

Monitoring und Zustandsbewertung von Oberflächen- schutzsystemen an Offshore-Windenergieanlagen

PD Dr.-Ing. habil. Andreas Momber
Muehlhan AG, Hamburg

Prof. Dr. Peter Schaumann, M.Sc. Maximilian Mund, Dipl.-Ing. Sebastian Kelma
Leibniz Universität Hannover, Institut für Stahlbau

Prof. Dr.-Ing. Tim Natkemper, B.Sc. Daniel Langenkämper, B.Sc. Robin van Keverlaer
Universität Bielefeld, Technische Fakultät, AG Biodata Mining

ZUSAMMENFASSUNG

Im Beitrag werden Anforderungen an moderne Inspektions-, Bewertungs- und Instandhaltungstechniken für Korrosionsschutzsysteme an Offshore-Windenergieanlagen besprochen. Es wird der Stand der Technik dargestellt, und es werden Anforderungen an wissenschaftliche Untersuchungen abgeleitet. Es werden erste Ergebnisse eines öffentlich geförderten Projekts *„Intelligente Integrierte Systeme für das Monitoring von Oberflächen-schutzsystemen an Offshore-Windenergiekonstruktionen“* präsentiert.

STICHWORTE

Beschichtungen, Instandhaltung, Korrosion, Offshore, Windenergie

EINLEITUNG

Während ihrer Lebensdauer sind Offshore-Windenergie-Anlagen (in der Folge OWEA) extremen meteorologischen und ozeanologischen Bedingungen ausgesetzt. Da es sich bei OWEA um Instandhaltungsintensive Konstruktionen handelt, die sich teilweise mehr als 100 km von der Küste und somit in einem schwer zugänglichen Umfeld befinden, ist die Einführung effektiver und kostengünstiger Instandhaltungsprozesse eine entscheidende Voraussetzung für den zuverlässigen und wirtschaftlichen Betrieb von OWEA. Eine wesentliche Voraussetzung für Funktion von OWEA bilden Oberflächenschutzsysteme, insbesondere Beschichtungen sowie kathodische Schutzsysteme (KKS), aber auch Korrosionsschutzschläge; siehe Abbildung 1. Hierbei handelt es sich um leistungsfähige Industrieprodukte, die hohe Ansprüche an Wartung und Instandsetzung stellen. Die Reparatur von geschädigten Beschichtungen ist ein äußerst zeit- und kostenaufwändiges Unterfangen mit komplexer Logistik (Friesse, 2015; Müller, 2012). Ein wesentlicher Beitrag zur Kostenreduktion besteht somit in der Minimierung bzw. der Optimierung von Offshore-Einsätzen.

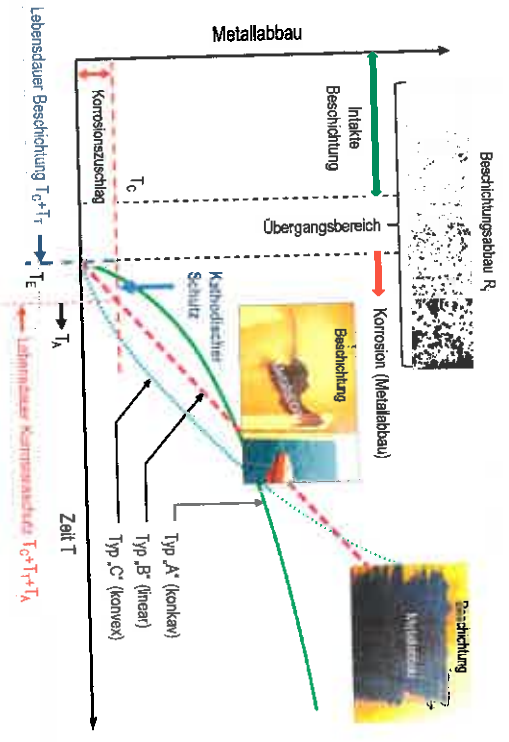


Abbildung 1: Korrosion und Korrosionsschutz an OWEA (Mombert, 2016). T_0 : Beschichtung ist weitgehend intakt; T_1 : Beschichtungsbau beginnt (Übergangsbereich); T_c : Beschichtung ist abgehault/Korrosion; T_A : Korrosionszuschlag ist aufgebraucht (für lineare Korrosion)

Moderne Instandhaltungsstrategien, die Inspektion, Schadensbewertung, Zustandsbewertung, Instandhaltungsplanung, Reparaturszenarien und elektronische Datenvorhaltung umfassen und eine Optimierung von Offshore-Einsätzen gestatten, finden aus ökonomischen Gründen für den Oberflächenschutz von OWEA bisher keine Anwendung. Jedoch bieten die rasante Entwicklung von autonomen Inspektionstechniken (Drohnen über Wasser (Schutz u. a., 2016) und fernbediente ROVs unter Wasser (Staudigel, 2018) und von Sensoren sowie die Möglichkeiten der elektronischen Datenverarbeitungs- und Kommunikationstechnik Möglichkeiten, auch in diesem Bereich moderne, kostensparende Instandhaltungsmodelle zu entwickeln. In der Zukunft werden Digitalisierung, Verfügbarkeit von Echtzeitinformationen, vernetzte Sensorik und Simulation auch Instandhaltungsprozesse prägen. In Abbildung 2 sind grundsätzlich Szenarien für die Zustandsewertung und Instandhaltung dargestellt. Die im Beitrag besprochenen Ansätze und Untersuchungen sollen insbesondere dazu beitragen, den Übergang von „Prognose“ zu „Diagnose“ und hierbei insbesondere die Einführung einer „Vorhersage-Instandhaltung“ zu ermöglichen.

Die Mindestanforderungen an wiederkehrende Prüfungen zur Zustandsewertung bezüglich der tragenden Strukturen von OWEA sind in Tabelle 1 aufgelistet. Bei der Erstellung von Prüfplänen sind neben den in der Tabelle aufgeführten tragenden Strukturen auch Bauteile zu berücksichtigen, die bei einem Versagen einen negativen Einfluss auf Mensch und/oder Umwelt haben (z. B.: Außengeländer, Plattformen, Gitterroste, Leitern). Mindestanforderungen an wiederkehrende Prüfungen für die Rotor-Gondel-Baugruppe von OWEA finden sich in Tabelle 2. Es ist ersichtlich, dass oberflächenerlevante Phänomene, einschließlich Korrosion, bei allen Zustandsprüfungen eine wesentliche Rolle spielen.

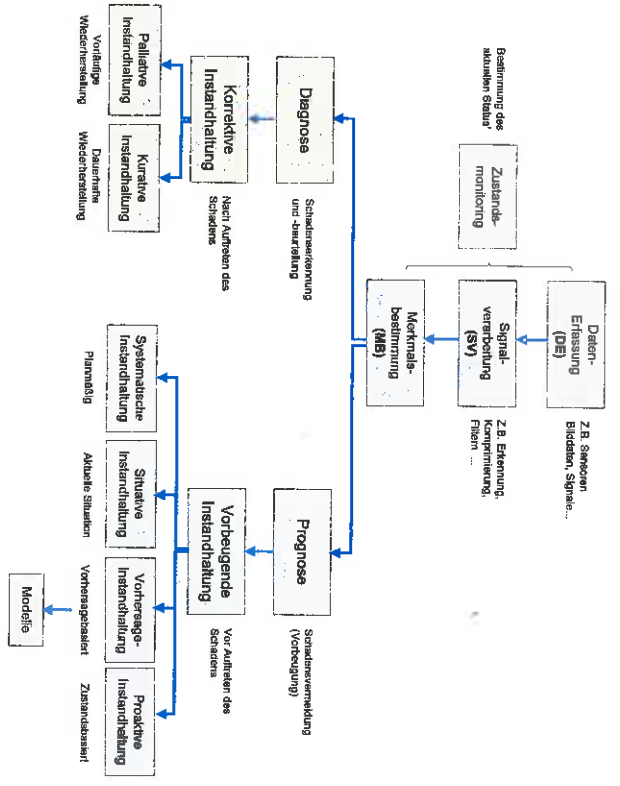


Abbildung 2: Zusammenhänge zwischen Zustandsewertung und Instandhaltungsszenarien. Angestrebt wird der Übergang von Diagnose zu Prognose und die Einführung einer Vorhersage-Instandhaltung (nach Tohakoua u. a., 2015)

