

DIN EN ISO 24656

ICS 47.020.99; 77.060

**Kathodischer Korrosionsschutz von Offshore-Windparkbauwerken
(ISO 24656:2022);
Deutsche Fassung EN ISO 24656:2022**

Cathodic protection of offshore wind structures (ISO 24656:2022);
German version EN ISO 24656:2022

Protection cathodique des structures éoliennes offshore (ISO 24656:2022);
Version allemande EN ISO 24656:2022

Gesamtumfang 141 Seiten

DIN-Normenausschuss Materialprüfung (NMP)

Nationales Vorwort

Dieses Dokument (EN ISO 24656:2022) wurde vom Technischen Komitee ISO/TC 156 „Corrosion of metals and alloys“ in Zusammenarbeit mit dem Technischen Komitee CEN/TC 219 „Kathodischer Korrosionsschutz“ erarbeitet, dessen Sekretariat von BSI (Vereinigtes Königreich) gehalten wird.

Das zuständige deutsche Normungsgremium ist der Arbeitsausschuss NA 062-01-78 AA „Kathodischer Korrosionsschutz“ im DIN-Normenausschuss Materialprüfung (NMP).

Für die in diesem Dokument zitierten Dokumente wird im Folgenden auf die entsprechenden deutschen Dokumente hingewiesen:

IEC 60228	siehe	DIN EN 60228 (VDE 0295)
IEC 61000-1-2	siehe	DIN EN 61000-1-2
IEC 61400-24	siehe	DIN EN IEC 61400-24
IEC 61400-3-1	siehe	DIN EN IEC 61400-3-1
ISO 1461	siehe	DIN EN ISO 1461
ISO 3506-1	siehe	DIN EN ISO 3506-1
ISO 8501-1	siehe	DIN EN ISO 8501-1
ISO 9001	siehe	DIN EN ISO 9001
ISO 12696	siehe	DIN EN ISO 12696
ISO 12944-2	siehe	DIN EN ISO 12944-2
ISO 12944-9	siehe	DIN EN ISO 12944-9
ISO 14001	siehe	DIN EN ISO 14001
ISO 15257	siehe	DIN EN ISO 15257
ISO 15589-2	siehe	DIN EN ISO 15589-2
ISO 19901-1	siehe	DIN EN ISO 19901-1
ISO/IEC 17025	siehe	DIN EN ISO/IEC 17025
IEC/TR 60479-1	siehe	DIN IEC/TS 60479-1

Aktuelle Informationen zu diesem Dokument können über die Internetseiten von DIN (www.din.de) durch eine Suche nach der Dokumentennummer aufgerufen werden.

Nationaler Anhang NA (informativ)

Literaturhinweise

DIN EN 60228 (VDE 0295), *Leiter für Kabel und isolierte Leitungen*

DIN EN 61000-1-2, *Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) — Teil 1-2: Allgemeines - Verfahren zum Erreichen der funktionalen Sicherheit von elektrischen und elektronischen Systemen einschließlich Geräten und Einrichtungen im Hinblick auf elektromagnetische Phänomene*

DIN EN IEC 61400-3-1, *Windenergieanlagen — Teil 3-1: Auslegungsanforderungen für gegründete Offshore-Windenergieanlagen*

DIN EN IEC 61400-24, *Windenergieanlagen — Teil 24: Blitzschutz*

DIN EN ISO 1461, *Durch Feuerverzinken auf Stahl aufgebrachte Zinküberzüge (Stückverzinken) — Anforderungen und Prüfungen*

DIN EN ISO 3506-1, *Mechanische Verbindungselemente — Mechanische Eigenschaften von Verbindungselementen aus korrosionsbeständigen nichtrostenden Stählen — Teil 1: Schrauben mit festgelegten Stahlsorten und Festigkeitsklassen*

DIN EN ISO 8044, *Korrosion von Metallen und Legierungen — Grundbegriffe*

DIN EN ISO 8501-1, *Vorbereitung von Stahloberflächen vor dem Auftragen von Beschichtungsstoffen — Visuelle Beurteilung der Oberflächenreinheit — Teil 1: Rostgrade und Oberflächenvorbereitungsgrade von unbeschichteten Stahloberflächen und Stahloberflächen nach ganzflächigem Entfernen vorhandener Beschichtungen*

DIN EN ISO 9001, *Qualitätsmanagementsysteme — Anforderungen*

DIN EN ISO 12696, *Kathodischer Korrosionsschutz von Stahl in Beton*

DIN EN ISO 12944-2, *Beschichtungsstoffe — Korrosionsschutz von Stahlbauten durch Beschichtungssysteme — Teil 2: Einteilung der Umgebungsbedingungen*

DIN EN ISO 12944-7, *Beschichtungsstoffe — Korrosionsschutz von Stahlbauten durch Beschichtungssysteme — Teil 7: Ausführung und Überwachung der Beschichtungsarbeiten*

DIN EN ISO 12944-9, *Beschichtungsstoffe — Korrosionsschutz von Stahlbauten durch Beschichtungssysteme — Teil 9: Beschichtungssysteme und Leistungsprüfverfahren im Labor für Bauwerke im Offshorebereich*

DIN EN ISO 14001, *Umweltmanagementsysteme — Anforderungen mit Anleitung zur Anwendung*

DIN EN ISO 15257, *Kathodischer Korrosionsschutz — Qualifikationsgrade von mit kathodischem Korrosionsschutz befassten Personen — Grundlage für ein Zertifizierungsverfahren*

DIN EN ISO 15589-2, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Kathodischer Schutz für Transportleitungssysteme — Teil 2: Offshore-Pipelines*

DIN EN ISO 19901-1, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Spezielle Anforderungen für Offshore-Anlagen — Teil 1: Grundsätze für die Auslegung und den Betrieb auf dem offenen Meer*

DIN EN ISO/IEC 17025, *Allgemeine Anforderungen an die Kompetenz von Prüf- und Kalibrierlaboratorien*

DIN IEC/TS 60479-1, *Wirkungen des elektrischen Stromes auf Menschen und Nutztiere — Teil 1: Allgemeine Aspekte*

Deutsche Fassung

Kathodischer Korrosionsschutz von Offshore-Windparkbauwerken (ISO 24656:2022)

Cathodic protection of offshore wind structures
(ISO 24656:2022)

Protection cathodique des structures éoliennes offshore
(ISO 24656:2022)

Diese Europäische Norm wurde vom CEN am 6. Mai 2022 angenommen.

Die CEN-Mitglieder sind gehalten, die CEN/CENELEC-Geschäftsordnung zu erfüllen, in der die Bedingungen festgelegt sind, unter denen dieser Europäischen Norm ohne jede Änderung der Status einer nationalen Norm zu geben ist. Auf dem letzten Stand befindliche Listen dieser nationalen Normen mit ihren bibliographischen Angaben sind beim CEN-CENELEC-Management-Zentrum oder bei jedem CEN-Mitglied auf Anfrage erhältlich.

Diese Europäische Norm besteht in drei offiziellen Fassungen (Deutsch, Englisch, Französisch). Eine Fassung in einer anderen Sprache, die von einem CEN-Mitglied in eigener Verantwortung durch Übersetzung in seine Landessprache gemacht und dem Management-Zentrum mitgeteilt worden ist, hat den gleichen Status wie die offiziellen Fassungen.

CEN-Mitglieder sind die nationalen Normungsinstitute von Belgien, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Kroatien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Malta, den Niederlanden, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, der Republik Nordmazedonien, Rumänien, Schweden, der Schweiz, Serbien, der Slowakei, Slowenien, Spanien, der Tschechischen Republik, der Türkei, Ungarn, dem Vereinigten Königreich und Zypern.



EUROPÄISCHES KOMITEE FÜR NORMUNG
EUROPEAN COMMITTEE FOR STANDARDIZATION
COMITÉ EUROPÉEN DE NORMALISATION

CEN-CENELEC Management-Zentrum: Rue de la Science 23, B-1040 Brüssel

Inhalt

	Seite
Europäisches Vorwort	6
Vorwort	7
Einleitung	8
1 Anwendungsbereich	9
2 Normative Verweisungen	9
3 Begriffe	9
4 Symbole und Abkürzungen	15
4.1 Symbole	15
4.2 Abkürzungen	16
5 Qualifikation des Personals	18
6 Bautechnische Betrachtungen	18
6.1 Zu schützende Bauwerke	18
6.2 Werkstoffe	20
6.3 Korrosionsschutzstrategie	20
7 Kriterien für den kathodischen Korrosionsschutz	25
7.1 Vorübergehender Schutz	25
7.2 Stahlkonstruktionen	26
7.3 Stahlbetonbauwerke	28
8 Planung des kathodischen Korrosionsschutzes	28
8.1 Ziele	28
8.2 Betrachtungen zur Auslegung	28
8.2.1 Allgemeines	28
8.2.2 Äußerer kathodischer Korrosionsschutz	29
8.2.3 Innerer kathodischer Korrosionsschutz	30
8.3 CP-Entwurfslebensdauer	31
8.4 Betrachtungen zur Oberfläche	31
8.4.1 Allgemeines	31
8.4.2 Unterteilung des Bauwerks	32
8.5 Umgebungsfaktoren	32
8.5.1 Allgemeines	32
8.5.2 Fließgeschwindigkeit des Meerwassers	33
8.5.3 Spezifischer Widerstand von Elektrolyten	33
8.5.4 Temperatur des Meerwassers	34
8.5.5 Kalkhaltige Ablagerungen	34
8.6 Schutzstrombedarf	34
8.6.1 Allgemeines	34
8.6.2 Berechnung des Strombedarfs, äußere Oberflächen	35
8.6.3 Berechnung des Strombedarfs, innere Oberflächen	38
8.7 Stromdurchgang und elektrisch leitende Verbindungen	38
8.8 Stromableitung und Wechselwirkungen	39
8.9 Betrachtungen zur Montage während der Planung	39
9 Systeme mit galvanischen Anoden	40
9.1 Allgemeines	40

9.2	Verfügbarkeit des Anodenstroms	41
9.3	Legierungen für galvanische Anoden.....	41
9.4	Auswahl der Anode	42
9.5	Anforderungen an Anoden.....	43
9.6	Verteilung der Anoden	44
10	Fremdstromsysteme	46
10.1	Allgemeines	46
10.2	Betrachtungen zur Auslegung	47
10.2.1	Allgemeines	47
10.2.2	Belastbarkeit von Fremdstrom-CP-Systemen durch die Auslegung	47
10.2.3	Strombedarf von Fremdstrom-CP-Systemen	48
10.2.4	Bauteile von Fremdstrom-CP-Systemen	48
10.2.5	Gleichstromquelle.....	49
10.2.6	Fremdstromanoden.....	50
10.2.7	Bezugselektroden.....	52
10.2.8	Dielektrische Schutzschilde	52
10.3	Montage von Fremdstrom-CP-Systemen	53
10.4	Hybridsysteme und temporäre Stromversorgung für Fremdstromsysteme	54
10.5	Elektrisch leitende Verbindungen	54
11	Kabelsysteme	55
11.1	Allgemeines	55
11.2	Gleichstromkabel für kathodischen Korrosionsschutz.....	55
11.3	Inter-Array- und AC-Exportkabel.....	57
12	Inbetriebnahme und Begutachtungen.....	59
12.1	Ziele	59
12.2	Systeme mit galvanischen Anoden.....	60
12.2.1	Allgemeines	60
12.2.2	Detaillierte äußere Untersuchungen	61
12.2.3	Detaillierte innere Untersuchungen	61
12.3	Dauerhafte CP-Überwachungssysteme	61
12.4	Fremdstromsysteme	61
13	Untersuchung und Überwachung des CP	63
13.1	Ziele	63
13.2	Allgemeine Betrachtungen	63
13.3	Bezugselektroden.....	66
13.4	Häufigkeit von Untersuchungen und Überwachung	66
14	Nachrüstung kathodischer Korrosionsschutzsysteme.....	67
14.1	Allgemeine Betrachtungen	67
14.2	Untersuchung vor einer Nachrüstung	67
14.3	Nachrüstung bei unzureichendem Schutz.....	68
14.4	Nachrüstung zur Verlängerung der Lebensdauer des Bauwerks.....	69
14.5	Alle Nachrüstungen	69
14.6	Betrachtungen zur Ausrüstung	71
15	Dokumentation	71
15.1	Allgemeines	71
15.2	Entwurfsbericht	72
15.2.1	Allgemeines	72
15.3	Anforderungen an die Festlegung der Werkstoffe.....	75
15.3.1	Allgemeines	75
15.3.2	Galvanische Anoden	75
15.3.3	Werkstoffe für Fremdstrom-CP.....	76
15.4	Zeichnungen und Spezifikationen bezüglich der Montage	79

