen wird der Umrichter in einem Stresstest mit 100% relativer Feuchte, d.h. inklusive Betauung, und stark erhöhten Temperaturen von $> 50^{\circ}\text{C}$ belastet. Da ein starker Einfluss durch Temperatur und Feuchte der Umgebungsbedingungen sowie durch die Temperatur der Halbleiterkomponenten des Umrichters in den Testmessungen festgestellt werden konnte, umfasst der Klimazyklus zusätzlich jede Woche ein 12-h-Fenster bei 35°C und 10% relativer Feuchte, um den Umrichter und das Klima auf einen klar definierten trockenen Zustand zu bringen. Dies diente dazu, irreversible Veränderungen in den Isolationseigenschaften des Umrichters erkennen zu können.

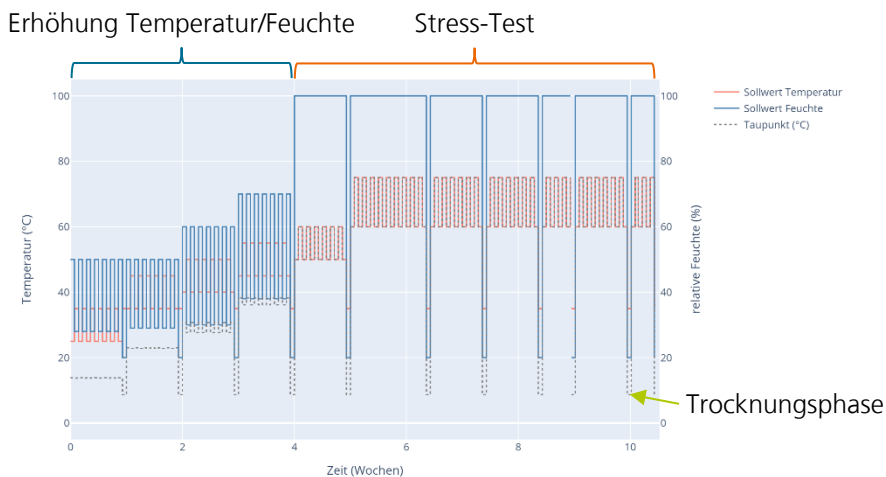


Abbildung 2.103:
Temperatur- und Feuchte-
Sollprofil zur Untersuchung
von Isolationsdegradation

Der Widerstandsverlauf während des Tests ist in Abbildung 2.104 dargestellt. Die Messreihe war innerhalb der ersten Wochen unauffällig. An den Halbleitermodulen festgestellte Änderungen des Widerstandes konnten allein auf Änderungen der Umgebungstemperatur zurückgeführt werden. Innerhalb der Stresstestphase ist es zu einem Ausfall am leeren Halbleitermodul gekommen. Dieser Ausfall wird im Folgenden beschrieben.

Beschreibung des Ausfallhergangs

Die klimatische Stressphase wurde ab dem 18.02.2021 (Woche 4) in der Klimakammer gefahren. Die beiden Prüflinge waren den harschen Umgebungsbedingungen mit 100% relativer Feuchte und im 12-h-Zyklus zwischen 60°C und 75°C wechselnden Kammertemperaturen kontinuierlich ausgesetzt. Seit dem Einsetzen dieser Phase war bereits ein signifikantes Einbrechen des Isolationswiderstands an Messstelle 4 (Halbbrückenmodul ohne Halbleiter) zu verzeichnen, siehe auch Abbildung 2.104. Da die Feuchtigkeit konstant auf dem beschriebenen Wert gehalten wurde, sind Änderungen des Isolationswiderstands vorwiegend auf eine Temperaturabhängigkeit der Strecke (dominierend an den Messstellen 1 bis 3) und Betauung (dominierend bei Messstelle 4) auf dem Prüfling zurückzuführen. In den wiederkehrenden Trocknungsphasen ist eine augenscheinliche Erholung des vorher beeinträchtigten Isolationswiderstandes erkennbar. Der aufgezeichnete Widerstandsmesswert überschreitet hier den Messbereich des Isometers, weshalb zwar die Aussage getroffen werden kann, dass eine

gewisse Erholung des Isolationswiderstandes eingetreten ist, jedoch nicht, ob dieser den im Originalzustand vor Beginn der Messkampagne vorliegenden Wert wieder vollständig erreicht hat.

In der Stressphase lagen die aufgezeichneten Isolationswiderstände regelmäßig im Bereich von 100 M Ω , bis sich schließlich am 16.03.2021 ein niederohmiger Kanal an der Messstelle 4, d.h. am Leermodul, ausgebildet hat. Anhand der Messergebnisse des Isolationswiderstandes lässt sich dieses Ereignis nachverfolgen. Bereits kurz vor dem Ausfall wurden signifikant niedrigere Widerstände gemessen als zuvor. Zum Teil waren diese so niedrig, dass der bei 100 Ω beginnende Messbereich des Isometers unterschritten wurde. Die Ausbildung des niederohmigen Kanals führte auf der Ebene des Versuchsaufbaus zu einem Eingreifen der Überstrombegrenzung (Overcurrent Protection, kurz OCP) der Spannungsquelle, was einen Spannungsabfall verursachte. Zu diesem Zeitpunkt hatte sich bereits ein niederohmiger Kanal ausgebildet, der jedoch durch die nur kurze Einwirkzeit, begrenzt durch die OCP, keine vollständige Zerstörung der betroffenen Stelle an den Lastanschlusslaschen des Leermoduls verursachte.

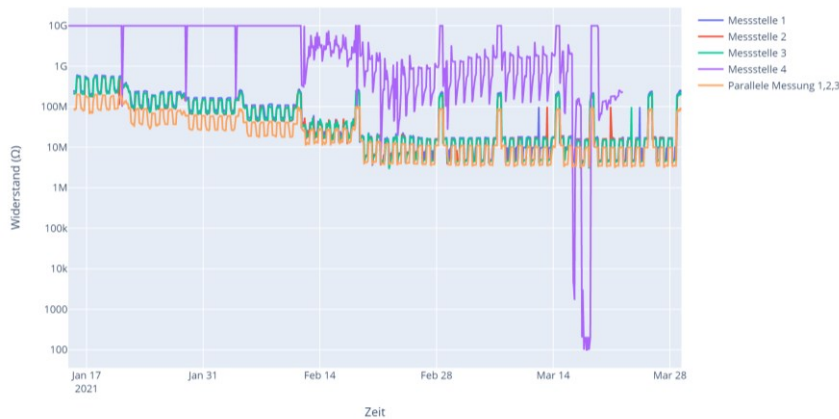


Abbildung 2.104:
Zeitlicher Verlauf des Isolationswiderstandes, gemessen mit Bender-Isometer Iso685 an Messstellen/Halbbrücken 1 bis 3 und Messstelle 4, dem leeren Halbbrückenmodul

Während der Untersuchung der Fehlerursache wurde zunächst versucht, die Spannungsquelle wieder in Betrieb zu nehmen, was mit durchgeführtem Zurücksetzen der OCP mit anschließendem Hochfahren der Zwischenkreisspannung U_{zk} (Daten aus der Spannungsquelle) nicht gelang. Der Zeitraum der beschriebenen Ursachenklärung ist in Abbildung 2.105 zusätzlich vergrößert dargestellt und zeigt die höher aufgelösten Messdaten des Sirius-Messsystems von Dewesoft $U_{zk,mess}$. An dieser Stelle konnte ein Fehler im Gerät bzw. Messsystem ausgeschlossen werden. Im Nachfolgenden wurde die Soll-Spannung verringert, um die Restspannungsfestigkeit der Strecke feststellen zu können. Dabei sind ca. 200 V Restspannungsfestigkeit ermittelt worden, die jedoch nach einem erneuten Einbrechen nicht mehr reproduziert werden konnten.

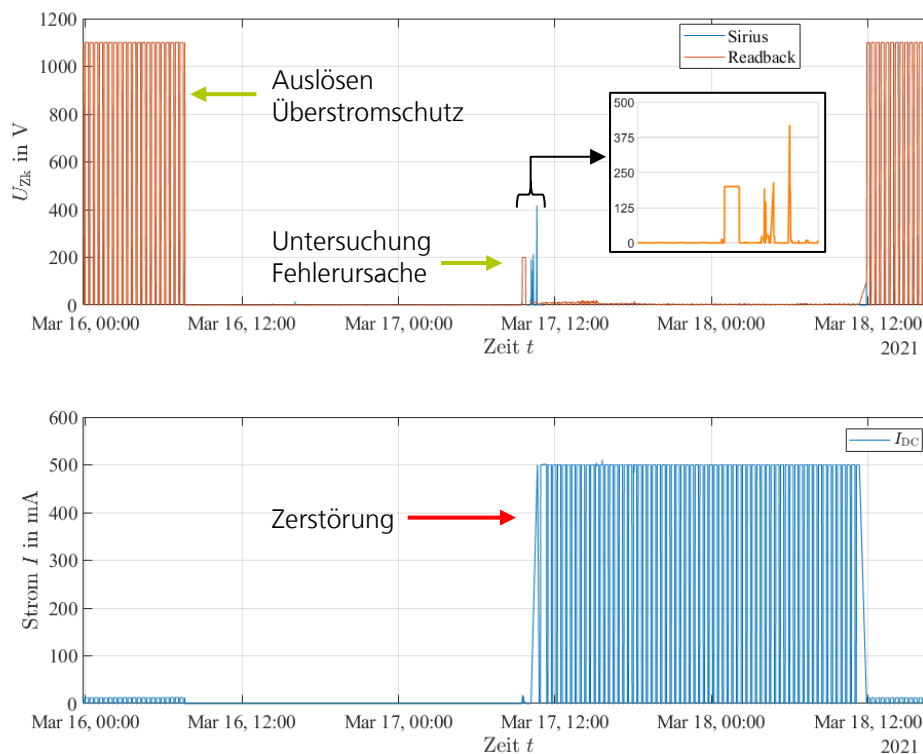


Abbildung 2.105:
Zeitlicher Verlauf der elektrischen Größen;
oben: Zwischenkreis-Spannung als Ist-Wert der Spannungsquelle U_{zk} bzw. vom Sirius-Messsystem $U_{zk, mess}$,
unten: Ist-Wert des Stroms aus der Spannungsquelle I_{zk}

Auch ein sukzessives Anfahren von Spannungswerten ergab keine dauerhafte Spannungsfestigkeit mehr, was an den Spitzen im oberen Diagramm von Abbildung 2.105 erkennbar ist. Die Überstromschutzfunktion wurde anschließend deaktiviert. Während des schrittweisen Anfahrens eines Sollwertes von 1100 V ohne OCP wurde die Strecke schließlich vollständig zerstört. Bisher hatte die OCP-Schutzfunktion eine große Einwirkzeit sowie einen betragsmäßig großen Strom I_{zk} (Strom-Ist-Wert von Spannungsquelle) verhindert. Der Stromsollwert von 500 mA ist in die Strecke eingeprägt worden, was mit der zu der Zeit noch relativ hohen anliegenden Spannung zu einer signifikanten Verlustleistung in der Strecke geführt hat. Der Kanal ist hierdurch vollständig zerstört worden, d.h. die Isolationsfolie zwischen den Lastanschlusslaschen des Leermoduls hat ihre Isolationsfähigkeit vollständig verloren. Hierbei sei darauf hingewiesen, dass die am Leermodul (Messstelle 4) verbaute Isolationsfolie sich von der an den Halbbrückenmodulen (Messstellen 1 bis 3) unterscheidet. Nach der Zerstörung der Isolationsstrecke stellt sich bei Einprägen des Stroms von 500 mA nur noch eine Spannung von wenigen Volt ein, siehe hierzu auch den unteren Graph von Abbildung 2.105.

Der Versuchsbetrieb ist kurzzeitig ohne Veränderungen am Prüfstand wieder aufgenommen worden. Jedes Mal wurde hier jedoch im Belastungszustand der parametrisierte Stromsollwert in die Strecke eingeprägt. Die dabei aufzuwendende Spannung betrug wenige Volt (vgl. Abbildung 2.105 nach der Zerstörung). Da in diesem Zustand die bisher nicht zerstörten Halbbrückenmodule (Messstellen 1 bis 3) nicht mehr spannungsbelastet werden konnten, wurde schließlich am 18.03.2021 das Leermodul von einem Mitarbeiter der Firma Bender von der Mess- und Spannungsversorgungsleitung getrennt. Der Versuchsbetrieb wurde anschließend ohne das Leermodul und somit ohne Messstelle 4 wieder aufgenommen.

Anhand Abbildung 2.106 links ist zu erkennen, an welcher Stelle sich der niederohmige Kanal ausgebildet haben dürfte. Die Isolationsfolie zwischen den Klemmen der Zwischenkreiskontakte ist durch die klimatische Belastung derart beeinträchtigt worden,

dass es zum nahezu vollständigen Verlust der Isolationswirkung gekommen ist. Im Zentrum der Folie zwischen den Lastanschlusslaschen ist an der Knickstelle ein Loch mit starker Verrußung zu erkennen.

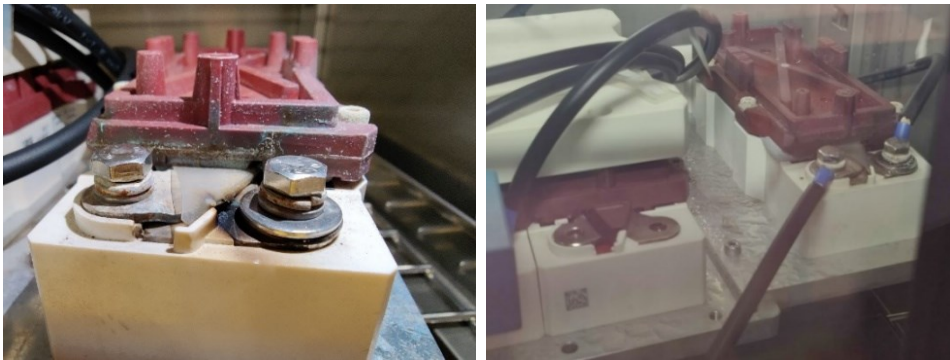


Abbildung 2.106:
Detailaufnahmen der
untersuchten SKiiP3-
Module;
links: beschädigte
Isolationsfolie an den
Lastanschlusslaschen des
leeren Halbbrückenmoduls,
rechts: Prüfling mit
erheblicher Betauung im
Inneren der Klimakammer

Es ist davon auszugehen, dass die in den Stresszyklen aufgetretene Betauung auf dem Prüfling, zu erkennen in Abbildung 2.106 rechts, maßgeblich zum Verlust der Isolationseigenschaften des Prüflings beigetragen hat. Die in der Stressphase regelmäßig wiederkehrende Betauung in Kombination mit Verunreinigungen auf dem Prüfling führten zu einem leitfähigen Kanal, der eine Verringerung des Isolationswiderstandes bewirkt hat. Allgemein ist zu erwähnen, dass der Prüfling keine Reinigung oder anderweitige Behandlung vor dem Beginn der Messkampagne erfahren hat. Das der Klimakammer zugeführte Wasser wurde nicht mit Salzen oder anderweitigen Stoffen zusätzlich angereichert.

Effekte an den Halbleitermodulen

Nachdem die Isolationsschicht am Leermodul vollständig zerstört werden konnte, ergibt sich die Frage, ob eine Auswirkung der klimatischen Belastung einschließlich Betauung auch an den Halbleitermodulen (Messstelle 1-3) erkennbar ist. Um dies zu beurteilen, wurde auf das physikalische Grundverhalten eines selbstleitenden Kanals eines intrinsischen Halbleiters zurückgegriffen. Mit einem teilempirischen exponentiellen Näherungsmodell, das den Widerstand in Abhängigkeit von der Temperatur des die Halbleiter tragenden DCB-Substrats (Direct Copper Bonded substrate) beschreibt, wurde die unten aufgeführte Widerstandsfunktion R mit den Modellparametern R_0 und E mithilfe des Levenberg-Marquardt-Algorithmus an die bis zum Beginn des Stresstests aufgezeichneten Messdaten angepasst:

$$R = R_0 \cdot \exp\left(\frac{E}{2k_B T}\right) \quad \text{Gleichung 2.14}$$

Auf eine tiefergehende Interpretation der Fitparameter wird an dieser Stelle verzichtet. Die Parameter für die Konstante E liegen mit 1,42 eV im typischen Bereich der Bandlücke eines Halbleiters. Angepasste Modelle sind in Abbildung 2.107 zusammen mit allen Messdaten der Module 1-3 (Messstelle (MP) 1 bis 3) sowie den Daten aus der Parallelschaltung der drei Halbbrückenmodule (MP5) dargestellt. Erwartungsgemäß beträgt der Widerstandswert in der Parallelschaltung (MP5) näherungsweise ein Drittel der Isolationswiderstände der einzelnen Messstellen (MP1, MP2, MP3).

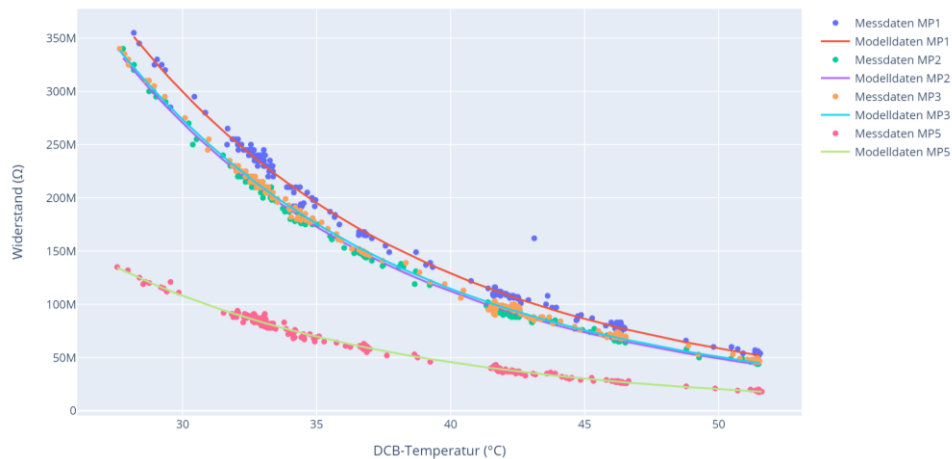


Abbildung 2.107:
Näherungsmodell für den Widerstand in Abhängigkeit von der DCB-Temperatur auf Grundlage der bis zu Beginn der Stresstestphase aufgezeichneten Messdaten

Unter der Annahme, dass sich die Halbleiter bei den klimatischen Bedingungen des Stresstests weiterhin gemäß dem oben angegebenen Zusammenhang verhalten, kann man aus den Differenzen der Messdaten zur Modellkennlinie Werte für mögliche parallele Parasitärwiderstände R_{para} zu den Halbleitern berechnen. Eine physikalische Ursache für einen solchen Parasitärwiderstand ist im betrachteten Szenario unter anderem die Ausbildung eines Wasserfilms durch Betauung auf dem Prüfling. In der Berechnung wird die Annahme getroffen, dass das Widerstandsmessgerät den Gesamtwiderstand R_{Mess} des Prüflings misst. Der Gesamtwiderstand kann dabei durch eine Parallelschaltung aus den Teilwiderständen R_{para} und dem Widerstand der Halbleiter R_{Modell} beschrieben werden. Durch das aufgestellte Näherungsmodell für die Halbleiter ist R_{Modell} bekannt. Der Parasitärwiderstand R_{para} wird entsprechend der folgenden Gleichung berechnet:

$$R_{para} = \frac{R_{Modell} \cdot R_{Mess}}{R_{Modell} - R_{Mess}} \quad \text{Gleichung 2.15}$$

Abbildung 2.108 zeigt den berechneten Parasitärwiderstand im betrachteten Zeitraum. Dabei wird zwischen zwei möglichen Datensätzen unterschieden, die für die Betrachtung herangezogen werden können. Die Ergebnisse aus den Daten einer einzelnen Messstelle sind dabei in grün und aus der Parallelschaltung der Messstellen (MP5) in Gelb dargestellt. Im direkten Vergleich zeigen die beiden untersuchten Datensätze ein ähnliches Verhalten. Mit Einsetzen der Stresstestphase und somit eintretender Betauung auf dem Prüfling ist eine deutliche Verringerung des Widerstandes R_{para} zu verzeichnen. Die im Klimaprofil parametrisierten regelmäßigen Trocknungsphasen korrelieren dabei mit einem Anstieg dieses Widerstandes.

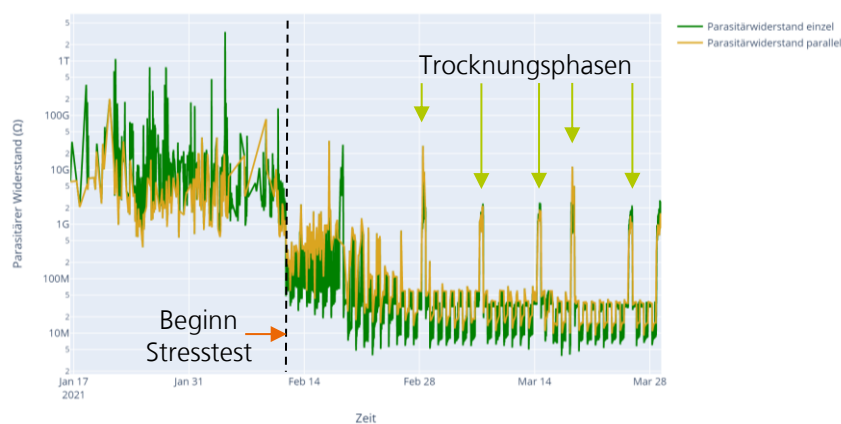


Abbildung 2.108: Parasitäre Parallelwiderstände zu den Halbleitermodulen unter der Annahme, dass es zu keiner klimatisch induzierten Veränderung des Halbleiters selbst kommt

Im Rahmen der durchgeführten Untersuchungen konnte eine Isolationsdegradation am Prüfling in einem Laborversuch erfolgreich nachgestellt werden. Die Ausbildung eines niederohmigen Kanals am Leermodul und der vollständige Verlust der Isolationsfähigkeit während einer klimatischen Stresstestphase wurden dabei von dem Messsystem erfasst. Erste Untersuchungen ergaben einen verschlechternden Einfluss der klimatischen Bedingungen des Stresstests auf den Isolationswiderstand auch bei den Halbbrückenmodulen (MP1-MP3), an denen es zu keinem Isolationsversagen gekommen ist. Eine wahrscheinliche Ursache hierfür besteht in der Ausbildung eines leitfähigen Wasserfilms.

Die Ergebnisse dieser Isolationsdegradationsuntersuchungen sind auf der EPE'22 ECCE Europe in Hannover vorgestellt und im zugehörigen Konferenzband veröffentlicht worden [62].

2.3.9 Zusammenfassung und Fazit

Im Laufe des Projektes sind im dritten Arbeitspaket verschiedene Messmethoden und Konzepte zum Überwachen der klimatischen Bedingungen im Inneren eines Leistungsmoduls sowie seines Zustands entwickelt und erprobt worden.

Es sind durch den Projektpartner GEM Messverfahren und Messtechnik zur Feuchtemessung in Silikonvergussmasse untersucht und zur Erarbeitung eines verbesserten Verständnisses des Feuchtetransports eingesetzt worden (vgl. Abschnitt 2.3.2 und 2.3.3). Auf dieser Grundlage ist Temperatur- und Feuchtesensorik für die Einbringung in IGBT-Module ausgewählt und von Infineon in diese integriert worden, um hiermit die klimatischen Verhältnisse innerhalb der Module und ihre Beeinflussung durch die Umgebungs- und Betriebsbedingungen zu können (vgl. Abschnitt 2.3.4).

Die im Projektkonsortium entstandenen instrumentierten Leistungsmodule wurden auf dem IAL-Halbleiterprüfstand erfolgreich, unter Einwirkung von EMV, validiert. Es konnten klimatische Messdaten unter vollständig anliegender Zwischenkreisspannung und unter einem Laststrom erfasst werden. Zudem wurden am IALB Kalibriermessungen an den sensorierten Modulen durchgeführt. (Abschnitt 2.3.4)

Für weiterführende Untersuchungen sind die sensorierten IGBT-Module in einen Frequenzumrichter des Projektpartners ConverterTec integriert worden. Im Großprüfstand HiPE-LAB ist anschließend mit diesem umfassend instrumentierten Umrichter von IALB und IWES eine Messkampagne entworfen, durchgeführt und ausgewertet worden. Hierbei ist das Umrichtersystem feldtypischen klimatischen und elektrischen Belastungen ausgesetzt und die Auswirkung auf die klimatischen Verhältnisse im Schaltschrank und im Inneren der sensorierten IGBT-Module untersucht worden. (Abschnitt 2.3.5)

Mit dem während der Projektlaufzeit am IAL entwickelten und hardwaretechnisch realisierten Messkonzept (vgl. Abschnitt 2.3.6) kann eine Überwachung von feuchtebedingter Degradation an Leistungshalbleitern ermöglicht werden. Dabei wird die Sperrfähigkeit der Leistungshalbleiter direkt im Umrichter bspw. während Stillstandszeiten gemessen. Über Messungen an zuvor im HV-H³TRB-Test gealterten IGBT-Modulen mit einem entwickelten Demonstrator unter Laborbedingungen ist die generelle Funktionsfähigkeit des Messkonzepts nachgewiesen worden, sodass im nächsten Schritt eine entwickelte Messplatine des Konzepts in einen Prüfumrichter des Projektpartners ConverterTec eingebaut und unter Systembedingungen getestet wurde. Auch hier konnte, nach einer Emulation von degradierten Modulen, erfolgreich die Degradation erkannt und gemessen werden. Somit konnte ein Messkonzept zur

Zustandsüberwachung von klimatisch bedingter Degradation entwickelt werden, welches aufgrund der Einfachheit der Schaltung zu vergleichsweise geringen Kosten in bestehende Umrichtersysteme integriert werden kann. Jedoch gilt es dabei einige Punkte zu beachten. Während des Messzeitraums sollte die anliegende Zwischenkreisspannung oberhalb der nominellen Zwischenkreisspannung des Wechselrichters liegen. Dafür muss die Vorladeschaltung des Zwischenkreises so angepasst werden, dass die erhöhte Zwischenkreisspannung geliefert werden kann. Des Weiteren muss sichergestellt werden, dass Baugruppen, die direkt von DC+ zu DC- angeschlossen sind (z.B. Zwischenkreiskondensator, Chopper), der größeren Spannungsbelastungen standhalten. Das ist insofern problematisch, als diese Baugruppen von dem hier vorgestellten Messkonzept nicht überwacht werden können. Deshalb sollte idealerweise eine Vorabüberwachung dieser Komponenten durchgeführt werden, damit eine sichere Messdurchführung gewährleistet ist.

Ebenso ist auf Basis des HV-H³TRB-Tests ein Messaufbau zur Messung des Isolationswiderstandes von Umrichterkomponenten (Beschränkung auf Zwischenkreisverschienung und Gate-Units) bei klimatischer und elektrischer Belastung entwickelt worden (vgl. Abschnitt 2.3.7). Dabei war der sichere Betrieb des Aufbaus sowohl bzgl. des Schutzes des Prüfstandes selbst als auch der bedienenden Person zu berücksichtigen. Zu diesem Zweck wurden einige Sicherheitsvorkehrungen in den Prüfstand implementiert wie bspw. eine mehrstufige Überstromerkennung und Abschaltung. Die Charakterisierung der Messkanäle war erfolgreich und die ermittelten Korrektur-Parameter liegen in einem niedrigen Bereich.

Schließlich sind vom Fraunhofer IWES im Rahmen einer Messkampagne in enger Zusammenarbeit mit dem Projektpartner Bender experimentelle Untersuchungen zur Isolationsdegradation an Umrichterkomponenten durchgeführt worden. Dabei konnte eine aus dem Feld bekannte Ausfallart – das Versagen von Isolationsfolien unter dem Einfluss von Feuchte und Betauung – im Labor erfolgreich reproduziert und messtechnisch verfolgt werden. Im Hinblick auf mögliche diesbezüglich Fehlerfrüherkennungsansätze sind insbesondere die schon vor einem Isolationsversagen detektierbaren Veränderungen im Isolationswiderstand ein wertvolles Ergebnis.

2.4 AP4 Modellierung der betriebspunktabhängigen Temperatur- und Feuchteverhältnisse auf Anlagenebene

2.4.1 Zielsetzung des Arbeitspakets

Ziel dieses Arbeitspakets ist die Erarbeitung eines differenzierten Verständnisses der umgebungs- und betriebspunktabhängigen Temperatur- und Feuchteverhältnisse auf Anlagenebene und in ausgewählten Umrichterkomponenten sowie des Einflusses von systemspezifischen Gegebenheiten wie z.B. Schaltschrank-Abdichtung, Materialien, Klimatisierung oder Umrichterkühlkonzept als Grundlage für die Erarbeitung zuverlässigkeitsverbessernder Maßnahmen (Betriebsführung, Design, Testverfahren).

Im Antrag wurden für das Arbeitspaket 4 folgende Ziele definiert:

- Modellierung des Feuchteintrags von der WEA-Außenluft bis ins Leistungsmodul z.B. mittels elektrischer Analogien
- Parametrierung der Modelle anhand von Materialdaten, Konstruktionsdaten sowie Laborversuchen zu Eigenschaften bzgl. Wasser- bzw. Dampfdurchlässigkeit und -aufnahme
- Kombination mit geeignet anzupassenden WEA-Systemmodellen zur Ermittlung der Temperatur- und Feuchteverhältnisse im stationären und transienten Betrieb
- Verbesserung der Modelle auf Grundlage der Feldmessdaten aus AP2
- Bestimmung kritischer Zustände
- Ableiten von Empfehlungen für sichere Betriebsbedingungen und Abstellmaßnahmen

2.4.2 Vorgehensweise und Arbeitsteilung

Zur Erreichung der oben beschriebenen Ziele sind innerhalb dieses Arbeitspaketes zwei unterschiedliche, einander ergänzende Ansätze verfolgt worden: ein Bottom-Up-Ansatz und ein Top-Down-Ansatz.

Der am IAL verfolgte Bottom-Up-Ansatz konzentriert sich auf die Interaktionen zwischen Feuchtigkeit und Temperatur innerhalb der eingesetzten Materialien und beleuchtet, wie Feuchtigkeit durch diese hindurch diffundiert und gespeichert werden kann. Die dafür benötigten Parameter sind mithilfe von unterschiedlichen Materialuntersuchungen unter kontrollierten Umgebungsbedingungen gewonnen worden. Für die Simulation der thermischen Pfade sind das Lastprofil einer WEA und die dadurch entstehenden Verluste inklusive der eingesetzten Kühlvariante bzw. -leistung berücksichtigt worden.

Der am Fraunhofer IWES umgesetzte Top-Down-Ansatz untersucht die Wärmeübertragung und Feuchtigkeitsdiffusion auf System-Ebene und betrachtet die Wechselwirkung zwischen WEA-Umgebungsklima und dem Klima im Innern des Umrichterschaltschranks. Dazu sind klimatische Messdaten aus Umrichterschaltschränken verschiedener WEA an Standorten in unterschiedlichen Klimazonen (s.a. AP2), WEA-Betriebsdaten sowie ERA5-Umgebungsklimadaten genutzt worden, um entsprechende Simulationsmodelle abzuleiten und zu validieren.

Die Ansätze ermöglichen ein umfassenderes Verständnis des Transports und der Speicherung von Feuchtigkeit in Abhängigkeit der klimatischen Umgebungsbedingungen sowie wechselnder Lastverhältnisse im komplexen System WEA-Umrichter und können so dazu beitragen, die Auswirkungen von Feuchtigkeit auf eingesetzte Bauteile zu verstehen und schlussendlich mögliche Maßnahmen zur Verbesserung der Zuverlässigkeit der Bauteile zu identifizieren. Tabelle 2.18 fasst die komplementären Herangehensweisen und Schwerpunkte von IAL und Fraunhofer IWES bei der Umsetzung dieses Arbeitspakets stichpunktartig zusammen.

IAL	Fraunhofer IWES
<ul style="list-style-type: none"> detaillierte Modellierung eines ausgewählten WEA-Typs (Senvion 6.2M) Umfang: WEA-Umgebungsluft – Schaltschrankluft – Halbleiter Simulationsmodell mit Möglichkeit, Auswirkungen von Änderungen an Schaltschrankdichtungen /-öffnungen /-temperierung oder Betriebsführung auf Schaltschrankklima und v.a. auch Bedingungen am Leistungshalbleiter zu berechnen Gegenüberstellung mit Feldmessdaten zur Modellvalidierung und -verbesserung 	<ul style="list-style-type: none"> Abdeckung einer Vielzahl unterschiedlicher WEA und Standorte Feldmessdaten (vgl. AP2) als Ausgangspunkt Umfang: WEA-Umgebung – Schaltschrankluft Identifikation von hygrothermischen (Minimal-) Modellen aus Messdaten Fokus: Abschätzung der klimatischen Bedingungen / Belastungen in baugleichen WEA an beliebigem Standort aus Umgebungsbedingungen → Ableitung von Prüfprofilen, aber auch Ermittlung von Kovariablen für Zuverlässigkeitsanalysen

Tabelle 2.18:
Stichpunktartige
Zusammenfassung der
Herangehensweisen und
Schwerpunkte von IAL und
Fraunhofer IWES

2.4.3 Modellbildung und Ergebnisse mittels Bottom-Up-Ansatz

Leibniz Universität Hannover (IAL)

2.4.3.1 Simulationsstruktur der elektrischen Analogien

Um den Stand der Technik zur Simulation von Feuchtigkeitsspeicherung und -diffusion in leistungselektronischen Anlagen inklusive deren thermischer Kopplung zu reproduzieren, konnten erste Modelle mithilfe der in [29] vorgestellten Methode mittels elektrischer Analogien in *MATLAB/Simulink* (Mathworks, USA) und *PLECS* (PLEXIM, Schweiz) implementiert werden. Dabei wurden die Arbeiten aufgrund der Komplexität der Modelle des gesamten Umrichters zunächst auf eine Teilkomponente der Leistungsmodule konzentriert – die Silikonvergussmasse. Das Silikon spielt durch seine direkte Nähe zu den Leistungshalbleitern innerhalb des Moduls eine Rolle von besonderem Interesse für die Kondensation und Verdunstung am Chip und die dadurch entstehenden Degradationsmechanismen.