Prüfgegenstand	Prüfungsdauer und Intervalle
Funktion der Anoden, Fremdstromanlage	In den ersten 2 Jahren jährlich, danach in Abhängigkeit des Zustands (empfohlen alle 4 Jahre)
Unterstruktur: Schweißnähte (die zyklischer Belastung unterliegen), Unversehrtheit der Oberfläche der Strukturlemente	Entsprechend den Lebensdauerberechnungen und dem Inspektionsplan
Beschaffenheit der Meeresbodenoberfläche, Kolkbildung	In den ersten 2 Jahren jährlich, danach je nach Zustand (empfohlen alle 4 Jahre)
Grad des marinen Bewuchses (punktueller Messung)	In den ersten 2 Jahren jährlich, danach in Abhängigkeit des Zustands (empfohlen alle 4 Jahre; kann mit SILK TM -Anforderungen kombiniert werden)
Korrosionsschutz (visuelle Prüfung): <ul style="list-style-type: none"> Unterwasserbereich Struktur Wechselgang Überwasserbereich Unterstruktur Betriebsstruktur (Tragstruktur) 	In Abhängigkeit des Zustandes (empfohlen alle 4 Jahre) In Abhängigkeit des Zustandes (empfohlen alle 2 Jahre) In Abhängigkeit des Zustandes (empfohlen alle 4 Jahre) In Abhängigkeit des Zustandes (empfohlen alle 4 Jahre)

Prüfgegenstand	Prüfgrundlage und Intervalle
Betriebsstruktur: Schweißnähte (die zyklischer Belastung unterliegen), Tragwerkschrauben	Entsprechend den Lebensdauerberechnungen und dem Inspektionsplan
1) Standarduntersuchungskonzept „Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt“ des BSH	

Tabelle 1: Mindestanforderungen an wiederkehrenden Prüfungen bezüglich der tragenden Strukturen von OWEA (BSH, 2015)

Baugruppe	Prüfgegenstand
Rotorblatt	Beschädigung der Oberfläche, Risse, Strukturunstetigkeiten des Blattkörpers; visuelle Begutachtung und Untersuchung der Struktur mit geeigneten Verfahren (z.B. Klappen, Ultraschall); Vorspannung der Schraubverbindungen; Beschädigung der Blitzschutzvorrichtungen.
Triebstrang	Dichtigkeit, ungewöhnliche Geräusche; Zustand des Korrosionsschutzes; Schmierzustand; Vorspannung der Schraubverbindungen; Zustand des Getriebes
Maschinenhaus und kraft- und momentübertragende Komponenten	Korrosion, Risse, ungewöhnliche Geräusche; Schmierzustand; Vorspannung der Schraubverbindungen
Hydrauliksystem, Pneumatiksystem	Beschädigung, Dichtigkeit; Korrosion; Funktion
Sicherheitsvorrichtungen, Messaufnehmer und Bremsysteme	Funktionskontrollen, Einhalten der Grenzwerte; Beschädigung, Verschleiss

Tabelle 2: Mindestanforderungen an wiederkehrende Prüfungen für die Rotor-Gondel-Baugruppe einer OWEA (BSH, 2015)

INSTANDHALTUNGSSTRATEGIEN UND -MODELLE

Zur Planung von Instandhaltungsprozessen an Oberflächenschutzsystemen an Offshore-Konstruktionen sind in der Öl- und Gasförderernte Risikobasierte Ansätze entwickelt worden (Axelsen u. a., 2009, 2010; Versowsky, 2004). Dabei wird die Instandhaltungsstrategie in eine Abhängigkeit zu dem Risiko für eine Konstruktion (oder ein konstruktives Element) versetzt. Das Risiko ist das Produkt aus Wahrscheinlichkeit eines Schadens und Konsequenz eines Schadens. Die *Wahrscheinlichkeit* eines Schadens hängt in erster Linie von der Beanspruchung und dem verwendeten Oberflächenschutzsystem ab. Hierzu werden OWEA in Bereiche mit verschiedenen Beanspruchungskollektiven unterteilt. Die *Konsequenz* des Schadens hängt in erster Linie vom Umfang des Schadens und der Funktion des konstruktiven Elements/Bauteils ab. Hierbei müssen insbesondere lokale (z.B. festigkeitsbezogene) Beanspruchungskriterien definiert werden.

Zur Beschreibung der Beanspruchung werden OWEA in Bereiche mit verschiedenen Beanspruchungskollektiven unterteilt. Eine beispielhafte Unterteilung für einen OWEA-Turm

zeigt Abbildung 3, in der korrosive, mechanische, physikalische und biologische Beanspruchungen dargestellt sind. Eine weitere Aufteilung nach korrosiver Beanspruchung zeigt ebenfalls Abbildung 3. Es ist bekannt, dass die stärkste korrosive Beanspruchung an ungeschützten Stählen und beschädigten Beschichtungen an Offshore-Bauwerken in der Spritzwasserzone zu verzeichnen ist (Ault, 2006; Houyoux u. a., 2007; Kobayashi, 2007). An unbeschädigten Beschichtungen ist die Beanspruchung hingegen am stärksten in der Wasserwechselzone (Kobayashi, 2007). Neuere Untersuchungen (Bai u. a., 2016) haben ergeben, dass der Einfluss von Korrosion auf die Tragereigenschaften (Festigkeitsreserve) von Stahl-Offshore-Konstruktionen am stärksten in der Unterwasserzone ausgeprägt ist, er ist in der Unterwasserzone 3,5-mal größer als in der Spritzwasserzone. Diese Ergebnisse verdeutlichen die Bedeutung einer integralen Betrachtung des Problems.

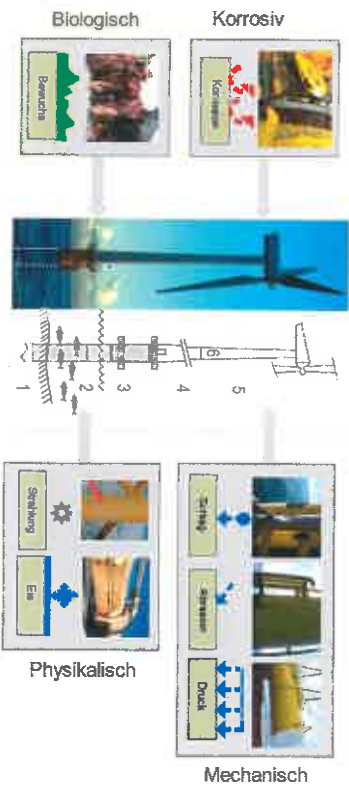


Abbildung 3: Ausgewählte Beanspruchungsgruppen an einer OWEA-Tragstruktur. Korrosive Beanspruchungen: 1=Boden (lm3); 2=Unterwasserzone (lm4); 3=Wasserwechselzone (CX+lm4); 4=Spritzwasserzone (CX+lm4); 5=atmosphärische Zone (CX); 6=Innen (C3, C4)