15.5	Anforderungen an den Bestandsbericht über die Montage und Inbetriebnahme	80
15.6	Anforderungen an Betrieb und Instandhaltung	80
16	Sicherheit und kathodischer Korrosionsschutz	81
16.1	Ziele	81
16.2	Physische Hindernisse	81
16.3	Schutz vor elektrischem Schlag	82
16.4	Entwicklung von Gasen	82
16.4.1	Entwicklung von Wasserstoff	82
16.4.2	Entwicklung von Chlorgas	82
Anhang A (informativ) Umwelt-Checkliste		83
Anhang B (normativ) Verfahren zur Nutzung meteorologisch-ozeanographischer Daten für die Berechnung der beaufschlagten Fließgeschwindigkeit des Meerwassers		85
B.1	Abkürzungen	85
B.2	Einleitung	86
B.3	Meteorologisch-ozeanographische Bedingungen	87
B.4	Häufig benetzte Zone	89
B.5	Fließgeschwindigkeit des Meerwassers	91
B.5.1	Allgemeines	91
B.5.2	Strömungsgeschwindigkeit	91
B.6	Wellenbewegung	93
B.7	Durch das Bauwerk erzeugte Strömungsverstärkung und Verwirbelung	95
B.8	Analyse des Auflaufs einzelner Wellen (IWR)	97
B.9	Unregelmäßiges Wellenorbigalgeschwindigkeitsprofil	98
B.10	Daten, die CP-Planern von Fachleuten für Meteorologie und Ozeanographie zur Verfügung gestellt werden	98
Anhang C (informativ) Leitlinie zum Stromdichtebedarf für den kathodischen Korrosionsschutz von Offshore-Windparkbauwerken		99
C.1	Allgemeines	99
C.2	Orientierungswerte zur Auslegung von CP-Stromdichten zum Schutz von blankem Stahl in äußeren Unterwasserzonen und häufig benetzten Zonen	100
C.3	Orientierungswerte zur Auslegung von CP-Stromdichten zum Schutz von blankem Stahl in inneren Unterwasserzonen	102
C.4	Orientierungswerte zur Auslegung von Stromdichten zum Schutz von blankem Stahl im Meeresboden (Umgebungstemperatur)	106
C.5	Orientierungswerte zur Auslegung von Stromdichten (mA/m ² Oberfläche der Bewehrung) zum Schutz von Bewehrungsstahl in Schwerkraftfundamenten	107
Anhang D (informativ) Beschichtungen und Beschichtungsreduktion für die CP-Auslegung		109
D.1	Allgemeines: Beschichtungssysteme	109
D.2	Beschichtungsreduktion	111
Anhang E (normativ) Berechnung des Widerstands und der Lebensdauer von Anoden		114
E.1	Gleichungen für den Anodenwiderstand	114
E.1.1	Lange schlanke Anoden, die mindestens 0,3 m von der Stahloberfläche des Bauwerks entfernt montiert sind	114
E.1.2	Kurze schlanke Anoden, die mindestens 0,3 m von der Stahloberfläche des Bauwerks entfernt montiert sind	114
E.1.3	Lange bündig mit der Stahloberfläche des Bauwerks montierte Anoden mit einer Länge ≥ 4 × Breite und einer Länge ≥ 4 × Dicke	115
E.1.4	Kurze bündig mit der Oberfläche des Bauwerks montierte Platten- oder Manschettenanoden	115
E.1.5	Kreisförmige Platte (aus 43)	116
E.1.6	Maße am Ende der Lebensdauer von langen schlanken Abstandsanoden und langen bündig montierten Anoden	116

E.1.7	Maße am Ende der Lebensdauer von langen bündig montierten Anoden.....	117
E.1.8	Maße am Ende der Lebensdauer von kurzen bündig montierten Anoden oder Manschettenanoden.....	117
E.1.9	Auswirkungen von eng beieinander liegenden Anodenarrays.....	118
E.2	Spezifischer Widerstand des Elektrolyts.....	118
E.3	Stromabgabe von Anoden.....	120
E.4	Lebensdauer der Anode.....	120
E.5	Anforderung an die Mindestnettomasse.....	121
Anhang F (normativ) Berechnung des Spannungsabfalls von Verbindungskabeln		122
F.1	Allgemeines	122
F.2	Auswirkung der Temperatur auf den spezifischen Widerstand des Leiters.....	123
F.3	Beispiel.....	124
Anhang G (normativ) Typische elektrochemische Eigenschaften von häufig verwendeten Fremdstromanoden.....		125
Anhang H (informativ) Entwurfsverfahren des dauerhaften Überwachungssystems		127
H.1	Allgemeine Anforderungen	127
H.2	Bezugselektroden.....	127
H.3	Überwachte galvanische Anoden.....	128
H.4	Verfahren zur Überwachung von Korrosion mit ER-Sensorverfahren.....	128
H.5	Kabelkanalsysteme und Kabel	128
H.6	Anschlusskästen	129
H.7	Datenübertragungssystem(e): mit Kabel- oder akustischer Verbindung.....	129
H.8	Potentialmessungen.....	129
H.9	Lage der Bezugselektroden	129
H.10	Arten von Bezugselektroden.....	130
H.11	Mechanische Unversehrtheit	130
Anhang I (informativ) Modellierung des kathodischen Korrosionsschutzes		131
I.1	Einleitung	131
I.2	Anforderungen vor der Modellierung	133
I.3	Modellspezifikation.....	134
Literaturhinweise.....		135

Europäisches Vorwort

Dieses Dokument (EN ISO 24656:2022) wurde vom Technischen Komitee ISO/TC 156 „Corrosion of metals and alloys“ in Zusammenarbeit mit dem Technischen Komitee CEN/TC 219 „Kathodischer Korrosionsschutz“ erarbeitet, dessen Sekretariat von BSI gehalten wird.

Diese Europäische Norm muss den Status einer nationalen Norm erhalten, entweder durch Veröffentlichung eines identischen Textes oder durch Anerkennung bis Dezember 2022, und etwaige entgegenstehende nationale Normen müssen bis Dezember 2022 zurückgezogen werden.

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte berühren können. CEN ist nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren.

Rückmeldungen oder Fragen zu diesem Dokument sollten an das jeweilige nationale Normungsinstitut des Anwenders gerichtet werden. Eine vollständige Liste dieser Institute ist auf den Internetseiten von CEN abrufbar.

Entsprechend der CEN-CENELEC-Geschäftsordnung sind die nationalen Normungsinstitute der folgenden Länder gehalten, diese Europäische Norm zu übernehmen: Belgien, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, die Republik Nordmazedonien, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Kroatien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Malta, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, Schweden, Schweiz, Serbien, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechische Republik, Türkei, Ungarn, Vereinigtes Königreich und Zypern.

Anerkennungsnotiz

Der Text von ISO 24656:2022 wurde von CEN als EN ISO 24656:2022 ohne irgendeine Abänderung genehmigt.

Vorwort

ISO (die Internationale Organisation für Normung) ist eine weltweite Vereinigung nationaler Normungsinstitute (ISO-Mitgliedsorganisationen). Die Erstellung von Internationalen Normen wird üblicherweise von Technischen Komitees von ISO durchgeführt. Jede Mitgliedsorganisation, die Interesse an einem Thema hat, für welches ein Technisches Komitee gegründet wurde, hat das Recht, in diesem Komitee vertreten zu sein. Internationale staatliche und nichtstaatliche Organisationen, die in engem Kontakt mit ISO stehen, nehmen ebenfalls an der Arbeit teil. ISO arbeitet bei allen elektrotechnischen Normungsthemen eng mit der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) zusammen.

Die Verfahren, die bei der Entwicklung dieses Dokuments angewendet wurden und die für die weitere Pflege vorgesehen sind, werden in den ISO/IEC-Direktiven, Teil 1 beschrieben. Es sollten insbesondere die unterschiedlichen Annahmekriterien für die verschiedenen ISO-Dokumentenarten beachtet werden. Dieses Dokument wurde in Übereinstimmung mit den Gestaltungsregeln der ISO/IEC-Direktiven, Teil 2 erarbeitet (siehe www.iso.org/directives).

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte berühren können. ISO ist nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren. Details zu allen während der Entwicklung des Dokuments identifizierten Patentrechten finden sich in der Einleitung und/oder in der ISO-Liste der erhaltenen Patenterklärungen (siehe www.iso.org/patents).

Jeder in diesem Dokument verwendete Handelsname dient nur zur Unterrichtung der Anwender und bedeutet keine Anerkennung.

Für eine Erläuterung des freiwilligen Charakters von Normen, der Bedeutung ISO-spezifischer Begriffe und Ausdrücke in Bezug auf Konformitätsbewertungen sowie Informationen darüber, wie ISO die Grundsätze der Welthandelsorganisation (WTO, en: World Trade Organization) hinsichtlich technischer Handelshemmnisse (TBT, en: Technical Barriers to Trade) berücksichtigt, siehe www.iso.org/iso/foreword.html.

Dieses Dokument wurde vom Technischen Komitee ISO/TC 156, *Corrosion of metals and alloys*, in Zusammenarbeit mit dem Europäischen Komitee für Normung (CEN), Technisches Komitee CEN/TC 219, *Kathodischer Korrosionsschutz*, in Übereinstimmung mit der Vereinbarung zur technischen Zusammenarbeit zwischen ISO und CEN (Wiener Vereinbarung) erarbeitet.

Rückmeldungen oder Fragen zu diesem Dokument sollten an das jeweilige nationale Normungsinstitut des Anwenders gerichtet werden. Eine vollständige Auflistung dieser Institute ist unter www.iso.org/members.html zu finden.

Einleitung

Kathodischer Korrosionsschutz (CP, en: cathodic protection), möglicherweise zusammen mit einer Schutzbeschichtung, wird aufgebracht, um die unter Wasser liegenden äußeren Oberflächen von Offshore-Windparkbauwerken und Zubehöerteile vor Korrosion aufgrund des Meerwassers oder der Umgebungsbedingungen am Meeresboden zu schützen.

CP, möglicherweise zusammen mit einer Schutzbeschichtung, kann aufgebracht werden, um die inneren gefluteten und dem Meeresboden und Sediment ausgesetzten Oberflächen vor Korrosion zu schützen.

Die allgemeinen Grundsätze des CP in Meerwasser werden in ISO 12473 ausführlich festgelegt.

CP beinhaltet die Zufuhr von ausreichend Gleichstrom, der auf die Oberflächen des Bauwerks geleitet wird, um das Stahl/Elektrolyt-Potential auf Werte zu verringern, bei denen Korrosion als vernachlässigbar oder annehmbar niedrig angesehen wird.

CP ist dafür ausgelegt, die unter Wasser liegenden und erdbedeckten Bereiche des Bauwerks vor Korrosion zu schützen. Die Teile, die sich nicht dauerhaft im Wasser befinden, werden durch das CP-System nicht dauerhaft geschützt.

Dieses Dokument führt einen Leitfaden für die Nutzung verfügbarer meteorologisch-ozeanographischer Daten ein, um

- den Bedarf für CP, den unter Wasser liegende und häufig benetzte Bereiche haben, zu bewerten;
- Fließgeschwindigkeiten des Meerwassers für die Bewertung der Auslegungsparameter des CP zu bestimmen.

Dies ist zusätzlich zur hauptsächlichen Verwendung der meteorologisch-ozeanographischen Daten bei der konstruktiven Bemessung.

Dieses Dokument verlangt nicht, dass der CP-Planer bezüglich meteorologisch-ozeanographischer Daten erfahren ist; es gibt eine Anleitung in Bezug auf Daten, die von Fachleuten für meteorologisch-ozeanographische Daten verfügbar sein sollten und die im CP-Planungsprozess erforderlich sind.