Die Herangehensweise einer derartigen Modellierung ist bereits aus der Simulationsmethode von thermischen Ersatzschaltbildern, wie sie beispielsweise für eine Topologie aus Abbildung 2.109 in ein Modell aus Abbildung 2.110 umgesetzt wurde, bekannt. Die zugehörige Analogie zwischen thermischen und elektrischen Größen ist in Tabelle 2.19 zusammengefasst. Die Eigenschaft eines einzelnen Raumpunktes oder eines diskret abgebildeten Materialvolumens Wärmeenergie aufzunehmen wird dabei durch eine Wärmekapazität C_{th} dargestellt. Diese kann über einen thermischen Widerstand R_{th} durch die Wärmeleistung beziehungsweise den Wärmestrom \dot{Q} auf eine thermische Energie Q aufgeladen werden. Die Spannung am Kondensator entspricht der hier relevanten Temperatur T des betrachteten Raumpunktes in Kelvin. Eine vorgegebene Umgebungstemperatur ϑ_{umg} kann demnach über eine ideale Spannungsquelle eingebracht werden. Die Umrechnung von einer Temperatur T in Kelvin in eine Temperatur ϑ in Grad Celsius erfolgt separat. Die Wärmeleistung $P_{V,Chip}$, die durch Verluste am Leistungshalbleiter-Chip entsteht, kann durch eine ideale Stromquelle eingebracht werden.

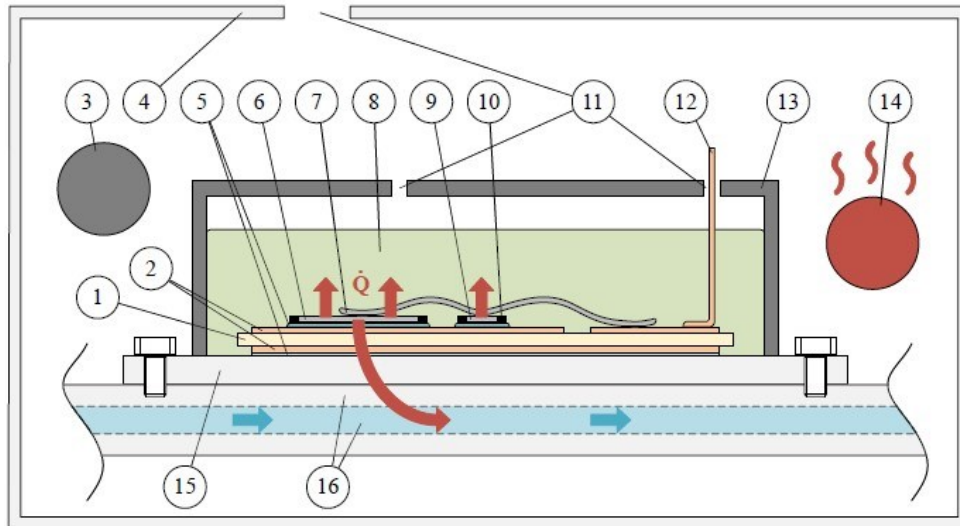


Abbildung 2.109:
Querschnitt eines IGBT-Moduls innerhalb eines Umrichterschanks:
(1) DCB-Keramikplatte, (2) Kupferplatten, (3) weitere Kunststoffe innerhalb des Umrichterschanks, (4) Umrichterschrank, (5) Lotsubstrat, (6) IGBT, (7) Bonddraht, (8) Silikon, (9) Diode, (10) Randabschluss, (11) Öffnungen im Schrank und im Modulgehäuse, (12) Modulanschluss, (13) Modulgehäuse, (14) weitere Wärmequellen innerhalb des Umrichterschanks, (15) Bodenplatte des Moduls und (16) Kühlkörper mit Kühlflüssigkeitsstrom

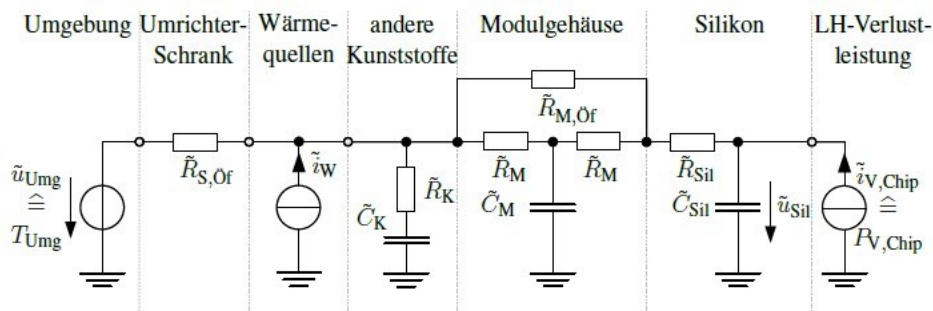


Abbildung 2.110:
Thermisches Ersatzschaltbild in Anlehnung an den Modulaufbau aus Abbildung 2.109

Thermisch			Elektrisch		
Größe	Formelzeichen	Einheit	Größe	Formelzeichen	Einheit
Temperatur	T	K	Spannung	\tilde{U}	V
Thermische Energie	Q	J	Ladung	\tilde{Q}	C
Wärmekapazität	C_{th}	J/K	Kapazität	\tilde{C}	F
Thermischer Widerstand	R_{th}	K/W	Widerstand	\tilde{R}	Ω
Wärmestrom	\dot{Q}	W	Strom	\tilde{I}	A

Tabelle 2.19: Elektrische Analogien im thermischen Ersatzschaltbild

In Anlehnung an die thermischen Ersatzschaltbilder lassen sich die verwendeten elektrischen Komponenten auch für die Abbildung von Feuchtigkeitsdiffusion und -speicherung einsetzen. Die äquivalenten Größen sind in Tabelle 2.20 zusammengefasst. Der hygrisch äquivalente Kondensator mit der Kapazität \tilde{C} beschreibt in diesem Fall das Volumen V des betrachteten Materials. Dieses kann durch einen Diffusionswiderstand R_D mit dem Wassermassenstrom \dot{m} gefüllt werden. Die Spannung \tilde{U} an dem Kondensator entspricht dann der gesuchten absoluten Feuchtigkeit h_{abs} und damit der Konzentration von Wasser innerhalb des Materials. Für den beispielhaften Modulaufbau aus Abbildung 2.109 könnte ein hygrisches Ersatzschaltbild wie in Abbildung 2.111 modelliert werden. Diffusionsvorgänge, die entlang eines Materials wie dem Kunststoffgehäuse über Öffnungen stattfinden, werden über Diffusionswiderstände

kurzgeschlossen abgebildet. Die im hygrischen Ersatzschaltbild verwendeten Widerstände und Kapazitäten sind keine konstant gewählten materialabhängigen Parameter, sondern hängen ebenfalls stark von der Temperatur des betrachteten Raumpunktes ab. Aus diesem Grund werden für die Simulation von feuchtigkeitsabhängigen Effekten beide Modelle – das thermische und das hygrische – zu einem hygrothermischen Modell zusammengelegt. Welche Größen dabei intern übergeben werden, ist Abbildung 2.112 zu entnehmen, wobei es sich bei der Übergabe der Temperaturen um eine schwache Kopplung handelt, da die Temperaturen nicht durch die Feuchtigkeitssimulation beeinflusst werden.

Hygrisch			Elektrisch		
Größe	Formelzeichen	Einheit	Größe	Formelzeichen	Einheit
Abs. Feuchtigkeit	h_{abs}	kg/m^3	Spannung	\tilde{U}	V
Wassermasse	m	kg	Ladung	\tilde{Q}	C
Volumen	V	m^3	Kapazität	\tilde{C}	F
Diff.-Widerstand	R_D	s/m^3	Widerstand	\tilde{R}	Ω
Wassermassenstrom	\dot{m}	kg/s	Strom	\tilde{I}	A

Tabelle 2.20: Elektrische Analogien im hygrischen Ersatzschaltbild

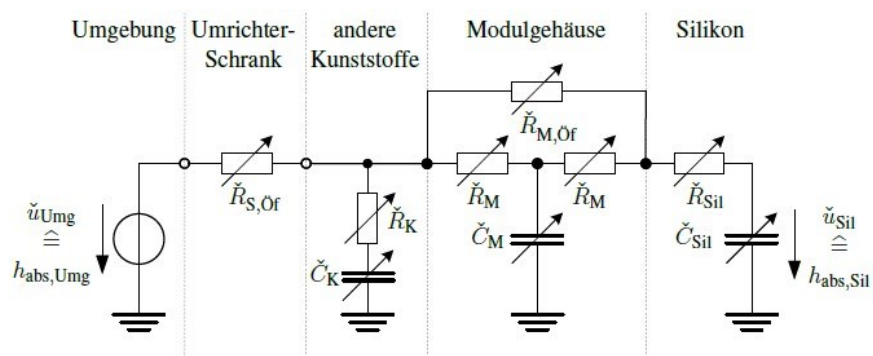


Abbildung 2.111: Hygrisches Ersatzschaltbild in Anlehnung an den Modulaufbau aus Abbildung 2.109

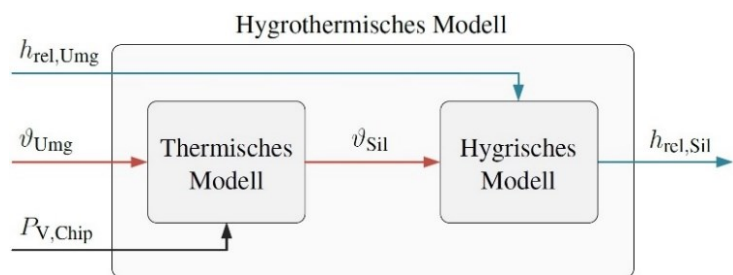


Abbildung 2.112: Interne (schwache) Kopplung des hygrothermischen Modells

Eine Problematik in der Modellierung von Feuchtigkeitskonzentrationen ergibt sich durch die äquivalenten Kondensatorspannungen. Diese würden, so wie sie in Abbildung 2.111 aufgebaut sind, im stationären Zustand dieselbe Spannung und damit dieselbe Konzentration aufweisen. Dies entspricht jedoch nicht den in der Realität beobachteten Zusammenhängen. An Materialgrenzen ist die Feuchtigkeitskonzentration aufgrund von unterschiedlichen, materialabhängigen Löslichkeiten des Wassers unstetig [63]. Abbildung 2.113 veranschaulicht diese Problematik am Beispiel des Übergangs von Außenluft über Silikon zur Innenluft. Werden aus diesem Beispiel die absoluten

Feuchtigkeiten h_{abs} der einzelnen Materialien als Quotient aus Wassermasse $m_{\text{H}_2\text{O}}$ und Volumen V des betrachteten Materials wie folgt angegeben

$$h_{\text{abs,Luft}} = \frac{m_{\text{H}_2\text{O,Luft}}}{V_{\text{Luft}}} \quad \text{und} \quad h_{\text{abs,Sil}} = \frac{m_{\text{H}_2\text{O,Sil}}}{V_{\text{Sil}}} \quad \text{Gleichung 2.16}$$

dann gilt für den stationären Fall:

$$h_{\text{abs,Sil}} \neq h_{\text{abs,Luft}} = h_{\text{abs,äquiv}} \quad \text{Gleichung 2.17}$$

Um diesen Effekt zu kompensieren, lässt sich, wie es bereits in Gleichung 2.17 eingeführt wurde, eine äquivalente absolute Feuchtigkeit $h_{\text{abs,äquiv}}$ definieren. So kann die elektrische Analogie der Kondensatoren genutzt werden, indem die materialabhängige Löslichkeit auf einen Faktor k über die aus dem Modell erhaltene Spannung \tilde{U} nachträglich angerechnet wird.

$$h_{\text{abs,äquiv}} = \frac{m_{\text{H}_2\text{O,äquiv}}}{V_{\text{äquiv}}} = \frac{m_{\text{H}_2\text{O,Sil}}}{V_{\text{Sil}} \cdot k} = h_{\text{abs,Sil}} \cdot \frac{1}{k} \triangleq \tilde{U}_{\text{Sil}} \quad \text{Gleichung 2.18}$$

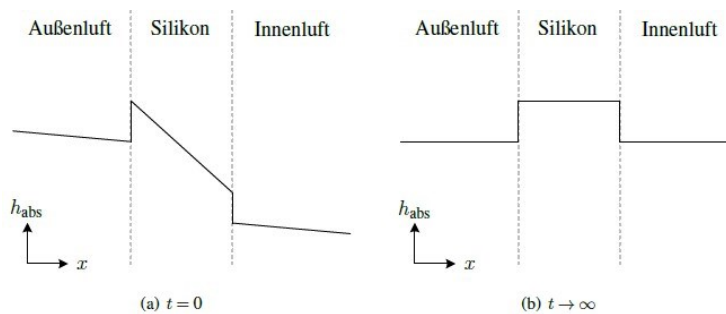


Abbildung 2.113: Unstetige Feuchtigkeitskonzentrationen an Materialgrenzen

2.4.3.2 Modellierung über Differentialgleichungen

In der Einbindung weiterer thermodynamischer Effekte in die hygrothermischen Simulationsmodelle kommt es mithilfe der Methode der elektrischen Analogien zu Herausforderungen insbesondere bei der Kopplung zwischen dem thermischen und hygri-schen Modell, wie es in [29] präsentiert wurde. Eine Erarbeitung einer alternativen Darstellung über ein eigens am IAL entwickeltes Diffusionsprogramm, welches auf Differentialgleichungen wie dem Fickschen Gesetz für Feuchtigkeitsdiffusion basiert, wurde bereits erfolgreich getestet und kontinuierlich ausgearbeitet. Dieses wurde als MATLAB-Skript implementiert und ist in der Lage, eine gegebene Topologie zweidimensional abzubilden. Eine Kopplung mit einem separat laufenden thermischen Modell sowie die Einbindung einer Taupunktkurve (bisher von Luft) für die Umrechnung in eine relative Feuchtigkeit ist ebenfalls vorhanden. Um die Simulationsergebnisse mit den bisherigen und weiteren Messergebnissen zu vergleichen, lässt sich ein diskreter Raumpunkt des zweidimensionalen Meshs (wie es beispielhaft für die Abbildung der Messung aus Abschnitt 2.4.3.3 in Abbildung 2.114 durchgeführt wird) ebenfalls über der Zeit abbilden.

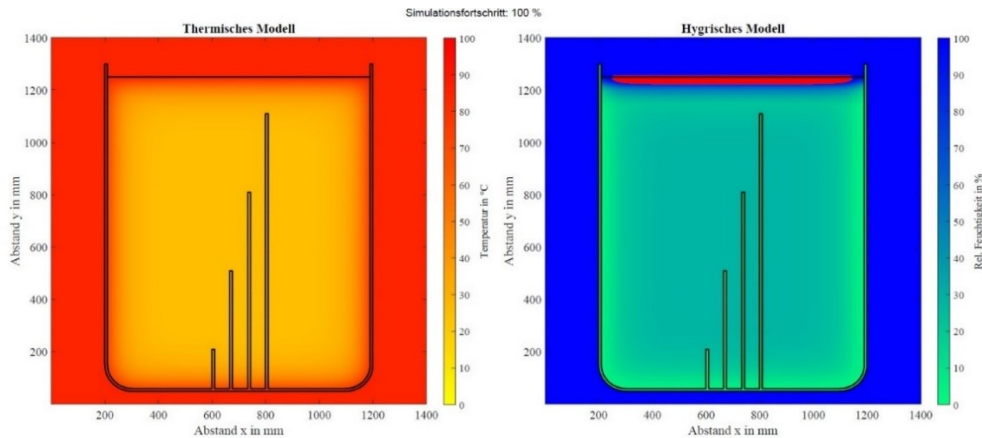


Abbildung 2.114:
Beispieltopologie einer
zweidimensionalen
Feuchtigkeitssimulation als
MATLAB-Skript

Modellierungstoolkette

Damit die Feuchteverhältnisse einer betrachteten Topologie temperaturabhängig simuliert werden können, bildet ein thermisch (einfach) gekoppeltes Feuchtediffusions- und Speicherungsmodell den Kern der Modellierungs-Toolkette. Hierbei kann mithilfe eines MATLAB-2D-Matrizen-Meshs die Topologie mit ihren Initialwerten für Temperatur und Feuchtigkeit vorgegeben werden. Die darauf angewendeten Differentialgleichungen für Feuchtediffusion (beispielhaft in x-Richtung in Gleichung 2.19) und Wärmeleitung (beispielhaft in x-Richtung in Gleichung 2.20) sind in ihrem Aufbau identisch.

$$\frac{d h_{\text{abs}}}{d t} = D(T) \cdot \frac{d^2 h_{\text{abs}}}{d x^2} \quad \text{Gleichung 2.19}$$

Darin bezeichnet h_{abs} die absolute Feuchtigkeit innerhalb eines Materials mit dem temperaturabhängigen Diffusionskoeffizienten $D(T)$.

$$\frac{d T}{d t} = a \cdot \frac{d^2 T}{d x^2} \quad \text{Gleichung 2.20}$$

Mit der Temperaturleitfähigkeit $a = \frac{\lambda}{\rho \cdot c_p}$ (λ : Wärmeleitfähigkeit, ρ : Dichte des Materials und c_p : Wärmekapazität) und der Temperatur T in Kelvin. Die thermische Kopplung erfolgt dabei über den in Gleichung 2.19 enthaltenden Diffusionskoeffizienten über:

$$D(T) = D_0 \cdot e^{-\frac{Q}{k \cdot T}} \quad \text{Gleichung 2.21}$$

Dies führt zu der bekannten Abhängigkeit, in der die Feuchtediffusion bei einer hohen Temperatur deutlich schneller erfolgt als bei einer niedrigen.

Einhaltung des Kontinuitätsgesetzes

Ein weiterer wichtiger Aspekt bei der Betrachtung unterschiedlicher Materialien ist die Einhaltung des Kontinuitätsgesetzes des Stofftransportes an Materialgrenzen. In verschiedenen Materialien ist der einbezogene Basis-Diffusionskoeffizient D_0 unterschiedlich. Demnach wird an Materialgrenzen die Feuchtigkeit in dem einen Material langsamer diffundieren als im angrenzenden. Das Tool bewertet eine solche Gegebenheit und wählt den jeweils niedrigeren Diffusionskoeffizienten als den für die Diffusion über die Materialgrenze hinweg dominanten.

Dies ist zusätzlich durch die thermische Abhängigkeit von $D(T)$ auch innerhalb eines Materials bei inhomogener Temperaturverteilung relevant und wird im Tool berücksichtigt.

Einbezug von Verlustleistungen

Neben den Eingangsgrößen in die Systemmodellierung (Umgebungsfeuchte und -temperatur) muss aufgrund der thermischen Dynamik auch das Lastprofil des Umrichtersystems berücksichtigt werden. Dafür ist es notwendig, relevante Wärmequellen im Umrichterschrank zu identifizieren, deren dynamische Zyklen vom Lastprofil abhängen. Dies kann mit Hilfe eines übergeordneten Systemmodells (Verlustmodell), wie es in [1] vorgestellt wurde, erreicht werden, um Lastzyklen und Verluste auf der Basis realistischer Lastprofile zu simulieren. Die resultierenden Leistungsverluste können mithilfe des thermischen Teils über den hervorgerufenen Temperaturhub ΔT im Material wie folgt eingebunden werden:

$$\Delta T = \frac{\Delta Q}{m \cdot c_p} = \frac{\Delta Q}{V \cdot \rho \cdot c_p} \quad \text{Gleichung 2.22}$$

Darin bezeichnet V das Volumen des betrachteten Elements und ΔQ die durch Verluste entstehende Energiedifferenz im Material. Damit kann die Verlustleistung zu Gleichung 2.20 wie folgt addiert werden:

$$\frac{dT}{dt} = a \cdot \frac{d^2 T}{dx^2} + \frac{P_V}{V \cdot \rho \cdot c_p} \quad \text{Gleichung 2.23}$$

Da die Zeitkonstanten der Feuchtediffusion auch bei hohen Temperaturen deutlich höher sind als die thermischen, reicht es aus, ein quasistationäres Verlustmodell mit gemittelten Verlusten, z. B. über eine Periode der Grundfrequenz, zu verwenden. Insbesondere wenn deutlich längere Zeitreihen von bis zu mehreren Monaten betrachtet werden, erspart dies Rechenkapazitäten der Simulationsmodelle.

Abbildung von Kondensation und Verdunstung

Die Betrachtung von Kondensations- und Verdunstungsvorgängen (Phasenübergängen) ist besonders am Übergang von Luft zu Festkörpern (Adsorption von Wasser) und innerhalb des Silikons durch seine räumliche Nähe zu den Leistungshalbleitern interessant. Hier müssen jeweils die für das betrachtete Medium ermittelten Taupunktkurven einbezogen werden, die den Zusammenhang zwischen vorhandener (simulierter) absoluter Feuchtigkeit und der herrschenden Temperatur zu einer relativen Feuchtigkeit angeben. Die relative Feuchtigkeit ist dabei so zu interpretieren, dass eine relative Feuchtigkeit von 100% einen Gleichgewichtszustand zwischen Kondensations- und Verdunstungsrate definiert. Das bedeutet, dass über die Angabe der relativen Feuchtigkeit bereits die Kondensation und Verdunstung in einer grundlegenden Betrachtungsweise vorhanden ist.

Eine weitere Möglichkeit, die Kondensation von Wassermolekülen zu berücksichtigen, wäre, deren Energiegehalt einzubeziehen. Dieser würde sich bei einem Phasenübergang merkbar ändern (Energieabgabe bei Kondensation bzw. Energieaufnahme bei Verdunstung). Dieser Energiesprung ist in unmittelbarer Umgebung der Wassermoleküle ebenfalls als Temperaturhub nachweisbar. Dafür wäre allerdings eine *starke* Kopplung zwischen dem thermischen und Feuchtediffusionsmodell notwendig, was innerhalb des Projektes nicht vorgesehen ist.

2.4.3.3 Parameterermittlung

Um die Aussagekraft der lauffähigen Modelle zu erhöhen, sind Parameter der betrachteten Materialien notwendig. Aus diesem Grund ist es für die weitere Vorgehensweise bei der Erstellung der Modelle essenziell, die verwendeten Materialien durch Messungen am Prüfstand zu charakterisieren. Wie weiter oben bereits

beschrieben, nimmt Silikon durch seine räumliche Nähe zum Leistungshalbleiter für die Kondensation an dessen Oberfläche eine wichtige Rolle ein. Infolgedessen wurde zunächst der Fokus auf die Validierung eines Feuchtigkeitsdiffusions- und Feuchtigkeitsspeicherungsmodell gelegt, wie es Abbildung 2.110 und Abbildung 2.111 als thermisches und hygrisches Modell für Silikon zu entnehmen ist.

Kommerzielle Temperatur- und Feuchtesensoren im Silikon

Bei der Entwicklung des Prüflingskonzeptes lag die oberste Priorität darauf, unerwünschte Randeffekte zu vermeiden und damit eine zuverlässige Aussage über das Diffusionsverhalten von Wassermolekülen innerhalb des Silikons zu erhalten. Aus diesem Grund kamen für die Prüflingsmaterialien vorzugsweise Glas oder Metall in Frage, da diese Wasser weder im flüssigen noch im gasförmigen Zustand aufnehmen und damit in der Lage sind, hermetisch gegen Feuchtigkeit abzudichten. Da zum Zeitpunkt der Prüfkörperentwicklung noch nicht abschließend geklärt war, ob sich zwischen dem Silikon und dem Modulgehäuse Kriechstrecken für Wasser im gasförmigen oder flüssigen Zustand bilden, sollte das Prüflingsgehäuse so dimensioniert sein, dass die Feuchtigkeitssensoren einen möglichst großen Abstand zu den Rändern erhalten. Zudem wurde ein zylindrischer Prüfkörper gewählt, da dieser beispielsweise im Vergleich zu einem kubischen das bessere Oberflächen-zu-Volumen-Verhältnis mit sich bringt. Eine aufgeschnittene CAD-Zeichnung des Prüfkörpers, wie er für die weiteren Versuche verwendet wird, ist in Abbildung 2.115 zu erkennen. Bei der Außenwand handelt es sich um einen kommerziell erhältlichen Edelstahlbecher mit **800 ml** Fassungsvermögen. Die Feuchtigkeits- und Temperatursensoren sind in diskreten Abständen zur oberen Kante des Prüfkörpers positioniert, um ein genaueres Abbild der Feuchtigkeitsdiffusion zu erhalten und das Silikon nicht als ein konzentriertes Material zu betrachten, sondern in – in diesem Fall vier – Teilvolumina zu unterteilen. Die räumlich diskrete Platzierung der Sensoren wurde über Messing-Metallröhrchen ermöglicht, die zusätzlich die Anschlussleitungen für die Sensoren beinhalten.

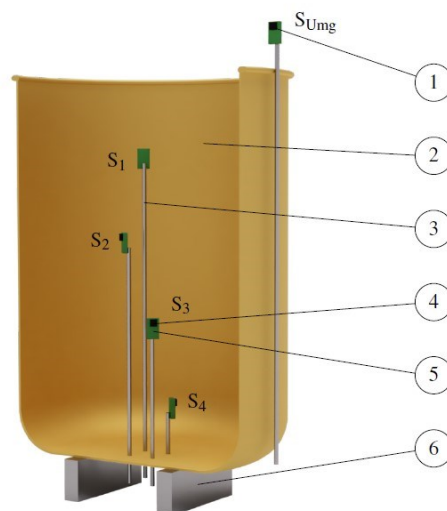


Abbildung 2.115: CAD-Zeichnung des entwickelten Prüflings:

- (1) Umgebungssensor,
- (2) Edelstahlaußenwand,
- (3) Messingröhrchen,
- (4) Sensor SHT3X-ARP,
- (5) Platine und (6) Standfuß

Die gewählten Sensoren SHT3X-ARP der Firma *Sensirion*, Schweiz haben eine Genauigkeit von $\pm 0,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ und $\pm 2\text{ }\%$ relativer Luftfeuchtigkeit sowie eine Größe von $2,5 \times 2,5 \times 0,9\text{ mm}$ und sind damit vergleichsweise klein. Zur Inbetriebnahme wurde eine am Institut entworfene Platine verwendet, die mit den Abmessungen von $7,3 \times 4,2 \times 1,55\text{ mm}$ ebenfalls besonders klein designt worden ist, um mit den aus FR-4 (Epoxidharz) gefertigten PCBs keinen weiteren Feuchtigkeitsspeicher in das Silikon zu bekommen. Die Platinen können allein durch ihre vier angelöteten Zuleitungen (aus $0,2\text{ mm}$ dünnen Lackdraht) an den Befestigungsröhrchen angebracht werden. Diese werden wiederum

passgenau durch 1,5 mm-Bohrungen mittels *LOCTITE 648*, *Henkel*, Düsseldorf, Deutschland und Aktivator *LOCTITE 7240* im Boden des Bechers befestigt.

Bei dem für die Versuche verwendeten Silikon handelt es sich um *Sylgard 527* der Firma *Dow*, USA, welches ein bei Raumtemperatur aushärtendes, additionsvernetztes (nebenproduktfreie Vernetzungsreaktion) Zwei-Komponenten-System ist. Die zwei Komponenten werden in einem Verhältnis von 1:1 gemischt. Da die PCBs während erster Probegüsse innerhalb des Silikons ausgasen und sich die Gasblasen im ausgehärteten Silikon genau in dem für die Messungen relevanten Diffusionsweg (über den Sensoren) befanden, wurde das Silikon für 5 h unter einem Druck von 60 mbar Vakuum gezogen. Somit kann sichergestellt werden, dass sich im gesamten Silikonvolumen keine (sichtbaren) Gasblasen befinden. Die Aufzeichnung der Messdaten erfolgte über ein Messdatenerfassungs- und -schaltssystem 34970A der Firma *Keysight*, USA, das die analoge Ausgangsspannungen der Sensoren alle 30 s abtastet und ebenfalls die $U_{PS} = 5 \text{ V}$ Spannungsversorgung der Sensoren zur Verfügung stellt.

Messergebnisse

Für das Herbeiführen künstlicher klimatischer Umgebungsbedingungen wurde ein Klimaschrank MKF 56 der Firma *Binder*, Deutschland verwendet. Erste Testmessungen erfolgten bereits während der Aushärtung des Silikons bei $\vartheta_{\text{Umg}} = 85^\circ\text{C}$ und $h_{\text{rel,Umg}} = 20\%$. Das Ergebnis ist in Abbildung 2.116 dargestellt. Gut zu erkennen ist, dass sich in dem Silikon zu Beginn der Messung noch keine einheitliche Feuchtigkeit eingestellt hat. Ebenfalls ist die Temperaturabhängigkeit der relativen Feuchtigkeit erkennbar, da diese bei dem Anstieg der Temperatur von Umgebungstemperatur auf 85°C bei $t = 0 \text{ h}$ im Silikon zunächst stark abfällt. Ein ebenfalls sehr zufriedenstellendes Ergebnis zeigt der Verlauf $h_{\text{rel,4}}$ des untersten Sensors. Dieser zeigt selbst innerhalb der betrachteten 24 h keinen Anstieg, was bedeutet, dass die Verbindung der Metallröhrchen am Becher mittels *LOCTITE*-Metallkleber in dieser Zeit keine messbare Feuchtigkeit hat diffundieren lassen. Da der Prüfkörper nach außen nicht thermisch isoliert wurde, reagiert die Temperatur des vierten Sensors aufgrund des kürzesten Messingrohres zuerst. Eine thermische Isolation wurde zunächst als nicht notwendig erachtet, da die thermische Zeitkonstante deutlich kleiner ist als die hygrische.

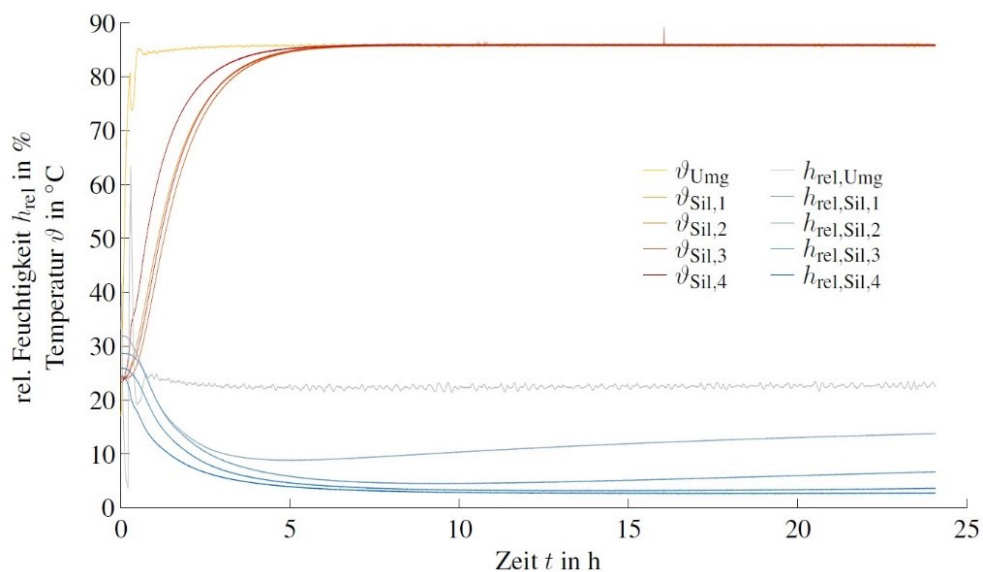


Abbildung 2.116: Erste Vermessung der Feuchtigkeitsdiffusion bei der Aushärtung des Silikons im Prüfkörper

Ein weiteres Messergebnis zeigt Abbildung 2.117. Innerhalb einer konstanten Temperatur soll die Luftfeuchtigkeit sowohl ansteigen als auch abfallen und das jeweils bei unterschiedlichen Temperaturen, damit die Zeitkonstanten des Simulationsmodells

anhand solcher Verläufe angepasst werden konnten. Auch hier folgt die Feuchtigkeit beim obersten Sensor nahe der Oberfläche erkennbar dem Umgebungsverlauf. Bei den Ebenen darunter wird der Verlauf jedoch immer weiter gedämpft. Ein weiteres interessantes Ergebnis ist der Anstieg der relativen Feuchtigkeit am fünften Tag. Es ist zu erkennen, dass die bereits im Silikon enthaltene Feuchtigkeit in Richtung des unteren Sensors diffundiert und die relative Feuchtigkeit dort trotz gesunkener Luftfeuchtigkeit der Umgebung steigt. Das bedeutet, dass die höhere Auflösung von mehreren Sensoren innerhalb des Silikons eine Aussage darüber schaffen konnte, dass allein die Auswertung der klimatischen Umgebungsbedingungen noch keine Rückschlüsse auf das tatsächliche Mikroklima am Leistungshalbleiter zulässt und eine Simulation über den Zustand Auskunft liefern könnte.