Ein einfaches Monitoring-Modell zur Bewertung des Schadensumfanges an OWEA ist in (Möller, 2016) vorgeschlagen:

$$N_p = N_c + N_s = \frac{R}{100} + \frac{h_s}{CA} \quad (1)$$

Hierbei beschreibt der Buchstabe N den Instandsetzungsbedarf (N_p für Gesamtsystem, N_c für Schutzsystem, N_s für den Stahl), R ist der Abbaugrad des Schutzsystems nach ISO 4628-3, h_s ist der Stahltrag durch Korrosion, und CA ist der Korrosionszuschlag am Stahl (vgl. Abbildung 1). Das Modell berücksichtigt den Zustand des Oberflächenschutzsystems (Beschichtung) und den Zustand der zu schützenden Oberfläche (Stahl). Die *Wirksamkeit* kathodischer Schutzsysteme ist hierbei indirekt durch deren Einfluss auf den Stahlabbau berücksichtigt. Der Beschichtungszustand wird über einen Beschichtungsbaugrad beschrieben (siehe Abbildungen 1 und 4), während der Stahlzustand über den Korrosionsfortschritt beschrieben wird (siehe Abbildungen 1 und 5), der in mehreren Regelwerken festgelegt ist (DNVGL-PP-0416). Dieser Wert wird insbesondere von der lokalen korrosiven Beanspruchung und der Wirksamkeit von kathodischen Schutzsystemen bestimmt. Ergebnisse einer

beispielhaften Berechnung nach Gl. (1) sind in Abbildung 6 zusammengestellt. Diese Matrix definiert drei Risikogruppen in Abhängigkeit von Beschichtungsabbau und Stahlabbau (Korrosion). Die jeweiligen Risikowerte NP müssen an Funktion und Belastung des jeweiligen Bauteils angepasst werden, wobei für höher beanspruchte Bauteile und lasttragende Strukturelemente tendenziell höhere NP-Werte angesetzt werden müssen.



Abbildung 4: Verschiedene Abbaugrade (Ri) an Korrosionsschutzbeschichtungen als Ergebnis digitaler Bildverarbeitung (Bezugsflächendefinition erfolgte manuell); von links in %: 0,5; 1,3; 11,3; 17,4; 54,1 (Momber, 2016)



Abbildung 5: Stahlkorrosion an Bereichen mit abgebauter Korrosionsschutzbeschichtung (Momber, 2016). Intensität der Korrosion (Stahlabbau) nimmt nach rechts zu.

Struktur (Stahlabbau)	Beschichtungsabbau in %				
	≤ 5	>5 to 10	>10 to 25	>25 to 50	> 50
Kein Rost / Rostfahnen / leichter Rost	0,005	0,013	0,065	0,253	1,003
Durchgängig leichter Rost	0,013	0,020	0,073	0,280	1,010
Schwerer Rost	0,065	0,073	0,125	0,313	1,063
Tiefe Pittings	0,253	0,280	0,313	0,56	1,250
Signifikanter Metallverlust	1,003	1,010	1,063	1,250	2,000

Abbildung 6: Beispiel einer Risikoberechnung nach Gl. (1) für ein OWEA-Bauteil (Momber, 2016) ■ $N_p \leq 0,05$: geringes Risiko; ■ $0,05 < N_p < 0,5$: mittleres Risiko; ■ $N_p \geq 0,5$: hohes Risiko. (Die Risikowerte müssen an Funktion und Belastung des jeweiligen Bauteils angepasst werden.)

Generelle Konzepte für die Instandhaltung von Offshore-Konstruktionen sind bekannt (z.B. DNV-RP-C302, Ian u.a., 2016; Tachikawa u.a., 2014). Um deren Struktur auf den Zustand von Oberflächenschutzsystemen/Oberflächen an OWEA übertragen zu können, müssen die folgenden Zusammenhänge geklärt werden:

- Erstellung detaillierter Beanspruchungskollektive für lokale Strukturbereiche (vgl. Abb. 3);
- Definition von Beanspruchungskollektiven für Beschichtungssysteme unter der Berücksichtigung von Sonderlasten (vgl. Abb. 3);
- Systematische, mechanisierte oder teilautomatisierte, Inspektion von Beschichtungssystemen und Strukturbereichen über und unter Wasser und in Innenbereichen;
- Quantitative Erfassung und Bewertung von Schäden an Beschichtungssystemen (vgl. Abb. 4);
- Automatische Datenbank-bezogene Kategorisierung von Schäden (vgl. Abb. 3);
- Automatische (räumliche) Zuordnung von Schäden und Schadensstelle;
- Kriterien für die Bewertung lokaler Strukturbereiche (vgl. Abb. 5);
- Zustandsanalyse kathodischer Schutzsysteme;
- Verarbeitung, Management und Übertragung aller Daten (Vernetzung);
- Ableitung von Zustandssperichen und Erstellung von Zustandskategorien;
- Ableitung von Zustandsmodellen zur Bestimmung des Schadenfortschritts (vgl. Abb. 2);
- Ableitung von Instandhaltungsmodellen (vgl. Abb. 2).

Die im OWEA-Bereich praktizierten Lösungen weisen zahlreiche Schwächen auf, insbesondere die folgenden:

- Es bestehen keine Möglichkeiten der Verknüpfung dieser Daten untereinander oder mit den Daten anderer Bauteile/Positionen;
- Die statische Konfiguration erlaubt keine direkte Implementierung zusätzlicher Daten;
- Die Daten können nicht (oder nur manuell) in andere Formate oder Systeme überführt werden;
- Strukturzeichnung, Schadensbild und Textdaten sind datentechnisch voneinander getrennt;
- Die Daten erlauben keine quantitative Interpretation;
- Es existiert keine Modellbasierte Grundlage für die Beurteilung des Schadens.

INSPEKTIONS- UND SENSORTECHNIKEN

Die zuverlässige und effektive Bestimmung von Zustandskennwerten ist mittels moderner Inspektions- und Sensortechnik in Kombination mit fortschrittlicher, vernetzter Datenmanagement- und Kommunikationstechnik möglich.

Zu den Inspektionsstechniken zählen insbesondere für den Überwasserbereich *Unmanned Aerial Vehicles (UAV)* bzw. Drohnen und für den Unterwasserbereich/die Wasserwechselzone *Remote Operated Vehicles (ROV)* sowie für alle Bereiche permanente Sensoren (siehe Abbildung 7).

Für die Beurteilung von KKS stehen moderne Fernüberwachungs- und Analysewerkzeuge zur Verfügung, deren Daten in ein vernetztes Datenmanagement- und Kommunikationssystem integriert werden können (siehe Abbildung 7).

Sensor-basierte Inspektions-/Monitoringmöglichkeiten schließen u.a. Schichtdickensensoren, Klimsensoren (Sauerstoffgehalt, Temperatur, etc.), Elektrolytsensoren, Stromdichtensensoren und Widerstandssensoren ein (Black, 2013; Mathiesen, 2013; Festy, 2012; Rioual, 2012). Weitere mögliche Messsysteme umfassen Wärmebildkameras, Infrarot- und Ultraschallsysteme (vgl. Abbildung 7). Eine prognostizierte Bestückung einer OWEA mit Sensoren zum Monitoring von Korrosivität/Korrosion, Beschichtungssystemen und Bewuchs ist in Abbildung 8 vorgestellt.