1 Anwendungsbereich

Dieses Dokument legt die Anforderungen an den äußeren und inneren kathodischen Korrosionsschutz für Offshore-Windparkbauwerke fest. Es ist für Bauwerke und Zubehörteile anwendbar, die mit Meerwasser oder Umgebungen am Meeresboden in Berührung kommen. Dieses Dokument behandelt Folgendes:

- die Auslegung und Umsetzung von kathodischen Korrosionsschutzsystemen für neue Stahlkonstruktionen;
- die Bewertung der Restlebensdauer von bereits vorhandenen kathodischen Korrosionsschutzsystemen;
- die Auslegung und Umsetzung von nachgerüsteten kathodischen Korrosionsschutzsystemen zur Verbesserung des Schutzgrades oder zur Verlängerung der Lebensdauer des Schutzes;
- die Überprüfung und Leistungsüberwachung von kathodischen Korrosionsschutzsystemen, die bei vorhandenen Bauwerken eingebaut sind;
- einen Leitfaden bezüglich des kathodischen Korrosionsschutzes von Stahlbetonbauwerken.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden Dokumente werden im Text in solcher Weise in Bezug genommen, dass einige Teile davon oder ihr gesamter Inhalt Anforderungen des vorliegenden Dokuments darstellen. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

ISO 8501-1, *Preparation of steel substrates before application of paints and related products — Visual assessment of surface cleanliness — Part 1: Rust grades and preparation grades of uncoated steel substrates and of steel substrates after overall removal of previous coatings*

ISO 12473, *General principles of cathodic protection in seawater*

EN 12496, *Galvanische Anoden für den kathodischen Schutz in Seewasser und salzhaltigem Schlamm*

ISO 12696, *Cathodic protection of steel in concrete*

ISO/IEC 17025, *General requirements for the competence of testing and calibration laboratories*

EN 60529, *Schutzarten durch Gehäuse (IP-Code)*

IEC 61000-1-2, *Electromagnetic compatibility (EMC) — Part 1-2: General — Methodology for the achievement of functional safety of electrical and electronic systems including equipment with regard to electromagnetic phenomena*

IEC 61400-24, *Wind energy generation systems — Part 24: Lightning protection*

3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

ISO und IEC stellen terminologische Datenbanken für die Verwendung in der Normung unter den folgenden Adressen bereit:

- ISO Online Browsing Platform: verfügbar unter <https://www.iso.org/obp>
- IEC Electropedia: verfügbar unter <https://www.electropedia.org/>

3.1

atmosphärische Zone

Bereich oberhalb der Spritzwasserzone

3.2

erdbedeckte Zone

Zone, die sich unter dem Meeresboden oder dem erwarteten Unterspülungsniveau befindet, je nachdem, was niedriger ist

3.3

CP-Entwurfslebensdauer

Zeit, für die der CP ausgelegt ist, das Bauwerk zu schützen

Anmerkung 1 zum Begriff: Diese kann sich von der Entwurfslebensdauer oder Nutzungsdauer des Objekts unterscheiden.

3.4

Dopplung

Platte, die auf ein Bauteil geschweißt wird, um dieses örtlich zu verstärken oder von weiteren Schweißarbeiten zu isolieren

3.5

Elektrolyt

Medium, in dem elektrischer Strom mittels Ionen transportiert wird; in Zusammenhang mit diesem Dokument Meerwasser oder Meeresboden

3.6

häufig benetzte Zone

FWZ, en: frequently wetted zone

Wasserstand, $WL(t)$ zuzüglich der signifikanten Wellenhöhe H_{mo}

Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe Anhang B für Einzelheiten.

3.7

Freibordhöhe

FBL, en: free board level

Wasserstand für Schwimmkonstruktionen

Anmerkung 1 zum Begriff: Für die Berechnung der häufig benetzten Zone ersetzt die Freibordhöhe $WL(t)$.

3.8

höchster Gezeitenstand

HAT, en: highest astronomical tide

höchstmöglicher Gezeitenstand

3.9

hybrides kathodisches Korrosionsschutzsystem

System, das sowohl Fremdstrom als auch galvanische Anoden beinhaltet

3.10

Inspektion

Untersuchung der Ausrüstung, um deren beständige Leistungseigenschaften zu bestimmen, unabhängig davon, ob sie auf der Grundlage eines regelmäßigen Programms oder als einfacher Vorgang durchgeführt wird

3.11

IR-Fehler

Fehler im gemessenen Stahl/Elektrolyt-Potential, der durch den Schutzstrom oder jeden anderen Strom, der durch die Widerstandsumgebung fließt, verursacht wird

3.12

Jacket-Konstruktion

gitterversteifte Konstruktion mit mehreren Standbeinen

3.13

J-Rohr

gekrümmter rohrförmiger Kabelkanal, der so konstruiert und an einem Bauwerk montiert ist, dass er Kabel unterstützt und führt

3.14

niedrigster Gezeitenstand

LAT, en: lowest astronomical tide
niedrigstmöglicher Gezeitenstand

3.15

Meeressedimente

oberste Schicht des Meeresbodens, die aus wassergesättigten Feststoffen mit verschiedenen Dichten besteht

3.16

meteorologisch-ozeanographische Daten

meteorologische und ozeanographische Daten, die oftmals in Form einer stündlichen Statistik angegeben werden

3.17

Überwachung

fortwährend oder sporadisch durchgeführte Tätigkeit an festen Orten zur Bestimmung der Leistungsfähigkeit eines CP-Systems oder von Parametern, die sich auf die Leistungsfähigkeit beziehen

Anmerkung 1 zum Begriff: Üblicherweise werden bei der Überwachung fest angebrachte Messfühler verwendet, deren Daten automatisch erfasst werden können.

3.18

Monopile

Gründungselement, das in den Meeresboden gerammt oder gebohrt wird, um ein Übergangsstück und/oder einen Turm zu stützen

3.19

Überpolarisation

Ereignis, bei dem die Bauwerk-/Elektrolyt-Potentiale negativer sind als diejenigen, die für einen zufriedenstellenden kathodischen Korrosionsschutz erforderlich sind

Anmerkung 1 zum Begriff: Eine Überpolarisation bietet keine nützliche Funktion und könnte sogar zu einer Beschädigung des Bauwerks führen.

3.20

Eigentümer

Eigentümer oder Entwickler oder Betreiber des Bauwerks, von denen alle oder jeder Einzelne die Verantwortung für Angelegenheiten in Bezug auf Korrosionsschutz haben darf/dürfen

3.21

Primärstahl

grundlegende lasttragende Elemente (Monopile, Jacket, Gerüst und sonstige Stahlkonstruktionen)

3.22

Repolarisation

Situation, in der der Stahl nach einem Depolarisationsereignis polarisiert

3.23

nachgerüsteter kathodischer Korrosionsschutz

Bereitstellung von CP-Ausrüstung für ein vorhandenes Bauwerk, entweder als vollständiges System oder, als Teilsystem, entweder, um Mängel bei der Leistung des CP zu beseitigen oder um die Lebensdauer des CP-Systems zu verlängern

3.24

Salzgehalt

Menge anorganischer Salze, die im Meerwasser gelöst sind

Anmerkung 1 zum Begriff: Das genormte Messverfahren beruht auf der Bestimmung der elektrischen Leitfähigkeit des Meerwassers.

Anmerkung 2 zum Begriff: Der Salzgehalt wird in Gramm je Kilogramm (g/kg) oder Promille (ppt oder ‰) angegeben.

3.25

Unterspülung

Bodenverlagerung auf dem Meeresboden durch Meeresströmungen und Wellen oder infolge von Strukturelementen, die die natürlichen Strömungsbedingungen über dem Meeresboden stören

3.26

Meeresboden

Grenzschicht zwischen Meerwasser und Feststoffen der *erdbedeckten Zone* (3.2) einschließlich der *Meeressedimente* (3.15)

3.27

Sekundärstahl

Stahl, der kein Primärstahl ist und daher für den Zugang verwendet wird (Anlegesysteme für Schiffe, Leitern, Decks und Auflager für Ausrüstungen)

3.28

Flachwasser

Wasser mit einer solchen Tiefe, dass Oberflächenwellen spürbar von der Meeresbodentopografie beeinflusst werden

Anmerkung 1 zum Begriff: Üblicherweise setzt dies eine Wassertiefe voraus, die der Hälfte der Wellenlänge entspricht [33]. Für alle praktischen Zwecke in diesem Dokument wird es als Tiefe von weniger als –30 m vom LAT verstanden.

3.29

signifikante Wellenhöhe

H_{mo}

Mittelwert aus dem höchsten Drittel der Wellen auf offener See

3.30

Spritzwasserzone

äußerer Bereich einer Tragstruktur, der aufgrund von Wellen und Gezeitenschwankungen häufig benetzt wird. Eine ausführlichere Definition für Spritzwasserzone ist in IEC 61400-3-1 [15] enthalten. In diesem Dokument wird die häufig benetzte Zone als Obergrenze aufgenommen, bis zu der der Strombedarf für den CP eingeschlossen werden muss

3.31

Nutzungsdauer des Objekts

voraussichtliche Lebensdauer des Windparkbauwerks

Anmerkung 1 zum Begriff: Dies schließt einen Zeitraum für Lagerung, Transport, Montage, den Betrieb des Windparks sowie einen möglichen Zeitraum für die Stilllegung ein.

3.32

Becher-Gründung

Gründungselement, das in den Meeresboden eingesaugt wird

3.33

Begutachtung

Prozess der Durchführung einer Inspektion nach einem festgelegten Verfahren

Anmerkung 1 zum Begriff: In diesem Dokument wird Begutachtung auch verwendet, um den Prozess der Durchführung von Messungen des kathodischen Korrosionsschutzes nicht mit fest angebrachten Messfühlern mit automatischer Datenerfassung, aber nach einem festgelegten Verfahren zu beschreiben.

3.34

Gezeitenzone

Zone, die sich zwischen dem LAT und dem HAT befindet

3.35

Übergangsstück

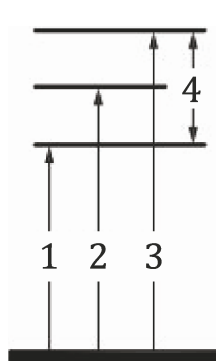
Zwischenkonstruktion zwischen dem Monopile und dem Turm

3.36

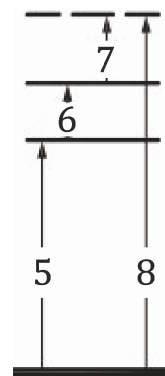
Wellenberg und Wellental

Meerwasserhöhe über und Tiefe unter dem Ruhewasserstand aufgrund von Wellen

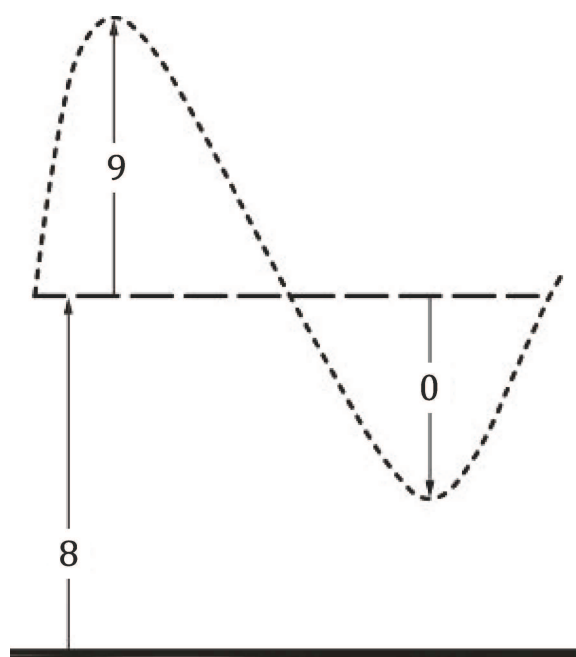
Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe nachstehendes Bild 1.



a) Gezeiten



b) Gezeitenstand + Sturmflut = Ruhewasserstand



c) Über den Wasserstand gelegtes Wellenprofil

Legende

Legende für Höhenmaße

- | | | | |
|---|---|---|---|
| 1 | niedrigster Gezeitenstand (LAT) | 6 | Gezeitenstand, der mit Sturm verbunden ist (positiv dargestellt, kann aber positiv oder negativ sein) |
| 2 | mittlerer Wasserstand (MSL) | 7 | Sturmflut (positiv dargestellt, kann aber positiv oder negativ sein) |
| 3 | höchster Gezeitenstand (HAT) | 8 | Ruhewasserstand (oder „Sturmwaterstand“) |
| 4 | Gezeitenhub | 9 | Höhe eines Wellenbergs |
| 5 | Normalnull (in der Regel LAT oder MSL, kann aber auch ein anderer Wasserstand sein) | 0 | Höhe eines Wellentals |

Legende für Linienarten

- | | |
|-------|--|
| — | Meeresboden |
| — | Gezeitenhöhen |
| — | Sturmflut- oder Sturmflut- + Gezeitenhöhen |
| | Wellenprofil |

Bild 1 — Wassertiefe, Gezeiten und Sturmfluten, aus ISO 19901-1 [10]