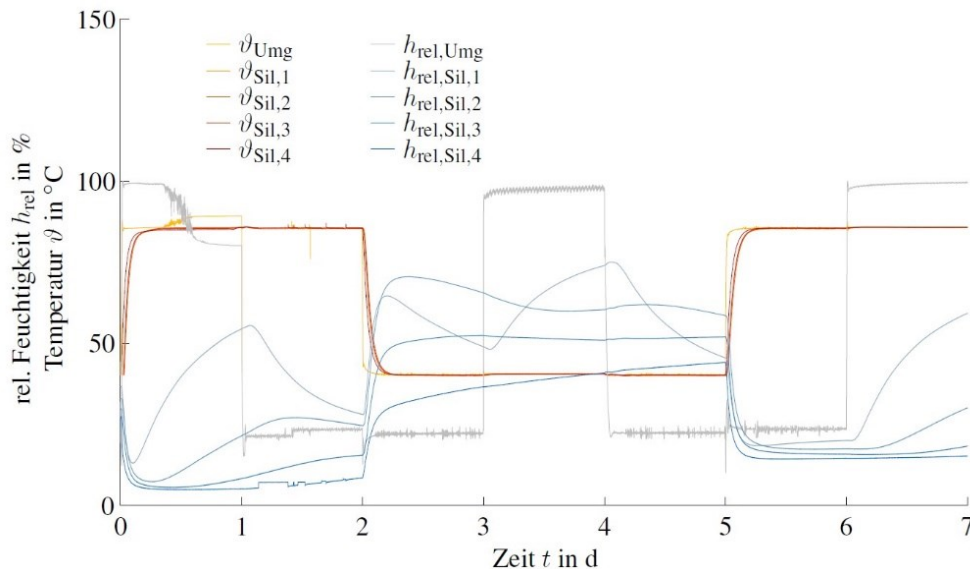


Abbildung 2.117:
Dynamisches Verhalten der Feuchtigkeitsdiffusion innerhalb des Silikons bei unterschiedlichen Umgebungstemperaturen und relativen Feuchtigkeiten

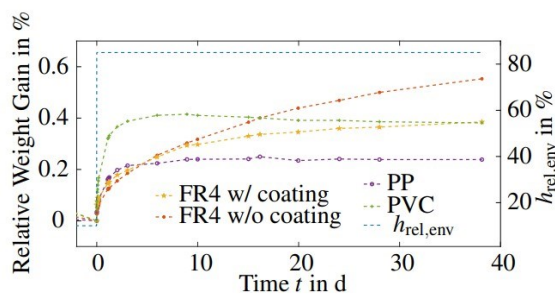
Gravimetrische Messung an im Umrichter eingesetzten Kunststoffen

Die größte Masse für die Betrachtung von Feuchtigkeitsspeicherung relevanter Materialien im Umrichter stellen Kunststoffe. Da es sich bei den nachfolgend betrachteten Kunststoffen um Thermoplaste handelt, ist ein Vergießen der Feuchtigkeitssensoren, wie es im Silikon durchgeführt wird, nicht möglich. Es wurde daher das Vermessen der eindringenden Feuchtigkeit mittels gravimetrischer Messmethoden gewählt. Dafür ist es zunächst notwendig, die untersuchten Materialien in einen weitestgehend trockenen Zustand zu versetzen. Da der absolut trockene Zustand, in dem kein einziges Wassermolekül im Material vorhanden ist, nicht erreicht werden kann, werden die Prüfkörper unter der minimal einstellbaren Feuchtigkeit im Klimaschrank getrocknet und in regelmäßigen Abständen gewogen. Beim Erreichen eines weitestgehend stationären Gewichtes wird dieser Zustand als trocken definiert. Anschließend wird ein Feuchtigkeitssprung vorgegeben. Die Zunahme an Wassermasse im Material wurde wie bei der Trocknung kontinuierlich auf einer Mikrowaage mit einer Genauigkeit von 10 µg vermessen. Dabei wurde über den gesamten Versuch eine Temperatur von 85°C eingestellt.

Bei den in Abbildung 2.118 vermessenen Kunststoffen handelt es sich um einen Ausschnitt eines Modulgehäuses aus Polypropylen (PP), Leiterplattenverbundmaterial FR4 mit und ohne Lötstopplackschicht auf der Oberfläche und Polyvinylchlorid (PVC), das bei der Isolation von Kabeln Verwendung findet. Die Umgebungsfeuchte während der Trocknung wurde auf 10% rel. Luftfeuchtigkeit gestellt. Nach einer Woche erfolgte der Sprung der Umgebungsfeuchte auf 85%. Nach insgesamt 27 Tagen wurde der Versuch beendet. Bei dem Modulgehäuse und der Kabelisolierung konnte bereits in dieser Zeit

ein stationärer Endwert der Gewichtszunahme erreicht werden. Aus der blauen Ausgleichskurve lässt sich somit eine Näherung der für die Simulationsmodelle relevanten Diffusionszeitkonstante ermitteln. Es sei angemerkt, dass das Gewicht bei der Kabelisolierung einen Maximalwert nach ca. 8 Tagen erreichte und anschließend wieder an Gewicht verlor. Die Ursache ist noch nicht bekannt. Es wäre denkbar, dass es sich dabei um ein Ausgasen von mit Wassermolekülen reagierenden Bestandteilen des PVC handelt, wie es bereits aufseiten des GEM mit *Sylgard 527* von *Dow* beobachtet werden konnte. Bei den FR4-Platten konnte sowohl mit als auch ohne Lackschicht kein Endwert in der betrachteten Zeit erreicht werden. Dies kann somit nur als erster Anhaltspunkt für das Diffusionsverhalten derartiger Materialien interpretiert werden.

Die Ergebnisse sind in Abbildung 2.118 (links) für Polypropylen (PP), Polyvinylchlorid (PVC) und einen Leiterplatten-Verbundwerkstoff (FR4) mit und ohne Lötstopp-Lack inkl. des Umgebungsfeuchtigkeitssprungs nach einem vorgegeben trockenen Zustand abgebildet. Nun soll auf dieser Basis der Diffusionskoeffizient ermittelt werden.



	Δh_{abs} (kg/m ³)	$D(T = 85^{\circ}\text{C})$ (m ² /s)
PP	3.37	2.68×10^{-11}
PVC	5.63	1.24×10^{-10}
FR4 w/	6.61	1.96×10^{-12}
FR4 w/o	8.19	1.55×10^{-12}

Abbildung 2.118: (links) Gravimetrische Messung verschiedener Materialien bei einer Temperatur von 85°C; (rechts) Absolute Wasserabsorption und berechnete Diffusionskonstanten

Auf der Grundlage des Fick'schen Diffusionsverhaltens kann das Verhältnis von $m_{0,5}$ der Masse zu dem Zeitpunkt, an dem 50% der Gesamtfeuchtigkeit absorbiert worden sind, zum gesamten Massenzuwachs m_{∞} gegen die Quadratwurzel der Zeit berechnet werden. Dies kann für den eindimensionalen Fall eines dünnen Probekörpers mit der Dicke l [64] zu $D(85^{\circ}\text{C})$ umgerechnet werden:

$$\frac{m_{0,5}}{m_{\infty}} = 4 \cdot \sqrt{\frac{D(T) \cdot t_{0,5}}{\pi \cdot l^2}} \quad \leftrightarrow \quad D(T) = \frac{\pi}{16} \cdot \left(\frac{m_{0,5}}{m_{\infty}}\right)^2 \cdot \frac{l^2}{t_{0,5}} \quad \text{Gleichung 2.24}$$

Diffusionsverhalten von Feuchtigkeit in einen Umrichterschrank

Für die Betrachtung der innerhalb des Arbeitspaketes ausgewählten Umrichtertopologie wurden erste Messungen innerhalb eines leeren Umrichterschanks der Firma RITTAL durchgeführt, der mit seinen Abmessungen von 2000 x 600 x 600 mm³ (HxBxT) dem halben Innenvolumen der zu untersuchenden NGx-Baureihe von ehem. Woodward entspricht. Für die Untersuchung des Diffusionsverhaltens von Feuchtigkeit aus der Umgebung in den Schrank wurde dieser in einen Klimaraum des Testzentrums Tragstrukturen Hannover eingebracht und mit batteriebetriebenen Sensoren wie in Abbildung 2.119 (links, rot) bestückt. Zusätzlich wurden zwei Sensoren außerhalb des Schrankes auf derselben Höhe wie die oberen und unteren Sensoren im Schrank als Referenzpunkte aufgestellt. Innerhalb des Raumes lässt sich, anders als in einem Klimaschrank, lediglich die Temperatur und nicht die rel. Luftfeuchtigkeit vorgeben.

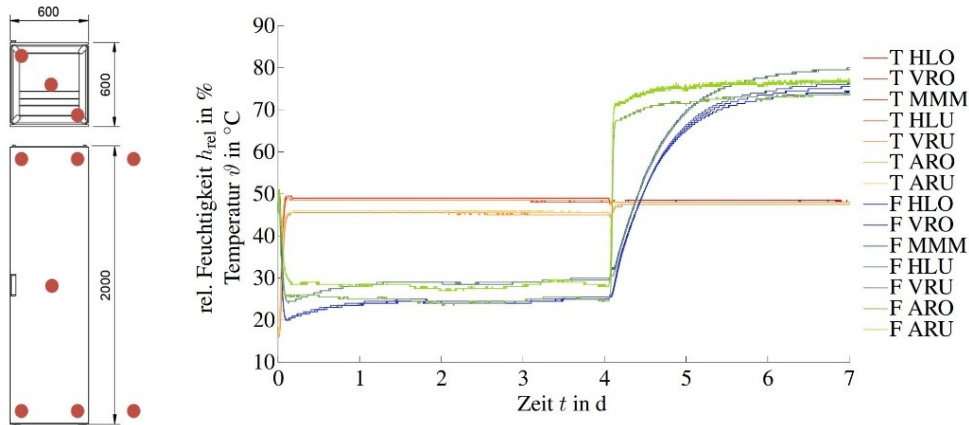


Abbildung 2.119: (links) Sensorplatzierung im leeren Umrichterschrank (rechts), Gemessene Feuchtigkeits- und Temperaturverläufe im leeren Umrichterschrank

Die Luftfeuchtigkeit stellt sich über ein Wasserreservoir im Boden der Kammer ein, in der das Wasser durch eine Pumpe zirkulierend auf eine gewünschte Temperatur eingestellt wird. Abbildung 2.120 (rechts) zeigt die gemessenen Temperaturen und relativen Luftfeuchtigkeiten für einen Messverlauf, in dem 4 Tage die Umgebungsbedingungen von 45°C Luft- und 25°C Bodenwasser-Temperatur eingestellt wurden. Anschließend wurde bei gleichbleibender Lufttemperatur die Bodenwasser-Temperatur ebenfalls auf das Maximum der Kammer von 45°C gestellt, was eine höhere Verdunstungsrate zur Folge hat und somit die Umgebungsluftfeuchtigkeit anhebt. Deutlich zu erkennen ist in den beiden hellgrünen Verläufen (**F AußenRechtsUnten** und **F AußenRechtsOben**) der verhältnismäßig schnelle Anstieg der Umgebungfeuchtigkeit auf ca. 70% bzw. 75% im stationären Zustand, wobei der untere Sensor, der näher an dem Wasserreservoir positioniert ist, die höhere Feuchtigkeit aufzeichnen konnte.

Die übrigen Feuchtigkeitsverläufe (**F**) innerhalb des Schrankes folgen der Umgebung wie zu erwarten wie bei einem Tiefpassverhalten zeitverzögert. Interessant sind hierbei die Feuchtigkeitsverläufe der beiden unteren Sensoren im Schrankinneren (**F HintenLinksUnten** und **F VorneRechtsUnten**), die durch ihre räumliche Nähe zum Reservoir ebenfalls eine höhere Feuchtigkeit aufweisen als die Sensoren oben im Schrank, jedoch zusätzlich auch eine höhere Feuchtigkeit aufweisen als die Sensoren außerhalb des Schrankes auf derselben Höhe über dem Reservoir. Dies könnte daran liegen, dass die Wassermoleküle, die aus dem Bodenwasser in die Gasphase übergehen und durch Öffnungen im Boden des Schrankes dort hineindringen nicht erneut durch Löcher aus dem Schrank ausdringen, was einem Speicherungseffekt gleichkäme.

Bestimmung der Taupunktkurve von Wasser in Silikon

Das Diffusionsverhalten von Wasser durch das die Leistungshalbleiter umgebende Silikon zu bestimmen, ist mittels Vergießens von kommerziell erhältlichen, kapazitiven Sensoren möglich, wie vorherige Messungen bereits zeigen konnten. Da diese lediglich eine kleine Luftblase innerhalb des Sensors vermessen, ist es notwendig, eine Taupunktkurve für Silikon zu vermessen, auf deren Basis die gemessene Feuchtigkeit auf die relative Silikon-Feuchtigkeit umgerechnet werden kann. Dazu wurde eine erste Version eines Prüfkörpers entwickelt, der die Kondensation von Wasser im Silikon auf Grundlage der damit einhergehenden Trübung mittels optischer Sensoren detektieren soll. Eine Konzeptskizze ist in Abbildung 2.120 (links) dargestellt. Das Silikon ist in einer Petrischale aus Glas und um einen kapazitiven Sensor eingegossen. Diese wird in einem Klimaschrank zunächst hoher relativer Feuchtigkeit von 85% und hoher Temperatur von 85°C der Umgebung ausgesetzt, bis der Feuchtigkeitssensor keine Änderungen der Feuchtigkeit im Silikon mehr anzeigt. Anschließend wird bei gleichbleibender Feuchtigkeit die Temperatur herabgesetzt (Zeitpunkt t_1 in Abbildung 2.120 (rechts)), bis sich eine erste Trübung im Silikon bildet beziehungsweise das Wasser im Silikon beginnt,

zu kondensieren (t_2). Während dieses Vorgangs strahlen LEDs verschiedene Wellenlängen (blau, grün, weiß und infrarot) durch das Silikon in einen dahinter befindlichen optischen Sensor, der in der Lage ist, die einfallende Lichtintensität zu messen.

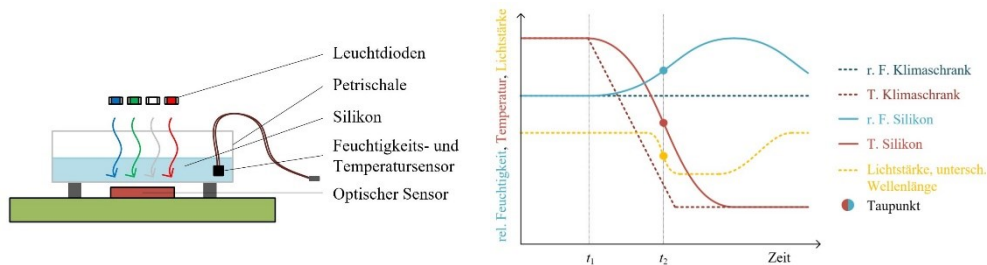


Abbildung 2.120: (links) Konzeptskizze des Prüfkörpers zur Taupunktbestimmung von Silikon, (rechts) Geplantes Messprofil der Umgebung, des Silikons und der gemessenen Lichtstärke

Ein erstes Messergebnis ist in Abbildung 2.121 zu erkennen. Zunächst lässt sich vermuten, dass die gemessene Lichtintensität der grünen, weißen und infraroten LEDs (Verlauf: grün, magenta und schwarz) eine antiproportionale Korrelation mit der absoluten Feuchtigkeit (gelb) aufweist. Aus diesem Grund wurde eine Leermessung (Abbildung 2.122) ohne Petrischale und Silikon mit identischen Randbedingungen durchgeführt. Da sich hier eine vergleichbare Korrelation erkennen lässt, liegt die Vermutung nahe, dass hierbei nicht die Feuchtigkeit, sondern die Temperatur für die Variation der Lichtintensität ursächlich ist. Um dies zu umgehen, soll in einer zukünftigen, zweiten Version des Prüfkörpers (außerhalb des Projektes ReCoWind) der Strom durch die Dioden konstant geregelt werden, um für weitestgehend temperaturunabhängige Lichtquellen zu sorgen. Ebenfalls ist in Abbildung 2.121 noch kein eindeutiger Zeitpunkt für eine Intensitätsminderung am Lichtsensor durch Trübung im Silikon zu erkennen und demnach auch kein eindeutiger Taupunkt für 85% relative Umgebungsluftfeuchtigkeit festzulegen. Die zweite Version soll die Trübung aus diesem Grund über einen bei klarem Silikon außerhalb des Lichtkegels befindlichen Lichtsensor und über die Ablenkung des Lichts zum Sensor aufgrund der durch die Trübung entstehende Lichtstreuung ermitteln.

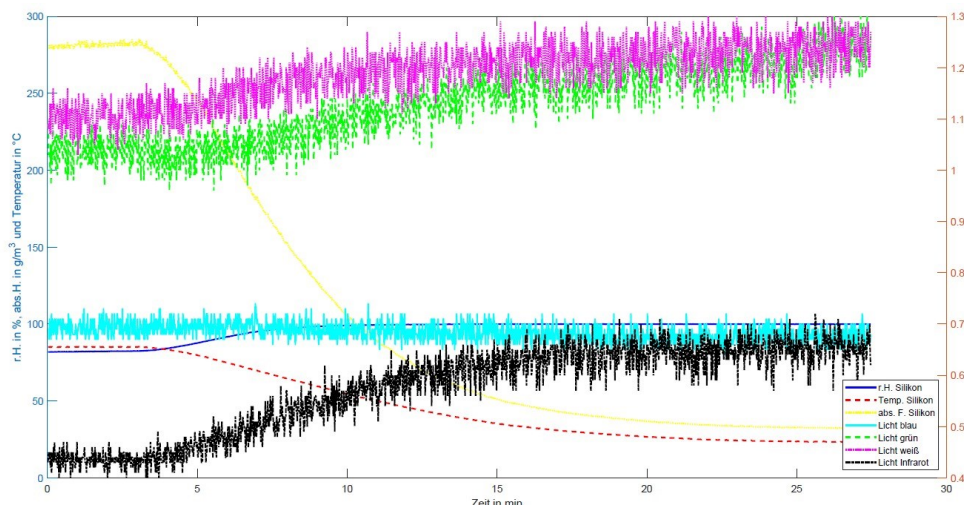


Abbildung 2.121: Optisches Messergebnis von Silikon bei variabler Umgebungstemperatur

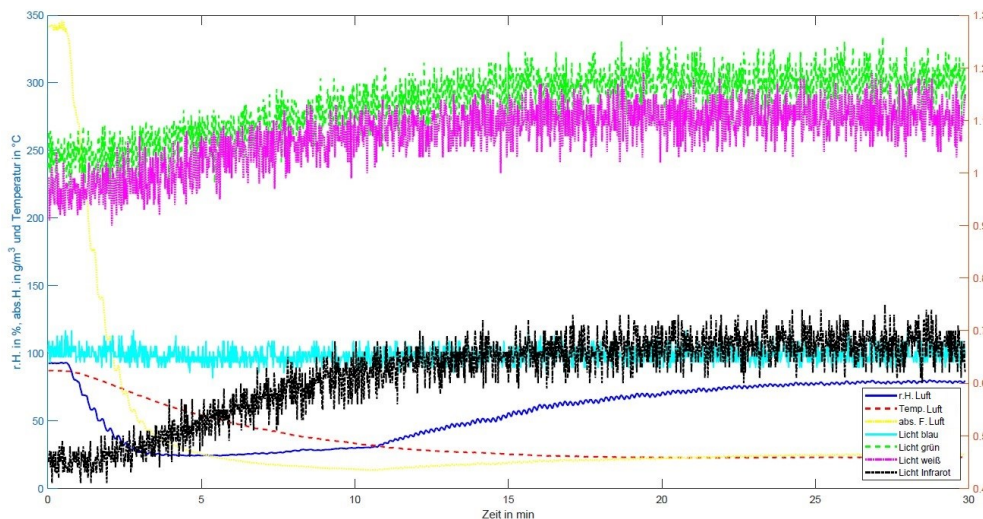


Abbildung 2.122: Optisches Messergebnis von Luft (Leermessung) bei variabler Umgebungstemperatur

2.4.3.4 Anwenden der Simulationsmodelle mithilfe von Messreihen aus AP2

Die Simulationsstruktur, wie sie in Abschnitt 2.4.3.2 vorgestellt wurde, soll nun dazu verwendet werden, die klimatischen Bedingungen im Leistungsmodul anhand der in AP2 gemessenen Klimadaten einer Anlage des Typs Senvion 6.2M abzubilden. Dafür konnte innerhalb des Modells eine 2-D-Geometrie nachgebildet werden, die dem Querschnitt eines IGBT-Moduls entspricht (s. Abbildung 2.123). Anschließend wurden diesem Modell die Umgebungstemperaturen aus den gemessenen Klimadaten sowie die aufgenommenen Lastprofile (hier: eine Offshore-WEA aus Deutschland, mit dem Umrichter in der Gondel sowie einer Wasserkühlung der Leistungshalbleiter) als dynamische Randwerte vorgegeben. Es sei angemerkt, dass die modellhafte Nachbildung des gesamten elektrischen Systems, einschließlich Generator und Umrichter, wie es im AP4 vorgesehen war, zur Validierung der Kernfunktionen nicht dienlich scheint. Der Fokus soll hier zunächst auf die temperaturdynamischen Zusammenhänge innerhalb des Leistungsmoduls gelegt werden. Die Lastprofile wurden dafür mit den in der Literatur üblichen Berechnungsmethoden für Verluste in Leistungshalbleitern für einen 2-Level-IGBT-Umrichter [65] integriert.

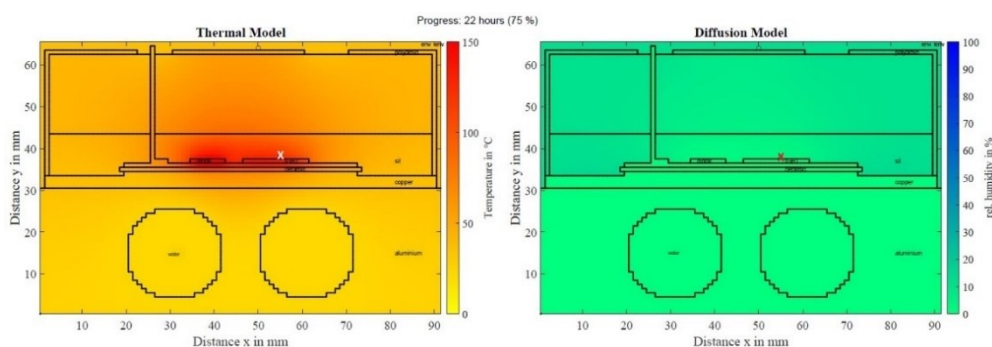


Abbildung 2.123: Querschnitt des betrachteten IGBT-Moduls mit in Silikon vergossener Freilaufdiode sowie IGBT-Chip, Kupfer-Bodenplatte Wasserdurchflossenen Aluminium-Kühlkörper sowie Polyamid-Modulgehäuse

Abbildung 2.124 zeigt Messdaten aus AP2 und den für die Simulation ausgewählten Zeitraum, der sich über 3,5 Tage im August 2019 erstreckt, da hier die höchste gemessene relative Luftfeuchtigkeit auftrat. Deutlich erkennbar ist, dass zu Beginn des betrachteten Zeitraums noch die Leistung über die Halbleiter ins Netz eingespeist wird, wie es auch in Abbildung 2.125, dem Ergebnis der Simulation, mit der gestrichelten roten Linie als Temperatur im Silikon dargestellt ist. Diese Temperatur steigt zunächst aufgrund der Leistungshalbleiterverluste über die Umgebungstemperatur an und wird anschließend durch den aktiven Kühlkreislauf wieder gesenkt.

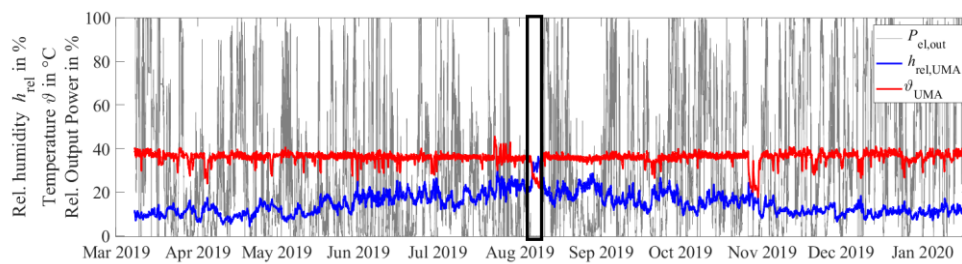


Abbildung 2.124:
Messdatensatz aus AP2:
Umrichterschrank-
temperatur
und -feuchtigkeit innerhalb
einer WEA-Gondel in
Kombination mit der ins
Netz eingespeisten
elektrischen Leistung über
nahezu einem Jahr

Da zum Zeitpunkt der Analyse die Sättigungskurve des eingesetzten Silikons noch nicht vorlag, wurde vorläufig die Sättigungskurve von Wasser in Luft zur Umrechnung der Temperatur und absoluten Feuchtigkeit verwendet, um einen ersten Anhaltspunkt für die Tendenzen der relativen Feuchtigkeit im Silikon zu erhalten. Es ist gut erkennbar, wie sich die Tiefpassfilterung der hochfrequenten Umgebungssignale verzögernd sowohl auf die Temperatur als auch auf die Feuchtigkeit im Inneren des Silikons und in der Nähe des Chips auswirkt.

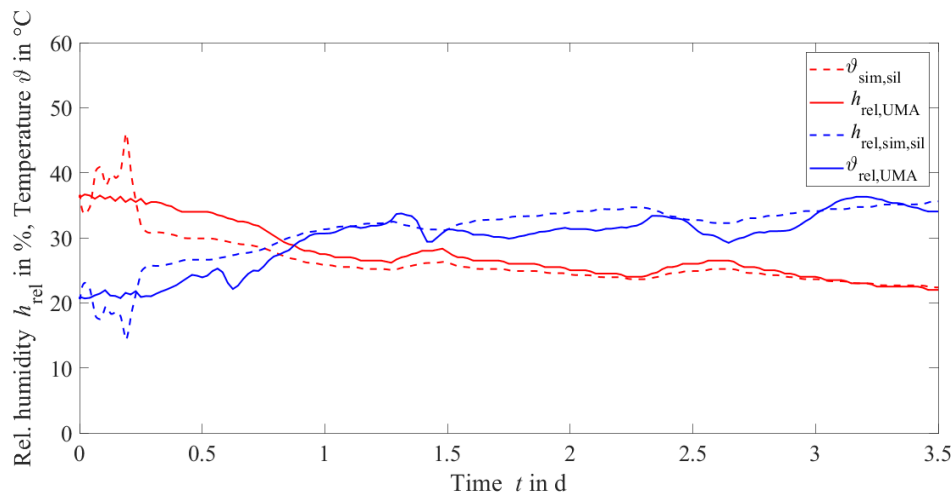


Abbildung 2.125: Zeitlicher
Verlauf der gemessenen
Temperaturen und
Feuchtigkeiten innerhalb
des Umrichterschrankes
(Index UMA) und die
daraus resultierenden
Simulationsergebnisse des
Mikroklimas im Silikon in
der Nähe der
Leistungshalbleiter

2.4.3.5 Zusammenfassung der IAL-Arbeiten in AP4

Innerhalb des Arbeitspaketes 4, der Modellierung der betriebspunktabhängigen Temperatur- und Feuchteverhältnisse, konnten zunächst in dem Bereich übliche Vorgehensweisen der Modellierung mittels elektrischer Analogien adaptiert werden, wobei sich zusätzlich eine weitere Simulationsmethode mittels in MATLAB berechneter Differenzialgleichungen als adaptierbar herausgestellt hat. Wie geplant konnten verschiedene Messreihen durchgeführt werden, um einige der für die Simulation notwendigen Parameter zu ermitteln. Die Parameterfindung konnte jedoch nicht vollständig abgeschlossen werden, da weitere Messungen im Hinblick auf das vielfach in der Leistungselektronik als Verbundisolator eingesetzte Silikon durchgeführt werden müssen. Das grundlegende Ziel war es, mithilfe der Simulationsmodelle anhand von Umgebungsklimadaten sowie Lastprofilen Rückschlüsse auf das Mikroklima in ausgewählten Teilkomponenten zu gewinnen, um eine Aussage zu gewinnen, in welchem Maße diese hoher Feuchtigkeit ausgesetzt sind. Hierfür konnten erste Anläufe unternommen werden, Messreihen in die Simulation einzubeziehen, wobei hier aufgrund der nicht abgeschlossenen Parameterermittlung die Ergebnisse lediglich als qualitativ betrachtet werden sollten. Sollten sich die Simulationsmodelle der Leistungsmodule für die Erstellung präziser Vorhersagen vervollständigen lassen, wäre eine Erweiterung der betrachteten Komponenten (Zwischenkreis, Ansteuerungsplaninen, Drosseln etc.) nach selbiger Vorgehensweise denkbar und sinnvoll.

2.4.4 Modellbildung und Ergebnisse mittels Top-Down-Ansatz

Fraunhofer IWES

Messdatenbasierte Modellierung der Temperatur- und Feuchteverhältnisse in WEA-Umrichtern

Im Rahmen von Messkampagnen sind die Temperatur- und Feuchteverhältnisse in den Umrichterschaltsschränken verschiedener WEA an Standorten in Europa, Asien und Nordamerika vermessen und im Rahmen von AP2 ausgewertet worden, um die klimatischen Bedingungen zu charakterisieren, denen Umrichter in WEA ausgesetzt sind (Abschnitt 2.2.4). Neben den Messdaten selbst liegen dem Fraunhofer IWES Wirkleistungszeitreihen und ERA5-Umgebungsklimadaten der vermessenen WEA vor.

Auf Grundlage dieser Mess-, Betriebs- und Umgebungsklimadaten sind am IWES Modelle abgeleitet worden, mithilfe derer sich die Temperatur- und Feuchteverhältnisse im Umrichterschaltsschrank baugleicher WEA an beliebigen Standorten bei Kenntnis der Betriebs- und Umgebungsbedingungen näherungsweise ermitteln lassen. Dazu ist ein physikalischer OD-Ansatz verfolgt worden, bei dem die Transport- und Speicherprozesse von Wärme und Feuchtigkeit in einem Netzwerkmodell möglichst einfacher Struktur abgebildet werden sollten. Abbildung 2.126 zeigt die Eingangs- und Ausgangsgrößen des entwickelten hygrothermischen Modells und seinen Aufbau aus einem thermischen und einem damit gekoppelten hygrischen Modell. Während ersteres die Wärmetransport- und Wärmespeicherprozesse beschreibt, umfasst letzteres den Transport und die Speicherung von Feuchtigkeit, d.h. von Wasserdampf. Vereinfachend wird dabei bisher angenommen, dass es in der WEA nicht zu Betauung kommt.

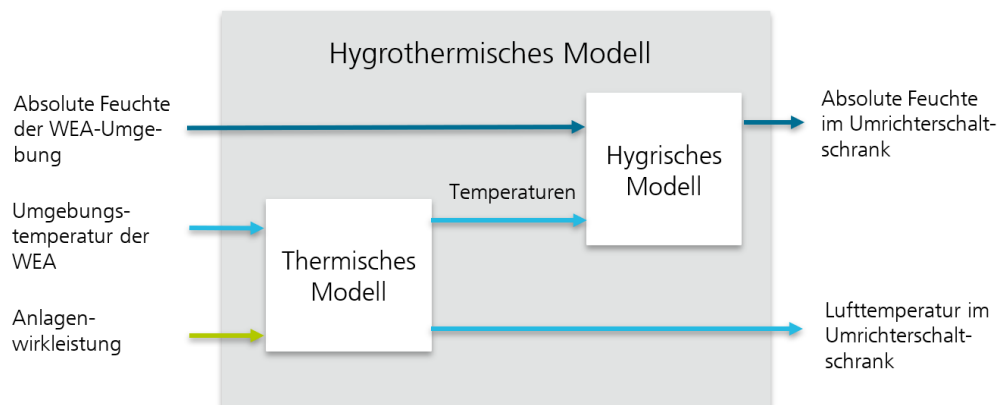


Abbildung 2.126:
Hygrothermisches Modell zur Ermittlung der klimatischen Verhältnisse im Umrichterschaltsschrank aus Umgebungsklima- und Leistungszeitreihen

Es wird ein sogenannter Grey-Box-Ansatz genutzt. Hierbei wird die Modellstruktur aus dem Aufbau der Anlage und physikalischen Überlegungen abgeleitet. Die Modellparameter werden hingegen über eine Parameteridentifikation aus den Messdaten (Temperatur- und Feuchtezeitreihen aus dem Umrichterschaltsschrank) ermittelt. Voraussetzung dafür ist, dass neben den Messdaten aus dem Umrichterschaltsschrank die klimatischen Umgebungsbedingungen und die Wirkleistungszeitreihen der zu modellierenden WEA vorliegen.

Thermisches Modell

Die Struktur des thermischen Modells orientiert sich am realen Aufbau der WEA im Bereich des Umrichters. Für den Fall einer WEA mit Umrichter im Turmfuß ist dieser in Abbildung 2.127 schematisch dargestellt.

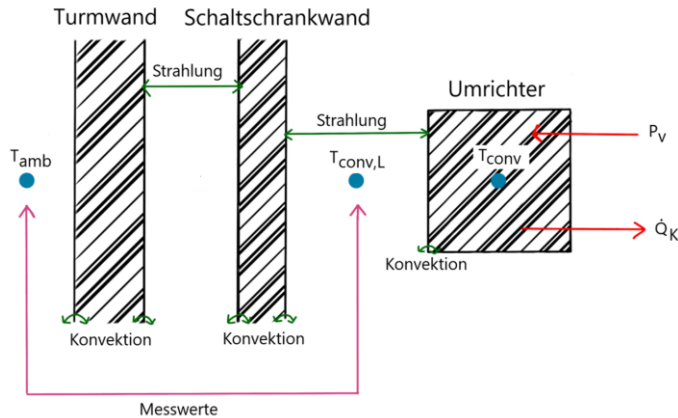


Abbildung 2.127:
Thermisch wirksame Schichten bzw. Elemente zwischen WEA-Umgebungsluft (Temperatur T_{amb}), Schaltschrankluft ($T_{conv,L}$) und Umrichterkomponenten (T_{conv}) für Umrichter im WEA-Turmfuß [66]

Für die Erstellung eines Netzwerkmodells werden die weitreichenden Analogien zwischen thermischen und elektrischen Größen genutzt, die in Tabelle 2.21 zusammengefasst sind. (Trotz einer gewissen diesbezüglichen Überlappung mit dem Berichtsteil des IAL in Abschnitt 2.4.2 werden die Analogiebeziehungen auch in diesem Berichtsteil des IWES aufgrund der teils abweichenden Nomenklatur dargestellt.)