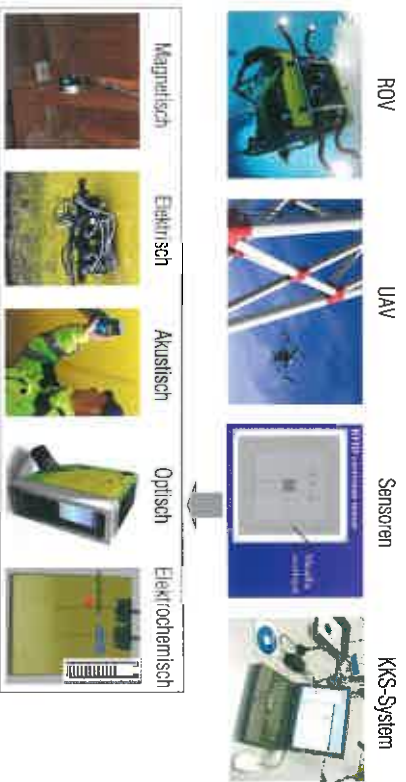


Abbildung 7: Autonome und ferngesteuerte Inspektions- und Sensortechnik als Datenquellen (Auswahl); Quellen: Muehlhan AG, German Cathodic Protection GmbH, Zockoll u.a. (2012), Rioual (2012)

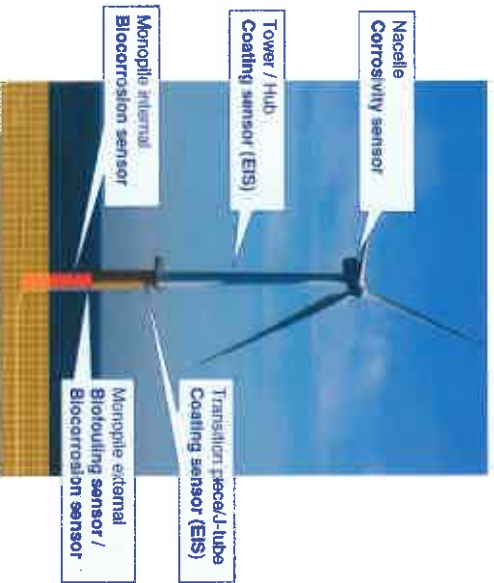


Abbildung 8: Prognostiziertes Konzept einer Überwachung von Korrosion, Bewuchs und Beschichtungszustand mittels Sensoren (Quelle: TNO, Niederlande)

DIGITALISIERUNG UND QUANTIFIZIERUNG VON ZUSTANDSWERTEN

Für die Digitalisierung und Quantifizierung von Zustandskennwerten für Beschichtungen und Stahloberflächen sind bereits algorithmische Ansätze entwickelt und angewendet worden (Bonnin-Pascual und Ortiz, 2014; Chen u.a., 2012; Gao u.a., 2012; Momber, 2012; Xia u.a., 2017). Beispiele zeigt Abbildung 9. Die Algorithmen sind jedoch bezüglich der Fehlerrate nicht leistungsfähig genug und müssen entsprechend angepasst und erweitert werden. Die Auswertungen beschränken sich zudem auf sehr kleine Datenmengen und sind deswegen nicht repräsentativ. Auch sind die meisten Ansätze grundsätzlich nicht generalisierunfähig. Folgende Erweiterungen und Verbesserungen müssen angestrebt werden:

- **Generalisierung:** Die Bildanalyse sollte in der Lage sein, Bilddaten aus neuen Inspektionsflügen ohne aufwändige neue Adaption mit ausreichender Genauigkeit zu verarbeiten.
- **Quantifizierung:** Auf Basis von definierten Bezugsflächen sollen Kenngrößen für Zustände bestimmt werden.
- **Reproduzierbarkeit:** Die Performanz der Bildanalyse sollte stabil gegenüber kleinen Abweichungen in den Trainingsdaten oder Eingabedaten sein.
- **Genauigkeit:** Die Erkennung und Segmentierung von Schäden und Bezugsflächen und die Klassifikation der Schäden muss verbessert und mit üblichen Gütemaßen evaluiert werden.
- **Vernetzung/Integration:** Die Bilddaten und die Schadensbewertungen müssen mit einem *digital asset management system* (DAM) verknüpft sein, um den Bezug zu anderen Datenquellen/Informationen nutzbar zu machen. Das System sollte außerdem eine räumlich-zeitliche Zuordnung der Bilddaten zu einem einfachen geometrischen Anlagenmodell unterstützen.
- **Effizienzsteigerung:** Der Inspektionsprozess muss durch optimierte Verfahren zur Erfassung und Auswertung von Sensor- und Bilddaten weitestgehend automatisiert werden.
- **Prognosen:** Es muss eine stabile Datenlage geschaffen werden, um mit modernen Verfahren belastbare Prognosen für den zukünftigen Anlagenzustand erstellen zu können.

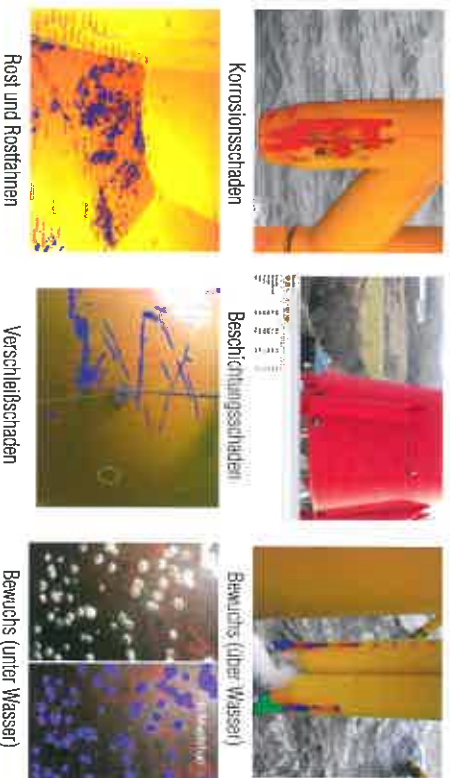


Abbildung 9: Bewertung von Korrosion, Beschichtungsabbau und Bewuchs mittels Bildverarbeitungsalgorithmen (Quellen: Muehlhan AG, Hamburg; Universität Bielefeld)

Voruntersuchungen im Bereich der bildbasierten Exploration von Unterwasserregionen haben gezeigt, dass eine algorithmische Auswertung von großen Bildmengen in sehr ähnlichen Kontexten möglich ist. Dabei liegt eine Herausforderung in der Bildqualität. Ursachen sind entweder wechselnde Kamera- oder Trägersysteme (z. B. ROV, AUV), stark variierende Kamera-Objekt-Abstände oder variierende Wassereigenschaften (bzgl. Sicht).

Die sich ergebenden Probleme können auf der Basis großer Datenmengen und einer ausreichenden Anzahl manueller Annotationen gelöst werden (Osterhoff u. a., 2014; 2016a; 2016b). Zur Klassifikation der Muster oder Bildausschnitte können in den verschiedenen Kontexten unterschiedliche maschinelle Lernverfahren eingesetzt und teilweise algorithmisch weiterentwickelt werden (Langenkämper und Natthkemper, 2016).

Ein weiterer wesentlicher Aspekt ist die Übertragung algorithmischer Lösungsansätze auf effiziente Softwarelösungen (Schoening u. a., 2015). Eine schnelle Verarbeitung ist von hoher Relevanz, da die ersten Ergebnisse einer Auswertung der gewonnenen Bilddaten noch vor Ort in die Planung weiterer Inspektionseinsätze einbezogen werden könnten.

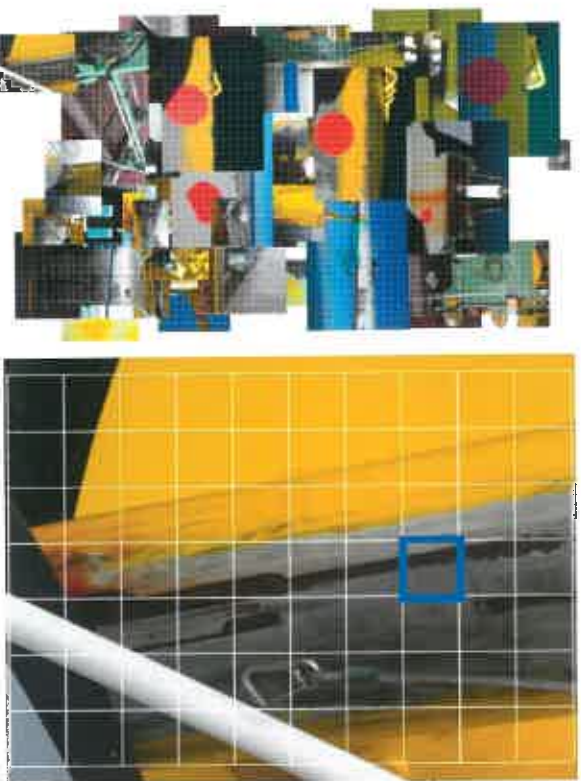


Abbildung 10: Prinzip der Bildausschnitt-Klassifikation durch ein Convolutional Neural Network (CNN). Umversteit: Bielefeld (SYMOO-Projekt). Aus einer Menge von mehreren hundert Bildern aus Inspektionen (links) wurden Bildausschnitte mit Klassifizierungen („Rostschaden“, „Beschichtungsschaden“, „unauffällig“) gewonnen und ein CNN trainiert. Zur Evaluation wurde anschließend mit dem trainierten CNN auf einer Menge Testbilder die Bildausschnitte in die drei Kategorien klassifiziert (rechts, blauer Rahmen = vom CNN klassifizierter Bildausschnitt).