4 Symbole und Abkürzungen

4.1 Symbole

A	Fläche, m ²
C	Querschnitt des umliegenden Bereiches der Anode, m
c	Verschlechterung des Zustands der Beschichtung, %
ΔU	Treibpotential, V
f_c	Beschichtungsreduktionsfaktor
I	Stromstärke, A
$I_{\text{anode(initial)}}$	anfängliche Stromabgabe des Werkstoffs einer einzelnen galvanischen Anode, A
$I_{\text{anode(final)}}$	endgültige Stromabgabe des Werkstoffs einer einzelnen galvanischen Anode, A
I_{max}	höchster Schutzstrombedarf für eine CP-Zone, A
$I_{\text{total(initial)}}$	Gesamtstromstärke, die für die Polarisierung des Bauwerks erforderlich ist, A
$I_{\text{total(final)}}$	Gesamtstromstärke, die für die Repolarisierung des Bauwerks erforderlich ist, A
J	Stromdichte, A/m ²
L	Länge des Anodenkörpers, m
L_{initial}	anfängliche Länge der Anode, m
L_{final}	Endwert (oder Wert am Ende der Lebensdauer) der Anodenlänge, m
N	Anzahl der Anoden
Q	tatsächliche elektrochemische Kapazität der Anodenlegierung in der betrachteten Umgebung, Ah/kg
ρ	spezifischer Widerstand eines Elektrolyts, Ωm . In diesem Dokument darf der spezifische Widerstand eines Elektrolyts (Meerwasser oder Meeresboden) oder der eines Leiterwerkstoffs bezeichnet werden
R_a	Widerstand der Anode gegen entfernte Erde, Ω . In Zusammenhang mit diesem Dokument ist entfernte Erde im Meerwasser oder Meeresboden
r	Radius der Anode, m
R	Kreiswiderstand, Ω
S	arithmetisches Mittel der Länge und Breite der Anode, m
T	Temperatur, °C
T_{anode}	effektive Lebensdauer der Anode, Jahre

T_{design}	geforderte Entwurfslebensdauer, Jahre
U	Fließgeschwindigkeit (m/s)
u	Ausnutzungsfaktor für CP-Auslegungsberechnungen
V_{initial}	anfängliches Nettovolumen der Anodenlegierung (ausgenommen die Stahleinlage), m ³
V_{insert}	Volumen nur der Einlage innerhalb des Anodenkörpers, m ³
V_{final}	endgültiges Nettovolumen (oder Nettovolumen am Ende der Lebensdauer) der Anodenlegierung, m ³
V_{gross}	Gesamtvolumen des Anodenkörpers einschließlich nur desjenigen Teils der Einlage innerhalb des Anodenkörpers, m ³
m_{anode}	Nettomasse des Werkstoffs einer einzelnen galvanischen Anode, kg
m_{total}	Mindestgesamtnettomasse des galvanischen Anodenwerkstoffes, kg

4.2 Abkürzungen

ABS	Fläche unter dem Meeresboden, en: Area Below Seabed
AC	Wechselstrom, en: Alternating Current
BEM	Randelementmethode, en: Boundary Element Method
CA	Korrosionszuschlag, en: Corrosion Allowance
CP	kathodischer Korrosionsschutz, en: Cathodic Protection
CP-Entwurfslebensdauer	Entwurfslebensdauer des kathodischen Korrosionsschutzes, en: Cathodic Protection design life
CPS	Kabelschutzsystem, en: Cable Protection System
CSPE	chlorsulfoniertes Polyethylen, en: Chlorosulfonated Polyethylene; alternativ mit CSP abgekürzt
DC	Gleichstrom, en: Direct Current
DO	Gehalt gelösten Sauerstoffs, en: Dissolved Oxygen
EMF	elektromotorische Kraft, en: Electromotive Force
EPR	Ethylen-Propylen-Kautschuk, en: Ethylene Propylene Rubber
ER	elektrischer Widerstand, en: Electrical Resistance
FAT	Werksabnahmeprüfung, en: Factory Acceptance Test
FBL	Freibordhöhe, en: Free Board Level
FEM	Finite-Elemente-Methode, en: Finite Element Method

FWZ	häufig benetzte Zone, en: Frequently Wetted Zone
GACP	kathodischer Schutz durch galvanische Anode, en: Galvanic Anode Cathodic Protection
HAT	höchster Gezeitenstand, en: Highest Astronomical Tide
HDPE	Polyethylen hoher Dichte, en: High Density Polyethylene
HMMPE	Polyethylen mit hoher Molmasse, en: High Molecular Mass Polyethylene
HSC	wasserstoffinduzierte Spannungsrissbildung, en: Hydrogen Induced Stress Cracking
ICCP	kathodischer Korrosionsschutz mit Fremdstrom, en: Impressed Current Cathodic Protection
IEC	Internationale Elektrotechnische Kommission, en: International Electrotechnical Commission
IMCA	Internationale Vereinigung von Unternehmen der Offshore-, Meeres- und Unterwassertechnik, en: International Marine Contractors Association
IP	Schutzart gegen Eindringen, en: Ingress Protection Rating
ISO	Internationale Organisation für Normung, en: International Organization for Standardization
ITP	Inspektions- und Prüfplan, en: Inspection and Test Plan
LAT	niedrigster Gezeitenstand, en: Lowest Astronomical Tide
MIC	mikrobiell beeinflusste Korrosion, en: Microbially Influenced Corrosion
MMO	Mischmetalloxid, en: Mixed Metal Oxide
MP	Monopile
MSL	mittlerer Meeresspiegel, en: Mean Sea Level
MTL	mittlerer Gezeitenstand, en: Mean Tide Level
MWL	mittlerer Wasserstand, en: Mean Water Level
MDFT	Mindest-Trockenschichtdicke, en: Minimum Dry Film Thickness
NACE	Nationale Vereinigung der Korrosionsschutzingenieure, en: National Association of Corrosion Engineers
NDFT	Nenn-Trockenschichtdicke, en: Nominal Dry Film Thickness
PTFE	Polytetrafluorethylen, en: Polytetrafluoroethylene
PVDF	Polyvinylidenfluorid
PVC	Polyvinylchlorid
RCD	Fehlerstrom-Schutzeinrichtung, en: Residual Current Device

RMS	Effektivwert, en: Root Mean Square
ROV	ferngesteuerter Tauchroboter, en: Remotely Operated Vehicle
S-N	Spannung über Zyklenanzahl, en: Stress versus Number of cycles
SMS	festgelegte Mindeststreckgrenze, en: Specified Minimum Yield Strength
TP	Übergangsstück, en: Transition Piece
TR	Schutzstromgerät, en: Transformer Rectifier
WTG	Windenergieanlage, en: Wind Turbine Generator
XLPE	vernetztes Polyethylen, en: Cross-linked Polyethylene

5 Qualifikation des Personals

Personal, das mit der Planung (der CP-Planer), Beaufsichtigung der Montage, Inbetriebnahme, Beaufsichtigung des Betriebs, mit Inspektionen, Messungen, der Überwachung und Beaufsichtigung der Instandhaltung von CP-Systemen befasst ist, muss den für die durchgeführten Aufgaben angemessenen Qualifikationsgrad aufweisen. Diese Qualifikation sollte unabhängig bewertet und dokumentiert werden. Der CP-Planer muss über eine entsprechende Qualifikation verfügen, um die geeigneten Eingangsparameter (wie z. B. Stromdichte des Stahls, Anodenpotential und elektrochemische Kapazität der Anode) für die CP-Planung auf der Grundlage der Art des Bauwerks, dessen Beanspruchung und der meteorologisch-ozeanographischen Daten zu bewerten und zu bestimmen.

ISO 15257 [7] legt ein Verfahren fest, das für die Bewertung und Zertifizierung der Qualifikation von CP-Personal angewendet werden darf.

Die Qualifikation von CP-Personal entsprechend dem für die durchgeführten Aufgaben angemessenen Qualifikationsgrad, sollte durch eine Zertifizierung nach ISO 15257 [7] oder durch ein anderes gleichwertiges Präqualifikationsverfahren nachgewiesen werden.

6 Bautechnische Betrachtungen

6.1 Zu schützende Bauwerke

Gründungsstrukturen sind so konstruiert, dass sie einen Turm und eine Gondel tragen, welche einen Turbinengenerator und windbetriebene Rotorblätter beinhaltet. Das Bauwerk ist einer Ermüdungsbelastung ausgesetzt, was in vielen Fällen der treibende Faktor für die Konstruktion ist.

Dieses Dokument kann auch für den kathodischen Korrosionsschutz von anderen Gründungen in Verbindung mit der Offshore-Windenergieerzeugung angewendet werden, wie beispielsweise von Gründungen von Umspannplattformen und Windmessmasten.

Die Gründungsstrukturen von Offshore-Windenergieanlagen können verschiedene Primärstahlkonstruktionen umfassen, wie beispielsweise in den Meeresboden gerammte Monopile-Gründungen mit großem Durchmesser, im Meeresboden verankerte Gitterkonstruktionen, Schwimmkonstruktionen und auf Schwerkraft beruhende Stahlbetonkonstruktionen.

ANMERKUNG Der Begriff „Jacket“ wird gewöhnlich verwendet, um eine gitterförmige Konstruktion zu beschreiben, die aus mehreren Rohrbeinen besteht, welche mit Querstreben versteift sind. Jacket ist der in der Offshore-Öl- und Gasindustrie verwendete Begriff, da die Konstruktion dazu dient, Leitungsrohre zu umschließen.

Dieses Dokument legt die Anforderungen an den CP von Außen- und Innenflächen von Offshore-Windparkbauwerken fest, die mit Meerwasser und mit dem Meeresboden oder Sediment in Berührung kommen.

Es behandelt die folgenden Bauwerke:

- Gründungen aus Monopile und Übergangsstück;
- Mono-Bucket-Fundamente;
- Jacket-Konstruktionen mit geramten Pfählen oder Becher-Gründung;
- Schwimmkonstruktionen;
- auf Schwerkraft beruhende Stahlbetonkonstruktionen; und
- andere Gründungen in Verbindung mit der Offshore-Windenergieerzeugung.

Dieses Dokument behandelt spezielle Eigenschaften der vorstehend aufgeführten Arten von Bauwerken. Die Leistungsanforderungen sind für alle Offshore-Bauwerke anwendbar, die mit Windenergiegewinnung zusammenhängen.

Die verschiedenen Arten von Gründungsstrukturen, die verbreitet Anwendung finden, sind zusammen mit ihren Korrosionsstrategien in Bild 2, Bild 3, Bild 4 und Bild 5 dargestellt.

Monopile-Gründungen, Bild 2, sind eine der gebräuchlichsten Arten von Gründungsstrukturen für Offshore-Windturbinen und weisen spezifische Merkmale auf, die besondere Betrachtungen erforderlich machen. Einzelne Stahlpfeiler (Monopiles) mit großem Durchmesser werden bis zu einem bestimmten Niveau unter dem Meeresboden in den Meeresboden gerammt, wobei die Oberseite üblicherweise über dem MSL liegt. Windturbinentürme werden auf einer Zwischenkonstruktion, die als Übergangsstück (TP) bekannt ist, oder direkt auf dem Monopile (MP) installiert. Das TP wird über den Monopile gestülpt, erstreckt sich bis zu einer bestimmten Tiefe und wird an der Überlappung abgedichtet und mit einem zementhaltigen Mörtel verpresst. Alternativ wird das TP mit einem Unterflansch versehen und auf den MP mit einem Oberflansch aufgesetzt und mit diesem verschraubt.

Da das TP aus dem Wasser herausragt, ist es im Allgemeinen innerhalb und über den oberen Grenzwert der vollständigen CP-Schutzfläche hinaus beschichtet, weshalb die Korrosionsschutzstrategie aus der Beschichtung zusammen mit einem Korrosionszuschlag besteht.

Im Allgemeinen werden die für den Betrieb der Fundamente erforderlichen Einrichtungen auf dem Übergangsstück und/oder der Jacket-Konstruktion vormontiert, einschließlich Bootsanlegern und Leitern, VergROUTUNGssystemen, Bootsfendern usw.

Jacket-Fundamente ähneln vielen Offshore-Stahlplattformen, und die Festlegungen für den CP werden in diesem Dokument und in EN 12495 [18] beschrieben.

Schwimmkonstruktionen, Bild 4, sind, wie der Name schon sagt, schwimmende Bauwerke. Sie nutzen Ketten oder Spannseile zur Befestigung des Bauwerks an Ankern am Meeresboden.

Auf Schwerkraft beruhende Stahlbetonfundamente, Bild 5, werden auf den Meeresboden gesetzt und gelten üblicherweise nicht als CP-bedürftig, falls sie

- nach EN 206 [14] zusammen mit den normativen Anhängen für die maßgebenden Beanspruchungsklassen ausgelegt sind;
- nach EN 1992-1-1 [15] ausgelegt und gebaut sind; und
- zusammen nach EN 13670 [20] sowie den normativen Anhängen hergestellt sind.

Dieses Dokument enthält eine Leitlinie für den Einbezug von CP bei Betonbauwerken für Fälle, bei denen vorzeitiger Verschleiß beobachtet wurde, oder falls ein unannehmbares Korrosionsrisiko in Erwägung gezogen wird.

Dieses Dokument behandelt auch den CP-Strombedarf von Stahl in Beton, wenn die Stahlbewehrung mit Stahlbauteilen verbunden ist, die nicht einbetoniert sind, z. B. ein Stahl-Monopile mit einem Stahlbeton-Schwerkraftfundament.