Thermische Größe	Formelzeichen	Einheit	Elektrische Größen	Formelzeichen	Einheit
Wärmestrom	\dot{Q}	W	elektrischer Strom	I	A
Temperatur	T	K	elektrische Spannung	U	V
Thermischer Widerstand	R_{TH}	K/W	elektrischer Widerstand	R	Ω
Wärmeleitfähigkeit	λ	W/(m · K)	elektrische Leitfähigkeit	σ	S/m
Wärmekapazität	C_{th}	J/K	elektrische Kapazität	C	F

Tabelle 2.21:
Analogiebeziehungen zwischen thermischen und elektrischen Größen [29]

Der in Abbildung 2.127 skizzierte Aufbau des WEA-Turmfußes wurde auf diese Weise zunächst in das folgende Ersatzschaltbild (ESB) überführt.

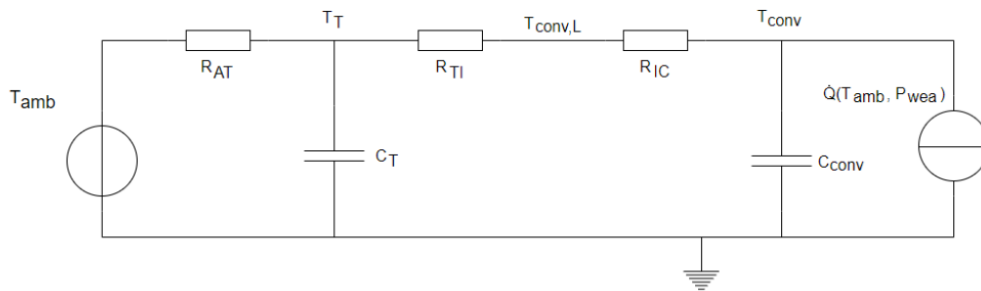


Abbildung 2.128:
Thermisches Ersatzschaltbild für einen im WEA-Turmfuß befindlichen Umrichter [66]

Hierin wird die Umgebungstemperatur T_{amb} durch eine ideale Spannungsquelle repräsentiert. Turmwand und Schaltschrankwand werden vereinfachend zusammengefasst. Ihre Wärmespeicherkapazität wird durch den Kondensator mit der Kapazität C_T abgebildet, die thermischen Widerstände zwischen Umgebungsluft und dem Luftvolumen im Umrichterschaltschrank mit R_{AT} und R_{TI} beschrieben. Im Innern des Schaltschranks geben die Komponenten des Umrichters einen Wärmestrom \dot{Q} ab. Dieser entspricht dem Wärmeeintrag in den Umrichter durch die elektrischen Verluste seiner Bauelemente abzüglich dem über das Kühlsystem abgeführten Wärmestrom (vgl. P_v und \dot{Q}_k in Abbildung 2.127). Er wird im ESB durch eine Stromquelle repräsentiert. Die Wärmespeicherkapazität der Umrichterkomponenten im Schaltschrank wird im Kondensator mit der Kapazität C_{conv} zusammengefasst. Der Wärmeübergang zwischen Schaltschrankluft und Umrichterkomponenten wird schließlich durch den thermischen Widerstand R_{IC} abgebildet.

Im weiteren Verlauf der Arbeiten hat sich gezeigt, dass die Modellstruktur des thermischen Modells weiter vereinfacht werden konnte:

- Die thermische Speicherkapazität der Turmwand hat sich als vernachlässigbar erwiesen.
- Die Wärmewiderstände zwischen Umgebungsluft und Schaltschrankluft sind zu einem Ersatzschaltbild-Element zusammengefasst worden.

Das thermische Ersatzschaltbild umfasst somit nur noch drei Elemente (vgl. Abbildung 2.129). Lediglich ihre Produkte ($R \cdot C$) sind aus den vorliegenden Feldmessdaten identifizierbar.

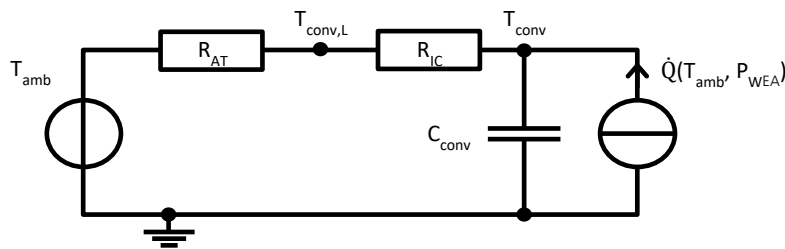


Abbildung 2.129:
Vereinfachtes thermisches
Ersatzschaltbild für einen
im WEA-Turmfuß
befindlichen Umrichter [67]

Da der über das Kühlsystem abgeführte Wärmestrom und seine Abhängigkeit vom Betriebspunkt der WEA unbekannt sind, wird der Wärmeeintrag in das Umrichtersystem mit einem empirischen Ansatz aus den Felddaten abgeleitet. Dazu werden ausschließlich Messdaten aus Zeiträumen herangezogen, in denen quasistationäre Verhältnisse vorlagen, d.h. dass die eingespeiste WEA-Wirkleistung und die Temperaturmesswerte nicht oder nur in sehr geringem Maße variiert haben. Unter diesen Bedingungen ist die Temperaturdifferenz zwischen Schaltschrankluft und WEA-Umgebungsluft proportional zum Wärmeeintrag \dot{Q} in den Umrichter. Diese Temperaturdifferenz lässt sich gut mithilfe eines linearen Ansatzes in Abhängigkeit von WEA-Wirkleistung P_{WEA} und Umgebungstemperatur T_{amb} beschreiben:

$$\dot{Q} = P_V - \dot{Q}_K = \frac{T_{conv,L} - T_{amb}}{R_{AT}} = \frac{1}{R_{AT}} \cdot (a + b \cdot P_{WEA} + c \cdot T_{amb}) \quad \text{Gleichung 2.25}$$

Für jede WEA wurde so der betriebspunktabhängige Wärmeeintrag in den Umrichter messdatenbasiert zunächst mithilfe einer Regressionsfunktion abgebildet. Demgegenüber konnte im weiteren Verlauf der Arbeiten eine Verbesserung der Modellgüte dadurch erzielt werden, dass die Beschreibung des betriebspunktabhängigen Wärmeeintrags für Betriebs- und Stillstandszeiten der WEA mit separaten Regressionsfunktionen umgesetzt wurde. Abbildung 2.130 veranschaulicht die Ermittlung dieser Regressionsfunktionen anhand einer Beispielanlage.

Insgesamt hat sich damit für Umrichter im WEA-Turmfuß das folgende Differentialgleichungssystem zur Beschreibung der Wärmetransport- und Wärmespeicherprozesse ergeben:

$$\frac{dT_{conv}}{dt} = -\frac{1}{C_{conv} \cdot (R_{AT} + R_{IC})} \cdot T_{conv} + \frac{1}{C_{conv} \cdot (R_{AT} + R_{IC})} \cdot T_{amb} + \frac{1}{C_{conv} \cdot R_{AT}} \cdot f(P_{WEA}, T_{amb})$$

Gleichung 2.26

$$T_{conv,L} = \frac{R_{AT}}{(R_{AT}+R_{IC})} \cdot T_{conv} + \frac{R_{IC}}{(R_{AT}+R_{IC})} \cdot T_{amb}$$

Hierin stellen T_{amb} und $f(\text{PWEA}, T_{\text{amb}})$ zeitabhängige Eingangsgrößen dar, während die Lufttemperatur im Umrichterschrank $T_{\text{conv,L}}$ das Ausgangssignal des Modell ist. Da auf dem vergleichsweise niedrigen Temperaturniveau in WEA der Wärmetransport durch Strahlung gegenüber den linearen Transportmechanismen der Wärmeleitung und

Konvektion vernachlässigbar ist, handelt es sich um ein lineares Gleichungssystem. Dieses enthält – neben den eingeführten Regressionsparametern a, b, c – mit den in Abbildung 2.129 gezeigten zwei Widerständen und einer Kapazität insgesamt drei auf Grundlage der Felddaten zu identifizierende Parameter. Diese Grey-Box-Parameteridentifikationsaufgabe ist in MATLAB mithilfe der *greyest*-Funktion umgesetzt worden.

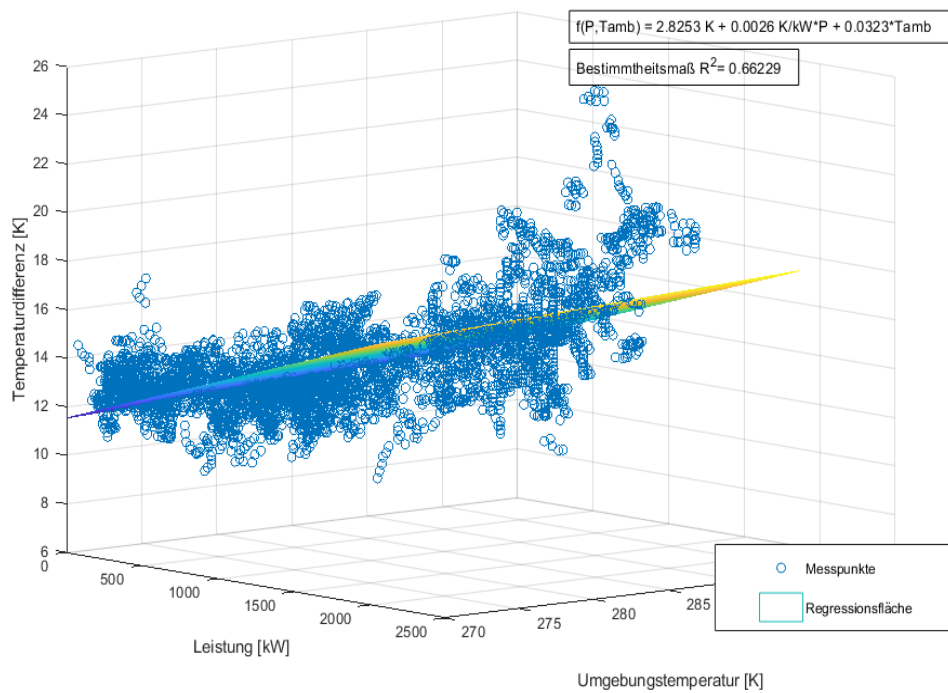
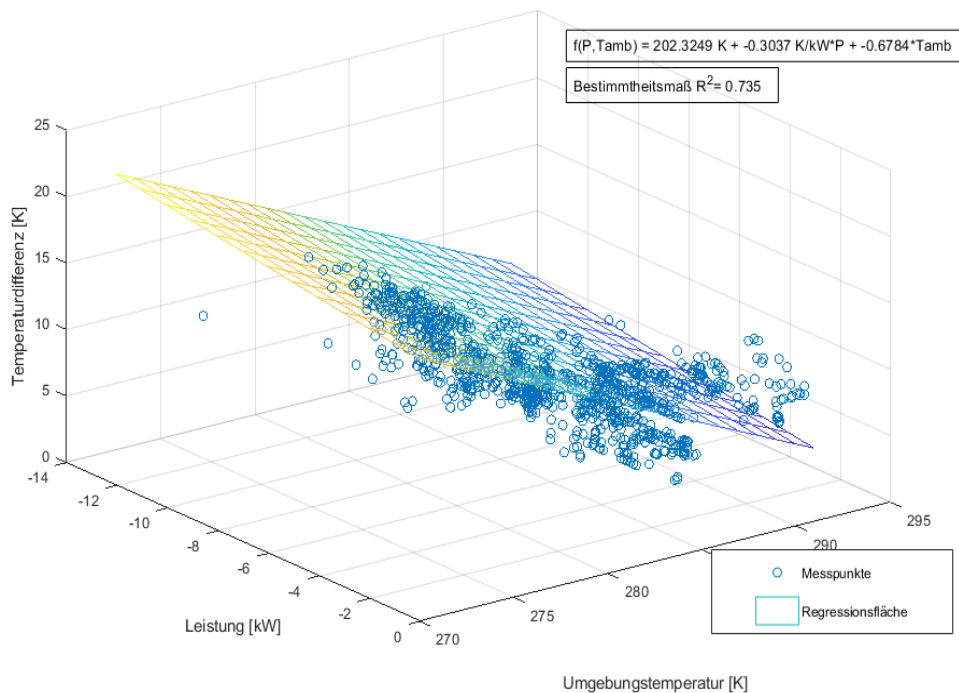


Abbildung 2.130:
Modellierung des
betriebspunktabhängigen
Wärmeeintrags über
Regressionsfunktionen, für
Betriebszeiten (oben) und
Stillstandszeiten (unten)



Hygrisches Modell

Auch für die hygrische Modellbildung werden Analogien zu elektrischen Größen herangezogen. Diese sind in Tabelle 2.22 zusammengefasst.

Hygrische Größen	Formelzeichen	Einheit	Elektrische Größen	Formelzeichen	Einheit
Absolute Feuchtigkeit	c	kg/m^3	Spannung	U	V
Wasserdampfmasse	m	kg	Ladung	Q	C
Volumen	V^*	m^3	Kapazität	C	F
Diffusionswiderstand	R_D^*	s/m^3	Widerstand	R	Ω
Wasserdampfmassenstrom	\dot{m}	kg/s	Strom	I	A

Tabelle 2.22:
Analogiebeziehungen
zwischen hygrischen und
elektrischen Größen [29]

Die hygrisch-elektrische Analogie unterliegt allerdings einer wesentlichen Einschränkung: Im Unterschied zur elektrischen Spannung im elektrischen Modell und der Temperatur im thermischen Modell ist die Feuchtigkeitskonzentration bzw. absolute Feuchtigkeit c als entsprechende Größe im hygrischen Modell an Materialgrenzen nicht stetig (s.a. Abschnitt 2.4.2). Um Feuchtigkeitstransport und -speicherung dennoch mithilfe eines elektrischen ESB beschreiben zu können, ist eine Umwandlung in äquivalente hygrische Größen erforderlich. Die Grundlagen und benötigten Transformationsgleichungen sind von Infineon in [68] und [69] beschrieben worden und sind auf den vorliegenden Fall übertragen worden. Äquivalente Größen sind zur Unterscheidung von den realen, physikalischen Größen im Folgenden mit einem Stern gekennzeichnet.

Nachdem für das hygrische Modell zunächst eine ähnliche Modellstruktur wie für das thermische Modell herangezogen worden ist, hat sich gezeigt, dass mithilfe des in Abbildung 2.131 dargestellten, sehr einfachen ESBs die im Feld gemessenen Verhältnisse gleichermaßen gut abbildbar sind. So basiert das hygrische Modell auf der hier gezeigten Minimalstruktur, die lediglich einen Speicherterm für die Speicherung von Wasserdampf im WEA-Innenraum und einen Diffusionswiderstand für den Transport von Wasserdampf zwischen WEA-Umgebungsluft (Index amb) und Schaltschrankluft (Index conv,L) umfasst. Anders als im Fall des thermischen Modells sind Widerstand und Kapazität im hygrischen Modell keine konstanten, sondern temperaturabhängige Größen.

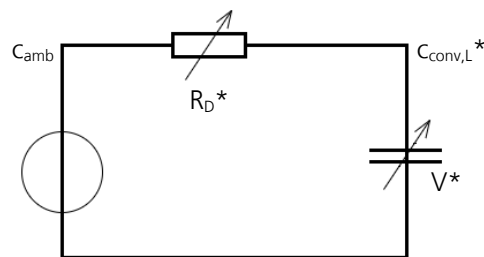


Abbildung 2.131:
Hygrisches Ersatzschaltbild
für einen im WEA-Turmfuß
befindlichen Umrichter [67]

Die Modellstruktur des hygrischen Modells umfasst somit nur zwei Elemente. Auch in diesem Fall ist lediglich ihr Produkt ($R_D^* \cdot V^*$) aus den Feldmessdaten identifizierbar. Wird die Temperaturabhängigkeit von R_D^* und V^* unter Nutzung von Theorie und Gleichungen aus [29] und [69] ausgedrückt, ergibt sich bei Berücksichtigung der o.g. Transformation in äquivalente hygrische Größen das folgende nichtlinear von den Temperaturen abhängige Differentialgleichungssystem für den Zusammenhang der absoluten Luftfeuchtigkeit im Schaltschrank $c_{\text{conv,L}}$ bzw. $c_{\text{conv,L}}^*$ und der in der WEA-Umgebungsluft c_{amb} :

$$\frac{dc_{\text{conv,L}}^*}{dt} = \frac{1}{k \cdot (273 \text{ K})^{1.8}} \cdot T_{\text{conv,L}} \cdot T_{\text{amb}}^{0.8} \cdot (c_{\text{amb}} - c_{\text{conv,L}}^*) \quad \text{Gleichung 2.28}$$

$$c_{conv,L} = c^*_{conv,L} \cdot \frac{T_{amb}}{T_{conv,L}} \quad \text{Gleichung 2.29}$$

Hierin bezeichnet k einen konstanten, aus den Messdaten zu identifizierenden Parameter, c_{amb} und T_{amb} sind Eingangsgrößen, $T_{conv,L}$ ergibt sich aus dem thermischen Modell und die Wasserdampfkonzentration bzw. absolute Luftfeuchtigkeit im Umrichterschrank $c_{conv,L}$ ist die Ausgangsgröße des hygrischen Modells. Entsprechend ergibt sich eine nichtlineare Grey-Box-Parameteridentifikationsaufgabe, die in MATLAB mithilfe der *nlgreyest*-Funktion implementiert worden ist.

Umsetzung und Bewertung der Modellgüte

Mithilfe des oben beschriebenen Modellierungsansatzes sind hygrothermische Modelle für eine Reihe unterschiedlicher WEA an verschiedenen Standorten abgeleitet worden. Der Schwerpunkt wurde auf WEA mit Umrichter im Turmfuß gelegt, da diese in den verfügbaren Datensätzen deutlich vorherrschen. Von den nutzbaren Messdaten ist jeweils ein Teil der Zeitreihen zur Parameteridentifikation und der übrige Teil zur Überprüfung des resultierenden Modells herangezogen worden.

Die Modellgüte wird mithilfe des Root Mean Squared Error (RMSE) quantifiziert:

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - y_i)^2}{n}} \quad \text{Gleichung 2.30}$$

Hierin bezeichnen \hat{y}_i die berechneten und y_i die gemessenen Datenpunkte der Zeitreihen.

Ergebnisse für Umrichter im Turmfuß

Für den Fall einer WEA in Großbritannien mit flüssiggekühltem Umrichter im Turmfuß stellt Abbildung 2.132 den gemessenen und den mit dem thermischen Modell ermittelten Verlauf der Lufttemperatur im Umrichterschaltschrank gegenüber. Zusätzlich umfasst die Abbildung die Eingangsgrößen des Modells: die Umgebungstemperatur der Anlage (hier aus standortspezifischen ERA5-Daten) sowie die von der WEA eingespeiste Wirkleistung. Sowohl der Einfluss der Umgebungstemperatur als auch der der WEA-Wirkleistung wird dabei plausibel abgebildet. Dies gilt nicht nur für Betriebsphasen der WEA mit kurzen, durch Windmangel bedingten Stillständen, sondern insbesondere auch für eine Phase mit längerem Anlagenstillstand und Trennung vom Netz (Ende September 2020, vgl. Abbildung 2.132). Abbildung 2.133 stellt in analoger Weise den mithilfe des hygrischen Modells ermittelten Verlauf der Feuchtekonzentration der im Schaltschrank gemessenen und den in der WEA-Umgebung vorliegenden Bedingungen gegenüber.

Wie aus der Analyse der Temperatur- und Feuchtemessdaten im Rahmen von AP2 bereits bekannt, folgt die absolute Feuchte auch in dieser WEA eng der Umgebungsfeuchte. Da das Temperaturniveau im Umrichterschaltschrank über dem der WEA-Umgebungsluft liegt, ist es plausibel, dass die gemessene und die modellierte Feuchte im Innenraum geringfügig unterhalb der Umgebungsfeuchte liegen.

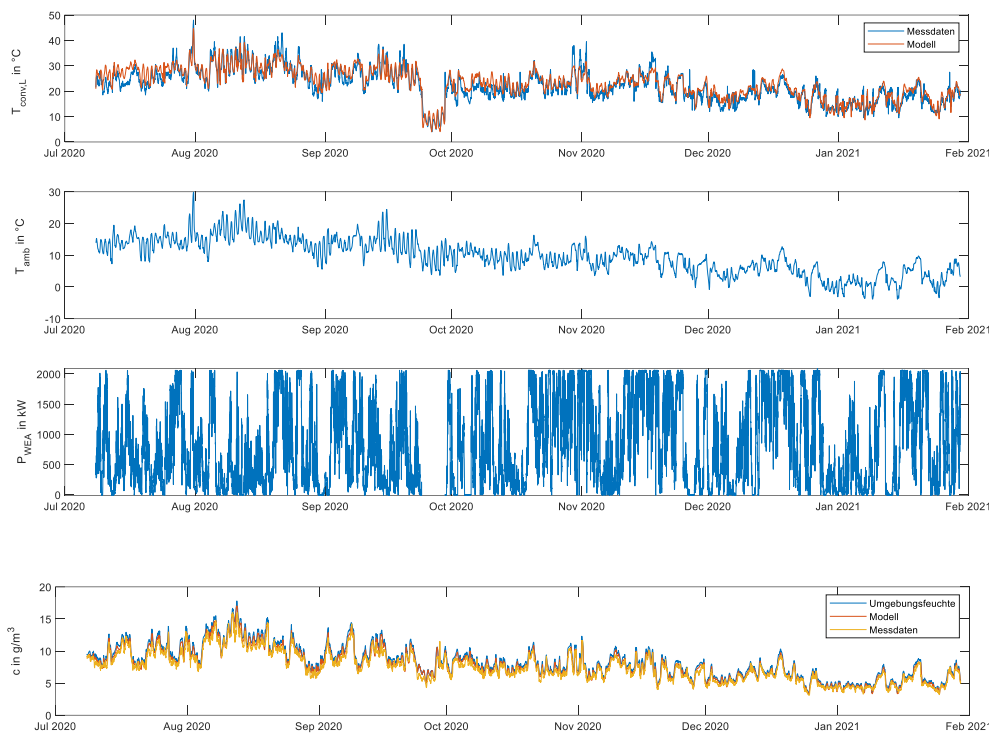


Abbildung 2.132: Messdaten vs. simulierter Verlauf der Lufttemperatur im Power Cabinet (oben), Temperatur der WEA-Umgebungsluft gemäß standortspezifischen ERA5-Daten (mittig) und Verlauf der eingespeisten WEA-Wirkleistung (unten) im Fall einer WEA in UK mit flüssiggekühltem Umrichter im Turmfuß

Der zur Bewertung der Modellgüte herangezogene Root Mean Squared Error (RMSE) zwischen den berechneten und den gemessenen Zeitverläufen der Temperatur bzw. Feuchte liegt im hier vorgestellten Fall bei 2,4 K für das thermische Modell und bei 0,6 g/m³ für das hygrische Modell.

Ergebnisse für Umrichter in der Gondel

Die Situation von Umrichtern in der Gondel unterscheidet sich von der im Turmfuß dadurch, dass die Gondeln üblicherweise stark klimatisiert sind. Dies trifft insbesondere auf die in ReCoWind vermessenen Offshore-WEA zu. Wie das in Abbildung 2.134 dargestellte Beispiel zeigt, wirkt sich dies dahingehend aus, dass die Temperaturen im Umrichterschaltschrank von der Umgebungstemperatur der WEA im Betrieb vollständig entkoppelt sind und innerhalb eines Toleranzbandes von 5-10 K näherungsweise konstant gehalten werden. Vor diesem Hintergrund haben sich Versuche, analog zum Vorgehen für Umrichter im Turmfuß ein thermisches Modell aufzustellen, bisher als nicht zielführend erwiesen. Stattdessen wird im Fall der o.g. Offshore-WEA vereinfachend eine konstante mittlere Lufttemperatur im Umrichterschaltschrank angesetzt.

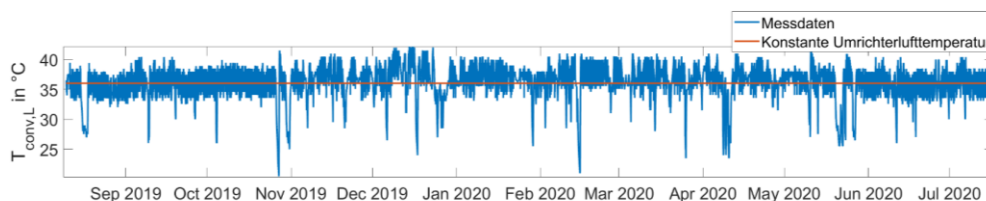


Abbildung 2.134: Temperaturmessdaten aus dem Umrichterschaltschrank einer Offshore-WEA mit Umrichter in der Gondel

Für Feuchtetransport und -speicherung lässt sich hingegen ein hygrisches Modell aufstellen. Dieses hat im Fall der Umrichterposition in der Gondel die gleiche Struktur wie im Fall der Umrichterposition im Turmfuß (siehe Abbildung 2.131). Entsprechend ergibt sich auch im Fall der Umrichter in der Gondel eine nichtlineare Grey-Box-

Parameteridentifikationsaufgabe, die in MATLAB mithilfe der *nlgreyest*-Funktion umgesetzt worden ist.

Abbildung 2.135 zeigt beispielhaft für den Fall der genannten Offshore-WEA eine Gegenüberstellung der mit obigem Modell berechneten und der gemessenen absoluten Feuchtigkeit im Umrichterschaltschrank. Zudem sind hierin die als Modelleingangsgrößen verwendete absolute Umgebungsfeuchte (aus standortspezifischen ERA5-Reanalysedaten) und die eingespeiste WEA-Wirkleistung dargestellt. Abbildung 2.136 zeigt einen Ausschnitt dieser Zeitreihen in vergrößerter Form. Es ist erkennbar, dass der modellierte bzw. simulierte Verlauf der absoluten Feuchte im Schaltschrank dem in der WEA-Umgebung klar folgt, dabei jedoch durchgängig ein geringfügig niedrigeres Niveau hat. Dies ist angesichts des ggü. der WEA-Umgebung deutlichen höheren Temperaturniveaus im Schaltschrank plausibel (vgl. Gleichung 2.20). Auch der gemessene Verlauf der Schaltschrankfeuchte liegt erwartungsgemäß unter dem der Umgebungsfeuchte.

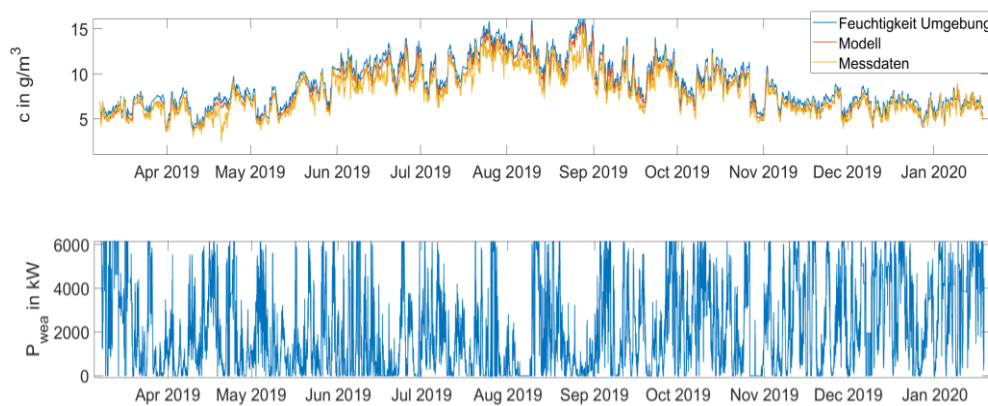


Abbildung 2.135:
Gemessener vs. simulierter Verlauf der absoluten Luftfeuchtigkeit im Umrichterschaltschrank (oben, gelb und rot) in Kombination mit dem Verlauf der absoluten Umgebungsfeuchte (oben, blau) und der eingespeisten Wirkleistung (unten) einer Offshore-WEA mit Umrichter in der Gondel

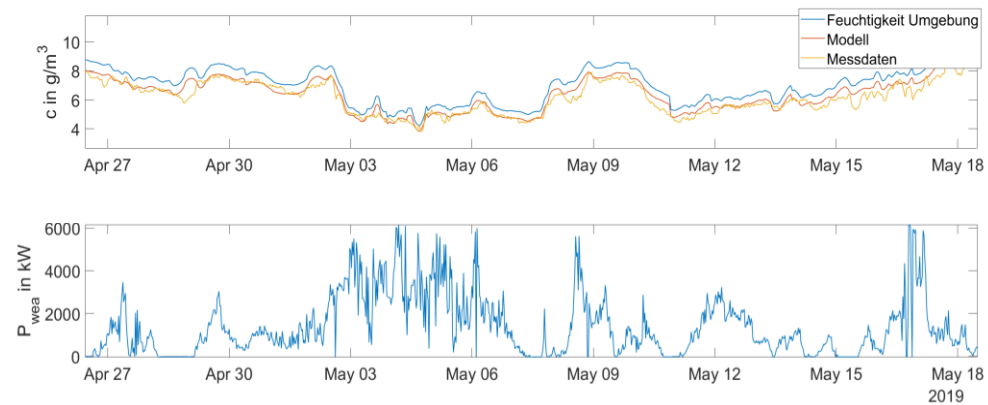


Abbildung 2.136:
Zeitausschnitt aus den in Abbildung 2.135 gezeigten Verläufen

Wie auch im Fall der Umrichter im Turmfuß ist zu betonen, dass Abweichungen zwischen dem gemessenen und dem modellierten Verlauf nicht allein dem Modell zuzuschreiben sind. Denn diese sind auch Resultat von Abweichungen zwischen den aus der ERA5-Reanalyse stammenden Verläufen der klimatischen WEA-Umgebungsbedingungen und ihren tatsächlichen Verläufen. Diese Unsicherheitsquelle ist anhand einzelner Fälle, bei denen auch aus dem WEA-Außenraum Messdaten verfügbar sind, genauer untersucht worden. Hierauf wird im folgenden Abschnitt eingegangen.

Weiterführende Untersuchungen zu Unsicherheitsquellen, Modellübertragbarkeit und Zeitkonstanten

Diskrepanzen zwischen den gemessenen und den mithilfe der hygrothermischen Modelle simulierten Zeitreihen sind teilweise darauf zurückzuführen, dass die als Modelleingangsgroößen genutzten ERA5-Umgebungsklimadaten Reanalysedaten und somit keine gemessenen Daten sind. Um zu ermitteln, welcher Teil der Abweichungen auf ungenaue ERA5-Daten und welcher auf das Modell selbst zurückzuführen ist, sind vergleichende Untersuchungen anhand einer WEA durchgeführt worden, von denen Messdaten nicht nur aus dem Innenraum, sondern auch aus dem Außenraum der WEA vorliegen. Detaillierte diesbezügliche Ergebnisse sind in [67] zu finden, die an dieser Stelle nur zusammenfassend wiedergegeben werden. Der Vergleich hat gezeigt, dass im Fall der betrachteten WEA etwa 20-30% der Abweichungen zwischen modelliertem und gemessenem Verlauf der Verwendung von ERA5-Reanalysedaten zuzuschreiben sind. Der Rest ist auf das Modellierungsverfahren zurückzuführen. Da allerdings vom größten Teil der vermessenen WEA keine Messdaten aus der WEA-Umgebung vorliegen, bleibt die Verwendung von ERA5-Umgebungsklimadaten der Normalfall.

Eine weitere im Rahmen von AP4 untersuchte Frage ist, ob die Übertragung der für eine WEA ermittelten Modellparameter auf eine typgleiche WEA an einem anderen Standort zulässig ist. Dazu sind die für die oben betrachtete WEA in Großbritannien ermittelten Parameter des hygrothermischen Modells auf eine Anlage gleichen Typs in Norddeutschland übertragen worden, von der dem IWES Temperatur- und Feuchtemessdaten sowie SCADA-Daten vorliegen. Während die RMSE-Werte des thermischen Modells im Fall der WEA in Deutschland um rd. 0,5 K höher ausfallen und die Güte des thermischen Modells somit geringfügig schlechter ist, ist die des hygrischen Modells dort sogar besser als im Fall der Originalanlage in Großbritannien. Insgesamt liegen die RMSE-Werte in einer ähnlichen Größenordnung. Dies spricht dafür, dass sich wie erhofft die klimatischen Verhältnisse in typgleichen WEA an anderen Standorten mit ähnlicher Genauigkeit über das ermittelte hygrothermische Modell simulieren lassen. Dies ist ein wichtiges Ergebnis insbesondere für die Ermittlung von Prüfprofilen für die Prüfung von Umrichtersystemen und -komponenten – bspw. für das HiPE-LAB in Bremen –, die somit nicht mehr allein aus Feldmessdaten, sondern auch unter Zuhilfenahme hygrothermischer Modelle abgeleitet werden können.