In einer Pilotstudie sind Versuche unternommen worden, Mustererkennungssysteme aus marinen Einsatzfeldern, wie der geologischen Ressourcenerkundung (Schoening u. a., 2012, 2015, 2016), auf Beispieldatensätze anzuwenden, um Schäden von Beschichtungen zu segmentieren (siehe Abbildung 9, oben links). Die Ergebnisse zeigen deutlich Potential (siehe rot markierte Schadenflächen) und motivieren eine intensivere Erforschung der sich hier bietenden methodischen Möglichkeiten. In einer weiteren Untersuchung wurde der Einsatz eines *Convolutional Neural Network* (CNN) auf die Bewertung von Schadenkategorien für OWFA angewendet. Hierzu wurden in $n \times 102$ Inspektionsbildern insgesamt ca. 5.000 Ausschnitte („Kacheln“) der Größe 256 x 256 ausgeschnitten (s. Abbildung 10). Die Ausschnitte wurden abhängig von ihrem Inhalt entweder als „Rostschaden“, als „Beschichtungsschaden“ oder „unauffällig“ kategorisiert. Das auf diese Weise trainierte CNN weist eine durchschnittliche Klassifikationsgüte (F1 score) von 85% auf einem Testdatensatz auf. Dies sind Bilddaten, die nicht während des CNN Trainings verwendet wurden.

KORROSIONSMODELLE

Lebensdauerbetrachtungen können nur angestellt und Instandhaltungsszenarien nur entwickelt werden, wenn Zustandskennwerte mit Korrosionsmodellen verknüpft werden. Quantitative Korrosionsmodelle für Stahl unter maritimer Beanspruchung berücksichtigen insbesondere Flächenkorrosion (Melchers, 2018) und Lochfraßkorrosion (Yamamoto und Keganai, 1998; Ammad und Sumi, 2010). Grundsätzlich können unterschieden werden (vgl. Abbildung 1):

- lineare Modelle mit konstanter Korrosionsgeschwindigkeit,
- lineare Modelle mit Initiierungsperiode und konstanter Korrosionsgeschwindigkeit,
- Exponential-Modelle,
- Mehrphasenmodelle.

Korrosionsmodelle für Stahl in maritimer Atmosphäre lassen sich wie folgt generalisieren (Qin und Qui, 2003):

$$h_s(t) = h_{ss} \cdot \left\{ 1 - \exp \left[- \left(\frac{t - T_E}{\eta} \right)^\rho \right] \right\} \quad (2)$$

Hierbei ist h_s der Stahlabtrag durch Korrosion, t ist die Einsatzdauer/Standzeit, und T_E ist das Ende der Schutzdauer des Schutzsystems. Mittels Variationen der Kernwerte β und η können weitere Modelle mittels Gl. (2) generalisiert werden. Das Modell kann die zeitliche Entwicklung von flächiger Korrosion verschiedener Metalle (Laub, 1964) sowie von Lochfraßkorrosion (Bhandari u. a., 2015) beschreiben. Ergebnisse von Melchers und Jiang (2006) zum zeitlichen Abbau von Schutzbeschichtungen und die zeitliche Blasenbildung in Schutzschichten (Garcia u. a., 2010) lassen sich ebenfalls mit Gl. (2) darstellen.

Qualitative Beschreibungen der Metallkorrosion in maritimer Umgebung, insbesondere die Beschreibung von Korrosionsprodukten und deren Einfluss auf den Materialabtrag sind für atmosphärische maritime Beanspruchung (Alcantara u. a., 2017; Cano u. a., 2014) und Spritzwasserbereiche (Huang u. a., 2017; Wang u. a., 2014; Zhang u. a., 2014) vorgelegt worden, wobei keine Rückschlüsse auf quantitative Korrosionsmodelle gezogen wurden.

STRUKTURBAUTEILE UND FUNKTION

Lebensdauerbetrachtungen können nur angestellt und Instandhaltungsszenarien nur entwickelt werden, wenn Zustandskennwerte und Korrosionsmodelle mit der Funktion der betrachteten Strukturelemente (Bauteile) sowie mit Versagensmodellen verknüpft werden. Folgende Bereiche sind mindestens bei jeder Wiederkehrenden Prüfung einer Offshore-Struktur zu erfassen (BSH, 2015f):

- alle lasttragenden Strukturelemente der Offshore-Struktur, die maßgeblich für die Stand-sicherheit wichtig sind,
- andere Tragelemente, die für die Stand-sicherheit maßgeblich sind (z.B. strukturelle Bolzen),
- Meeressbodenbeschaffenheit (z. B. Kolkbildung),
- mariner Bewuchs,
- Korrosionsschutz (Beschichtungen und Anoden).

Die Bestimmung von Funktions- und Beanspruchungskriterien für Strukturbauteile ist grundsätzlich mittels detaillierter lokaler Beanspruchungs- und Funktionsanalysen möglich. Generelle Kategorien sind im Bereich des Offshore-Stahlbaus zwar bekannt (DNVGL-ST-0126; DNVGL-OS-C101), wie zum Beispiel:

- Spezielle Strukturen (substanzzielle Konsequenzen bis hin zu Spröbruch),
- Primäre Strukturen (substanzzielle Konsequenzen),
- Sekundäre Strukturen (ohne substanzzielle Konsequenzen).

Tragstrukturen von OWEA müssen jedoch durchgängig und systematisch hinsichtlich möglicher Schäden und Schadenstufen beurteilt werden. Daher müssen Strukturbauteile bezüglich der Anforderungen an den Oberflächenschutz im Detail kategorisiert werden. In dem Zusammenhang sind nahezu keine Untersuchungen an OWEA bekannt. Die Wechselwirkung zwischen Korrosionsschutz und zu schützender OWEA wurde in (Lohaus u. a., 2013) untersucht. Neben dem Einfluss verschiedener Korrosionsschutzsysteme auf das Trag- und Ermüdungsverhalten von Stahlstrukturen für OWEA wurden auch die Auswirkungen dynamischer Belastung auf die Korrosion betrachtet.

MODELLIERUNGSANSATZ FÜR KORRODIERTE OBERFLÄCHEN

Die Stahldegradation der OWEA kann auf Grundlage von digital erfassten Oberflächen mithilfe der angesprochenen weiterentwickelten Inspektions- sowie Sensortechniken numerisch abgebildet werden. Diese Abbilder können Auskunft über die Art der Korrosion geben, aber entsprechend numerisch zu simulieren. Eine Scannung der Oberflächenbeschaffenheit ist unter Offshore-Bedingungen mit der derzeitigen Technik nicht möglich. Daher ist es bei der Verwendung von Finite-Element-Modellen aufgrund der stochastischen Natur der korrodierten Oberflächen und der entsprechend stochastisch zu beschreibenden Spannungserhöhung infolge Korrosion erforderlich, mehrere stochastisch simulierte Oberflächen mit Zufallsfeldern (vgl. Abbildung 11) zu erzeugen. Diese gilt es hinsichtlich des veränderten Spannungszustandes zu analysieren. Diese Auswertungen können beispielsweise mit zufallsbasierten Methoden (Monte-Carlo-Simulation, Latin Hypercube Sampling) durchgeführt werden, um die Zuverlässigkeit des Auftretens möglicher Schäden bestimmen zu können.