Bei Bauteilen, die in den Meeresboden gerammt, gebohrt oder eingesaugt werden, wie z. B. Pfähle oder Becher-Gründungen, werden im Allgemeinen keine Anoden oder anderen Zubehörteile während der Montage angebracht, was zudem auch verhindert, dass sich Anoden und andere Zubehörteile unter dem Meeresboden-niveau befinden.

6.2 Werkstoffe

Offshore-Windparkbauwerke werden hauptsächlich aus blanken oder beschichteten Kohlenstoff-Mangan-Stählen mit einer festgelegten Mindeststreckgrenze (SMYS, en: specified minimum yield strength) von höchstens 550 MPa hergestellt.

Einige Teile des Bauwerks können aus anderen metallischen Werkstoffen als Kohlenstoff-Mangan-Stahl bestehen. Das CP-System muss so ausgelegt sein, dass sichergestellt ist, dass jegliche galvanische Korrosion, die durch diese Kopplung entsteht, und auch jegliches Risiko einer Wasserstoffversprödung vollständig unter Kontrolle sind, siehe ISO 12473.

Gründungsstrukturen, wie z. B. Monopiles, Jackets und Schwimmkonstruktionen dürfen in der Unterwasserzone beschichtet oder teilweise beschichtet sein. Bei der Auslegung des CP muss dies berücksichtigt werden.

Auf Schwerkraft basierende Konstruktionen bestehen im Allgemeinen aus Stahlbetonfundamenten, und die Konstruktion wird auf den Meeresboden gesetzt. Daher kommt die Bezeichnung „auf Schwerkraft basierend“. Der Turm wird an der Oberseite des Fundaments befestigt.

6.3 Korrosionsschutzstrategie

Die gewählte Strategie für eine Offshore-Windparkgründungsstrukturen ist von Bedeutung, da die für die verschiedenen Bereiche des Bauwerks (siehe Bild 2 bis Bild 4) angewendeten Schutzgrade in die konstruktive Bemessung einfließen, wenn die bei der konstruktiven Bemessung verwendeten S-N-Kurven so gewählt werden, dass sie zu der über die Nutzungsdauer des Objekts erwarteten Umgebung passen.

ANMERKUNG Offshore-Windparkgründungen aus Stahl sind Ermüdungsbelastungen ausgesetzt, und ihre Entwurfslebensdauer kann durch Ermüdung begrenzt sein [24], Einzelheiten bezüglich der Bemessung der Ermüdung von Offshore-Bauwerken. Bei dieser empfohlenen Praxis gibt es drei Hauptkategorien von S-N-Kurven für Kohlenstoffstahl. Dabei handelt es sich um S-N-Kurven in Luft, S-N-Kurven in Meerwasser mit kathodischem Korrosionsschutz und S-N-Kurven für Meerwasser mit freier Korrosion. Diese Kurven werden bei der Tragwerksplanung genutzt. Die S-N-Kurve „Meerwasser mit kathodischem Korrosionsschutz“ kann bei den Tragwerksberechnungen angewendet werden, wenn davon ausgegangen wird, dass die Schutzkriterien erfüllt werden.

Drei mögliche Maßnahmen zur Korrosionsminderung sind möglich: Korrosionszuschlag, Beschichtungen und kathodischer Korrosionsschutz.

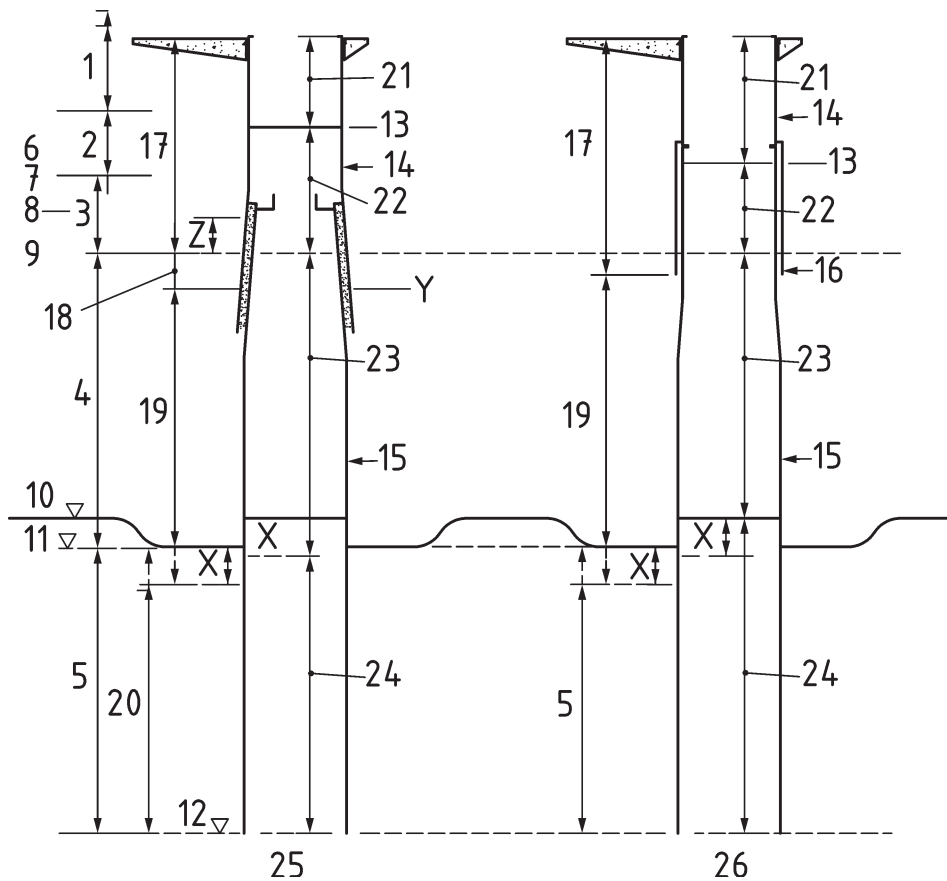
Kathodischer Korrosionsschutz dient dazu, Korrosionsverluste auf ein Mindestmaß zu begrenzen und die Auswirkungen von Korrosion auf Tragwerksberechnungen hinsichtlich Ermüdung gering zu halten. Bei Teilen des Bauwerks, die keinen kathodischen Korrosionsschutz aufweisen, darf die Wanddicke der Bauwerke erhöht werden, um Korrosionsverluste während des Einsatzes zu berücksichtigen. Die zusätzliche Dicke bietet einen Korrosionszuschlag (CA, en: Corrosion allowance). Typische Bereiche, in denen ein Korrosionszuschlag anwendbar ist, sind in Bild 2 bis Bild 4 angegeben.

Kathodischer Korrosionsschutz wird oftmals in Kombination mit Beschichtungen ausgelegt. Damit kathodischer Korrosionsschutz erfolgreich funktioniert, werden keine Beschichtungen benötigt, und Beschichtungen sind in Kombination mit kathodischem Korrosionsschutz freigestellt, wie in Bild 2 bis Bild 4 gezeigt. Wenn keine Beschichtungen angewendet werden, besteht ein höherer Strombedarf, um das Bauwerk in im Wasser befindlichen und mit Wasser benetzten Bereichen zu schützen.

ISO 12944-9 [5] stellt eine Leitlinie und Anforderungen für Beschichtungen für den Offshore-Einsatz bereit, die in Anhang D weitergehend beschrieben werden. In Bereichen, die vollständig unter Wasser sind, kann nicht allein auf Beschichtungen vertraut werden, da erwartet werden kann, dass es über die gesamte Nutzungsdauer des Objekts zunehmend zu einer Beschichtungsreduktion kommt. In Anhang D ist eine Leitlinie für Beschichtungsreduktionsfaktoren angegeben, wenn Beschichtungen in Kombination mit kathodischem Korrosionsschutz angewendet werden. Der Eigentümer sollte gebeten werden, die bei der Planung angewendeten Beschichtungsreduktionsfaktoren anzuerkennen.

Wenn kathodischer Korrosionsschutz vollständig wirksam ist (und das Schutzkriterium erfüllt), gilt die S-N-Kurve „in Meerwasser geschützt“. Kathodischer Korrosionsschutz für Offshore-Windparkfundamente darf entweder durch CP-Systeme mit galvanischen Anoden oder durch Fremdstrom-CP-Systeme oder durch eine Kombination beider Systeme erbracht werden. Zum Zeitpunkt der Auswahl des CP-Systems muss eine Beurteilung der Risiken und Folgen durchgeführt werden, die mindestens Bewertungen von Folgendem einschließen muss:

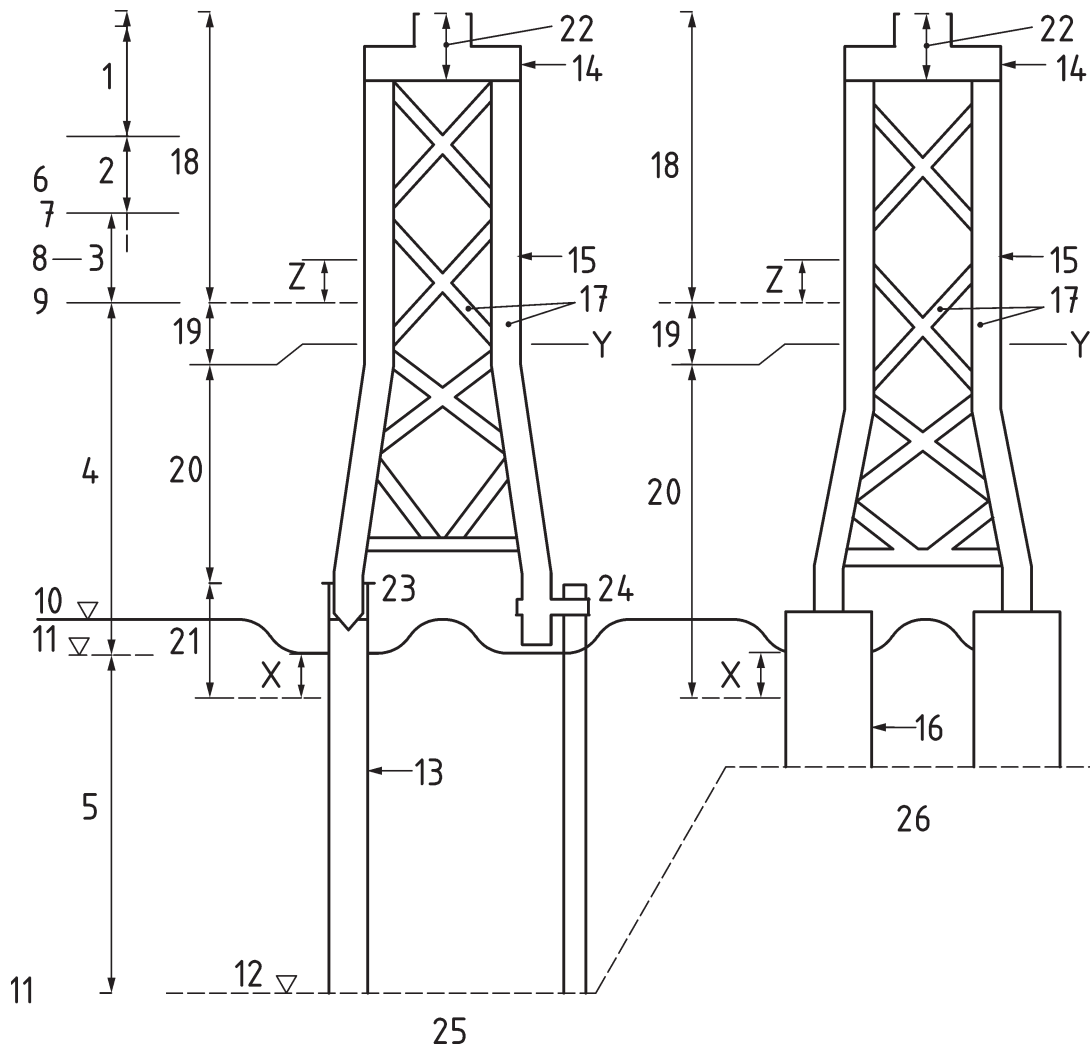
- die Zeit zwischen der Montage des Fundamentes und dem Beginn der Inbetriebnahme des CP-Systems;
- Schätzungen der Zuverlässigkeit der alternativen CP-Systeme, der voraussichtlichen Anzahl von Beschichtungen bei jedem Fundament während der Nutzungsdauer des Objekts zur Bewertung der Leistungsfähigkeit des CP, der Instandhaltung des CP-Systems und der Reparatur oder des Austausches des CP-Systems;
- Investitionskosten, Betriebskosten und strukturelle Folgen nicht funktionierender CP-Systeme.