Ein weiteres interessantes Ergebnis besteht in den Zeitkonstanten der thermischen und hygrischen Ausgleichsvorgänge, die sich aus den felddatenbasiert ermittelten Modellparametern ergeben. Im Fall der hier betrachteten WEA in UK mit flüssiggekühltem Umrichter im Turmfuß liegt die Zeitkonstante für Wärmetransport und -speicherung $((R_{AT} + R_{IC}) \cdot C_{conv})$ bei etwa 1,5 h. Die Zeitkonstante für Feuchtetransport und -speicherung $(R_D \cdot V^*)$ ist demgegenüber temperaturabhängig. Bei einer Temperatur von 30°C liegt sie in einer Größenordnung von 0,3-0,7 h. Wie die Zeitverläufe von Temperatur und Feuchte bereits nahegelegt haben, erfolgen hygrische Ausgleichsvorgänge zwischen WEA-Umgebung und Umrichterschaltschrank somit erheblich schneller als thermische Ausgleichsvorgänge.

Wesentliche Teile der hier dargestellten IWES-Arbeiten aus AP4 zur hygrothermischen Modellbildung und Simulation sind in einen Artikel eingeflossen, der im Herbst 2022 auf der EPE'22 ECCE Europe in Hannover vorgestellt wurde [67].

2.5 AP5 Applikationsnahe Komponententests und Lebensdauerprognose

Universität Bremen (IALB)

2.5.1 Zielsetzung des Arbeitspakets

Die Zielsetzung dieses Arbeitspaketes ist die Entwicklung geeigneter applikationsnaher Prüfverfahren auf Komponentenebene, die die identifizierten relevanten Einflussfaktoren und realen Belastungen im Labor nachstellen. Weiterhin soll die Ableitung verbesserter Lebensdauermodelle aus den gewonnenen Testergebnissen erfolgen.

Der Antrag definiert für dieses Arbeitspaket folgende Ziele:

- Erarbeitung und Durchführung von applikationsnahen Tests
- Abgleich der Feuchtediffusion in Experiment und Simulation
- Erforschung von Beschleunigungsmethoden zur sinnvollen Verkürzung der Testzeit
- Untersuchungen zur korrekten Lebensdauerprognose aus den Tests und der Feuchte-Modellierung
- Erstellung eines verbesserten Modells zur Zuverlässigkeitsvorhersage auf Basis der Testergebnisse und theoretischer Betrachtungen

2.5.2 Testverfahren im Überblick

High Voltage – High Humidity, High Temperature, Reverse Bias (HV-H³TRB) Test

Der HV-H³TRB-Test ist ein beschleunigter Alterungstest für Leistungshalbleitermodule mit einer hohen Temperatur von 85°C, einer hohen relativen Luftfeuchtigkeit von 85% und einer hohen Testspannung von üblicherweise 60%-80% der Nennspannung (V_{nom}). Hierfür werden die DUTs (devices under test) in einer Klimakammer mit der angelegten Sperrspannung dem Klima ausgesetzt und üblicherweise bis zu 1000 Stunden getestet.

Das kontinuierliche Aufzeichnen der trotz gesperrtem Schalter fließenden Leckströme der DUTs während der H³TRB-Testphase übernimmt ein hochspannungsfestes Strommesssystem, das am IALB entwickelt, aufgebaut und in Betrieb genommen wurde. Die Messwerte werden kontinuierlich erfasst und gespeichert. Nach etwa 50 Stunden, 150 Stunden, 300 Stunden, 500 Stunden und 1000 Stunden wird das Testprogramm unterbrochen und eine definierte Trocknung der Module bei 50°C und 10% relativer Feuchtigkeit für 24 Stunden vorgenommen. Im Anschluss werden bei Raumtemperatur die Sperrkennlinien der IGBT-Module gemessen. Die Veränderung der Sperrkennlinie ist ein sehr sensibler Indikator für eine feuchteinduzierte Degradation.

Kondensationstest

Als eine mögliche Beschleunigungsmethode zur Verkürzung der Testzeit wurde die Kondensation im Leistungshalbleitermodul in Überlegungen und Diskussionen festgehalten. Hierfür wurde ein erster Kondensationstest mit einem passiven Kondensationszyklus entworfen, der mit der Klimakammer erzeugt wurde. Zunächst wurde eine "Einweichphase" von 85°C und 85% relativer Luftfeuchtigkeit für 20 Stunden durchfahren. Danach wurde in der Kondensationsphase für 2 Stunden auf 10°C und 50% r.F. abgekühlt. Hiernach begann der gesamte Zyklus von vorne. Der gesamte Klimaablauf ist in Abbildung 2.137 zu sehen. Während der gesamten Zeit wird

die Spannung wie bei dem normalen HV-H³TRB-Test angelegt, um den Leckstrom messen und aufzeichnen zu können und die Belastung der DUTs hoch zu halten.

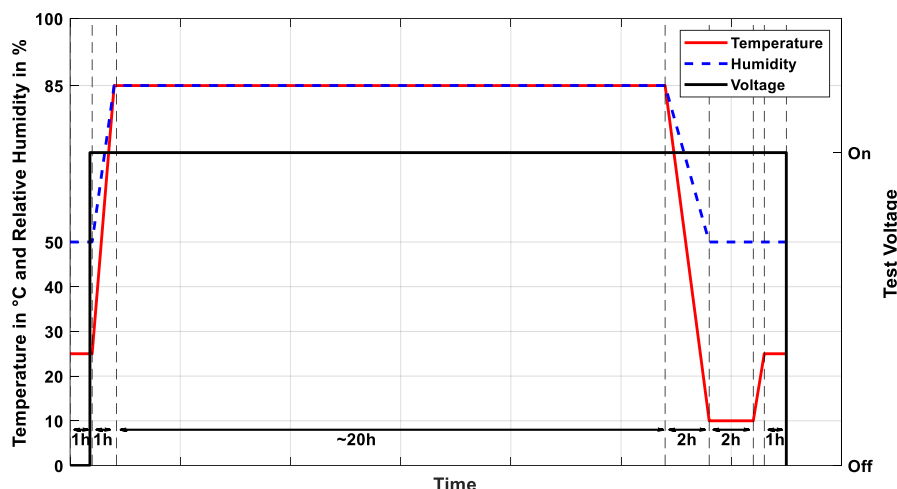


Abbildung 2.137:
Klimaprofil für den
passiven
Kondensationstest

2.5.3 Erarbeitung und Durchführung von applikationsnahen Tests

Zwei HV-H³TRB-Tests, der erste bei 85°C, 85% relativer Luftfeuchtigkeit und 65% Nennspannung (1105 V), der zweite bei gleichen klimatischen Bedingungen mit 80% Nennspannung (1360 V), wurden innerhalb des Projekts durchgeführt. Bei den DUTs handelt es sich um 1700 V/650 A PrimePACK2 IGBT-Module (FF650R17IE4) von Infineon, welche mit einem robusteren Chipsatz gegenüber Feuchtigkeit ausgestattet sind.

Abbildung 2.138 zeigt einen Ausschnitt aus den Resultaten des Leckstrom-Monitorings im Bottomline-Test. Zu erkennen ist, dass die erfassten Ströme der hier gezeigten vier Messkanäle (von insgesamt sechzehn aktiven Messkanälen) konstant sind und keine Auffälligkeiten zeigen.

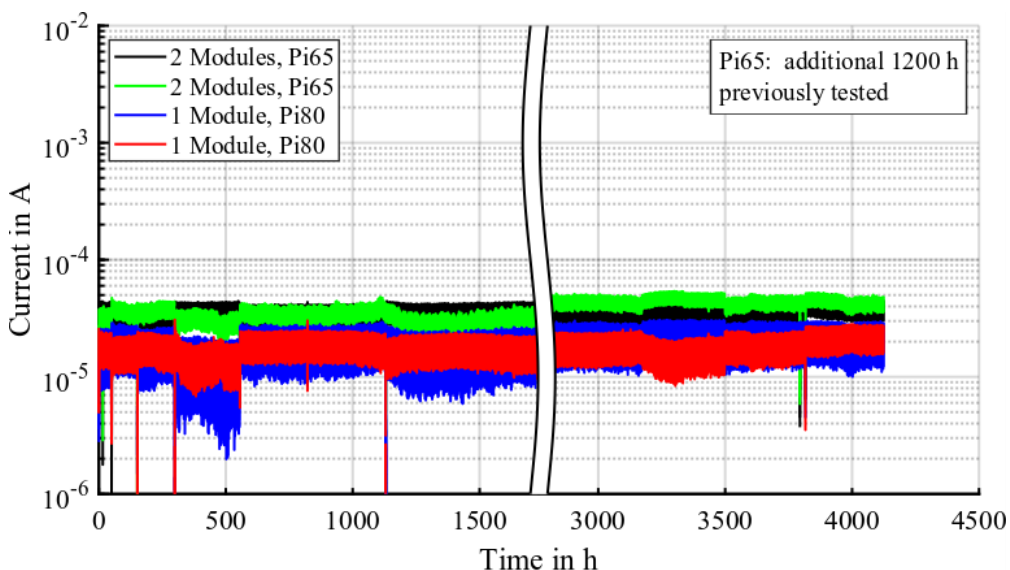


Abbildung 2.138:
Leckstromerfassung von
mehreren Modulen im HV-
H³TRB-Test

Ein Auszug aus den Ergebnissen der zwischenzeitlichen Sperrkennlinienmessungen ist in Abbildung 2.139 dargestellt.

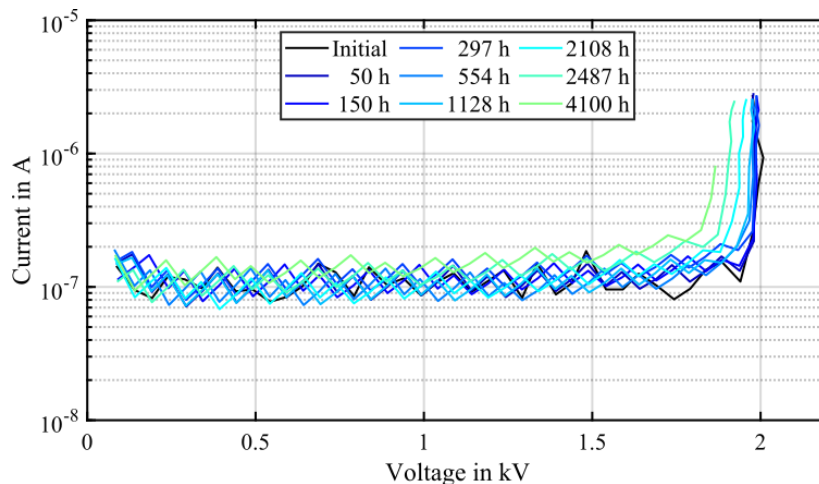


Abbildung 2.139:
Zwischenmessungen der
Blockierkennlinien eines
Moduls im HV-H³TRB-Test

Insgesamt beträgt die Testzeit der Module mit 65% Nennspannung (1105 V) 5300 h und die später hinzugefügten Module mit 80% Nennspannung (1360 V) haben 4100 h Testzeit absolviert. Innerhalb der gesamten Testzeit ist pro Testgruppe nur je ein Modul katastrophal ausgefallen, einmal ein Frühausfall nach 15 h bei 80% V_{nom} und einmal ein Ausfall nach 3700 h bei 65% V_{nom} . Aufgrund der langen Testzeiten wurden die Ausfallkriterien für ein Modul auf eine Restsperrfähigkeit, welche während der Zwischenmessungen gemessen werden, unter der nominalen Spannung von 1,7 kV festgelegt. Trotzdem zeigten nur je zwei Module pro Testgruppe am Ende des Tests eine Restsperrfähigkeit unter 1,7 kV. Es wurden zusätzlich 16 Module mit einem standardmäßigen Chipsatz im HV-H³TRB als Vergleich getestet. Hier betrug die Testzeit ca. 1250 h und es wurden mehrere Ausfälle innerhalb dieser Zeit festgestellt.

In Abbildung 2.140 sind alle HV-H³TRB-Tests miteinander anhand ihrer verbliebenen Restsperrfähigkeit zu den gegebenen Zwischenmessungszeiten abgebildet. Hierdurch ist klar erkennbar, dass die Module mit verbessertem Chipsatz (rote und blaue Linie in der Abbildung) eine um mindestens eine Größenordnung bessere Feuchterobustheit besitzen und damit eine deutlich höhere Lebensdauer im HV-H³TRB aufweisen. Diese Ergebnisse wurden in „Microelectronics Reliability“ 2021 im Rahmen der Konferenz ESREF veröffentlicht [70]. Durch eine Fehleranalyse wurde eine deutlich reduzierte Aluminiumkorrosion am Chiprand festgestellt. Dies ließ sich auf einen reduzierten Anteil an Aluminium im Chiprand zurückführen, welche in den getesteten Modulen mit verbessertem Chipsatz verbaut ist.

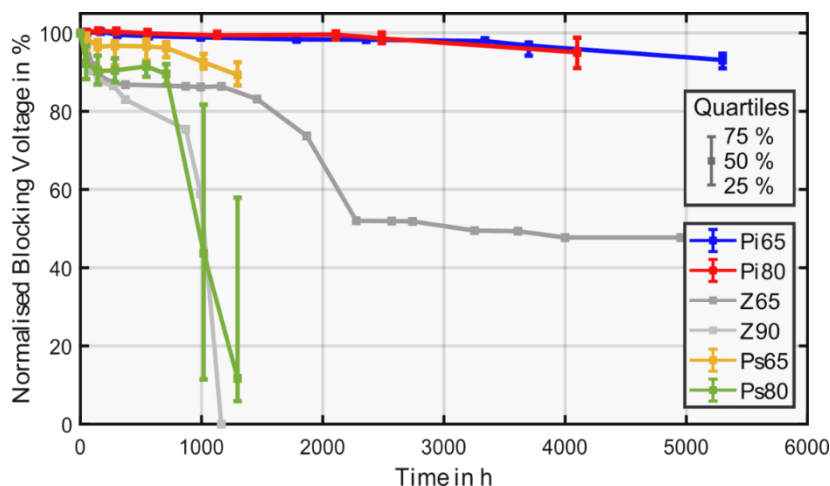


Abbildung 2.140: Vergleich
der verbleibenden
Restsperrfähigkeit der
verschiedenen Testgruppen
im HV-H³TRB-Test

2.5.4 Abgleich der Feuchtediffusion in Experiment und Simulation

Zwei sensorisierte SKiiP-Module wurden ebenfalls mit dem oben genannten Klimazyklus mit mehreren verschiedenen Temperaturen und Feuchtigkeiten (vgl. Kapitel 2.3.4) getestet, um einen direkten Vergleich der beiden Modultypen zu erhalten. In Abbildung 2.141 ist beispielhaft der Verlauf eines Moduls abgebildet. Es ist deutlich zu erkennen, dass sich die relative Feuchte innerhalb des Silikongels bei den SKiiP-Modulen schneller einstellt als bei den Infineon Modulen. Dies ist auf die Eigenschaften und Dicke des Silikongelvergusses zurückzuführen. Dementsprechend haben beide Hersteller verschiedene Herangehensweisen an die Problematik der Feuchtediffusion bis zum Chip des Leistungshalbleiters. Wenn die Feuchtigkeit schnell durch das Silikongel diffundieren kann, kann sie auch schnell wieder herausdiffundieren und wird in geringerem Maße gespeichert.

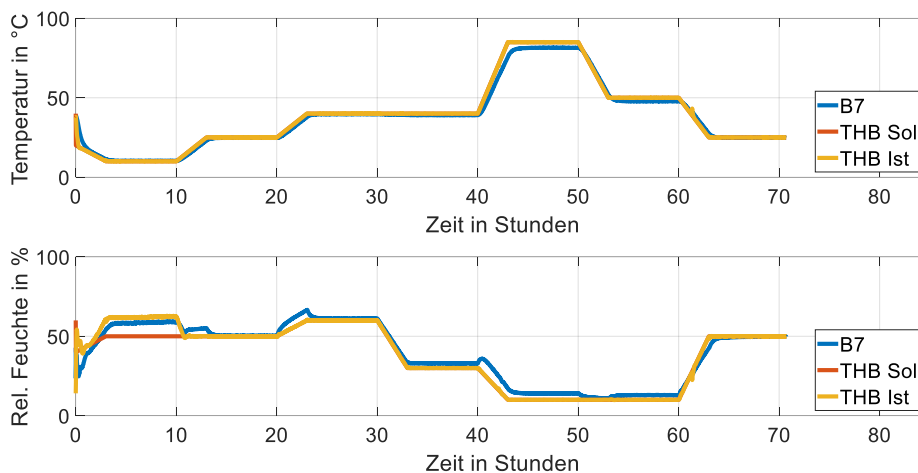


Abbildung 2.141:
Temperatur- und
Feuchteverhalten eines
sensorierten SKiiP-Moduls

2.5.5 Erforschung von Beschleunigungsmethoden zur Verkürzung der Testzeit

Es wurde ein Kondensationstest wie weiter oben beschrieben mit mehreren Modulen durchgeführt. Da die Module die ersten Zyklen mit 65% V_{nom} unbeschadet überstanden, wurde die Spannung nach ca. 10 Zyklen auf 80 % erhöht. Ein Beispiel der Leckstromaufzeichnung von 3 Modulen ist in Abbildung 2.142 zu sehen. Es sind anhand der Temperaturabhängigkeit des Leckstroms von Leistungshalbleitern gut die einzelnen Kondensationszyklen im Leckstromverlauf zu erkennen.

Es wurden wieder Zwischenmessungen nach mehreren Kondensationszyklen durchgeführt, um den Degradationsprozess der Module anhand ihrer verbliebenen Blockierfähigkeit besser dokumentieren zu können. Ein Beispiel von zwei Modulen hierfür ist in Abbildung 2.143 zu sehen, wobei bei den beiden Halbbrückenmodulen jeweils nur ein Schalter mit der Spannung belastet wurde. „DUTKONR03HS“ wurde nicht mit der Spannung belastet, sodass dieser Schalter nur der Temperatur und Feuchtigkeit ausgesetzt war und im Test als Referenz diente. Innerhalb der ca. 1400 h Testzeit ist kein Modul der 6 DUTs ausgefallen und der Test wurde abgeschlossen. Weder die Leckstromaufnahme noch die Blockierkennlinien zeigen Anzeichen von Degradation innerhalb der Module. Lediglich ein Modul („DUTKONR04HS“) zeigt eine anfängliche Reduktion der Blockierfähigkeit, welche aber nicht weiter abnahm.

Aufgrund der fehlenden Ausfälle wurde der passive Kondensationszyklus leicht angepasst. Die Flanken der Klimaänderung wurden steiler eingestellt, die Stabilisierungsphase mit 25°C/50% r.F. wurde entfernt und der gesamte Zyklus wurde auf exakt 24 h eingestellt. Auch der zweite Kondensationstest wies keine Ausfälle der Module auf, sodass abschließend festgehalten werden kann, dass dieser

Kondensationstest mit passiven Zyklen nicht wie erhofft zu einer Beschleunigung der Testzeit gegenüber dem HV-H³TRB-Test geführt hat.

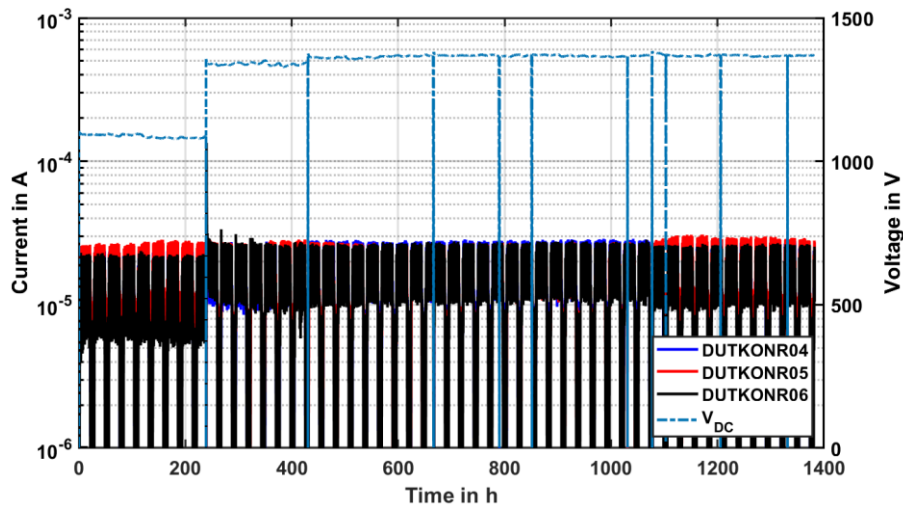


Abbildung 2.142:
Leckstromverlauf von drei DUTs in einem Kondensationstest mit passiven Klimazyklen

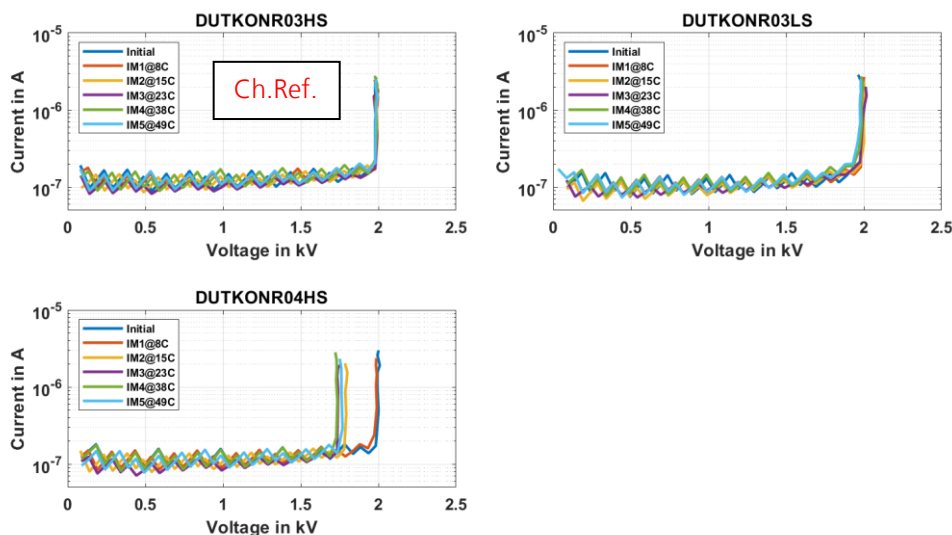


Abbildung 2.143:
Blockierkennlinien von drei DUTs in einem Kondensationstest mit passiven Klimazyklen

2.5.6 Untersuchungen zur korrekten Lebensdauerprognose aus den Tests und der Feuchte-Modellierung

Da sowohl im HV-H³TRB-Test als auch im Kondensationstest selbst bei mehr als 1000 h Testzeit keine Ausfälle aufgetreten sind, können keine Ausfallstatistiken erstellt werden. Da die verbliebene mittlere Restsperrfähigkeit der Module in beiden Tests nachweislich auch nach über 1000 h nicht unter das nominelle Niveau von 1,7 kV gesunken ist, ist die geplante Quantifizierung unmöglich. Es ist festzuhalten, dass die zur Verfügung gestellten Prüflinge bereits über eine erheblich verbesserte Feuchtefestigkeit verfügen, womit in den herkömmlichen Testverfahren und auch bei beschleunigten Tests keine Ausfälle generiert werden konnten.

2.5.7 Erstellung eines verbesserten Modells zur Zuverlässigkeitsvorhersage auf Basis der Testergebnisse und theoretischer Betrachtungen

Auch hier fehlt für eine belastungsfähige Vorhersage eine Ausfallstatistik der Module. In zukünftigen Projekten sollte der Fokus auf erweiterte Testverfahren gegenüber dem bereits gut etablierten HV-H³TRB gelegt werden, damit nachvollziehbare Ausfälle im Labor generiert werden können, die die Ausfälle im Feld erklären können.

2.6 AP6 Designänderungen für gesteigerte Robustheit von WEA-Umrichterkomponenten

Infineon Technologies AG

2.6.1 Zielsetzung des Arbeitspakets

Die Zielsetzung des Arbeitspakets war die Optimierung der Gehäusetechnik von Leistungshalbleitermodulen für WEA-Umrichter.

In nahezu allen modernen WEA kommen heute leistungselektronische Frequenzumrichter zum Einsatz. Als Bindeglied zwischen Generator und Anlagentransformator dienen sie der netzfrequenten Anbindung der WEA an das Energieversorgungsnetz. Die in der Windanwendung vorherrschende Frequenzumrichter-Technologie sind IGBT-basierte 2-Level-Niederspannungsumrichter in „Back-to-back“-Anordnung, bei der der generator- und der netzseitige Umrichterteil durch einen Gleichspannungszwischenkreis verbunden sind. Zum energieeffizienten Schalten der hohen Ströme und Spannungen werden Leistungsmodule als zentrales Bauelement im Umrichter verbaut. Abbildung 2.144 zeigt typische Bauformen von Infineon, die heute weltweit in Windenergieanlagen zum Einsatz kommen.



Abbildung 2.144:
Typische Leistungsmodule
von Infineon für den
Einsatz in
Windenergieanlagen

Diese sogenannten Rahmenmodule sind die in der Windanwendung mit Abstand vorherrschende Modulbauform. Im Inneren der Module werden die Leistungshalbleiter-Chips auf einem Keramiksubstrat (z.B. Direct Copper Bonded substrate, DCB) mit einer geeigneten Aufbau- und Verbindungstechnik aufgebracht. Die elektrische Kontaktierung der Chips erfolgt über Bonddrähte. Die DCBs sind in der Regel auf eine Bodenplatte aus Kupfer aufgelötet. Die Bodenplatte wird mittels einer Wärmeleitpaste auf den Kühlkörper verschraubt. Die Wärmeleitpaste sorgt dabei für einen definierten thermischen Übergang zwischen Bodenplatte und Kühlkörper und verhindert bei hinreichender Kühlung im Umrichter zu hohe thermische Belastungen im Modul.

Folgende Schwerpunkte waren im Antrag für das Arbeitspaket 6 definiert:

- Optimierung der Gehäusetechnik basierend auf den Ergebnissen der vorangegangenen APs
- Assemblierung von Versuchsmustern mittels verschiedener Aufbautechniken und Herstellung entsprechender IGBT-Module (mit und ohne Sensorik)
- Bereitstellung von Leistungsmodul-Varianten zum Test der Robustheit über die Laufzeit des Projektes
- Bewertung der Zuverlässigkeit dieser Aufbauten mit anwendungsorientierten Tests aus AP 5

2.6.2 Vorgehensweise

Das Feuchte-Eindringverhalten in das Leistungsmodul wurde zunächst mittels spezieller Teststrukturen ermittelt. Im Folgenden wurde der Einfluss verschiedener Modulkomponenten untersucht und Änderungen und Optimierungen der Chip- und Gehäusetechnik erprobt. Mittels verschiedener Aufbautechniken wurden Leistungsmodul-Varianten zum Test der Robustheit aufgebaut und eine Zuverlässigkeitsbewertung mit anwendungsorientierten Tests durchgeführt.

Wie in den vorhergehenden Kapiteln beschrieben, wurde im Projekt der Schwerpunkt auf die Feuchte als kritischer, zu untersuchender Parameter gelegt. Entsprechend zielten auch die Untersuchungen und Optimierungen in diesem Arbeitspaket auf diesen Parameter ab.

2.6.3 Ermittlung des Feuchte-Eindringverhaltens in das Leistungsmodul mittels spezieller Teststrukturen

Experimentelle Untersuchungen

Zur Ermittlung des Eindringverhaltens von Feuchtigkeit aus dem Umrichter in die Leistungsmodule war eine grundlegende Untersuchung der Diffusionspfade notwendig, um beurteilen zu können, wie die Feuchtigkeit in das Modul gelangt. Nur eine systematische Untersuchung schafft das notwendige Grundverständnis und ermöglicht eine Bewertung der späteren Maßnahmen zur Verhinderung (Retardierung) des Eindringens von Feuchtigkeit. Aus diesem Grund wurde zunächst eine Teststruktur zur unabhängigen Untersuchung von Eindringpfaden entwickelt und hergestellt.

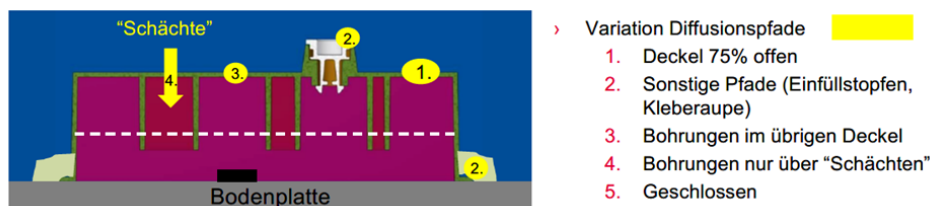


Abbildung 2.145:
Teststruktur zur Ermittlung
des Eindringverhaltens von
Feuchtigkeit

Das Design beinhaltet verschiedene Strukturen, um unterschiedliche Eindringpfade und deren potentielle Retardierungswirkung zu beurteilen:

- Schachtstrukturen (typisch für Stromabnahmen) in verschiedenen Längen/Breiten; diese sind explizit sehr tief ausgeführt um potentiell auch vollständig in den Weich-Verguss eintauchen zu können und die Eintauchtiefe als Maß der Behinderung von Feuchtediffusion in Abhängigkeit von der Geometrie zu untersuchen
- Es können an jeder beliebigen Stelle Öffnungen/Bohrungen/Schlitze eingefügt werden
- Falz zur Klebung auf realen Bodenplatten (wie normales Gehäuse auf Bodenplatte für Standard-Module) zur Untersuchung der Kleberaupe
- Implementierung einer Stopfen-Struktur zur Untersuchung des nachträglichen Verschließens eines Vergussloches

Auf Grundlage dieser Teststruktur (siehe Abbildung 2.145) wurden Versuchskörper hergestellt und assembliert (siehe Abbildung 2.146).

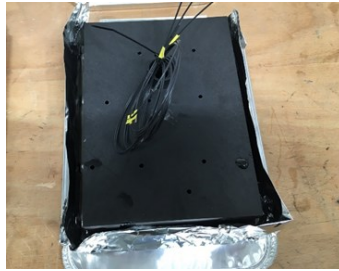


Abbildung 2.146:
Foto eines Versuchskörpers
(Abbildung zeigt den
Versuchskörper nach dem
Verbau auf einer Bodenplatte
vor Einfüllung des
Hartvergusses)

Zur Abdichtung der Kleberauppen-Verbindungsstelle zwischen Bodenplatten und Versuchskörper mittels Epoxid-Hartverguss wurde eine variable Aluminiumform für das Vergießen verwendet. Die Kabel in der Abbildung sind von den assemblierten Feuchtesensoren RH/T im Inneren des Aufbaus nach außen geführt.

Um unterschiedliche Eindringpfade untersuchen zu können wurde ein „Design of Experiment“ (DoE) konzipiert, welches im wesentlichen folgende Variantengruppen umfasst:

- A) Teststruktur komplett geschlossen: best-case-Referenz bzgl. Dichtigkeit
- B) Teststruktur „offen“: Deckel perforiert, worst-case-Referenz bzgl. Dichtigkeit
- C)-D) Teststruktur teilweise im Deckel geöffnet durch:
 - o C) Öffnung durch Perforation nur über jeweils einen Schacht; dabei neun verschiedene Varianten von Schächten gemäß Tabelle in Abbildung 2.147)
 - o D3a) Öffnung durch einzelne Löcher im Deckel außerhalb der Schächte
 - o D3b) Kombination aus den letzten beiden genannten Varianten
- D1)-D2) Varianten, die ein Eindringen über die Silikon-Kleberaube oder den Verschlussstopfen ermöglichen
- E)-F) Varianten, bei denen Gelhöhe oder laterale Position der Sensoren variiert wurde, um den Einfluss des Gels besser zu bestimmen

Wegen der Relevanz der Stromabnahmeführung innerhalb von Schachtstrukturen wurde auf Variante C) besonderer Wert gelegt und eine Variation des Schachtquerschnitts (L x B) durchgeführt. Abbildung 2.147 zeigt ausgewählte Parameter Länge L und Breite B (Werte in cm).

Alle Versuchskörper wurden innen mit mindestens einem RH/T-Sensor versehen, um die entsprechende Sprungantwort aufzunehmen.

Länge Schacht	Breite Schacht
4	0,5
4	1
4	2
2	0,5
2	1
2	2
2	2
2	2
1	0,5
1	1
1	2

Abbildung 2.147:
Ausgewählte Parameter
eines „Design of
Experiments“ zum Einfluss
von geöffneten Schacht-
strukturen (Gruppe C)

Zunächst wurden alle Proben bei 50°C für 168 h bei weniger als 10% relativer Feuchtigkeit getrocknet. Die Ausgangswerte der relativen Feuchtigkeit der Sensoren in den Modulen unterschieden sich nach dieser Trocknungsphase nur noch leicht im Bereich von 10-20%.

Nach dieser Trocknungszeit wurde in der Klimakammer ein Sprung auf 90% relativer Feuchtigkeit vollzogen (Zeitpunkt $t = 0$ h). Der Sprung dauerte ungefähr 1 h, bis die Feuchtigkeit stabil eingependelt war.