Weitergehende Finite-Elemente-Simulationen geben Aufschluss über durch die Korrosion veränderte Spannungszustände in den Detailpunkten und ermöglichen somit die Bewertung des momentanen Zustands sowie eine Abschätzung der verbleibenden Restlebensdauer. Unsicherheiten bei der Auswertung der digital erfassten Oberflächen sind ebenso wie mögliche Streuungen bei der Beschreibung der unregelmäßigen, korrodierten Stahloberfläche durch die Modellierung mittels Zufallsfeldern zu berücksichtigen.



Abbildung 11: Verschiedene Oberflächentopologien eines lognormal-verteilten Zufallsfeldes zur Beschreibung der Wanddickenreduktion aufgrund von Korrosion (aus Teixeira u. a., 2013)

Neben der lokalen Untersuchung der korrodierten Oberfläche ist auch die sich durch die Korrosion veränderte Struktur in der Gesamtsimulation von OWEA zu berücksichtigen. Unveröffentlichte numerische Untersuchungen am Institut für Stahlbau zeigen unter anderem, dass mit fortschreitender, gleichmäßiger Korrosion die Eigenfrequenzen von OWEA sinken und die auftretenden Strukturspannungen steigen. In Abbildung 12 ist am Beispiel einer OWEA mit Monopile-Gründung dargestellt, dass bei Berücksichtigung der jährlichen Korrosion ein höherer Ermüdungsschaden ermittelt wird als nach den Vorgaben der DNVGL ST 0126 (Kap. 4.11.1.8), die bei der Auslegung von OWEA eine mittlere Korrosionstiefe für die gesamte Nutzungsdauer empfiehlt. Die Integration von korrodierten Komponenten in die Gesamtsimulation von OWEA kann mit der sogenannten Submodell-Technik erfolgen. Hier wird das detaillierte Modell des korrodierten Bauteils in das oftmals vereinfachte numerische Gesamtmodell der OWEA integriert. Untersuchungen zur Submodell-Technik und ihren Einfluss auf die Gesamtsimulation wurden am Institut für Stahlbau der Leibniz Universität Hannover für die Knoten von Jacket-Tragstrukturen durchgeführt (Dubois u. a., 2013). Hierbei wurde die am Institut für Stahlbau entwickelte Finite-Elemente-Software „Poseidon“ verwendet (Böker, 2010).

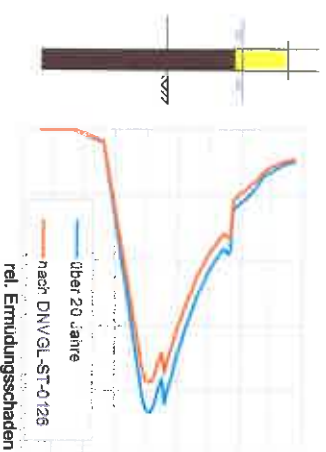


Abbildung 12: Kumulierter relativer Ermüdungsschaden für eine OWEA mit Monopile und eine Nutzungsdauer von 20 Jahren unter Berücksichtigung von fortlaufender Korrosion: mit gemittelter Korrosion nach 10 Jahren (orange) und für jedes Jahr einzeln (blau) (Institut für Stahlbau, Leibniz Universität Hannover)

Neben der Analyse von bewerteten Zuständen von Korrosion bzw. Beschichtungen kann auch der zeitliche Fortschritt der Korrosion mit zuverlässigkeitsbasierten Modellen detailliert untersucht werden, um die Restnutzungsdauer abzuschätzen zu können. Es wurde bereits die Wechselwirkung zwischen Korrosionsschutz und zu schützender OWEA untersucht (Lohaus u. a., 2013). Neben dem Einfluss verschiedener Korrosionsschutzsysteme auf das Trag- und Ermüdungsverhalten von Stahlstrukturen für OWEA wurden auch die Auswirkungen dynamischer Belastung auf die Korrosion betrachtet.

Auf der Basis der Bewertung der verbleibenden strukturellen Tragfähigkeit wird es ermöglicht, Instandsetzungsmaßnahmen gezielt einzuleiten und zu optimieren. Die Klassifizierung der verschiedenen Komponenten hinsichtlich ihrer Funktionalität ist bei der Bewertung und Empfehlung von Instandsetzungsmaßnahmen zu berücksichtigen.

SCHLUSSFOLGERUNGEN

An moderne Inspektions-, Bewertungs- und Instandhaltungstechniken werden die folgenden Anforderungen gestellt:

- Reduktion von Inspektions- und Instandhaltungskosten,
- Beschleunigung (Effizienzsteigerung) von Bewertung-/Monitoring-Prozessen für Oberflächenschutzsysteme,
- Erhöhung der Zuverlässigkeit von Zustandsprognosen von Oberflächenschutzsystemen,
- Erhöhung der Genauigkeit der Bewertung der strukturellen Integrität von OWEA,
- Erstellung realer Anforderungsprofile für Inspektoren/Monitoring,
- Erhöhung der Sicherheit bei Inspektionsarbeiten,
- Aufbau einer Software-Plattform zur Integration und Management von Monitoring-Daten und multimodalen Informationen,
- Normalisierung und Standardisierung von Datenstrukturen,
- Nachhaltige und praxisrelevante Entwicklung neuer Algorithmen und Software zur Auswertung großer Bild-Datensätze aus Offshore-Monitoring-Prozessen (manuell/UAV/Drohne/ROV)

Es ergeben sich die folgenden Anforderungen an wissenschaftliche Untersuchungen:

- Bewertung und Einführung bestehender Degradationsmodelle (Korrosion, Beschichtungsabbau, Bewuchs, etc.) in bestehende Bemessungs- und Instandhaltungsmodelle,
- Entwicklung von algorithmischen Methoden zur Berechnung konsistenter und generalisierungsfähiger Merkmale für sichtbare Oberflächenzustände in Bildern (Farbe, Textur, etc.),
- Entwicklung und Evaluation neuer Algorithmen zur Voll- oder Teilautomatisierung der Erkennung/Bewertung von Oberflächenzuständen in Beurteilungs- bzw. Monitoring-Prozessen,
- Entwicklung eines Systems zur Exploration, Verwaltung und Verarbeitung von großen multi-modalen Datensätzen,
- Sicherung von Benutzbarkeit, Effizienz und Performanz der Datenauswertung durch integrierte Softwarelösungen,
- Modulare Integration der Daten,

- Erarbeitung von Grundlagen für Computer-gestützte Entscheidungssysteme,
- Numerische Modellierung von korrodierten Oberflächen auf Basis von Bildaufnahmen mit neuesten Inspektions- und Sensortechnik und Analyse der Auswirkungen auf die Gesamtstruktur sowie die Restlebensdauer.

DANKSAGUNG

Das Projekt "Intelligente Integrative Systeme für das Monitoring von Oberflächenschutzsystemen an Offshore-Windenergiekonstruktionen (SYM00) wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie über das 6. Energieforschungsprogramm gefördert (Kennzeichen 020E-41V7729). Projektpartner sind Muehlhan AG, Hamburg; Universität Bielefeld (AG Biodata Mining); Leibniz Universität Hannover (Institut für Stahlbau); Salattion GmbH & Co KG, Bielefeld; und SubCtech GmbH, Kiel. Assoziierte Partner sind EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Hamburg; GCP German Cathodic Protection GmbH, Essen; und CIS GmbH, Barmisch.