Legende

- | | | |
|----|--|---|
| X | vom Anwender festgelegte Obergrenze, bei der das CP-Schutzkriterium eingehalten werden muss | |
| Y | vom Anwender festgelegte untere Grenze der Beschichtung | |
| Z | vom Anwender festgelegte untere Grenze, bei der das CP-Schutzkriterium eingehalten werden muss | |
| 1 | atmosphärische Zone | 14 Übergangsstück |
| 2 | Spritzwasserzone | 15 Monopile |
| 3 | Gezeitenzone | 16 Schürze |
| 4 | Unterwasserzone | 17 außen: Korrosionszuschlag (CA) + Beschichtung |
| 5 | erdbedeckte Zone | 18 außen: kathodischer Korrosionsschutz (CP) + Beschichtung |
| 6 | FWZ ₅₀ % (über HAT) | 19 außen: CP + freigestellte Beschichtung |
| 7 | HAT | 20 außen: in Betracht zu ziehende CA |
| 8 | MSL | 21 innen: Beschichtung |
| 9 | LAT | 22 innen: CA + Beschichtung |
| 10 | Meeresbodenniveau | 23 innen: CA + freigestellte Beschichtung und/oder CP |
| 11 | Unterspülungsniveau | 24 innen: in Betracht zu ziehende CA |
| 12 | Niveau des Pfahlfußes | 25 MP/TP-Gründung verpresst |
| 13 | untere innere Plattform | 26 MP/TP-Gründung verschraubt |

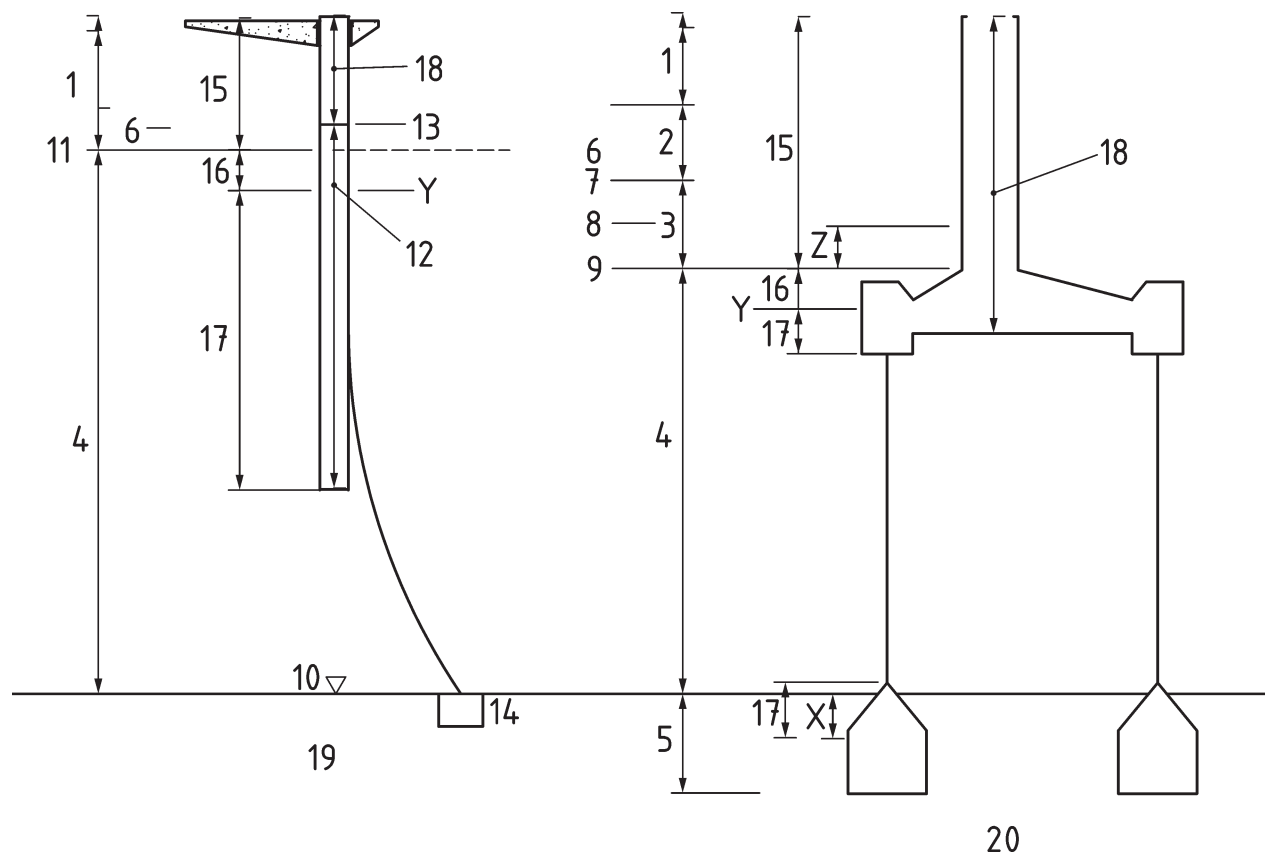
Bild 2 — Korrosionsschutzstrategie für einen Monopile, auf der linken Seite verpresst, auf der rechten Seite verschraubt mit TP einschließlich Schürze



Legende

X	vom Anwender festgelegte Obergrenze, bei der das CP-Schutzkriterium eingehalten werden muss
Y	vom Anwender festgelegte untere Grenze der Beschichtung
Z	vom Anwender festgelegte untere Grenze, bei der das CP-Schutzkriterium eingehalten werden muss
1	atmosphärische Zone
2	Spritzwasserzone
3	Gezeitenzone
4	Unterwasserzone
5	erdbedeckte Zone
6	FWZ _{50 %} (über HAT)
7	HAT
8	MSL
9	LAT
10	Meeresbodenniveau
11	Unterspülungsniveau
12	Niveau des Pfahlfußes
13	Pfahl
14	Übergangsstück
15	Jacket
16	Becher-Gründung
17	abgedichtetes Abteil
18	außen: CA + Beschichtung
19	außen: CP + Beschichtung
20	außen: CP + freigestellte Beschichtung
21	außen: CP
22	innen: Beschichtung
23	Pfahl Option 1
24	Pfahl Option 2
25	Jacket auf Pfählen
26	Jacket mit Becher-Gründung

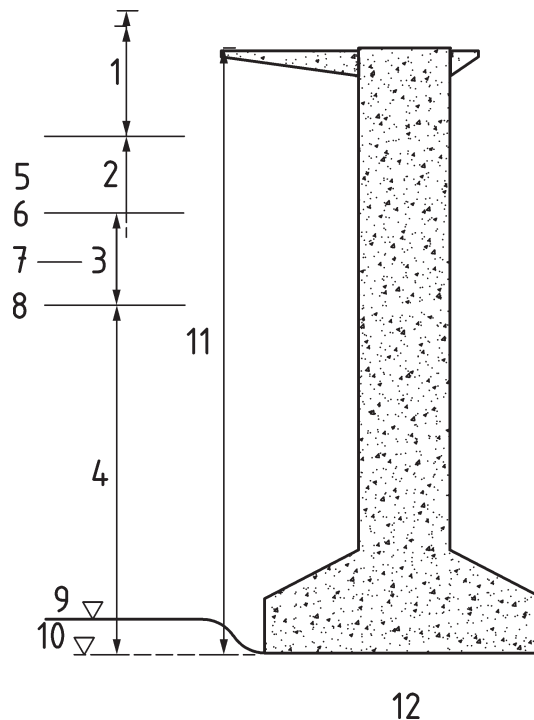
Bild 3 — Korrosionsschutzstrategie für eine Gründung mit Jacket auf Pfählen oder mit Jacket mit Becher-Gründung



Legende

- | | |
|----|--|
| X | vom Anwender festgelegte Obergrenze, bei der das CP-Schutzkriterium eingehalten werden muss |
| Y | vom Anwender festgelegte untere Grenze der Beschichtung |
| Z | vom Anwender festgelegte untere Grenze, bei der das CP-Schutzkriterium eingehalten werden muss |
| 1 | atmosphärische Zone |
| 2 | Spritzwasserzone |
| 3 | Gezeitenzone |
| 4 | Unterwasserzone |
| 5 | erdbedeckte Zone |
| 6 | FWZ _{50 %} (über HAT) |
| 7 | HAT |
| 8 | MSL |
| 9 | LAT |
| 10 | Meeresbodenniveau |
| 11 | Heben und Sinken der Spar-Boje mit dem Meeresniveau |
| 12 | abgedichtet |
| 13 | untere innere Plattform |
| 14 | Anker |
| 15 | außen: CA + Beschichtung |
| 16 | außen: CP + Beschichtung |
| 17 | außen: CP + freigestellte Beschichtung |
| 18 | innen: Beschichtung |
| 19 | schwimmende Spar-Boje |
| 20 | schwimmende TLP (zugspannungsverankerte Plattform) |

Bild 4 — Korrosionsschutzstrategie für ein schwimmendes Fundament, auf der linken Seite mit schwimmender Spar-Boje, auf der rechten Seite mit schwimmender zugspannungsverankerter Plattform (TLP, en: tension leg platform)



Legende

- 1 atmosphärische Zone
- 2 Spritzwasserzone
- 3 Gezeitenzone
- 4 Unterwasserzone
- 5 FWZ₅₀ % (über HAT)
- 6 HAT
- 7 MSL
- 8 LAT
- 9 Meeresbodenniveau
- 10 Unterspülungsniveau
- 11 außen: freigestellter CP
- 12 Schwerkraft-Fundament

Bild 5 — Korrosionsschutzstrategie für Stahlbeton-Schwerkraft-Fundamente

7 Kriterien für den kathodischen Korrosionsschutz

7.1 Vorübergehender Schutz

Vorübergehender kathodischer Korrosionsschutz zur Erreichung der Schutzkriterien, siehe 7.2 und 7.3, muss für die unter Wasser liegenden und erdbedeckten Oberflächen, die in Bild 2, Bild 3, Bild 4 und Bild 5 aufgeführt sind, für den Zeitraum zwischen Bau und Funktionsbeginn des CP (Fremdstrom oder galvanisch) bereitgestellt werden, sofern nicht nachgewiesen werden kann, dass jegliche Korrosion, die vor dem Schutz durch kathodische Polarisation auftritt, die strukturelle Unversehrtheit nicht beeinträchtigt. Eine Strategie könnte darin bestehen, ermüdungsempfindliche Bereiche wie z. B. Schweißnähte und Knoten zu beschichten, um diese vor Korrosion zu schützen, bis Strom zu Verfügung steht.

Falls vor der Anwendung von kathodischem Korrosionsschutz Beschichtungen allein verwendet werden, kann es erforderlich sein, eine Bewertung wahrscheinlicher Beschädigungen der Beschichtung, deren Verteilung und Korrosion vorzunehmen, bevor der kathodische Korrosionsschutz in Betrieb genommen wird.

7.2 Stahlkonstruktionen

Die geforderten Bauwerk-/Elektrolyt-Potentialgrenzen für eine Reihe von Metallen und Legierungen in Meerwasser sind in ISO 12473 ausführlich festgelegt.

ANMERKUNG 1 Sofern nicht anders angegeben, beziehen sich alle Potentiale in diesem Dokument auf die Silber/Silberchlorid/Meerwasser-Bezugselektrode (Ag/AgCl/Meerwasser-Bezugselektrode).

Das zulässige Kriterium für den Schutz von Kohlenstoff-Mangan-Stählen in durchlüftetem Meerwasser ist ein Schutzpotential, das negativer ist als $-0,80\text{ V}$, gemessen in Bezug auf die Ag/AgCl/Meerwasser-Bezugselektrode. Dies entspricht etwa $+0,23\text{ V}$ bei Messung in Bezug auf die reine Zink-Elektrode (z. B. Legierungstyp Z2, wie in EN 12496:2013, Abschnitt 2, festgelegt, oder $+0,25\text{ V}$ bei Messung in Bezug auf die Zinkelektrode, die aus den galvanischen Anodenlegierungstypen Z1, Z3 oder Z4 nach EN 12496 besteht).

Wenn verschiedene Metalle und Legierungen in elektrischem Kontakt stehen, muss das Schutzpotential ausreichend negativ sein, um jegliche galvanische Korrosion der weniger edlen Metalle und Legierungen zu steuern. In der Praxis ist das weniger edle Metall üblicherweise Kohlenstoffstahl, bei dem $-0,80\text{ V}$ angemessen sind.

Ag/AgCl/Meerwasser-Bezugselektroden sind empfindlich gegenüber dem Salzgehalt des Meerwassers. Sofern sie nicht in Meerwasser mit einem Salzgehalt von 3,5 % eingesetzt werden, muss ein Korrekturfaktor angewendet werden. Eine Leitlinie für die Umrechnung zwischen Bezugselektroden und Korrekturfaktoren ist in ISO 12473:2017, Anhang C, angegeben.