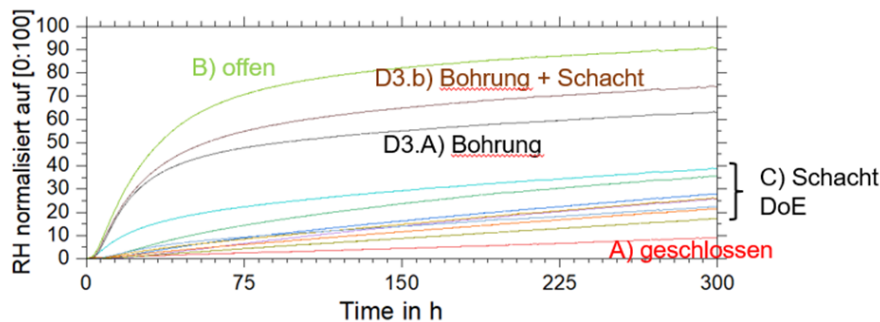


Abbildung 2.148:
Feuchte-eindringverhalten für unterschiedliche Strukturen; Wird lediglich Eindringen über die „Schächte“ zugelassen, zeigt sich ein deutlich retardiertes Verhalten (siehe langsamer Anstieg der Kurven „Schacht DoE“)

Abbildung 2.148 zeigt die Antwort auf die Sprungfunktionen vom niedrigen Ausgangswert zu 90% relativer Feuchtigkeit. Alle Versuchsproben wurden auf 0-100% normiert, d.h. jede Probe beginnt bei ihrem jeweiligen Ausgangswert bei 0% und geht auf 100% für den Endwert von 90% relativer Feuchtigkeit. Die Normierung dient der übersichtlicheren Vergleichbarkeit der Proben untereinander, auch bei leicht verschiedenen Ausgangswerten. Bereits nach einer abgelaufenen Versuchszeit von 300 h waren die ersten Unterschiede deutlich erkennbar. Die Probe B), bei der die Oberseite komplett geöffnet war, steigt am schnellsten an. Zwischen diesen Proben war bereits nach dieser Testdauer die deutliche Tendenz zu erkennen, dass Proben mit Öffnungen ohne Schachtstruktur schneller ansteigen als Proben mit Öffnungen in eingetauchten Strukturen.

Im nächsten Schritt wurde die experimentelle Basis vergrößert. Untersucht wurden zusätzlich

- Messzeiten bis >3500 h,
- weitere Eindringpfade

Abbildung 2.149 zeigt die neu dazugekommenen Sprungfunktionen vom niedrigen Ausgangswert zu 90% relativer Feuchtigkeit. Alle Versuchsproben wurden wieder auf 0-100% normiert.

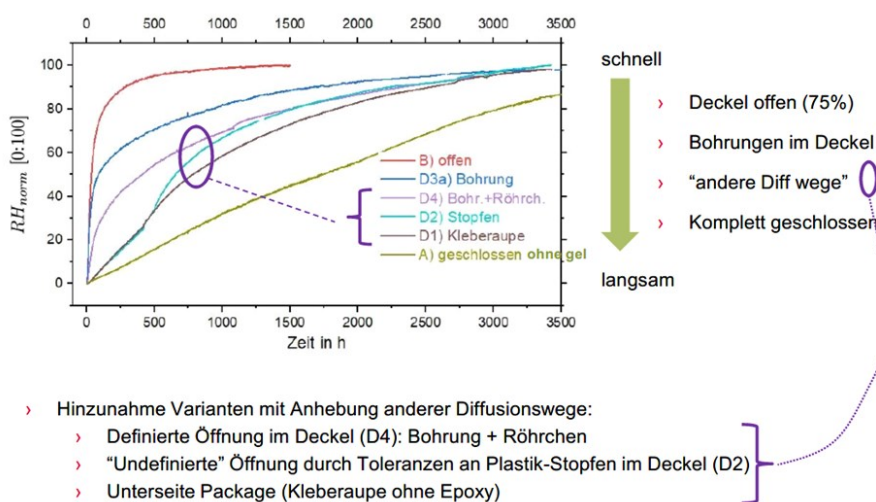


Abbildung 2.149:
Feuchte-Eindringverhalten für verschiedene Strukturen

- › Hinzunahme Varianten mit Anhebung anderer Diffusionswege:
 - › Definierte Öffnung im Deckel (D4): Bohrung + Röhrchen
 - › „Undefinierte“ Öffnung durch Toleranzen an Plastik-Stopfen im Deckel (D2)
 - › Unterseite Package (Kleberaube ohne Epoxy)

Man erkennt deutlich, dass bereits parasitäre Pfade, wie sie z.B. durch die Kleberaube oder geringfügige toleranzbedingte Schlitze an Stopfen im Moduldeckel in der Praxis vorkommen, zu einem signifikant stärkeren Eindringen von Feuchtigkeit führen als bei

einer „abgeschlossenen“ Struktur, bei der die Feuchtigkeit nur durch die Kunststoffwandung selbst und kunststoffartige, harte Epoxy-Verklebungen eindringen kann.

Um derartig aufwendige Untersuchungen bei der Konstruktion von Leistungsmodulen perspektivisch vermeiden zu können, wurde im Folgenden versucht eine Simulationsmethode anzuwenden, mit der das Eindringverhalten näherungsweise beschrieben und sogar vorhergesagt werden kann.

Parametrisierung von RC-Netzwerken für die Simulation

Die Simulationen der Ergebnisse aus den Messungen der Teststrukturen wurden daher mittels der Simulations-Äquivalente aus [29] nachgebildet und die entsprechenden Parameter der Komponenten ermittelt. Die Herleitung und Einordnung der verwendeten Analogien von elektrischen- und Feuchtigkeitstransportgrößen kann dort entnommen werden. Die finalen Analogien sind in Abbildung 2.150 dargestellt.

elektrisch	Einheit	Feuchtigkeit	Einheit
Ladung	Q	Masse	M_{moisture} g
Spannung	V	Konzentration	C_A g/m ³
Widerstand	R	Diffusionswiderstand	$R_{\text{diff_eg}} = d / (A \cdot D \cdot \text{ratio}_v)$ s/m ³
Strom	I	Masse-Fluss	$I_{\text{moisture}} = dM_{\text{moisture}} / dt$ g/s
Kapazität	C	Volumen	$C_{\text{equ}} = dM_{\text{moisture}} / dC_A$ m ³

Abbildung 2.150:
Analogien der verwendeten
Größen des elektrischen und
Feuchtigkeitstransports aus
[29]

Um die Diffusionscharakteristik aller Komponenten in einem Schaltungssimulator wie Simetrix oder PSpice richtig abbilden zu können, ist es notwendig diese Komponenten in RC-Ketten zu zerlegen. Weiterhin ist für die Modellierung der Teststrukturen eine zweidimensionale Modellierung notwendig. So werden nicht nur RC-Ketten, sondern entsprechende 2D-RC-Glieder gebildet.

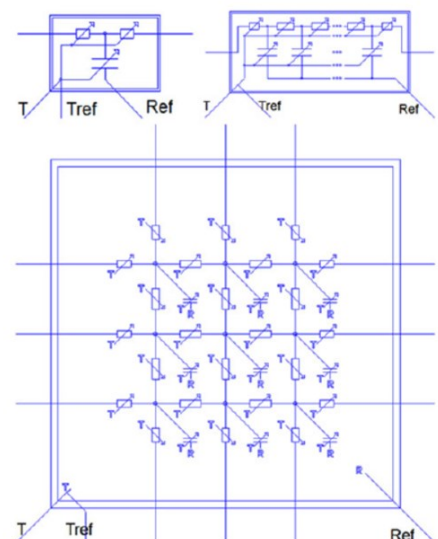


Abbildung 2.151:
oben links: Einzelschritt
Diffusionswiderstand und
Feuchtigkeitsspeicher mit
entsprechender
Temperaturregelung; oben
rechts: Kette aus mehreren
RC-Gliedern zur Unterteilung
einer Komponente in
verschiedene RC Glieder;
unten: ein 2D-RC-Netzwerk

Abbildung 2.151 zeigt die Bildung solcher Ketten und 2D-Glieder. Alle Widerstände und Kapazitäten sind dabei temperaturgesteuert angelegt und können mithilfe eines additiven thermischen Netzwerkes der Struktur auch entsprechend temperaturveränderlich betrachtet werden. Es sei nochmals explizit erwähnt, dass durch die physikalische Abbildung der Parameter von Löslichkeit und Diffusion zwar eine

Annahme eines physikalischen Körpers in alle drei Dimensionen getroffen wird, aber die Diffusion selbst nur zweidimensional stattfindet. Im ersten Schritt werden alle Strukturen mit der gleichen Größe in die dritte Ebene angenommen.

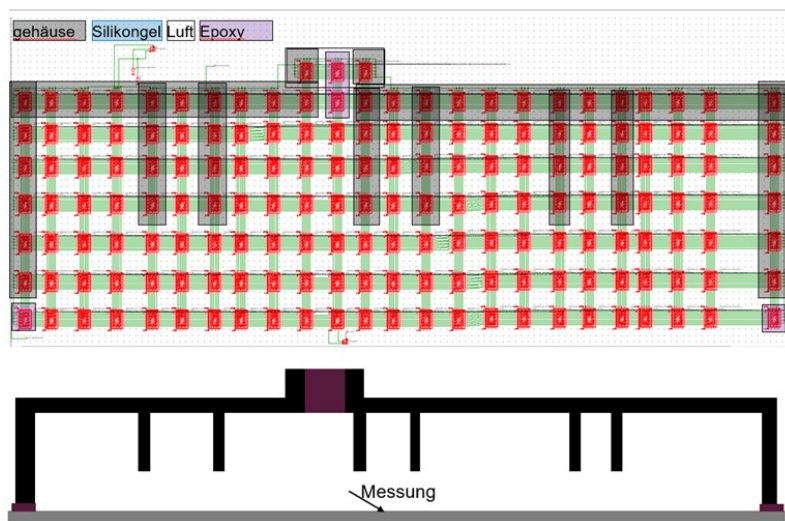


Abbildung 2.152:
unten: Schema der
Teststruktur (geschlossen
ohne Silikongel);
oben: Simulationsstruktur

Abbildung 2.152 zeigt die Simulationsstruktur aus der Verbindung verschiedener 2D-RC-Glieder. Wichtig ist, dass die Abmessung der Elemente keine Aussagen über die Größen der Komponenten haben muss. So ist in der Abbildung ein Gehäusestück etwa 1 cm x 2 mm für die Dicke an der Seitenwand, das Element ist jedoch etwa quadratisch. Die Simulationsstruktur wird in abgewandelter Form für die gesamten DoE-Varianten verwendet. Für die verschiedenen Varianten mit Öffnungen (Schächte, Bohrungen, Deckel komplett „offen“) werden die entsprechenden Gehäusewandelemente durch Luft ersetzt.

Mithilfe einer äquivalenten Struktur zu Abbildung 2.152 (Deckel entfernt und Gel eingefüllt) wurde zunächst eine erste Simulation für eine Messkurve aus Abbildung 2.148 durchgeführt. Abbildung 2.153 zeigt den Vergleich der Ergebnisse. Für die Simulation waren Anpassungen der Löslichkeit sowie der Diffusionseigenschaften des Gels notwendig. Alle Anpassungen waren jedoch innerhalb der Parameter, welche für Gele/Kunststoffe in der Literatur beschrieben werden.

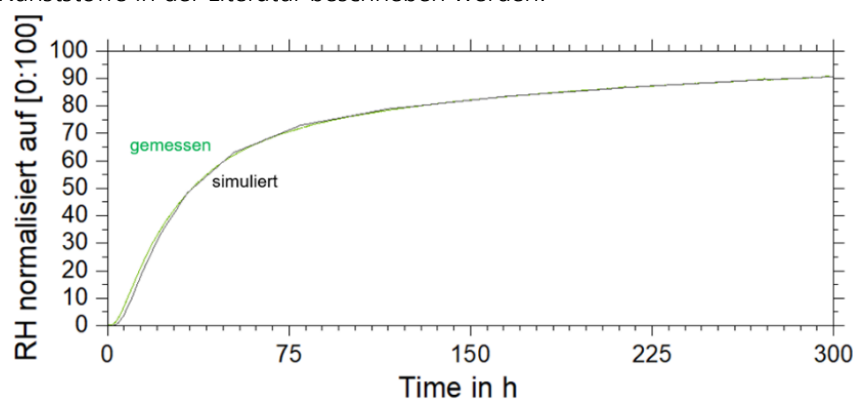


Abbildung 2.153:
Vergleich von Messung und
Simulation der Struktur B)
offen

Aufbauend auf diesen vielversprechenden Ergebnissen und der breiten Datenbasis aus Abbildung 2.149 konnte anschließend ein aufwendiger, mehrstufiger systematischer Ansatz zur Bestimmung der für Feuchtespeicherung und -transport relevanten Materialparameter durchgeführt werden. Diese sind im speziellen:

- D_{gel} , S_{gel} : Diffusion und Löslichkeit im Silikongel
- D_K , S_K : Diffusion und Löslichkeit im Kunststoff

Schritt 1 führte zu Diffusionskonstanten für das Gel von $D_{\text{gel}} \sim 6 \times 10^{-9} \text{ m}^2/\text{s}$. Damit ließ sich das Eindringverhalten an einer Teststruktur mit Öffnungen im Kunststoffdeckel im Kurzzeitbereich gut nachbilden. Auf Anheb war die Übereinstimmung im Langzeitbereich ($>10 \text{ h}$) aber schlecht: Die Steigung der Messkurve in Abbildung 2.154 nimmt stärker ab als in der Simulation.

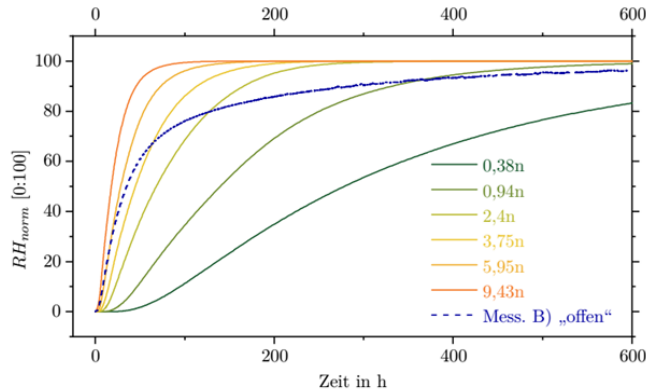


Abbildung 2.154:
FIT D_{gel} für die offene Struktur mit Materialmodell "Metallgehäuse" ($D_k=0$ / $S_k=0$, d.h. ohne Diffusion in Kunststoff);
Legende:
Werte für D_{gel} in $10^{-9} \text{ m}^2/\text{s}$

Als Erklärung diente die Hypothese, dass in diesem Bereich die inneren Kunststoffwandungen Feuchte aufnehmen und somit als „Feuchtesenke“ agieren. Dies lässt sich durch Variation der Löslichkeit S_k nachbilden, wie in Abbildung 2.155 gezeigt. Als Löslichkeit für den verwendeten Kunststoff wird im folgenden $S_k = 253 \text{ kg}/(\text{m}^3 \cdot \text{Pa})$ verwendet.

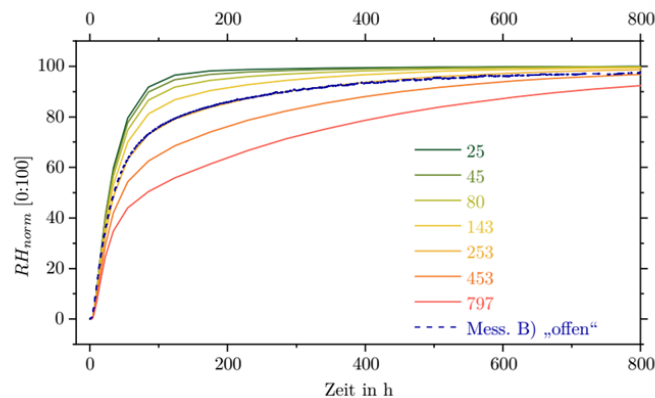


Abbildung 2.155:
Fit S_k (Gehäusekunststoff) für die offene Struktur ($D_{\text{gel}} = 5,95 \times 10^{-9} \text{ m}^2/\text{s}$ gemäß Abbildung 2.154);
Legende:
Werte für S_k in $\text{g}/(\text{m}^3 \cdot \text{Pa})$

Um im nächsten Schritt die Diffusionskonstante für Kunststoff zu ermitteln, musste eine Langzeitmessung an der geschlossenen Struktur herangezogen werden. Alle anderen Strukturen haben parasitäre Eindringpfade mit geringerem Widerstand, die die reine Diffusion durch die Kunststoffwandung überlagern (siehe z.B. Abbildung 2.149). Das Ergebnis ist in Abbildung 2.156 gezeigt. Die beste Übereinstimmung zwischen Messung und Simulation erreicht man mit einem Wert von D_k im Bereich $0,5 \dots 0,7 \times 10^{-12} \text{ m}^2/\text{s}$.

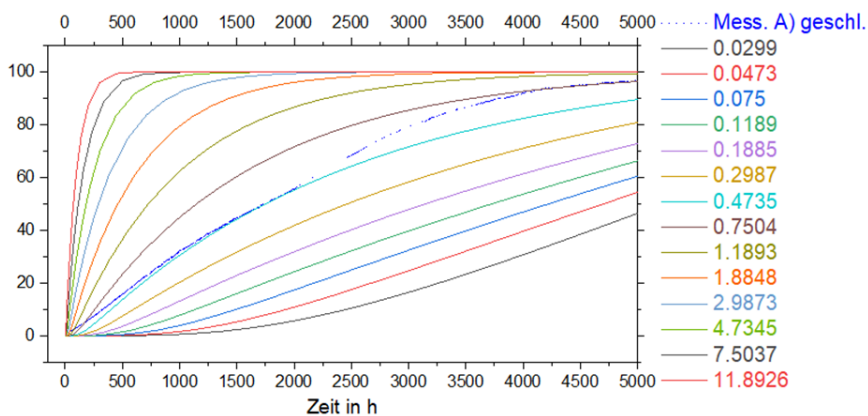


Abbildung 2.156:
Simulation und eine Messkurve für die geschlossene Struktur (kein Gel);
Legende:
Werte für D_k in $10^{-12} \text{ m}^2/\text{s}$

Abschließend wurde geprüft, ob mit diesen Materialkonstanten auch ein Modell aufgebaut werden kann, mit dem realistische Geometrien simuliert werden können, die zwischen den o.g. Grenzfällen einer quasi „offenen“ und „geschlossenen“ Struktur liegen. Als Anwendung der Methode wurden Bohrungen im Deckel untersucht, die kleine realistische Spalte simulieren. Das Ergebnis in Abbildung 2.157 zeigt eine gute Übereinstimmung zwischen Simulation und Experiment.

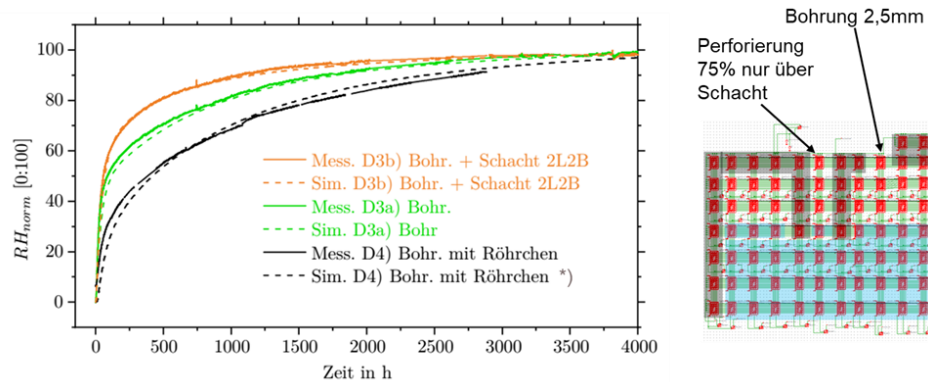


Abbildung 2.157:
Simulation Eindringpfade
„Bohrung“; Prämisse:
Gültigkeit D_{gel} , S_{gel} , D_K , S_K wie
oben beschrieben

2.6.4 Anwendung und Überprüfung der Modellierung des Feuchte-Eindringverhalten an realen Leistungsmodulgehäusen

Der nächste logische Schritt war die Anwendung und Überprüfung des Simulationsmodells an realen Leistungshalbleitermodulen.

Hierzu wurde die dreidimensionale Struktur von zwei im Markt etablierten Gehäusen A und B aufgebaut, vermessen und im Simulator nachgebildet. Die oben genannten Packages wurden ausgewählt, da sie die Bandbreite folgender Einflussfaktoren über einen weiten Bereich abbilden:

- Gelhöhe (niedrig bei Package A im Vergleich zum Package B)
- Feuchteaufnahme des Kunststoffes (niedrig bei Package A, hoch bei Package B)

Die Materialparameter für das Gel wurden 1:1 von den vorausgehenden Untersuchungen an der Teststruktur übernommen. Für die Kunststoffe wurden die Parameter an Literaturwerte angepasst, die für diese Kunststoffklassen verfügbar sind.

Wie man in Abbildung 2.158 erkennt, ergibt sich eine gute Übereinstimmung zwischen der Messung der relativen Feuchtigkeit im Inneren der Module (durchgezogene Linien) und den simulierten Verläufen (gestrichelte Linien). Die erarbeitete Methode kann also erfolgreich für die transiente Simulation des Feuchtigkeitsgehaltes in der Nähe von Leistungshalbleiter-Bauelementen eingesetzt werden.

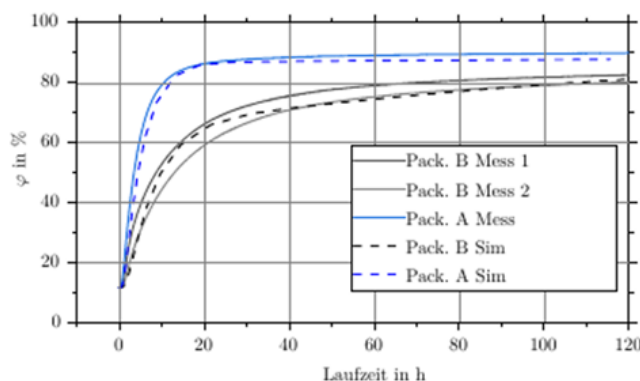


Abbildung 2.158:
Simulation und Messung an
realen Modulen A und B
zum Eindringverhalten von
Feuchtigkeit φ in %

Als abschließende Schlussfolgerung aus diesen umfangreichen Experimenten und Modellierungen kann festgehalten werden, dass es prinzipiell möglich ist, bei sorgfältiger Bestimmung der Materialkonstanten [S; D] für Kunststoff und Gel das Eindringen der Feuchtigkeit auch für Designvarianten vorauszusagen, ohne für jede Variante langwierige Messungen durchzuführen. Dies kann bei der Optimierung von Moduldesigns genutzt werden. Alternativ können Simulationsmodelle für vorhandene Module aufgebaut werden, um sie in das Gesamtsystem des Umrichters zu integrieren. Damit könnten die Feuchtigkeitsbedingungen auf der Ebene der Leistungshalbleiter besser verstanden werden.

2.6.5 Optimierung von Chip-/Gehäusetechnik

Das Ziel, die Robustheit für Wind-Applikationen aus Sicht des Leistungshalbleitermodules zu steigern, wurde anhand des für diese Anwendung weit verbreiteten Packages 'PrimePACK™' verfolgt. Dabei wurde nicht nur die Verbesserung von Robustheit gegenüber Feuchtigkeit angestrebt, sondern ein ganzheitlicher Ansatz verfolgt, der im Wesentlichen eine Verbesserung der Zuverlässigkeit folgender Eigenschaften ermöglicht:

- (1) Erhöhte Lastwechselfestigkeit
→ durch Einsatz einer Kupfer-Verbindungstechnologie
- (2) Erhöhte Temperaturfestigkeit
→ durch Einsatz eines Si-Gels mit erweitertem Temperatur-Einsatzbereich
- (3) Erhöhte Feuchterobustheit
→ durch Einsatz optimierter Chiprand-Technologie



Abbildung 2.159: Für die Optimierung der Chip-/Gehäusetechnik ausgewähltes PrimePACK™-Modul für die Windapplikation

Da das ReCoWind-Projekt sich schwerpunktmäßig mit der Verbesserung der Zuverlässigkeit gegenüber Feuchtigkeitsbelastung beschäftigte, wurde der Schwerpunkt im Folgenden auf Ergebnisse zu Punkt (3) gelegt.

Zur Prüfung, ob die optimierten Chiprand-Technologien erhöhten Stressbedingungen standhalten, wurde der HV-H3TRB Test eingesetzt und über die übliche Stressdauer hinaus ein verlängerter Test durchgeführt. Die Gesamtheit der Stressfaktoren ist im Folgenden aufgelistet:

- $U=1360\text{ V}$ (80% VCES)
- $T=85^{\circ}\text{C}$ / $rH=85\%$
- Read-out-Zeiten: 1000 h, 1600 h

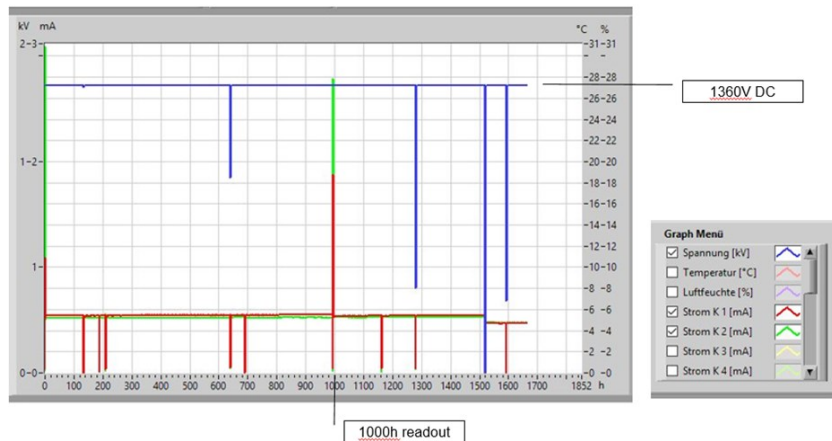


Abbildung 2.160:
Leckstrom- und Spannungsverläufe während des HV-H3TRB an den untersuchten 1700V PrimePACK™ Mustern

Die Leckströme wurden während des Tests wie in Abbildung 2.160 gezeigt mitgeschrieben. Man erkennt sehr stabile Verläufe, abgesehen von einigen sehr kurzen Ereignissen, die nicht auf das Modul, sondern die Datenerfassung oder durchgeführte Read-outs zurückzuführen sind.

Darüber hinaus wurden die elektrischen Parameter der Module vor und nach dem HV-H3TRB-Test gemessen, entsprechend einer „Endprüfung“, wie sie typischerweise am Ende der Produktion durchgeführt wird. Um zu bewerten, ob es Veränderungen gegeben hat, wurden die Parameter der Vor- und der Nachmessung gegeneinander korreliert. Das Ergebnis ist in Abbildung 2.161 und Abbildung 2.162 in sogenannten Korrelationsplots dargestellt.

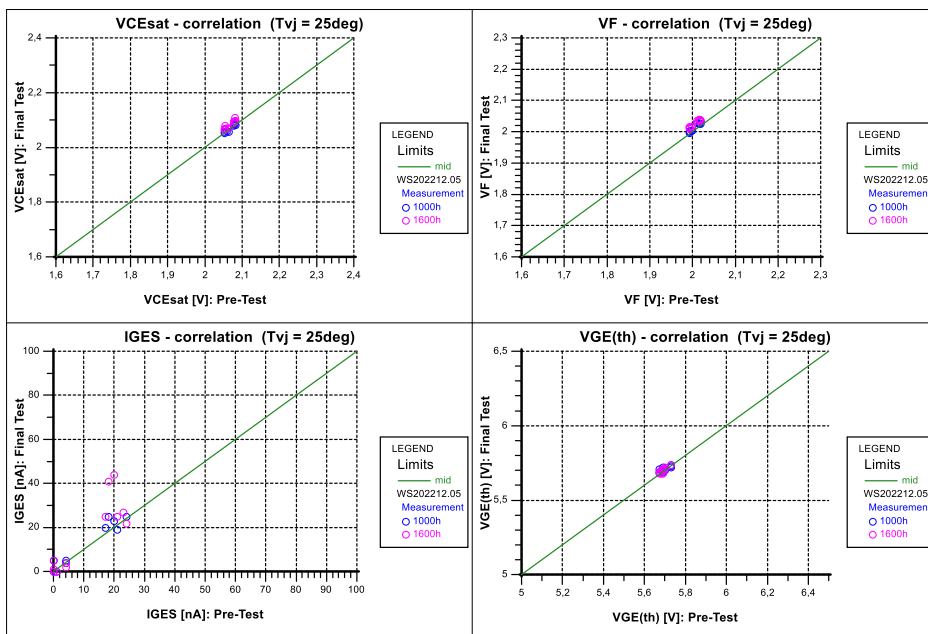


Abbildung 2.161:
Korrelation elektrischer Parameter vor und nach dem HV-H3TRB Test: VCEsat, VF, IGES, VGEth

Wie man in Abbildung 2.161 erkennt, gibt es keine messbaren Verschiebungen der statischen Parameter VCEsat, VF, VGEth und IGES. Das scheinbare Driften im IGES (Gate-Leckstrom) ist auf Limitierung der Messgenauigkeit zurückzuführen, da hier Ströme im nA-Bereich aufgelöst werden müssen.

Indizien für eine beginnende Alterung erkennt man in den Durchbruchspannungen gemäß Abbildung 2.162. Hier ist nach 1600 h Testdauer eine leichte Drift um ca. -70 V

zu erkennen. Da die absoluten Werte noch deutlich über der Nennspannung von 1700 V liegen, wurde dies als unkritisch bewertet.

Nach der ausführlichen elektrischen Prüfung wurden einzelne Exemplare geöffnet und es wurde festgestellt, dass es keine optischen Anzeichen für Alterungseffekte gab, was die sehr positiven elektrischen Ergebnisse bestätigt hat.

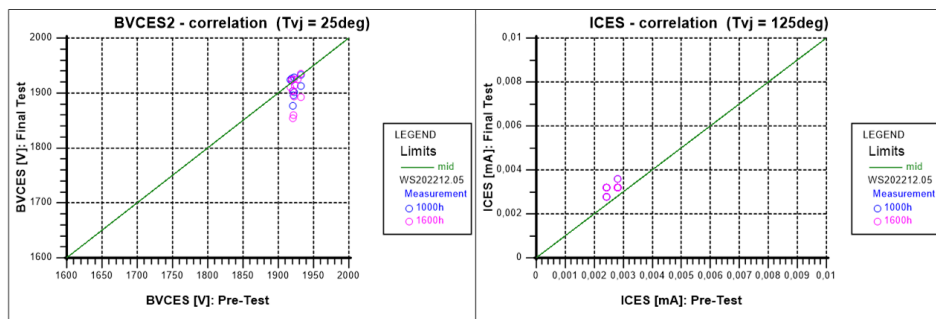


Abbildung 2.162:
Korrelation elektrischer
Parameter vor und nach dem
HV-H3TRB-Test, die Relevanz
für das Sperrverhalten
haben: Durchbruchspannung
BVCES und Leckstrom ICES

Auf Basis dieser vielversprechenden Optimierungen der Chip- und Gehäusetechnik wurden entsprechende PrimePACK™-Module mit verbesserter Technologie weiteren Robustheitsprüfungen beim Projektpartner Uni Bremen unterzogen (siehe Kapitel 2.5.3).

Im Teilvorhaben von Infineon wurde im nächsten Schritt die Übertragbarkeit der gefundenen Tests und Optimierungen anhand von HV-H3TRB-Tests an dem innovativen XHP2™-Package untersucht. Das XHP2™ ist in der Spannungsklasse 1700 V – ebenso wie das PrimePACK™ – bis zu einer Stromklasse von 1800 A ausgelegt und daher in gleicher Weise für den Einsatz in Windapplikationen geeignet.

Die Testbedingungen waren wie folgt:

- U=1360V (80% VCES)
- T=85°C / rH=85%
- Testzeit: 1000h

Wieder wurden die Leckströme während des Tests mitgeschrieben, wie in Abbildung 2.163 gezeigt. Man erkennt sehr stabile Verläufe, abgesehen von einigen sehr kurzen Ereignissen, die auch in diesem Fall nicht auf das Modul, sondern auf die Datenerfassung oder durchgeführte Read-outs zurückzuführen sind.

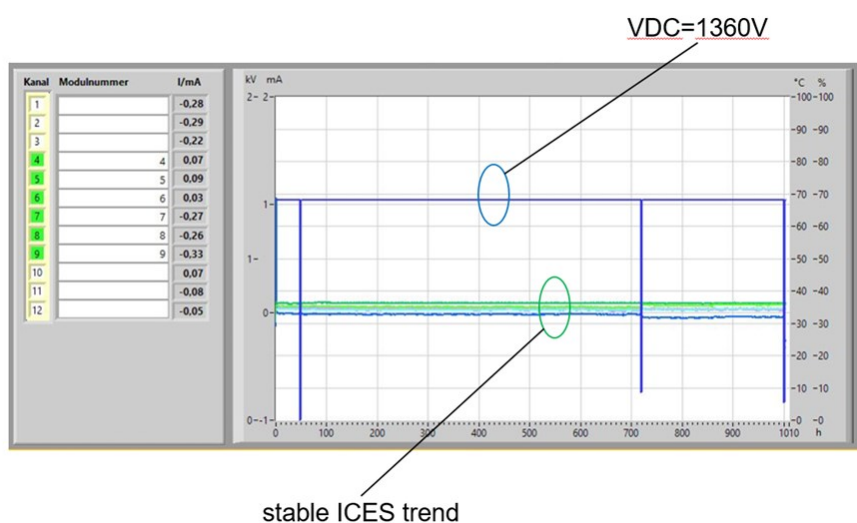


Abbildung 2.163:
Leckstrom- (ICES) und
Spannungsverläufe (VDC)
während des HV-H3TRB an
den untersuchten 1700V
XHP2™-Mustern

Für den Nachweis einer Alterung, die durch die Kombination von Feuchte und elektrischer Spannung erzeugt werden kann, bietet sich die Messung von

Sperrkennlinien an. Abbildung 2.164 und Abbildung 2.165 zeigen den Vergleich von Kennlinien vor dem Test (0 h) mit den Verläufen nach 1000 h Testdauer. Man erkennt lediglich eine minimale Zunahme der Streuung der Abbruchspannung VBRCES. Da die absoluten Werte noch deutlich über der Nennspannung von 1700 V liegen (≥ 1820 V), wird dies als unkritisch bewertet.