LITERATUR

- Ahmad, M., Sumi, Y.: Strength and deformability of corroded steel plates under quasi-static tensile load. *J. Mar. Sci. Technol.*, 2010; 15: 1–15.
- Alcántara, J., de la Fuente, D., Chico, B., Sirmancas, J., Diaz, I., Morcillo, M.: Marine atmospheric corrosion of carbon steel: A review. *Materials*, 2017; 10(406): 1–76.
- Ault, P.: The use of coatings for corrosion control on offshore oil structures. *J. Prot. Coat. Lin.*, 2006; 23(4): 42–47.
- Axelsen, S.B., Knudsen, O.O., Johnsen, R.: Protective coatings offshore: Introducing a risk-based maintenance management system – Part 2: Framework establishment. *Corrosion*, 2010; 66: 015003/1–9.
- Axelsen, S.B., Knudsen, O.O., Johnsen, R.: Protective coatings offshore: Introducing a risk based maintenance management system. *NACE Corrosion 2009*, Paper 09016, NACE Intern., Houston, USA, 2009.
- Bai, Y., Kim, Y., Yan, H., Song, X., Jiang, H.: Reassessment of the jacket structure due to uniform corrosion damage. *Ships Offshore Struct.*, 2016; 11: 105–112.
- Bhandari, J., Khan, F., Abbasi, R., Garaniya, V., Ojeda, R.: Modelling of pitting corrosion in marine and offshore steel structures: A technical review. *J. of Loss Prevention in the Process Industr.*, 2015; 37: 39–62.
- Böker, C.: Load simulation and local dynamics of support structures for offshore wind turbines. *Dissertation*, Leibniz Universität Hannover, 2010.
- Bonnin-Pascual, F., Ortiz A.: Corrosion detection for automated visual inspection. In: *Developments in Corrosion Protection*, In Tech, 2014, Chapter 25; pp. 619–632.
- BSH: Konstruktive Ausführung von Offshore-Windenergieanlagen, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Hamburg, 2015.
- Black, A.R.: Monitoring and inspection for documentation and early warning – technical options focused on the inside of monopile foundations. *Offshore Wind Corrosion Protection*, DanCorr-Seminar, 26.09.2013, Esbjerg, Denmark.

- Cano, H., Neff, D., Morcillo, M., Dillmann, P., Diaz, I., de la Fuente, D.: Characterization of corrosion products formed on Ni 2.4 wt%-Cu 0.5 wt%-Cr 0.5 wt% weathering steel exposed in marine atmospheres. *Corros. Sci.*, 2014; 87: 438–451.
- Chan, P.H., Shen, H.K., Chang, L.M.: Automated rust defect assessment method for steel bridge based on Fourier-Transform and Support-Vector-Machine, 14th Int. Conf. on Computing in Civil and Building Engng., Moscow, Russia, June 2012.
- DNVGL-OS-C101: Design of offshore steel structures, General (RFD Method). DNVGL AS, Norway, July 2017.
- DNVGL-HP-0416: Corrosion protection for wind turbines. DNVGL AS, April 2016.
- DNV-OS-C401: Fabrication and testing of offshore structures. Det Norske Veritas AS, Norway, April 2013.
- DNVGL-ST-0126: Support structures for wind turbines. DNVGL AS, Norway, April 2016.
- DNV-OS-J201: Offshore substations for wind farms, Det Norske Veritas AS, Norway, November 2013.
- DNV-RP-C302: Risk based corrosion management, Recommended Practice, Det Norske Veritas AS, Norway, April 2013.
- Dubois, J., Muskulus, M., Schaumann, P.: Advanced representation of tubular joints in jacket models for offshore wind turbine simulation, *Energy Proc.*, 2013; 35: 234–243.
- Festy, D.: In-situ monitoring of seawater corrosion and corrosion protection & in-situ data collection for cathodic protection design, Workshop: Materials and Corrosion in Marine and Offshore Wind Energy Industry, 09.09.2012, Brest, France.
- Fröse, W.: Erfahrungen bei der Instandsetzung Korrosionsschutz Offshore, In: Korrosionsschutz in der maritimen Technik, DNV-GL, Hamburg, 2015, S. 73–93.
- Gao, Z.M., Han, X.B., Dang, L.H., Wang, Y., Bi, H.C.: Evaluation of simulated atmospheric corrosion of Q235 steel by wavelet packet image analysis, *Int. J. Electrochem. Sci.*, 2012; 7: 9202–9212.
- García, R., Irazoza, I., Castanos, A., Cayuela, F.: The influence of the external salinity on the osmotic blistering on marine coatings in total immersion, *J. Marit. Res.*, 2010; 7(1): 3–11.
- Houyoux, C., Alberts, D., Heeling, A., Benaissa, B., De Cristofaro, N.: Design methods for steel structures in marine environment including the corrosion behavior, Final Report to Contract No 7210-PR/317, European Commission, Luxembourg, 2007.
- Huang, Y., Yu, X., Zhang, Q., De Marco, R.: Corrosion performance of high strength low alloy steel AISI4135 in the marine splash zone, *Electrochem.*, 2017; 85(1): 7–12.
- Kobayashi, K.: An experimental study on the deterioration of surface coating on steel structure, Proc. Int. Conf. Sustainable Construction Materials and Technologies (eds. N. Kraus et al.), Special Papers Proc., Univ. Milwaukee CBU, 2007, 177–186.
- Krebs, T.: Experiences of corrosion and corrosion protection designs for internal surfaces of wind turbine foundations, NACE Corrosion Conf. 2014, San Antonio, TX, USA.
- Mathiesen, T.: Cathodic corrosion protection of foundation structures – CP basics, challenges and solutions, Offshore Wind Corrosion Protection, DanCor-Seminar, 26.09.2013, Esbjerg, Denmark.
- Langenkämper, D., Nattkemper, T.W.: COATL – A learning architecture for online real-time detection and classification assistance for environmental data, ICPR (International Conference on Pattern Recognition, Cancun, Mexico, 2016.
- Laub, H.: Korrosionsuntersuchungen an metallischen Überzügen bei Freibewitterung in Industrie- und Meeresklima, *Werkst. Korros.*, 1964; 15(6): 437–450.
- Lohaus, L., Weicken, H., Schaumann, P., Gotschalik, M., Huhn, H., Zockoll, A.: Korrosionsschutz für Stahlstrukturen im Offshore-Bereich, In: Rolles, R., Schaumann, P. (Hrsg.): Ganzheitliches Dimensionierungskonzept für OWEA-Tragstrukturen anhand von Messungen im Offshore-Testfeld alpha ventus: Abschlussbericht GIGAWIND alpha ventus, Shaker Verlag, Aachen, 2013, S. 89–131.
- Melchers, R.E.: Progress in developing realistic corrosion models, *Struct. and Infrastructure Engng.*, 2018; DOI:10.1080/15732479.2018.1436570.
- Melchers, R.E., Jiang, X.: Estimation of models for durability of epoxy coatings in water ballast tanks, *SAQS*, 2006; 1(1): 61–70.
- Moriber, A.W.: Colour-based assessment of atmospheric corrosion products, namely of flash rust, on steel, *Mater. Corr.*, 2012; 63: 333–342.
- Moriber, A.W.: Quantitative performance assessment of corrosion protection systems for offshore wind power transmission platforms, *Renew. Energy*, 2016; 94: 314–327.
- Momber, A.W., Marquardt, T.: Protective coatings for offshore wind energy devices: a review, *J. Coat. Technol. Res.*, 2018; 15: 13–40.
- Müller, H.: Ursachen und Sanierung von Beschichtungsschäden an Offshore-Windkraftanlagen, In: Korrosionsschutz in der maritimen Technik, DNV-GL, Hamburg, 2012, S. 93–102.
- Osterhoff, J., Schoening, T., Bergmann, M., Durden, J.M., Ruhl, H.A., Nattkemper, T.W.: Ranting color correction algorithms using cluster indices, Workshop on Computer Vision for Analysis of Underwater Imagery, ICPR, Stockholm, Sweden, 2014.
- Osterhoff, J., Nilsson, I., Elde, I., de Oliveira Figueredo, M.A., de Souza Tãmega, F.T., Nattkemper, T.W.: Computational visual stress level analysis of calcareous algae exposed to sedimentation, *PLoS ONE*, 2016a; 11(6): e0157329.
- Osterhoff, J., Nilsson, I., Nattkemper, T.W.: Computational coral feature monitoring for the fixed underwater observatory LOVE, IEEE OCEANS, Monterey, CA, USA 2016b.
- Qin, S., Cui, W.: Effect of corrosion models on the time-dependent reliability of steel plated elements, *Marine Struct.*, 2003; 16: 15–34.
- Rangel-Ramirez, J.G., Soerensen, J.: Optimal risk-based inspection planning for offshore wind turbines, *Steel Struct.*, 2008; 8: 295–303.
- Rioual, S.: Radio frequency identification (RFID) sensors for the detection of corrosion under organic coating for atmospheric and underwater application, Workshop: Materials and Corrosion in Marine and Offshore Wind Energy Industry, 09.09.2012, Brest, France.
- Schoening, T., Bergmann, M., Ontup, J., Taylor, J., Dannheim, J., Gutt, J., Purser, A., Nattkemper, T.W.: Semi-automated image analysis for the assessment of megafungal densities at the Arctic deep-sea observatory Hausgarten, *PLoS ONE*, 2012; 7(6): 38179.
- Schoening, T., Kuhn, T., Nattkemper, T.W.: Fully automated segmentation of compact multi-component objects in underwater images with the ES4C algorithm, *Meth. in Oceanography*, 2016, accepted.