Das Schutzpotential von Stahl in anaeroben Umgebungen und wenn ein Risiko für mikrobiell beeinflusste Korrosion (MIC) besteht, muss negativer sein als $-0,90\text{ V}$ in Bezug auf Ag/AgCl/Meerwasser, sofern kein anderes Kriterium begründet werden kann.

Ein negativer Grenzwert von $-1,10\text{ V}$ in Bezug auf Ag/AgCl/Meerwasser wird empfohlen, um eine Enthftung der Beschichtung zu vermeiden. Bei herkömmlichen Stählen mit einer Mindeststreckgrenze (SMYS) von höchstens 550 MPa (Stahlsorte S355 nach EN 10025 [17]), besteht kein erhöhtes Risiko für Rissbildung bei diesem negativen Grenzwert. Dieser Grenzwert wird bei Tragwerken, die mit galvanischen Anoden aus Zink oder Aluminium geschützt werden, nicht überschritten, siehe ISO 12473.

Wenn die Möglichkeit einer wasserstoffinduzierten Spannungsrissbildung (HISC, en: hydrogen induced stress cracking) und Wasserstoffversprödung besteht, die durch kathodischen Korrosionsschutz beeinträchtigt werden können, so dass übermäßig negative Werte vorliegen, muss ein sicherer, weniger negativer Potentialgrenzwert übernommen werden. Wenn für einen bestimmten Werkstoff unzureichende Dokumentation verfügbar ist, muss diese spezifische negative Potentialgrenze in Bezug auf die metallurgischen und mechanischen Bedingungen durch eine mechanische Prüfung des polarisierten Potentialgrenzwertes ermittelt werden. Diese Potentialgrenzwerte gelten für alle mittels kathodischem Korrosionsschutz geschützten tragenden Bauteile, einschließlich Befestigungselementen.

Ferritische und ferritisch-perlitische Baustähle mit einer festgelegten Mindeststreckgrenze (SMYS) bis mindestens 550 MPa sind nachweislich mit CP-Systemen verträglich, vorausgesetzt, sie werden nach den maßgebenden Normen hergestellt und gefertigt. Jedoch haben Laborprüfungen eine Anfälligkeit für HISC bei extremen Fließbedingungen nachgewiesen. Alle Schweißarbeiten sollten nach einem zugelassenen Schweißverfahren mit 350 HV10 als absoluter Obergrenze ausgeführt werden. Bei einer zugelassenen höchsten Härte im Bereich von 300 HV10 bis 350 HV10 sollten konstruktive Maßnahmen umgesetzt werden, um örtliches Fließen zu vermeiden.

Austenitische nichtrostende Stähle und Nickelbasislegierungen werden im Allgemeinen als unempfindlich gegenüber HISC im lösungsgeglühten Zustand angesehen. Gleichmaßen führen Schweißen oder Warmformen nach einem entsprechenden Verfahren nicht zu einer Empfindlichkeit gegenüber HISC. Schrauben nach AISI 316, nichtrostend in Übereinstimmung mit ISO 3506-1 [2], Stahlsorte A4, Festigkeitsklasse 80

und niedriger, d. h. bis zu einer SMYS von 640 MPa, sind nachweislich unempfindlich gegenüber HISC mit einem negativen Grenzwert von $-1,10$ V in Bezug auf Ag/AgCl/Meerwasser.

Martensitische Kohlenstoffstähle, niedriglegierte und nichtrostende Stähle können HISC bei Stahl/Elektrolyt-Potentialen aufweisen, die weniger negativ als $-1,10$ V Ag/AgCl/Meerwasser in Werkstoffen mit einer tatsächlichen Streckgrenze (YS) von etwa 700 MPa beziehungsweise einer Härte von etwa 350 HV10 sind. Ungehärtetes Martensit ist besonders anfällig für HISC. Nach dem Schweißen von Werkstoffen, die anfällig für Martensitbildung sind, sollte eine Wärmenachbehandlung erfolgen, um die Härte der Wärmeeinflusszone (HAZ, en: heat-affected zone) und Restspannungen durch das Schweißen zu verringern. Es gelten die gleichen Empfehlungen hinsichtlich Härtegrenzwerten und konstruktiven Maßnahmen wie für ferritische Stähle. Schrauben aus martensitischem Stahl, die bis zu einer SMYS bis 720 MPa wärmebehandelt wurden, z. B. ASTM A193 [21], Stahlsorte B7 und ASTM A320 [22], Stahlsorte L7, sind nachweislich unempfindlich gegenüber HISC mit einem negativen Grenzwert von $-1,10$ V in Bezug auf Ag/AgCl/Meerwasser.

Aufgrund unzureichender Wärmebehandlung ist es zu Ausfällen gekommen, und bei kritischen Anwendungen sollten Losprüfungen durchgeführt werden, um eine Höchst Härte von 350 HV10 zu verifizieren.

Ferritisch-austenitische nichtrostende (Duplex)-Stähle sind potentiell anfällig für HISC, unabhängig von der SMYS, die üblicherweise 400 MPa bis 550 MPa beträgt, oder von der festgelegten höchsten Härte. Schweißen kann zu einer erhöhten Anfälligkeit gegenüber HISC im Schweißmetall und in der HAZ neben der Schmelzlinie führen. Dies hängt eher mit einem erhöhten Ferrit-Gehalt als mit der Härte zusammen. Die Schweißverfahrensprüfung sollte nachweisen, dass der höchste Ferritgehalt im Schweißmetall und der inneren HAZ mit einer Breite von etwa 0,1 mm wirksam kontrolliert werden kann. Ferritgehalte von höchstens 60 % bis 70 % sind üblicherweise festgelegt. Ein grobkörniges Gefüge ist anfälliger, da sich HISC bevorzugt in der Ferrit-Phase ausbreitet. Konstruktive Vorkehrungen sollten Maßnahmen einschließen, mit denen örtliche plastische Verformungen vermieden werden [26].

ANMERKUNG 2 Es gibt kein allgemein anerkanntes Prüfverfahren zur Verifizierung der CP-Verträglichkeit von verschiedenen metallischen Werkstoffen. Eine Prüfung mit konstanter Dehnungsrate, auch bezeichnet als Prüfung mit langsamer Dehnungsgeschwindigkeit, ist anwendbar, um die Anfälligkeit von Werkstoffen des gleichen Typs gegenüber HISC, z. B. die relative Anfälligkeit martensitischer Stähle, zu vergleichen. Für quantitative Prüfungen wurden einachsige belastete Zugproben mit konstanter Last, 4-Punkt-Biegeproben mit konstanter Verschiebung, Risspitzenaufweitung (CTOD, en: crack tip opening displacement) und andere Prüfanordnungen bei geregelten CP-Bedingungen angewendet. Derartige Prüfungen liegen jedoch außerhalb des Anwendungsbereichs dieses Dokuments.

Bei Stählen mit einer SMYS von mehr als 550 MPa muss ein negativer Grenzwert des Potentials im Bereich von $-0,83$ V bis $-0,95$ V in Bezug auf Ag/AgCl/Meerwasser angewendet werden, wie in ISO 12473 festgelegt. Wenn Potentialgrenzwerte in ISO 12473 nicht festgelegt sind, muss der spezifische negative Potentialgrenzwert bezüglich der metallurgischen und mechanischen Bedingungen durch Prüfung der Werkstoff-Umgebungs-Kombination beim polarisierten Potentialgrenzwert ermittelt werden. Diese Potentialgrenzwerte gelten für alle mittels kathodischem Korrosionsschutz geschützten Bauteile, einschließlich Befestigungselemente.

Potentialgrenzen für hochfeste Stähle dürfen auch für Werkstoffe von Befestigungselementen angewendet werden.

Hochfeste Stähle, korrosionsbeständige Legierungen (nichtrostende Stähle und Kupferlegierungen), insbesondere Werkstoffe mit hoher Festigkeit und hoher Härte, können durch kathodischen Korrosionsschutz in Übereinstimmung mit den vorstehenden Schutzkriterien beeinträchtigt werden. ISO 12473 wie auch die Literaturhinweise [53], [28] und [26] enthalten hierzu eine Anleitung.

Die allgemeine Leitlinie ist, dass, wenn die SMYS ≤ 550 MPa und die Härte geringer als 350 HV10 ist, kathodischer Korrosionsschutz entsprechend den vorstehenden Grenzkriterien sicher ist. Jedoch können bestimmte Werkstoffe und deren metallurgischer Zustand auch bei weniger negativen Werte empfindlich gegenüber wasserstoffinduzierter Spannungsrissbildung (HISC) sein.

7.3 Stahlbetonbauwerke

Bei Stahlbetonbauwerken oder Teilen von Bauwerken, die aus Stahl in Beton hergestellt sind, könnte es sein, dass kein kathodischer Korrosionsschutz erforderlich ist, siehe 6.1. Wenn deren Bewehrung jedoch elektrisch leitend mit Teilen einer Stahlkonstruktion verbunden ist, die CP erfordern, „entzieht“ die Bewehrung dem CP-System Strom. In derartigen Fällen muss CP-Strom nach ISO 12696 zur „kathodischen Vorbeugung“ bereitgestellt werden.

Falls CP bei Stahl in Beton für die Dauerhaftigkeit des Tragwerks oder von Teilen des Bauwerks erforderlich ist, muss dieser nach ISO 12696 geplant werden.

Es darf kein Ausschalt-Stahl/Elektrolyt (Beton)-Potential zulässig sein, das bezüglich Ag/AgCl/0,5 M KCl bei glattem Bewehrungsstahl negativer als $-1,10$ V oder bei Spannstahl negativer als $-0,90$ V ist.

Die geforderten Bauwerk-/Elektrolyt-Potentialgrenzen für Bewehrungen in Betonbauwerken sind in ISO 12696 ausführlich festgelegt.

ISO 12696 legt ebenfalls ausführlich die angemessenen Bezugselektroden fest, die bei Stahlbeton zu verwenden sind.

8 Planung des kathodischen Korrosionsschutzes

8.1 Ziele

Das Ziel eines CP-Systems ist es, jedem Teil des schutzbedürftigen Bauwerks und der Zubehörteile genügend Strom zuzuführen, um die Potentialkriterien zu erfüllen. Die Anoden müssen so verteilt werden, dass das Bauwerk/-Elektrolyt-Potential jedes Teils der mittels kathodischen Korrosionsschutzes zu schützenden Bauwerks innerhalb der Grenzwerte liegt, die durch die Schutzkriterien für die gesamte CP-Entwurfslebensdauer vorgegeben sind, siehe Abschnitt 6.

Die Planungsziele dürfen durch die Planung eines CP-Systems erreicht werden, wobei entweder ein Fremdstromsystem oder ein System mit galvanischen Anoden zur Anwendung kommt oder eine Kombination aus beiden (Hybridsysteme).

8.2 Betrachtungen zur Auslegung

8.2.1 Allgemeines

CP-Systeme dürfen mit einem Beschichtungssystem kombiniert werden, wodurch sich die erforderliche Schutzstrommenge verringert und was zu einer gleichmäßigeren Verteilung des Stroms führt.

ISO 12944-9 [5] legt die Leistungsanforderungen an schützende Beschichtungssysteme für Offshore-Bauwerke und zugehörige Bauteile fest, die unter Bedingungen der Korrosivitätsklasse CX (Offshore) und der Immersionsklasse Im4 wie in ISO 12944-2 [4] festgelegt anzuwenden sind.

Dieses Dokument führt das Konzept einer häufig benetzten Zone (FWZ, en: frequently wetted zone) ein, um die vollständigen Auswirkungen von Wasserfließgeschwindigkeit, Gezeitenhuben und der Wellenhöhe auf die Anforderungen an den CP anzuerkennen. Dieses Konzept ist für Gründungsstrukturen von Offshore-Windenergieanlagen von Bedeutung. Es ist ein wesentlicher Teil der erforderlichen CP-Auslegungsberechnungen, siehe 8.6 und Anhang B.

Fundamente von Offshore-Windenergieanlagen sind aufgrund von Gezeitenschwankungen und der Wirkungen von Wellen veränderlichen Meerwassergeschwindigkeiten ausgesetzt. Des Weiteren führt auch die Lage eines tragenden Bauteiles in fließendem Wasser zu einer erhöhten Fließgeschwindigkeit um dasselbe Bauteil herum.

Da sich jede Offshore-Windfarm an einem geographisch einzigartigen Ort hinsichtlich dieser Merkmale befindet, muss jede CP-Auslegung auf den meteorologisch-ozeanographischen Daten beruhen, die für diesen speziellen Ort einzigartig sind, siehe Anhang B.