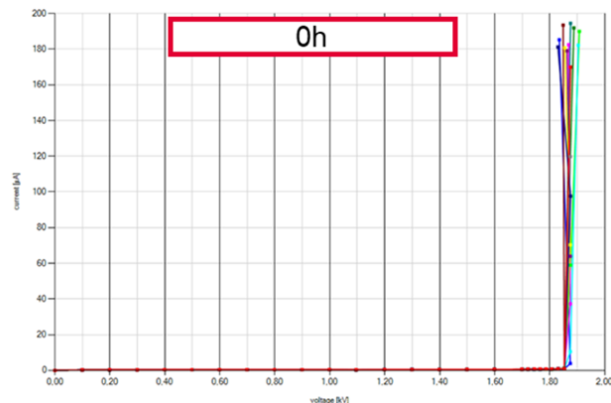


Abbildung 2.164:
0 h-Sperrkennlinien vor dem
1000 h HV-H3TRB-Test von
sechs Stück 1700V XHP2™-
Modulen à zwei Systemen

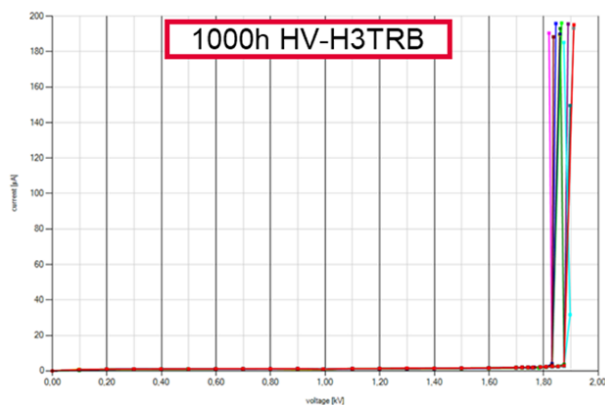


Abbildung 2.165:
Sperrkennlinien nach dem
1000 h HV-H3TRB-Test von
sechs Stück 1700V XHP2™-
Modulen à zwei Systemen

Hinsichtlich des Arbeitspaketes „Optimierung Chip/Gehäusetechnik“ für die „Zuverlässigkeitsbewertung in anwendungsorientierten Tests“ hat Infineon folglich einen sehr positiven, fortgeschrittenen Status erreicht.

Neben den HV-H3TRB-Feuchtigkeitstests bei 85% relativer Feuchte und 85°C, die unter DC-Spannung durchgeführt wurden, wurde ein weiterer Test am PrimePACK™-Gehäuse mit gesteigerter Feuchterobustheit durchgeführt. Der zusätzliche Test diene dem Zweck, potenzielle Kondensationsphänomene zu simulieren, die von Solaranwendungen (String-Wechselrichtern im freien Feld) bekannt sind. Auch wenn noch unklar ist, in welchem Umfang dies bei Windenergieanlagen eine praktische Rolle spielt, sollte untersucht werden, ob ein dafür vorgesehener Test neue Alterungsphänomene erzeugt. Der Test ist eine Abwandlung des AC-HTC-Tests, der bereits für SiC-Bauteile für Solaranwendungen eingesetzt wird: Anstelle des Hochsetzstellerbetriebs („AC“) wird eine gepulste Spannung („PHV“) zur Belastung der Bauteile eingesetzt. Das Klimaprofil zeichnet sich durch eine zyklierende Temperatur aus, die Kondensation an Oberflächen des Bauteiles erzeugen soll. Der Test wird als PHV-HTC bezeichnet.

Die Testbedingungen sind wie folgt:

- Klimatische Bedingungen ähnlich AC-HTC:
 - o T zyklert zwischen 85°C ↔ -20°C
 - o rH=93% bei T=85°C

Sonstige Bedingungen:

- Gepulste Spannungsform: $V_{DC} = 900 \text{ V} / V_{peak} = \text{ca. } 1.360 \text{ V}$: applikationsrelevante Niveaus!
- Spannung AUS während Kalt-Phase (-20°C)
- Testdauer: 500 h (wegen höherer rH verglichen mit HV-H3TRB)

Aufgrund des hohen Aufwandes, eine gepulste Spannung mit einer geeigneten Beschaltung als Spannungsgenerator zu erzeugen, können die Leckströme während der Testdauer nicht mitgeschrieben werden. Es konnte aber sicher festgestellt werden, dass während der 500 h Stressbelastung in der Klimakammer keine harten Ausfälle vorkommen.

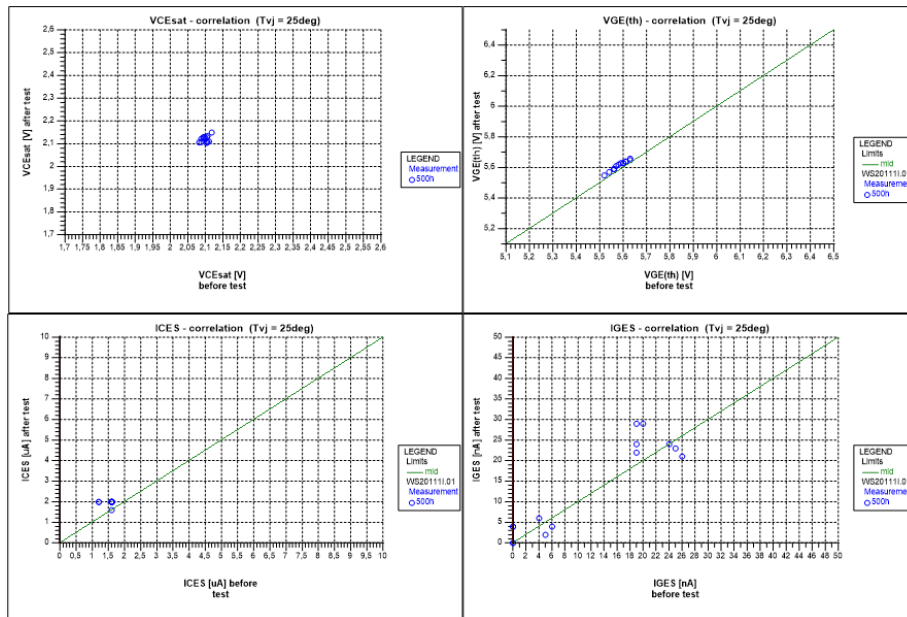


Abbildung 2.166:
Korrelationsdiagramme für elektrische Parameter, die vor und nach PHV-HTC aufgenommen wurden

Für den Nachweis einer Alterung, die durch die Kombination von Feuchte, Kondensation und elektrischer Spannung erzeugt werden kann, bietet sich die Messung der elektrischen Parameter der Prüflinge vor und nach dem 500 h-Stresstest an.

Abbildung 2.166 zeigt sogenannte Korrelationsdiagramme für die folgenden Parameter:

- V_{CEsat}
- $V_{GE(th)}$
- I_{GES}
- ICES

Man erkennt, dass alle Parameter sehr stabil blieben und sich Änderungen nur im Rahmen der Messgenauigkeit und immer innerhalb der erlaubten Toleranzen (siehe grüne Linien in Abbildung 2.166) bewegen.

In dem angewandten Kondensationstest konnten daher an diesen optimierten PrimePACK™-Modulen keine neuen Effekte nachgewiesen werden. Offenbar verhält sich eine Passivierung, die HV-H3TRB über 1000 h übersteht, auch unter Testbedingungen mit zyklischer Temperatur robust.

Hinsichtlich des Arbeitspaketes „AP6.5 Zuverlässigkeitsbewertung mit anwendungsorientierten Tests“ hat Infineon folglich einen fortgeschrittenen Status erreicht.

2.6.6 Bereitstellung von Leistungsmodul-Varianten

Für die umfangreichen Belastungstest beim Projektpartner IALB der Universität Bremen wurden Standard- und optimierte PrimePACK™-Module bereitgestellt (vgl. Abschnitt 2.5).

Für die Arbeiten beim Projektpartner GEM wurden weitere PrimePACK™-Sonderaufbauten abgestimmt und umgesetzt. Dabei wurde u.a. die vom GEM ausgewählte und bereitgestellte Sensorik zur Feuchtemessung verbaut. Die von Infineon im Zuge der Bereitstellung von Leistungsmodul-Varianten durchgeführte Modulinstrumentierung ist in Abschnitt 7.2.3.4 im Kontext der Laborversuche zu Feuchtetransport und -wirkung mittels sensorierter IGBT-Module beschrieben.

2.7 AP7 Empfehlungen für verbesserte Umrichterzuverlässigkeit

Fraunhofer IWES

2.7.1 Zielsetzung des Arbeitspakets

Die Zielsetzung lag in der Formulierung eines Maßnahmenkatalogs zur Verbesserung der Umrichterzuverlässigkeit in der Windenergie-Anwendung auf Grundlage der in den vorangegangenen Arbeitspaketen erarbeiteten Ergebnisse und Erkenntnisse.

Dabei waren laut Förderantrag die folgenden Schwerpunkte geplant:

- Ableitung von Design-, Betriebsführungs- und Instandhaltungsempfehlungen zur Zuverlässigkeitssteigerung von WEA-Umrichtern
- Empfehlungen für Lebensdauerprüfungen auf Bauteilebene und auf Systemebene
- Empfehlungen zu Messtechnik und -verfahren
- Bewertung der Maßnahmen (wirtschaftlich, technisch) hinsichtlich der zu erwartenden Reduktion von Fehlerereignissen und -kosten

2.7.2 Vorgehensweise

In der Schlussphase des Projektes sind von den Projektpartnern Maßnahmenvorschläge zusammengetragen und im Rahmen eines Workshops u.a. hinsichtlich einer technischen und wirtschaftlichen Bewertung diskutiert worden.

Die Empfehlungen lassen sich in die in Abbildung 2.167 gezeigten drei Themenblöcke gliedern.

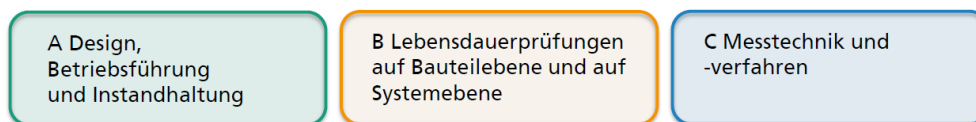


Abbildung 2.167:
Themenblöcke zur
Gliederung der
Maßnahmenempfehlungen

Für eine quantitative wirtschaftliche Bewertung der mit Umrichterschäden verbundenen Reparaturkosten und Ertragsausfälle sind aus dem umfassenden Felddatenbestand des Fraunhofer IWES zwar Ausfallraten und Stillstandzeiten ableitbar, es haben jedoch nur in begrenztem Umfang Kosteninformationen zu Serviceeinsätzen (d.h. für Ersatzteile, Personal und Logistik) vorgelegen. Insbesondere aber sind zum Zeitpunkt des Projektabschlusses die mit den Empfehlungen verbundenen Mehrkosten noch nicht oder nur lückenhaft quantifizierbar gewesen. Es ist daher lediglich eine qualitative wirtschaftliche Bewertung durchgeführt worden.

2.7.3 Ergebnisse

Die Empfehlungen spiegeln erkennbar die unterschiedlichen Hintergründe und Arbeitsschwerpunkte der im Konsortium vertretenen Projektpartner wider. Die Ergebnisse werden im Folgenden nach den o.g. Themenblöcken gegliedert tabellarisch dargestellt.

Maßnahme	Technische Bewertung	Wirtschaftliche Bewertung
Erkenntnisse aus felddatenbasierter Regressionsanalyse liefern die folgende hinsichtlich Zuverlässigkeit beste Designkombination: <ul style="list-style-type: none"> - Umrichter-Position: Turmfuß - Umrichter-Kühlsystem: Wasserkühlung - Umrichter-Nennleistung: niedrigere Umrichter-Nennleistung - Zwischenkreisspannung: niedrige ZK-Spannung (Referenzgruppe: <1100V) 	Umrichter-Nennleistung bei gegebener WEA-Nennleistung nur über Generatorkonzept beeinflussbar (→ Teil- oder Vollumrichter)	-
Erschließung / Auskopplung von Fehlermeldungen aus der Umrichtersteuerung zur verbesserten Informationsgrundlage vor Einsätzen → verbesserte Vorbereitung und damit schnellerer Abschluss der Instandsetzung	Automatisierte Bereitstellung und Auswertung zur Bewältigung von Datenmengen notwendig	Eventuellen Mehrkosten zur Auskopplung und Nutzbarmachung höher aufgelöster Daten stehen – insbesondere offshore – durch kürzere Stillstandszeiten merklich reduzierte Ertragsausfälle gegenüber.
Einsatz von Chips mit feuchterobusten Chipprändern wie z.B. bei der .XT Technologie von Infineon	Mit entsprechenden Chips wird der HV-H3TRB-Test bestanden. Gleichzeitig wird durch die .XT Technologie auch die Robustheit unter thermischen Lastwechseln gesteigert, wodurch ebenfalls die Lebensdauer für das Gesamtsystem zunimmt.	Erheblicher R&D Aufwand Der Wert des Qualitätssprungs für die Zuverlässigkeit des Umrichters übersteigt die Mehrkosten für das Leistungsmodul um ein Vielfaches
Feuchterobustes Design der Gate-Treiber, Control-Boards etc. im Umrichterschrank	Nicht nur die Leistungselektronik ist dem Klima ausgesetzt, sodass auch bei allen anderen Systemen über ein feuchterobustes Design nachgedacht werden muss.	Mehrkosten durch einmaliges Design und Verwendung von feuchterobusten Materialien
Bzw. allgemeiner:		
Verwendung der feuchterobusten Varianten der Komponenten (z.B. der Leistungshalbleitermodule)	Feuchterobuste Komponenten haben eine nachgewiesene bessere Zuverlässigkeit gegenüber ihren marktüblichen Gegenständen.	Mehrkosten für die Komponenten, welche aber eine erhöhte Zuverlässigkeit versprechen

Tabelle 2.23:
Empfohlene Maßnahmen
zum Themenblock A
„Design, Betriebsführung
und Instandhaltung“

Maßnahme	Technische Bewertung	Wirtschaftliche Bewertung
Einführung von klimatisierten Zellen in der WEA, die stabile Umgebungsbedingungen mit reduzierter relativer Feuchte für das Umrichtersystem gewährleisten	Neben den IGBT-Modulen sind insbesondere auch andere Komponenten des Umrichtersystems und ihre Ausfallraten bei der wirtschaftlichen Bewertung zu beachten. Die in [43] und [41] veröffentlichten Ergebnisse zeigen für mehrere Umrichterkomponenten einen erheblichen Feuchteinfluss auf die Zuverlässigkeit auf.	Die Einführung sollte unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten bewertet werden und mit Priorität dort stattfinden, wo eine besonders hohe Anforderung an die Verfügbarkeit der Anlage gestellt wird.
Festlegung Anlagentyp- (d.h. WEA- & Umrichter-) spezifischer, an die jeweiligen hygrothermischen Eigenschaften angepasster Vorklimatisierungsroutinen	Voraussetzung: Modellbildung / Parameteridentifikation auf Grundlage von T&RH-Messdaten aus WEA-Umgebung, Schaltschrankluft und Leistungshalbleitermodul	
Simulative Untersuchung der typischen klimatischen Standortbedingungen und deren Rückwirkung auf das Mikroklima am Leistungshalbleiter	Das Einprägen einer Messreihe von Umweltklimadaten eines gesamten Jahres (offshore in der Nordsee) zeigen in den extremsten Umwelt-Bedingungen keine kritische relative Silikonfeuchtigkeit in der Nähe der Leistungshalbleiter.	Mehrkosten durch Anwendung nützlicher Gegenmaßnahmen wie bspw. Vorheizen des Kühlmediums Geringere Wirtschaftlichkeit kann bspw. durch sanftes Anlaufen der Anlage zum Vorwärmen der sich im kritischen Mikroklima befindlichen Bauteile entstehen.
Synthetisch erstellte, wechselnde Klimaprofile der Umgebung nutzen, um kritische Szenarien auszulösen. Hierfür lassen sich Gegenmaßnahmen modellhaft nachbilden, um auf deren Wirkung auf das Mikroklima zu untersuchen.		
Vermeidung von klimatischen Extremsituationen, wie z.B. Kondensation	Durch z.B. Stillstand des Umrichters bei laufendem Kühlsystem oder wieder Anfahren des Kühlsystems nach einem Stillstand werden die Komponenten einer erhöhten Feuchtigkeit ausgesetzt, was die Zuverlässigkeit verringert.	Änderung der Regelung und Betriebsführung für z.B. das Kühlsystem

Tabelle 2.24:
Empfohlene Maßnahmen
zum Themenblock A
„Design, Betriebsführung
und Instandhaltung“
(Fortsetzung)

Maßnahme	Technische Bewertung	Wirtschaftliche Bewertung
Einführung des HV-H3TRB-Testverfahrens in der Qualifikation der Komponenten	Ziel: deutlich erhöhte Robustheit gegen Feuchteinfluss	Ca. 10.000€/anno pro Produkt plus Personalaufwand für Auswertungen und Dokumentation
Die Testbedingungen sollten wie folgt angesetzt werden:	Gemäß der Modellierung für Korrosion kann dadurch eine reale Lebensdauer von >20 Jahren abgesichert werden, wenn man eine nur geringfügige Erwärmung von >10 K in der Umgebung der Halbleiterchips in Betracht zieht, die über thermodynamische Mechanismen zu einer Reduktion der relativen Luftfeuchte in der Umgebung der Halbleiterchips führt.	Wird der Test nicht bestanden, entstehen u.U. wesentliche R&D Aufwände.
T=85°C (Übernahme der standardisierten Bedingung)		
rH=85% (Übernahme der standardisierten Bedingung)		
V _{DC} ≥ V _{DC} _Applikation: es sollte mindestens das obere Limit der in Umrichtern für Windenergieanlagen relevanten DC-Spannung als Testspannung angelegt werden. Ein ausreichend hoher Wert ist V _{DC} =0,8*V _{CES} (nominale Sperrspannung der Komponente). Es wäre jedoch wünschenswert, für V _{DC} auch echte Applikationswerte zu listen, um eine applikationsnähere Prüfung zu ermöglichen.		
Testdauer 1000 h (Übernahme der stand. Bed.)		
Weiterführende Testverfahren wie z.B. Kondensationstest für alle Komponenten des Umrichtersystems	Ausfälle der Leistungselektronik trotz sehr guter HV-H ³ TRB-Ergebnisse von Einzelkomponenten ergeben einen Bedarf an weiterführenden Tests nach dem HV-H ³ TRB Bei eventuellen Schwachstellen und Beseitigung dieser in Komponenten deutliche Verbesserung der Zuverlässigkeit eines Umrichters	Mehrkosten ähnlich den Kosten eines H ³ TRB-Tests an Leistungshalbleitermodulen
Zuverlässigkeitstests auf Umrichtersystem-Ebene unter anwendungstypischen multimodalen Belastungen (klimatisch & elektrisch), z.B. im HiPE-LAB	Voraussetzung bzw. Grundlage: aus Feldmessdaten abgeleitete Prüfprofile	Mehrkosten durch Prüfung vs. erwartbar reduzierte Reparatur- und Ertragsausfallkosten im Feld

Tabelle 2.25:
Empfohlene Maßnahmen
zum Themenblock B
„Lebensdauerprüfungen
auf Bauteilebene und
Systemebene“

Maßnahme	Technische Bewertung	Wirtschaftliche Bewertung
Feuchtemessungen in Modulen: Standardsensor auf DCB zur Messung von Feuchte und Temperatur in den Modulen; verbesserte Überwachung und Einleitung entsprechender Maßnahmen		Kosten zur Integration von Standardsensoren auf Modulebene
Nutzung des in AP3 entwickelten Messkonzepts zur Detektion einer verringerten Sperrfähigkeit von Leistungshalbleitern als Folge von feuchtebedingter Degradation, um klimatisch bedingte Zustandsveränderungen frühzeitig zu detektieren und somit Instandhaltungsarbeiten besser planen und Ausfallzeiten minimieren zu können	<p>Mit dem Messkonzept können zurzeit nur die Halbbrücken-Module im Umrichter überwacht werden. Das konnte im Rahmen des Projekts ReCoWind bereits unter Systembedingung gezeigt werden.</p> <p>Die in Abschnitt 2.3.6 dargelegten Randbedingungen (Toleranz ggü. erhöhter Zwischenkreisspannung während der Messung, Anpassung der Vorladeschaltung) sind zu beachten.</p> <p>Durch den Einbau weiterer Messtechnik in das Gesamtsystem kann die Zuverlässigkeit reduziert werden, sodass vorab geklärt sein muss, ob tatsächlich die Leistungsmodule das kritischste Bauteil im Umrichtersystem sind.</p>	<p>Entwicklungsaufwand für den Einbau der Messtechnik in eine Feldanwendung</p> <p>Entwicklungsaufwand für Entwicklung einer Vorladeschaltung zur Bereitstellung einer erhöhten Zwischenkreisspannung zum Einbau in den zu untersuchenden Umrichter</p> <p>Entwicklungsaufwand für zusätzliche Messtechnik zur Überwachung des Choppers und des Zwischenkreiskondensatoren.</p> <p>Kosten für benötigte Komponenten</p>

Tabelle 2.26:
Empfohlene Maßnahmen
zum Themenblock C
„Messtechnik und
-verfahren“

3 Notwendigkeit und Nutzen

Die Notwendigkeit des Forschungsprojektes wurde ausführlich in den Anträgen für das Gesamtprojekt und die Teilprojekte begründet. Sie ist in zusammengefasster Form den Abschnitten 1.1 und 1.4 des vorliegenden Berichts zu entnehmen. Die durchgeführten Arbeiten sowie die dafür aufgewandten Ressourcen waren zur Erreichung der gesteckten Ziele notwendig und angemessen. Ohne die erhaltene Förderung wäre das Vorhaben nicht realisierbar gewesen.

Mittels der im Projekt durchgeführten Arbeiten zur weiteren Klärung von Ausfallursachen und -mechanismen und zur Erhöhung der Zuverlässigkeit von Frequenzumrichtern in Windenergieanlagen konnten die Ziele erreicht werden. Die Ergebnisse des Projektes ReCoWind führen zu einer Erhöhung der technischen Verfügbarkeit von WEA und tragen somit zur Senkung der Stromgestehungskosten bei.

3.1 Wirtschaftliche Verwertungsaktivitäten

Über eine wirksame Verbesserung der Umrichterzuverlässigkeit lassen sich zukünftig viele Ausfälle von Umrichtern vermeiden. Nach Hochrechnungen des IWES lag der jährliche volkswirtschaftliche Schaden durch Ausfälle von WEA-Umrichtern zu Projektbeginn bei ca. 200 Mio. € in Deutschland. Angesichts der stetig wachsenden Anzahl von WEA und des Trends zum Einsatz von Vollumrichtern (insbesondere in Offshore-WEA) dürften diese Kosten in der Zwischenzeit weiter angestiegen sein. Durch eine Erhöhung der Zuverlässigkeit der Umrichter lässt sich hier viel Potential erschließen. Insbesondere im Bereich der Offshore-Windenergienutzung ist der Effekt aufgrund der hohen, mit Stillstandzeiten verbundenen Ertragsausfälle signifikant. Da die Akzeptanz zum Ausbau regenerativer Energien auch von deren Kosten abhängt, trägt eine Senkung der Stromgestehungskosten zum weiteren Ausbau der Windenergienutzung bei.

Infineon Technologies plant die gewonnen Erkenntnisse bei den anwendungsorientierten Tests und der Lebensdauerprognose für feuchtebedingte Belastungen in WEA zur zielgerichteten Verbesserung bzw. Optimierung seiner Leistungshalbleiter basierend auf realen Belastungsprofilen einzusetzen und hat diesbezüglich, wie in diesem Bericht ausführlich dargelegt, bereits während der Projektlaufzeit erhebliche Fortschritte erzielt. Dadurch entsteht ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal zu bisherigen Modulen, was zur Stärkung der Marktposition von Infineon weltweit und damit verbunden zur Sicherung der deutschen Arbeitsplätze in der Forschung, Entwicklung und Fertigung führt. Die erarbeiteten Lösungen können über den Bereich Windkraft hinaus auch in andere Bereiche der Energieerzeugung und -wandlung übertragen werden, wodurch sich weiteres Verwertungspotential für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung ergibt.

Das Unternehmen ConverterTec wird die Ergebnisse des Projektes für die Weiterentwicklung der Instandhaltung der von ihnen produzierten Frequenzumrichter nutzen. Aufseiten der Bender GmbH und Co. KG stehen die Ergebnisse und Erkenntnisse aus dem Projektvorhaben für eine Weiterentwicklung ihrer elektrischen Mess- und Überwachungstechnik für die Windanwendung zur Verfügung. Die Unternehmen RWE und Energiekontor erwarten als Betreiber von Windenergieanlagen einen mittelfristigen Nutzen aus dem ReCoWind-Projekt und den hierauf aufbauenden Arbeiten, indem hierüber die Weiterentwicklung der Umrichtertechnik im Hinblick auf eine verbesserte Zuverlässigkeit unterstützt wird. Darüber hinaus beabsichtigen sie, die Ergebnisse des Projektes zur Verbesserung der Betriebsführung und Instandhaltung ihrer Windenergieanlagen-Flotte zu verwenden.

Die entwickelten Empfehlungen im Bereich des Designs, der Betriebsführung, der Instandhaltung sowie im Bereich der Komponentenprüfungen können teilweise durch das Konsortium direkt in die Praxis umgesetzt werden. Durch die Veröffentlichung der Ergebnisse stehen diese über das Projektkonsortium hinaus der Windenergiebranche zur Verfügung. Insbesondere durch die intensive Vermessung und Charakterisierung der realen Betriebs- und Umgebungsbedingungen wurde eine verbesserte Informationsgrundlage für die Auslegung und Prüfung zukünftiger Umrichter und Umrichterkomponenten geschaffen. Dabei wurden als Anwendergruppen Unternehmen aus der gesamten Wertschöpfungskette der Windenergiebranche adressiert. Sowohl Komponenten- als auch Anlagenhersteller, Unternehmen im Bereich der Betriebsführung und Instandhaltung sowie der Messtechnik können von den Empfehlungen zur Steigerung der Zuverlässigkeit profitieren.

3.2 Wissenschaftliche Verwertungsaktivitäten

Die erzielten Ergebnisse wurden gemäß Verwertungsplan in Form von Publikationen in wissenschaftlichen Zeitschriften, Konferenzbeiträgen und Workshop- oder Seminarpräsentationen primär während, vereinzelt auch nach Ende der Projektlaufzeit veröffentlicht (siehe vollständige Liste Abschnitt 5). Dadurch wurde frühzeitig im Projekt einem breiten Interessentenkreis der Zugang zu Projektergebnissen ermöglicht. Die erarbeiteten Methoden und gewonnenen Erkenntnisse im Projekt sind nicht nur im Kontext der Windenergie, sondern auch für andere Bereiche der Antriebs- und Energietechnik von Nutzen.

Wie auch in Abschnitt 5.4 dargelegt, fließen die im Rahmen des ReCoWind-Projekts erarbeiteten Inhalte in insgesamt voraussichtlich sechs Dissertationen ein. Auf diese Weise sowie durch die Durchführung zahlreicher studentischer Arbeiten im Rahmen der Projektbearbeitung ist ein aktiver Beitrag zur Ausbildung des ingenieurwissenschaftlichen Nachwuchses geleistet worden.

3.3 Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit

Durch den Zusammenschluss von Partnern aus der Wirtschaft mit verschiedenen Forschungsinstituten im ReCoWind-Projektkonsortium wurden Grundlagenforschung, angewandte Forschung und industrielle Umsetzung an einem thematischen Arbeitsgebiet der leistungselektronischen Komponenten verbunden. Insbesondere wurde dadurch eine systematische Rückkopplung von Felderfahrung zu den Herstellern, d.h. in Designprozess und Prüfverfahren ermöglicht. Im Rahmen des Vorhabens wurden somit unterschiedlichste Kompetenzen gebündelt, um kurz-, mittel- und langfristig wirkende Empfehlungen für die Zuverlässigkeitsverbesserung von Umrichtern zu erarbeiten.

Die intensive Zusammenarbeit im Projektkonsortium hat darüber hinaus auch eine hervorragende Basis für eine fortgesetzte Kooperation geschaffen. U.a. wurde von den an ReCoWind beteiligten Forschungsinstituten im Rahmen des Förderaufrufs „STROMRICHTER LEBENSDAUER (StRiLeb) auf Grundlage der Arbeiten und Ergebnisse aus ReCoWind das Folgeprojekt ReCoWind2 beantragt, das zur Förderung ausgewählt und am 1.3.2023 begonnen wurde. Hierin werden in ReCoWind erarbeitete Analyse- und Monitoringverfahren genutzt und weiterentwickelt, um die Zuverlässigkeit von Frequenzumrichtern in Windenergieanlagen weiter zu verbessern.

4 Verwandte Arbeiten an anderen Stellen

Im Hinblick auf thematisch verwandte Arbeiten ist zunächst das Fraunhofer-interne Projekt **power4re** zu nennen, das unter Leitung des Fraunhofer IWES im Verbund mit vier weiteren Fraunhofer-Instituten bearbeitet wird und – inhaltlich komplementär zu ReCoWind angelegt – die Zuverlässigkeitsverbesserung von PV-Wechselrichtern und WEA-Umrichtern adressiert.

Dem Konsortium sind darüber hinaus rund 40 öffentlich geförderte Projekte bekannt, die sich Zuverlässigkeitsaspekten elektrischer Systeme widmen. Von diesen befassen sich die in Tabelle 4.1 aufgeführten 14 Projekte zumindest in Teilaspekten mit der Zuverlässigkeit von Stromrichtern.

Die bezüglich der ReCoWind-Projekthinhalte relevantesten fünf Projekte werden im Folgenden genauer beschrieben:

Im Rahmen des Verbundprojekts **DFWind Phase 2** ([0325936 A-I](#)) integriert die Universität Bremen in ihrem Teilvorhaben Sensorsysteme für eine Zustandserfassung der installierten Lager und des Stromrichters auf zwei Forschungs-WEA. Ziel ist die modellbasierte Zuverlässigkeitsbewertung und die Vorhersage der Restlebensdauer beider Teilsysteme. Nach Kalibrierung der Alterungsmodelle im Rahmen beschleunigter Lebensdauertests werden diese in der Anlagensteuerung implementiert und am Vorhabenende verifiziert.

Das Verbundprojekt **NextWIND** ([03EE2029 A-C](#)) hat zum Ziel, die Anforderungen an ein Windumrichterdesign von den perspektivisch zu erwartenden elektrischen Last- und Überlastbedingungen im Betrieb abzuleiten. Insbesondere geht es um eine Dimensionierung der Komponenten für die Integration netzstabilisierender Systemdienstleistungen in zukünftige Stromrichtergenerationen.

Das Verbundprojekt **LUIZ** ([0324363 A-D](#)) widmet sich potenziell auftretenden Fehlern in PV-Wechselrichtern und geeigneten schaltungstechnischen Maßnahmen zur Qualitätssteigerung des leistungselektronischen Systems und dessen Baugruppen. Technische Anpassungen sollen innerhalb geeigneter Testverfahren geprüft werden, um Aussagen zum Alterungsverhalten zu treffen. Das verbesserte Design wird schließlich anhand eines modifizierten Demonstrators evaluiert.

Das Ziel von **Reliability Design** ([03EE1054 A-E](#)) ist, für PV- und Batterie-Wechselrichter Grundlagen und Methoden eines praxistauglichen Verfahrens zu erarbeiten, mit dem nachweisbar zutreffende Lebensdauervorhersagen bei reduziertem Testaufwand getroffen werden können. Auf Basis dieser Qualifikationstests soll eine zielgerichtete Lebensdauerauslegung (Steuerung der Gerätekosten) für PV- und Batterie-Wechselrichter möglich werden.

Das von der europäischen Union im Rahmen des ECSEL Programms geförderte, anwendungsübergreifende Projekt **iRel40** ([876659](#)) verfolgt das Ziel, die Zuverlässigkeit elektronischer Baugruppen und Systeme zu erhöhen und die Ausfallrate entlang der gesamten Wertschöpfungskette zu senken. Erkenntnisse sollen insbesondere einer Verbesserung der Fertigungsprozesse in der Mikroelektronik auf Basis optischer Methoden und Sensoren zur Qualitätsüberwachung dienen.