- Schoening, T., Langerkampfer, D., Steinbrink, B., Brün, D., Mattkemper, T.W.: Rapid image processing and classification in underwater exploration using advanced high performance, IEEE OCEANS, Washington, DC, USA, 2015.
- Schütz, A., Engel, D., Wiggerich, B.: Alternative Inspektions- und Bewertungsmethoden von Beschichtungsschäden an Offshore Windenergieanlagen, In: Korrosionsschutz in der maritimen Technik, DNV-GL, Hamburg, 2016, S. 73–80.
- Staudigel, D.: Einsatz von Unterwasser Trägerröhren für Inspektionen und Prüfungen auf der Innenseite von OWEA Tragsstrukturen, In: Korrosionsschutz in der maritimen Technik, DNV-GL, Hamburg, 2017, S. 121–130.
- Tan, C., Lu, Y., Zhang, X.: Life extension and repair decision-making of ageing offshore platform based on DHGF method, Ocean Engng, 2016; 11: 238–245.
- Tohakoua, P. u. a.: Wind turbine condition monitoring: State-of-the-art review, new trends, and future challenges, Energies, 2014; 7: 2595–2630.
- Teixeira, A.P., Guedes Soares, C., Wang, G.: Probabilistic modelling of the ultimate strength of ship plates with non-uniform corrosion, J. Marine Sci. Technol., 2013; 18(1): 115–132.
- Versowsky, P.E.: Rationalization and optimization of coatings maintenance programs for corrosion management on offshore platforms, NIST Special Publication 1035, National Bureau of Standards and Technology, Boulder, USA, 2004, pp. 170–177.
- Wang, Y., Wharton, J.A., Sheng, R.A.: Ultimate strength analysis of aged steel-plated structures exposed to marine corrosion damage: A review, Corros. Sci., 2014; 86: 42–60.
- Xia, D.H., Chao Ma, C., Song, S., Jin, W., Behnamian, Y., Fan, H., Wang, J., Gao, Z., Hu, W.: Atmospheric corrosion assessed from corrosion images using fuzzy Kolmogorov-Sinai entropy, Corros. Sci., 2017; 120: 251–256.
- Yamamoto, N., Ikegami, K.: A study on the degradation of coating and corrosion of ship's hull based on the probabilistic approach, ASME J. Offshore Mech. and Arctic Engng., 1998; 120: 121–128.
- Zhang, X., Yang, S., Zhang, W., Guo, H., He, X.: Influence of outer rust layers on corrosion of carbon steel and weathering steel during wet-dry cycles, Corros. Sci., 2018; 82: 165–172.
- Zockoll, A., Plegemann, P., Lohaus, L., Weicken, H.: Corrosion protection of foundation structures for offshore applications, In: Proc. 6th GIGAWIND Symposium, Leibniz Universität Hannover, 22nd March 2012, pp. 16–17.



Privatdozent Dr.-Ing. habil. Andreas Mombert

1980–1985 Studium der Verfahrenstechnik, Hochschule für Architektur und Bauwesen Weimar; 1989 Promotion auf dem Gebiet der Bauwerkstandsetzung, Technische Hochschule Leipzig; 2001 habilitiert auf dem Gebiet Werkstoffverschleiß, RWTH Aachen; Privatdozent RWTH Aachen, Fachbereich Georesourcen und Materialtechnik; Tätigkeiten an verschiedenen Forschungseinrichtungen in Australien, Deutschland, Großbritannien und den USA; 1996–2002 WOMA Apparatebau GmbH; seit 2003 Muehlan Surface Protection International / Muehlan AG, Technik und Entwicklung; Arbeitsgebiete: Oberflächenschutz, Oberflächenchemie, Verschleißtechnik, Bruch- und Kontaktmechanik, Strahlverfahren, Inspektions-techniken, Relevante Fachbücher: Mombert, „Hydroblasting and Coating of Steel Structures“, Elsevier, 2003; Mombert, „Hydrodemolition of Concrete and Reinforced Concrete Structures“, Elsevier, 2005; Mombert/Schulz, „Handbuch der Oberflächenbearbeitung Beton“, Birkhäuser, 2006; Mombert, „Blast Cleaning Technology“, Springer, 2008; Mitarbeit in zahlreichen nationalen und internationalen Fachgremien.



Prof. Dr. Peter Schraumann

Prof. Dr. Peter Schraumann received his doctorate in civil engineering after his studies at the Ruhr University in Bochum in 1984. After working in the steel industry and as consultant he was appointed full professor for steel construction at Leibniz University Hannover in 1996. In 2003 he became cofounder of ForWind research center for wind energy. In addition to his research activities in fatigue and stability of steel support structures of wind turbines, he is partner at SKI Consulting since 2009 and is working for Fraunhofer IWES since 2010. Since 2009 he is involved in numerous offshore wind farm projects as technical expert and as expert witness in court cases.



Schiffbautechnische Gesellschaft e.V.
Die Gesellschaft für maritime Technologie



Die Schiffbautechnische Gesellschaft e. V. (STG) wurde 1899 gegründet. Die Gesellschaft ist gemeinnützig und bietet allen an der Schifffahrt und Schiffstechnik Beteiligten ein Forum zum Austausch praktischer und theoretischer Erfahrungen. Das spezifische Expertenwissen von etwa 1600 persönlichen und ca. 140 korporativen Mitgliedern wird in regelmäßigen Veranstaltungen der 17 Fachausschüsse geteilt und weitergegeben. Darüber hinaus werden bei der jährlichen Hauptversammlung Themen aus verschiedenen Fachausschüssen erörtert. Die im Wechsel mit der SMM alle zwei Jahre von der STG durchgeführte internationale Konferenz „Ship Efficiency“ befasst sich grundsätzlich mit Themen zur Steigerung der Effizienz des Schiffsbetriebes unter Berücksichtigung des Umweltschutzes.

Zur Förderung des weltweiten Expertenaustausches pflegt die STG international sehr gute Kontakte zu acht ähnlichen Gesellschaften. Die Zusammenarbeit erfolgt u.a. in der Veranstaltung gemeinsamer Konferenzen.

Kontaktstellen:

Schiffbautechnische Gesellschaft e.V.
Frankfelder Straße 101
22305 Hamburg
Tel.: +49 40 6939310, Fax: +49 40 6939331
www.stg-online.de

Korrosionsschutz

IN DER MARITIMEN TECHNIK

**TAGUNGSBAND ZUR 18. TAGUNG
30. UND 31. JANUAR 2019 IN HAMBURG**



Schiffbautechnische Gesellschaft e.V.



GfKORR – Gesellschaft für Korrosionsschutz e.V.

DEUTSCHE NORMENKOMMISSION (DIN) DEUTSCHE NORMEN (DIN) DEUTSCHE NORMEN (DIN)

DNV-GL