Projekt-Kurztitel	Förderkennzeichen / Link	Schwerpunkte
NextWIND	03EE2029A-C	Umrichterdesign für WEA-Umrichter mit erhöhter elektrischer Belastbarkeit, Dimensionierung auf relevante Überstressbedingungen aus Herstellerperspektive
Reliability-Design	03EE1054 A-E	Erarbeitung einer ganzheitlichen Methodik zur Reduktion der Gerätekosten für PV- und Batterie-Wechselrichter
LUIZ	0324363 A-D	Testverfahren zur Schwachstellenidentifikation, Verbesserung der Aufbau- und Verbindungstechnik (AVT) von PV-Leistungsmodulen
LeiKo	03EI6041 A-D	Anforderungsanalyse für Folienkondensatoren in Stromrichtern, Steigerung der Robustheit und Verbesserung der Lebensdauermodelle
CuSiN	03ETE025 A-H	AVT von leistungselektronischen Modulen in der Automotive-Anwendung (maximale Leistungsdichte, extreme Zyklenfestigkeit)
e-TWINS	03EI6020 A-D	Aufbau eines digitalen Zwillings vom elektromechanischen System einer WEA bis zum Netzanschlusspunkt für eine Fehlererkennung und Zustandserfassung
ZÜbReNe	03EI6008 A-C	Steigerung der Zuverlässigkeit und Überlastbarkeit von elektrischen Betriebsmitteln (Transformatoren, Kabelmuffen) zur Reduktion des erforderlichen Netzausbaus
ARESS	03EI6061 A-E	Konzeptionierung eines Generator-Umrichter-Systems als rotierender asynchroner Phasenschieber zur Stabilisierung des elektrischen Energieübertragungsnetzes
WindIO	03EE2015 A-F	Digitaler Zwilling einer WEA, der u.a. im Hinblick auf Schädigungsmuster etwaige Kopplungen zwischen Antriebsstrang und Umrichter bewerten soll
dig4morE	03EE1090 A-E	Entwicklung auf PV zugeschnittener Sensorik zur Erfassung ertragsrelevanter Parameter und für effektive Wartungs- und Betriebskonzepte
FEN ESCape	03SF0595	Schutzarchitektur für DC-Netze, Ursache-Wirkungs-Prinzipien der Schadensmechanismen werden aus Netzperspektive bewertet
ADVENTURE	03EE2032	Anomaliedetektion und -interpretation für Windenergieanlagen, u.a. für eine (rudimentäre, da auf Betriebsdaten beschränkte) Zustandserkennung des elektrischen Systems
DFWind Phase_2	0325936 A-J	Modellbasierte Restlebensdauerprognose für Leistungshalbleitermodule in WEA-Umrichtern; Universität Bremen: experimentelle Verifikation des Restlebensdauermodells
iRel40	876659	Reliability improvements along the value chain chip, package, board/system, ECSEL Joint Undertaking led by Infineon Technologies AG Germany

Tabelle 4.1:
Öffentlich geförderte
Projekte zur Zuverlässigkeit
von Stromrichtern

5 Veröffentlichungen

5.1 Konferenzbeiträge und Vorträge

Dehning, K. J.; Hitzemann, M.; Zimmermann, S.; *Wireless Measurement of Moisture Entry in SYLGARD-527*, SMSI '21, Nürnberg, Germany, 3.-6. Mai 2021, DOI 10.5162/SMSI2021/C8.3

Fischer, K.; Kulenkampff, F.; *Field-Data Based Failure Analysis and Application-Specific Testing (Wind Power and PV)*, ECPE-Workshop "Power Electronics Reliability in Outdoor Grid-Connected Systems", 22.-23. Juni 2022, Berlin

Fischer, K.; Göhler, K.; *Field-measurement based hygrothermal modelling of the converter-cabinet climate in wind turbines*, EPE'22 ECCE Europe, 5.–9. September 2022, Hannover, Germany

Fischer, K.; Pelka, K.; Walgern, J.; *Trends and Influencing Factors in Power-Converter Reliability of Wind Turbines*, pcim Europe 2023, Nürnberg, 9.-11. Mai 2023, DOI 10.30420/566091068

Fröhling, S.; Kostka, B.; Wenzel, J. C.; Fischer, K.; Peters, J.-H.; Hanf, M.; Zorn, C.; Dehning, K.; Zimmermann, S.; Kaminski, N.; Mertens, A.; *Verification of Hygrothermal Simulations Using Silicone Encapsulated Climate Sensors in Continuously Operated IGBT Power Modules*, ECCE Asia 2023, 22.-25. Mai 2023, Jeju, Korea

Kostka, B.; Mertens, A.; *Practical Implementation of a Concept for In-Situ Detection of Humidity-Related Degradation of IGBT Modules*, EPE'22 ECCE Europe, 5.–9. September 2022, Hannover, Germany

Lichtenstein, T.; Fröhling, S.; Tegtmeier, T.; Fischer, K.; *Climatically Induced Insulation Degradation in Power Semiconductor Modules of Wind Turbines*, EPE'22 ECCE Europe, 5.–9. September 2022, Hannover, Germany

Pelka, K.; Fischer, K.; *Field-data based Reliability Analysis of Power Converters in Wind Turbines: Assessing the Effect of Explanatory Variables*, Wind Energy Science Conference, 25.–28. Mai 2021, Hannover, Germany

Pelka, K.; Fischer, K.; *Modeling the effect of environmental and operating conditions on power converter reliability in wind turbines with time-dependent covariates*, eingereicht für ESREL, 3.-8. September 2023, Southampton, UK

Peters, J.-H.; *Modellgestützte Restlebensdauerprognose für LE in Windenergieanlagen*, Korrosionstag FhG IISB, 11. August 2021, virtuell

Peters, J.-H.; Hanf, M.; Clausner, S.; Zorn, C.; Kaminski, N.; *Improved HV-H3TRB robustness of a 1700 V IGBT chip set in standard power modules*, ESREF 2021, 4.-7. Okt. 2021, Bordeaux (virtual), France; Microelectronics Reliability, Volume 126, 2021, DOI 10.1016/j.microrel.2021.114211

Peters, J.-H.; *Advanced HV-H³TRB Testing – Stress Beyond 85/85*, CELCORR Seminar: Climatic Reliability of Electronics, 3 - 4 March 2022, Lyngby, Denmark

Wenzel, J. C.; *Modelling of Dynamic Humidity Behaviour in Inverter Applications*, Wind Energy Science Conference, 25.–28. Mai 2021, Hannover, Germany

Wenzel, J. C.; Mertens, A.; *System Level Simulation of Moisture Propagation and Effects in Wind Power Converters*, EPE'22 ECCE Europe, 5.–9. September 2022, Hannover, Germany

Zorn, C.; Fischer, K.; *Towards Prevention of Humidity induced Failures in Power Electronics Robust Design vs. Condition Monitoring*, CELCORR Seminar: Climatic Reliability of Electronics, 3 - 4 March 2022, Lyngby, Denmark

Zorn, C.; Hanf, M.; Peters, J.-H.; Adler, J.; Holzke, W.; Pelka, K.; Broer, C.; Fröhling, S.; Kostka, B.; Wenzel, J.; Mertens, A.; Dehning, K.; Zimmermann, S.; Fischer, K.; Kaminski, N.; *Field-Data based Lab Testing of a Wind-Energy Power Converter System: Insights into Cabinet and IGBT-Module Microclimates*, eingereicht für EPE'23 ECCE Europe, 4.-8. September 2023, Aalborg, Denmark

5.2 Aufsätze in wissenschaftlichen Zeitschriften (Journal Paper)

Fischer, K.; Steffes, M.; Pelka, K.; Tegtmeier, B.; Dörenkämper, M.; *Humidity in Power Converters of Wind Turbines—Field Conditions and Their Relation with Failures*, MDPI Energies, 14, 2021, DOI 10.3390/en14071919

Kostka, B.; Herwig, D.; Hanf, M.; Zorn, C.; Mertens, A.; *A Concept for Detection of Humidity-Driven Degradation of IGBT Modules*, IEEE Transactions on Power Electronics 36(12), pp.13355-13359, 2021, DOI 10.1109/TPEL.2021.3090149

Pelka, K.; Fischer, K.; *Field-data based reliability analysis of power converters in wind turbines: Assessing the effect of explanatory variables*, Wind Energy 26(3), pp.310-324, 2023, DOI 10.1002/we.2800

5.3 Studentische Arbeiten und Abschlussarbeiten

Fraunhofer IWES, *Entwicklung und Erprobung eines Messaufbaus zur Untersuchung der klimatisch beeinflussten Isolationsdegradation an Umrichterkomponenten von Windenergieanlagen*, Masterarbeit, 2021

Fraunhofer IWES, *Felddatenbasierte Ermittlung und Bewertung potenzieller Einflüsse auf Umrichterausfälle in Windenergieanlagen*, studentische Projektarbeit, 2021

Fraunhofer IWES, *Messdatenbasierte Modellierung der Temperatur- und Feuchteverhältnisse in Umrichtern von Windenergieanlagen unter Berücksichtigung der Betriebs- und Umgebungsbedingungen*, Masterarbeit, 2021

Leibniz Universität Hannover GEM, *Messung des Feuchteeintrags in Vergussmassen*, Masterarbeit

Leibniz Universität Hannover GEM, *Messtechnische Untersuchung der Feuchteabsorption in silikonbasierter Vergussmasse*, Masterarbeit

Leibniz Universität Hannover GEM, *Untersuchung des Einflusses von Feuchtigkeit in Silikonbasierter Vergussmasse auf die Transmission von Licht*, Bachelorarbeit

Leibniz Universität Hannover IAL, *Planning, Development and Commissioning of a Test Set-up for Accelerating Moisture-Induced Degradation on IGBT Modules*, Bachelorarbeit

Leibniz Universität Hannover IAL, *Entwicklung eines Gate-Treibers zur kombinierten Überwachung von temperatur- und feuchtigkeitsbedingter Degradation an Leistungshalbleitern*, Masterarbeit

Leibniz Universität Hannover IAL, *Untersuchung und Charakterisierung des Durchbruchverhaltens von IGBT-Modulen während des Ausschaltvorgangs*, Masterarbeit

Leibniz Universität Hannover IAL, *Untersuchung des thermodynamischen Konvektionsverhaltens in Umrichtersystemen mittels CFD-Simulationen*, Bachelorarbeit

Leibniz Universität Hannover IAL, *Entwicklung und Inbetriebnahme eines Prüfkonzeptes zur Bestimmung des Kondensationsverhaltens von Wassermolekülen in Silikon*, Bachelorarbeit

Leibniz Universität Hannover IAL, *Gravimetrische Bestimmung des Feuchte-Diffusionskoeffizienten von Silikon*, Bachelorarbeit

Universität Bremen IALB, *Temperaturabhängige Charakterisierung von degradierten Leistungshalbleiterbauelementen zur Ermittlung des Fehlermechanismus*, Masterprojekt

Universität Bremen IALB, *Entwicklung, Implementierung und Verifizierung eines Kondensationsprüfstandes für Leistungshalbleitermodule*, Bachelorarbeit

5.4 Dissertationen

Die im Projekt erarbeiteten Inhalte fließen in insgesamt voraussichtlich sechs Dissertationen ein. Diese wurden während der Projektlaufzeit noch nicht abgeschlossen und werden daher hier nicht aufgeführt.

5.5 Patente

Herwig, D.; Mertens, A.; Verfahren, Vorrichtung und Computerprogramm zum Überwachen zumindest eines Halbbrücken-Leistungsmoduls eines Umrichters (10 2019 129 728.1)

6 Literaturverzeichnis

- [1] A. Bartschat, C. Broer, D. Coronado, K. Fischer, J. Kučka, A. Mertens, R. Meyer, M. Moriße, K. Pelka, B. Tegtmeier, S. Weber und J. Wenske, Zuverlässige Leistungselektronik für Windenergieanlagen, Abschlussbericht zum Fraunhofer-Innovationscluster Leistungselektronik für regenerative Energieversorgung, Stuttgart: Fraunhofer-Verlag, 2018.
- [2] K. Fischer, K. Pelka, A. Bartschat, B. Tegtmeier, D. Coronado, C. Broer und J. Wenske, „Reliability of Power Converters in Wind Turbines: Exploratory Analysis of Failure and Operating Data from a Worldwide Turbine Fleet,” *IEEE Transacction on Power Electronics*, Bd. 34, Nr. 7, 2019.
- [3] V. Yaramasu und B. Wu, Model Predictive Control of Wind Energy Conversion Systems, Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, 2017.
- [4] J. B. Gayo, „Final Publishable Summary of Results of Project ReliaWind,” 2011.
- [5] J. Carroll, A. McDonald und D. McMillan, „Reliability Comparison of Wind Turbines with DFIG and PMG Drive Trains,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2015.
- [6] Y. Lin, L. Tu, H. Liu und W. Li, „Fault analysis of wind turbines in China,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, pp. 482-490, 2016.
- [7] K. Pelka und K. Fischer, „Failure behaviour of power converters in wind turbines,” in *13th German Wind Energy Conference DEWEK*, 17.-18. Okt. 2017, Bremen, 2017.
- [8] K. Fischer, „Utilizing wind-turbine failure and operating data for root-cause analysis,” in *WindEurope Technology Workshop "Analysis of Operating Wind Farms"*, 14.-15. April 2016, Bilbao, 2016.
- [9] K. Fischer, A. Bartschat, B. Tegtmeier, D. Coronado, C. Broer und J. Wenske, „Reliability of power converters in wind turbines: Results of a comprehensive field study,” in *Wind Europe Summit 2016*, Paris, 2016.
- [10] A. Bartschat, M. Morisse, A. Mertens und J. Wenske, „Analysis of dynamic interactions between different drivetrain components with a detailed wind turbine model,” in *6th International Conference "The Science of Making Torque from Wind" TORQUE 2016*, München, 5.-7. Okt. 2016.
- [11] M. Morisse, A. Bartschat, J. Wenske und A. Mertens, „Converter lifetime assessment for doubly-fed induction generators considering derating control strategies at low rotor frequencies,” in *6th International Conference "The Science of Making Torque from Wind" TORQUE 2016*, München, 5.-7. Okt. 2016.
- [12] M. Morisse, A. Bartschat, J. Wenske und A. Mertens, „Dependency of the lifetime estimation of power modules in fully rated wind turbine converters on the modelling depth of the overall system,” in *18th European Conference on Power Electronics and Applications EPE 2016 ECCE Europe*, Karlsruhe, 5.-9. Sept. 2016.
- [13] D. Coronado, S. Weber, J. Wenske und A. Mertens, „Zustandsüberwachung und Restlebensdauerschätzung für Frequenzumrichter in Windenergieanlagen,” in *Vortrag auf dem Workshop "Innovationscluster Leistungselektronik für regenerative Energieversorgung"*, Itzehoe, Itzehoe, 16. Sept. 2015.
- [14] K. Fischer und J. Wenske, „Towards reliable power converters for wind turbines: Field-data based identification of weak points and cost drivers,” in *Scientific Proceedings of the European Wind Energy Conference EWEA 2015*, Paris, 17.-20. Nov. 2015.
- [15] C. Busca, R. Teodorescu, F. Blaabjerg, S. Munk-Nielsen, L. Helle, T. Abeyasekera und P. Rodriguez, „An overview of the reliability prediction related aspects of high

- power IGBTs in wind power applications," *Microelectronics Reliability*, Bd. 51, Nr. 9-11, pp. 1903-1907, 2011.
- [16] E. E. Kostandyan und K. Ma, „Reliability estimation with uncertainties consideration for high power IGBTs in 2.3MW wind turbine converter system," *Microelectronics Reliability*, Bd. 52, Nr. 9-10, pp. 2403-2408, 2012.
- [17] M. Musallam und C. M. Johnson, „Impact of different control schemes on the life consumption of power electronic modules for variable speed wind turbines," in *14th European Conference on Power Electronics and Applications*, Birmingham, 30.Aug.-1.Sept. 2011.
- [18] M. Ikonen, Power cycling lifetime estimation of IGBT power modules based on chip temperature modeling (Dissertation), Lappeenranta, Finland, 2012.
- [19] K. Ma, M. Liserre, F. Blaabjerg und T. Kerekes, „Thermal loading and lifetime estimation for power device considering mission profiles in wind power converter," *IEEE Transactions on Power Electronics*, Bd. 30, Nr. 2, pp. 590-602, 2014.
- [20] M. Bohlländer, Lastwechseltestbasierte Lebensdaueranalysemethoden für Leistungshalbleiter in Offshore-Windenergieanlagen (Dissertation), Chemnitz, 2014.
- [21] Q. Zhou, S. Xue, J. Li, C. Xiang und S. Chen, „Evaluation of wind power converter reliability considering multi-time scale and mission profiles," in *IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE)*, Chengdu, 2016.
- [22] C. J. Smith, C. J. Crabtree und P. C. Matthews, „Impact of wind conditions on thermal loading of PMSG wind turbine power converters," *IET Power Electronics*, vol. 10, no. 11, pp. pp. 1268-1278, September 2017.
- [23] M. Held, P. Jacob, G. Nicoletti, P. Scacco und M. H. Poech, „Fast power cycling test of IGBT modules in traction application," in *Proceedings of the International Conference on Power Electronics and Drive Systems 1997*, 1997.
- [24] R. Bayerer, T. Hermann, T. Licht, J. Lutz und M. Feller, „Model for Power Cycling lifetime of IGBT Modules - various factors influencing lifetime," in *International Conference on Integrated Power Systems (CIPS)*, Nürnberg, 2008.
- [25] U. Scheuermann und R. Schmidt, „New Lifetime Model for Advanced Power Modules with Sintered Chips and Optimized Al Wire Bonds," in *Proceedings of PCIM Europe, 14-16 May 2013*, Nuremberg, 2013.
- [26] K. Fischer, T. Stalin, H. Ramberg, T. Thiringer, J. Wenske und R. Karlsson, „Investigation of converter failure in wind turbines," *Elforsk-Bericht Nr. 12:58*, Stockholm, 2012.
- [27] K. Fischer, T. Stalin, H. Ramberg, J. Wenske, G. Wetter, R. Karlsson und T. Thiringer, „Field-experience based root-cause analysis of power-converter failure in wind turbines," *IEEE Transactions on Power Electronics*, Bd. 30, Nr. 5, pp. 2481-2492, 2015.
- [28] C. Zorn und N. Kaminski, „Temperature-humidity-bias testing on insulated-gate bipolar transistor modules – failure modes and acceleration due to high voltage," *IET Power Electronics*, Bd. 8, Nr. 12, pp. 2329-2335, 2015.
- [29] R. Bayerer, M. Lassmann und S. Kremp, „Transient Hygrothermal-Response of Power Modules in Inverters - The Basis for Mission Profiling Under Climate and Power Loading," *IEEE Transactions on Power Electronics*, Bd. 3, Nr. 1, pp. 613-620, 2016.
- [30] VGB PowerTech, *VGB-Standard RDS-PP Anwendungsrichtlinie Teil 32: Windkraftwerke*, 2014.
- [31] IEC 61400-25-2: 2016-06 : *Communications for monitoring and control of wind power plants - Information models*, 2016.
- [32] ERA5, „<https://www.ecmwf.int/en/forecasts/datasets/reanalysis-datasets/era5>," [Online].

- [33] D. Chen und H. W. Chen, „Using the Köppen classification to quantify climate variation and change: An example for 1901–2010,” *Environmental Development*, Bd. 6, pp. 69-79, 2013.
- [34] K. Fischer, K. Pelka, S. Puls, M.-H. Poech, A. Mertens, A. Bartschat, B. Tegtmeier, C. Broer und J. Wenske, „Exploring the Causes of Power-Converter Failure in Wind Turbines based on Comprehensive Field-Data and Damage Analysis,” *Energies*, Bd. 12, Nr. 593, 2019.
- [35] A. Benedictow, A. Blechschmidt, I. Bouarar, E. Botek, S. Chabrilat, Y. Christophe, E. Cuevas, H. Clark, H. Flentje, A. Gaudel, J. Griesfeller, V. Huijnen, N. Huneeus, L. Jones, J. Kapsomenakis, S. Kinne, B. Langerock und K. Lefever, „Validation report of the MACC reanalysis of the global atmospheric composition: Period 2003-2012,” 2014.
- [36] L. J. Bain und M. Engelhardt, *Statistical analysis of reliability and life testing models: theory and methods*, Dekker, 1991.
- [37] D. Collett, *Modelling Survival Data in Medical Research* (3rd ed.), New York: Chapman and Hall/CRC, 2015.
- [38] W. Q. Meeker und L. A. Escobar, *Statistical Methods for Reliability Data*, New York: John Wiley & Sons, 1998.
- [39] J. F. Lawless, „Regression Methods for Poisson Process Data,” *Journal of the American Statistical Association*, Bd. 82, Nr. 399, pp. 808-815, 1987.
- [40] R. J. Cook und J. F. Lawless, *The Statistical Analysis of Recurrent Events*, New York, NY: Springer, 2007.
- [41] K. Fischer, K. Pelka und J. Walgern, „Trends and Influencing Factors in Power-Converter Reliability of Wind Turbines,” in *pcim Europe*, Nürnberg, 2023.
- [42] K. Fischer, M. Steffes, K. Pelka, B. Tegtmeier und M. Dörenkämper, „Humidity in Power Converters of Wind Turbines - Field Conditions and Their Relation with Failures,” *energies*, Bd. 14, 2021.
- [43] K. Pelka und K. Fischer, „Field-data-based reliability analysis of power converters in wind turbines: Assessing the effect of explanatory variables,” *Wind Energy*, Bd. 26, Nr. 3, pp. 310- 324, 2023.
- [44] K. Fischer, K. Pelka, A. Bartschat, B. Tegtmeier, D. Coronado, C. Broer und J. Wenske, „Reliability of Power Converters in Wind Turbines: Exploratory Analysis of Failure and Operating Data From a Worldwide Turbine Fleet,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, Bd. 34, Nr. 7, pp. 6332-6344, 2019.
- [45] K. Pelka und K. Fischer, „Modeling the Effect of Environmental and Operating Conditions on Power Converter Reliability in Wind Turbines with Time-Dependent Covariates,” in *eingereicht zur Veröffentlichung auf der ESREL 2023*, Southampton, 2023.
- [46] J. Da Silva, R. d. Oliveira, S. Silva, B. Rabelo und W. Hofmann, „A discussion about a start-up procedure of a doubly-fed induction generator system,” in *Proceedings of the Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics, Espoo*, Finland, 2008.
- [47] B. Kostka, D. Herwig, M. Hanf, C. Zorn und A. Mertens, „A Concept for Detection of Humidity-Driven Degradation of IGBT Modules,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, Bd. 36, Nr. 12, pp. 13355-13359, 2021.
- [48] F. Herzog, J. Röder, A. Frehn, N. Ruhe und R. W. De Doncker, „Influences on the LVRT behavior of DFIG wind turbine systems,” *Journal of Physics: Conference Series*, Bd. 2265, Nr. 2, p. 022075, 2022.
- [49] M. Denk und M.-M. Bakran, „Efficient online-algorithm for the temperature cycle recording of an IGBT power module in a hybrid car during inverter operation,” in *8th International Conference on Integrated Power Electronics Systems (CIPS)*, Nürnberg, 2014.

- [50] L. Electronics, „EL-USB-2 Temperature, Humidity and Dew Point Data Logger (Datasheet),“ 2016.
- [51] O. Schilling und M. Lassmann, „Humidity requirement engineering - standards and real climatic data,“ in *Presentation at the ECPE Workshop "Humidity and Condensation in Power Electronic Systems - Degradation Mechanisms and Lifetime Modelling"*, 5-6 June 2019, Bremen, 2019.
- [52] SEMIKRON, „Application Note 16-001 Effect of Humidity and Condensation on Power Electronics Systems,“ 2022.
- [53] O. Schuster, A. Nagel und B. Laska, „Observation and simulation of dynamic humidity in power converters for railway applications due to moisture diffusion in plastics,“ in *EPE'21 ECCE Europe*, 2021.
- [54] F. Kulenkampff, S. Franz, P. Hercegi und L. Menold, „Field Data Based Analysis of Microclimates and Humidity in PV Inverters,“ in *pcim europe*, Nürnberg, 2023.
- [55] *DIN EN ISO 14644-1:2016-06: Reinräume und zugehörige Reinraumbereiche - Teil 1: Klassifizierung der Luftreinheit anhand der Partikelkonzentration*, 2016.
- [56] K. Dehning, M. Hitzemann und S. Zimmermann, „Wireless Measurement of Moisture Entry in SYLGARD-527,“ in *SMSI 2021*, 2021.
- [57] S. Fröhling, B. Kostka, J. C. Wenzel, K. Fischer, J.-H. Peters, M. Hanf, C. Zorn, K. Dehning, S. Zimmermann, N. Kaminski und A. Mertens, „Verification of Hygrothermal Simulations Using Silicone Encapsulated Climate Sensors in Continuously Operated IGBT Power Modules,“ in *EPE'23 ECCE Asia*, Jeju, Korea, 2023.
- [58] C. Zorn, J.-H. Peters, M. Hanf, J. Adler, W. Holzke, K. Pelka, C. Broer, S. Fröhling, B. Kostka, J. Wenzel, A. Mertens, K. Dehning, S. Zimmermann, K. Fischer und N. Kaminski, „Field-Data based Lab Testing of a Wind-Energy Power Converter System: Insights into Cabinet and IGBT-Module Microclimates,“ in *EPE ECCE Europe 2023*, Aalborg, Denmark, 2023.
- [59] A. Mertens und D. Herwig, „Verfahren, Vorrichtung und Computerprogramm zum Überwachen zumindest eines Halbbrücken-Leistungsmoduls eines Umrichters (10 2019 129 728.1),“ *Deutsches Patent- und Markenamt*, Bd. <https://register.dpma.de/DPMAREgister/pat/register?AKZ=1020191297281>, 2021.
- [60] B. Kostka, D. Herwig, M. Hanf, C. Zorn und A. Mertens, „A Concept for Detection of Humidity-Driven Degradation of IGBT Modules,“ *IEEE Transactions on Power Electronics*, Bd. vol. 36, Nr. no. 12, pp. pp. 13355-13359, Dec. 2021.
- [61] B. Kostka und A. Mertens, „Practical Implementation of a Concept for In-Situ Detection of Humidity-Related Degradation of IGBT Modules,“ *2022 24th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'22 ECCE Europe)*, pp. pp. 1-9, 2022.
- [62] T. Lichtenstein, S. Fröhling, B. Tegtmeier und K. Fischer, „Climatically Induced Insulation Degradation in Power Semiconductor Modules of Wind Turbines,“ in *24rd European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'22 ECCE Europe)*, Hannover, 2022.
- [63] J. Comyn, *Polymer Permeability*, Springer Netherlands, 1985.
- [64] E. e. a. Dermizaki, *Structure Property Correlation of epoxy resins under the influence of moisture and temperature and comparison of Diffusion coefficient with MD-simulations.*, 2nd Electronics System-Integration Technology Conference: IEEE, 2008.
- [65] R. Yapa, A. J. Forsyth und R. Todd, „Analysis of SiC technology in two-level and three-level converters for aerospace applications,“ in *7th IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drives (PEMD 2014)*, 2014.
- [66] K. Göhler, „Messdatenbasierte Modellierung der Temperatur- und Feuchteverhältnisse in Umrichtern von Windenergieanlagen unter

- Berücksichtigung der Betriebs- und Umgebungsbedingungen (Masterarbeit),“ Hannover, 2021.
- [67] K. Fischer und K. Goehler, „Field-measurement based hygrothermal modelling of the converter-cabinet climate in wind turbines,” in *EPE'22 ECCE Europe*, Hannover, 2022.
- [68] R. Bayerer, M. Lassmann und S. Kremp, „Transient hygro-thermal response of power modules in inverters - mission profiling for climate and power loading,” in *Proceedings CIPS 2014*, 2014.
- [69] M. Lassmann, *ESREF-Tutorial "Moisture Modellierung in Complex Systems"*, 2018.
- [70] J.-H. Peters, M. Hanf, S. Clausner, C. Zorn und N. Kaminski, „Improved HV-H3TRB robustness of a 1700 V IGBT chip set in standard power modules,” in *ESREF 2021, Microelectronics Reliability*, Bordeaux (virtual), France, 2021.
- [71] R. Bayerer, M. Lassmann und S. Kremp, „Transient hygro-thermal-response of power modules in inverters – mission profiling for climate and power loading,” *CIPS 2014 - 8th International Conference on Integrated Power Electronics Systems, Proceedings*, 2014.
- [72] J. Comyn, *Polymer Permeability*, Netherlands: Springer, 1985.

Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung) Schlussbericht
3. Titel ReCoWind - Zuverlässige Frequenzumrichter für Windenergieanlagen - Abschlussbericht	
4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)] Broer, Christian (Fraunhofer IWES) Dehning, Kirsten (Leibniz Universität Hannover, GEM) Dr. Fischer, Katharina (Fraunhofer IWES) Fröhling, Sören (Leibniz Universität Hannover, IAL & Fraunhofer IWES) Prof. Dr. Kaminski, Nando (Universität Bremen, IALB) Kostka, Benedikt (Leibniz Universität Hannover, IAL) Kremp, Sebastian (Infineon Technologies AG) Lichtenstein, Timo (Fraunhofer IWES) Prof. Dr. Mertens, Axel (Leibniz Universität Hannover, IAL) Pelka, Karoline (Fraunhofer IWES) Peters, Jan-Hendrik (Universität Bremen, IALB) Dr. Schilling, Oliver (Infineon Technologies AG) Tegtmeier, Bernd (Fraunhofer IWES) Dr. Thiele, Jörg (Infineon Technologies AG) Walger, Julia (Fraunhofer IWES) Wenzel, Johannes (Leibniz Universität Hannover, IAL) Prof. Dr. Zimmermann, Stefan (Leibniz Universität Hannover, GEM) Dr. Zorn, Christian (Fraunhofer IWES)	5. Abschlussdatum des Vorhabens 30.11.2022
	6. Veröffentlichungsdatum 17.7.2023
	7. Form der Publikation Elektronisches Dokument
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) ConverterTec Deutschland GmbH, Krefelder Weg 47, 47906 Kempen Fraunhofer IWES, Am Seedeich 45, 27572 Bremerhaven Infineon Technologies AG, Max-Planck-Str. 5, 59581 Warstein Leibniz Universität Hannover, Institut für Antriebssysteme und Leistungselektronik, Welfengarten 1, 30167 Hannover Leibniz Universität Hannover, Institut für Grundlagen der Elektrotechnik und Messtechnik, Appelstr. 9A, 30167 Hannover Universität Bremen, Institut für elektrische Antriebe, Leistungselektronik und Bauelemente, Otto-Hahn-Allee NW1, 28359 Bremen	9. Ber. Nr. Durchführende Institution -
	10. Förderkennzeichen 0324336A-E
	11. Seitenzahl 178
12. Fördernde Institution (Name, Adresse) Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) 53107 Bonn	13. Literaturangaben 72
	14. Tabellen 28
	15. Abbildungen 170
16. Zusätzliche Angaben -	
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum) -	

18. Kurzfassung

Frequenzumrichter sind unverzichtbare Bestandteile moderner Windenergieanlagen. Gleichzeitig weisen sie hohe Ausfallraten auf und verursachen erhebliche Reparaturkosten und Ertragseinbußen. Ziel des Vorhabens ReCoWind ist die weitere Erforschung der Ursachen und Mechanismen der oft frühzeitigen und unvorhergesehenen Ausfälle von Frequenzumrichtern in Windenergieanlagen. Einen Schwerpunkt bildet dabei Feuchtigkeit als ein im Rahmen von Vorarbeiten identifizierter, ausfallrelevanter Einflussfaktor. Aufbauend auf den Ergebnissen von felddatenbasierten, modellbasierten und experimentellen Untersuchungen werden Maßnahmen im Bereich des Designs, der Betriebsführung, der Instandhaltung sowie im Bereich von Komponentenprüfungen abgeleitet, um die Zuverlässigkeit von Frequenzumrichtern in Windenergieanlagen zu erhöhen.

19. Schlagwörter

Zuverlässigkeit, Frequenzumrichter, Leistungselektronik, Windenergieanlagen

20. Verlag

-

21. Preis

-

Document Control Sheet

1. ISBN or ISSN	2. type of document (e.g. report, publication) Final report
3. title ReCoWind - Zuverlässige Frequenzumrichter für Windenergieanlagen - Abschlussbericht	
4. author(s) (family name, first name(s)) Broer, Christian (Fraunhofer IWES) Dehning, Kirsten (Leibniz Universität Hannover, GEM) Dr. Fischer, Katharina (Fraunhofer IWES) Fröhling, Sören (Leibniz Universität Hannover, IAL & Fraunhofer IWES) Prof. Dr. Kaminski, Nando (Universität Bremen, IALB) Kostka, Benedikt (Leibniz Universität Hannover, IAL) Kremp, Sebastian (Infineon Technologies AG) Lichtenstein, Timo (Fraunhofer IWES) Prof. Dr. Mertens, Axel (Leibniz Universität Hannover, IAL) Pelka, Karoline (Fraunhofer IWES) Peters, Jan-Hendrik (Universität Bremen, IALB) Dr. Schilling, Oliver (Infineon Technologies AG) Tegtmeier, Bernd (Fraunhofer IWES) Dr. Thiele, Jörg (Infineon Technologies AG) Walgern, Julia (Fraunhofer IWES) Wenzel, Johannes (Leibniz Universität Hannover, IAL) Prof. Dr. Zimmermann, Stefan (Leibniz Universität Hannover, GEM) Dr. Zorn, Christian (Fraunhofer IWES)	5. end of project 30 November 2022
	6. publication date 17 July 2023
	7. form of publication Electronical document
8. performing organization(s) (name, address) ConverterTec Deutschland GmbH, Krefelder Weg 47, 47906 Kempen Fraunhofer IWES, Am Seedeich 45, 27572 Bremerhaven Infineon Technologies AG, Max-Planck-Str. 5, 59581 Warstein Leibniz Universität Hannover, Institut für Antriebssysteme und Leistungselektronik, Welfengarten 1, 30167 Hannover Leibniz Universität Hannover, Institut für Grundlagen der Elektrotechnik und Messtechnik, Appelstr. 9A, 30167 Hannover Universität Bremen, Institut für elektrische Antriebe, Leistungselektronik und Bauelemente, Otto-Hahn-Allee NW1, 28359 Bremen	9. originator's report no. -
	10. reference no. 0324336A-E
	11. no. of pages 178
12. sponsoring agency (name, address) Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) 53107 Bonn	13. no. of references 72
	14. no. of tables 28
	15. no. of figures 170
16. supplementary notes -	
17. presented at (title, place, date) -	

18. abstract

Frequency converters are indispensable components of modern wind turbines. At the same time, they exhibit high failure rates and cause considerable repair costs and yield losses. The aim of the ReCoWind project is to further investigate the causes and mechanisms of the often premature and unforeseen failures of frequency converters in wind turbines. One focus is humidity as a failure-relevant influencing factor identified in previous work. Based on the results of field data analysis, model-based and experimental investigations, measures in the field of design, operation management, maintenance as well as in the field of component testing are derived to increase the reliability of frequency converters in wind turbines.

19. keywords

reliability, frequency converter, power electronics, wind turbines

20. publisher

-

21. price

-