Das CP-System muss unter angemessener Berücksichtigung der Umgebungsbedingungen ausgelegt werden, siehe 8.6.

Die Stromsenke zu allen Oberflächen unterhalb des Meeresbodenniveaus und oberhalb des vollständig geschützten Bereiches einschließlich des häufig benetzten Bereiches muss bei der Berechnung des CP-Strombedarfs berücksichtigt werden.

Die Stromsenke zu Bauwerken, die nicht direkt mit Anoden ausgestattet werden können, wie beispielsweise Anker und Verankerungsketten, muss ebenfalls bei der Berechnung des CP-Strombedarfs berücksichtigt werden. Die Verteilung des Stroms, seine Abschwächung und die Fähigkeit des CP-Systems, für alle unter Wasser liegenden Oberflächen eine relativ gleichmäßige Stromdichte bereitzustellen, müssen bewertet und z. B. durch mathematische Modellierung des CP-Systems sichergestellt werden, unter Anwendung angemessener und bewährter Eingangsparameter, um die Verteilung des Stroms und die Werte des Bauwerk-/Elektrolyt-Potentials über das Bauwerk unter Bedingungen anzugeben, welche die vollständige CP-Entwurfslebensdauer widerspiegeln.

Die erforderlichen Eingaben für die Auslegung, die betrachtet und dokumentiert werden müssen, sind allgemein in Abschnitt 15 und speziell in 6.3 aufgeführt. Jede Stufe der Planung des CP-Systems muss durchgeführt und in Übereinstimmung mit einem vollständig dokumentierten Entwurfsplan überprüft werden, und die endgültige CP-Auslegung muss vollständig in einem CP-Entwurfsbericht dokumentiert werden.

Ein Qualitätsmanagementsystem und ein Umweltmanagementsystem müssen in Verbindung mit diesem Dokument angewendet werden.

ISO 9001 [3] stellt eine geeignete Norm für Qualitätsmanagementsysteme dar, die angewendet werden darf, und ISO 14001 [6] enthält eine Leitlinie für die Auswahl und Anwendung eines Umweltmanagementsystems. CP-Planungen sollten einem Qualitätsmanagement unterliegen und eine Bewertung der Umweltauswirkungen enthalten.

Der Ringspalt zwischen der Innenfläche einer TP-Schürze und der Außenfläche des MP, siehe Bild 2, für die verschraubte Verbindung MP/TP, kann besondere Schwierigkeiten hinsichtlich der CP-Auslegung mit sich bringen. Die Umgebung innerhalb des Ringspalts kann Merkmale von sowohl „äußerem“ als auch „innerem“ CP haben. Bei der CP-Planung müssen die spezifischen Auslegungsparameter, die für solch einen Ringspalt angewendet werden, dokumentiert werden. Bei der Korrosionsbewertung sollten alle Bereiche innerhalb des Ringspalts berücksichtigt werden, die oberhalb des Wasserstands liegen.

8.2.2 Äußerer kathodischer Korrosionsschutz

CP muss bei der äußeren unter Wasser liegenden oder teilweise unter Wasser liegenden Oberfläche von Stahlkonstruktionen angewendet werden. Monopiles und Jackets mit Rohrpfehlen dürfen beschichtet, teilweise beschichtet oder blank sein. Im Falle von Monopile- (MP)-Strukturen ist das Übergangsstück im Allgemeinen beschichtet.

Sowohl CP-Systeme mit galvanischen Anoden als auch Fremdstrom-CP-Systeme können eine Gründungsstruktur einer Offshore-Windenergieanlage vor Korrosion schützen.

Bei Systemen mit galvanischen Anoden, die für MP-Installationen vorgesehen sind, sollte die Zeit zwischen dem Rammen der Monopiles und dem Schutz der MPs mit CP auf ein Mindestmaß verringert werden, oder es sollten andere Maßnahmen zur Abschwächung der Korrosion angewendet werden.

Frühzeitige Korrosion kann sich auf die strukturelle Unversehrtheit auswirken.

Bei ICCP-Systemen muss der CP-Planer (siehe Abschnitt 5) in Verbindung mit der Baustatik ermitteln, ob vorübergehender CP erforderlich ist, um den Zeitraum zwischen der Installation des Fundamentes und der Inbetriebnahme des ICCP-Systems abzudecken.

Die Möglichkeit von Stromunterbrechungen oder zeitweise auftretenden Störungen bei entweder vorübergehenden oder dauerhaften ICCP-Systemen muss ebenfalls berücksichtigt werden.

8.2.3 Innerer kathodischer Korrosionsschutz

8.2.3.1 Monopiles

Erfahrungen haben gezeigt, dass es schwierig ist, den Innenraum in Monopiles vollständig abdichten, wenn im Inneren des MP J-Rohre verlaufen und eine gewisse Anreicherung des Wassers mit Sauerstoff erwartet werden sollte. Selbst bei einer vollständigen Abdichtung wird beim Eintritt zur Inspektion Sauerstoff eingetragen.

Wenn CP in geschlossenen Abteilen installiert wird, muss bei der Planung eine Be- und Entlüftung einbezogen werden, um den Aufbau von Gasen und das daraus folgende Risiko eines explosiven Gemisches zu verhindern. Alle CP-Systeme erzeugen Wasserstoff. Aluminiumanoden erzeugen mehr Wasserstoff als Zinkanoden. Fremdstromanoden erzeugen auf dem geschützten Stahl Chlorgas und auch Wasserstoffgas, und dies kann insbesondere im „Kopfraum“ unmittelbar unter dem luftdichten Deck korrosiv sein. Sowohl mit Wasserstoff (mit Sauerstoff in der Luft) als auch mit Chlor (mit Wasserstoff) kann ein Risiko für zündfähige Funkenbildung bestehen.

In geschlossenen Monopiles ohne Wasseraustausch sollten aufgrund bekannter Versauerungsprobleme [33] [34] und Wasserstoffgaserzeugung keine galvanischen Anoden aus Aluminium verwendet werden, und ICCP-Systeme sollten aufgrund möglicher Sicherheitsrisiken durch die Bildung von Chlor- und/oder Wasserstoffgas nicht angewendet werden. Zinkanoden dürfen zusammen mit Maßnahmen zur Verhinderung von Risiken durch Bildung von Wasserstoffgas verwendet werden.

Wenn Perforierungen in den Monopile eingebracht werden, um einen Durchfluss von sauerstoffhaltigem Meerwasser sicherzustellen, müssen die Perforierungen ausreichend groß sein, um auszuschließen, dass sie unbeabsichtigt durch Meeresbewuchs oder kalkhaltige Ablagerungen verschlossen werden. Auf der Grundlage strömungstechnischer Untersuchungen muss das Ausmaß der Wassernachspeisung in der Wassersäule im Inneren des Monopiles bestätigt werden.

Wenn innen kein CP angewendet wird, sollte die Anwendung von Schutzbeschichtungen in Betracht gezogen werden, und eine feste Überwachung der inneren Umgebung und der Korrosionsgeschwindigkeiten an empfindlichen Orten über und unter dem Wasserspiegel und unmittelbar unter dem inneren Meeresboden-/Sedimentniveau von repräsentativen Bauwerken sollte in Erwägung gezogen werden. Die Inspektionsverfahren müssen angemessen sein, um die Erkennung von örtlich begrenzter Korrosion sicherzustellen, bevor diese sich auf die Nutzungsdauer des Objekts auswirken kann.

Auslegungen für inneren CP erfordern besondere Aufmerksamkeit im Hinblick auf die Verteilung des Bauwerk-/Elektrolyt-Potentials über die Oberfläche innerhalb eingeschränkter Elektrolyt-Volumina, siehe 9.6 und EN 17243. Eine mathematische Modellierung des CP-Systems (siehe Anhang I) wird empfohlen.

8.2.3.2 Geflutete Abteile in Jacket-Konstruktionen

Bei Jacket-Beinen mit verschweißten und durch ein Ventil abgedichteten gefluteten Abteilen ohne Sauerstoffzugang nach dem Abdichtungszeitpunkt ist Sauerstoff für Korrosionsprozesse für einen relativ kurzen Zeitraum verfügbar, bis er verbraucht wird. Der Grad und die Ausdehnung der Korrosion und die Auswirkungen von Korrosion auf die strukturelle Unversehrtheit in diesem Zeitraum müssen betrachtet werden.

ANMERKUNG Als Beispiel für die Auswirkung von Sauerstoff allein: Bei einem senkrechten Rohr mit einem Durchmesser von 2 m und einer Wassersäule von 10 m (mit 8 ppm^{N1} gelöstem Sauerstoff) und 5 m Luft (20,9 % Sauerstoff) kann ausgehend von gleichmäßiger Korrosion eine Gesamtverringerung der Wanddicke von 26 µm erwartet werden, bevor der verfügbare Sauerstoff vollständig verbraucht ist. Wenn Korrosion vorwiegend im oberen Meter der Säule auftritt, würde die entsprechende Verringerung der Wanddicke 260 µm betragen.

Wenn ein Jacket (ein) geflutete(s) Abteil(e) hat, das/die nicht abgedichtet ist/sind, und eine fortwährende Nachspeisung sauerstoffhaltigen Meerwassers erfolgt, ist CP erforderlich. Die CP-Stromdichten verringern sich aufgrund der verringerten Geschwindigkeiten des Meerwassers im Vergleich zu den äußeren Bedingungen. Die möglichen Positionen für die Montage von Anoden in solch einem Fall machen die Möglichkeit einer ungleichmäßigen Potentialverteilung und Abschwächung signifikant, und dies muss berücksichtigt werden. Weitere Informationen sind in EN 17243 angegeben.

8.3 CP-Entwurfslebensdauer

Die CP-Entwurfslebensdauer wird üblicherweise vom Eigentümer festgelegt. Aufgrund der unbemannten und vielfach entfernt liegenden Offshore-Windkraftbauwerken in einer Windparkanlage ist es unvermeidlich, dass regelmäßiger Zugang schwierig und eingeschränkt sein kann. Daher ist es gängige Praxis, dass die CP-Entwurfslebensdauer der vollständigen erwarteten Lebensdauer der Offshore-Windkraftanlagenstruktur entspricht.

Die CP-Entwurfslebensdauer sollte sowohl den Montagezeitraum als auch die Betriebslebensdauer der Offshore-Windparkanlage einschließen. Wenn es vor der Montage und Inbetriebnahme des CP-Systems oder vor der Versorgung mit Strom (bei Fremdstromsystemen) einen Zeitraum ohne Schutz gibt, muss dies in Verbindung mit der Planung betrachtet werden. Zusätzlich darf die Nutzungsdauer in der Phase der Außerbetriebnahme betrachtet werden. Falls geplant ist, dass die effektive Lebensdauer des CP-Systems kürzer ist als die des Bauwerks (einschließlich Zeiträume der Montage und Außerbetriebnahme), muss dies begründet und im Entwurfsbericht dokumentiert werden, siehe 15.1, und Maßnahmen für Ersatz oder eine Nachrüstung sind wie jeweils angemessen in den Entwurf einzubeziehen.

8.4 Betrachtungen zur Oberfläche

8.4.1 Allgemeines

Für die Berechnung des CP-Strombedarfs ist es erforderlich, zunächst die Oberfläche des zu schützenden Bauwerks zu ermitteln. Dies schließt Flächen ein, in denen die Schutzkriterien zu erfüllen sind, sowie Flächen, die Strom ziehen.

Konstruktionszeichnungen des zu schützenden Bauwerks sollten die Grundlage für die Oberflächenberechnung bilden. Angaben zum Umfang und zur Art von Beschichtungen, sofern vorhanden, sowie zu allen damit verbundenen Zubehöerteilen müssen in den CP-Entwurfsbericht einbezogen werden.

Es kann praktisch sein, bei der Oberflächenberechnung komplexer Bauteile Vereinfachungen anzuwenden. Jedoch müssen derartige Vereinfachungen konservativ sein, um sicherzustellen, dass der sich ergebende berechnete Strombedarf nicht unterbewertet wird. Falls erforderlich sollte ein zusätzlicher Kontingenzfaktor in Betracht gezogen werden, falls die genauen Abmessungen aller unter Wasser liegenden Bauteile nicht bekannt sind.

N1 Nationale Fußnote: Teile von einer Million (en: parts per million, ppm) steht für die Zahl 10⁻⁶ bzw. 0,000 001.

8.4.2 Unterteilung des Bauwerks

Zu schützende Bauwerke sollten in getrennte CP-Zonen unterteilt werden, die, obwohl sie elektrisch verbunden sind, hinsichtlich der CP-Auslegung unabhängig voneinander betrachtet werden können.

Eine schematische Darstellung verschiedener Zonen, für die aufgrund von Eigenschaften der Installationstiefe eine gesonderte Betrachtung erforderlich ist, ist in Bild 2, Bild 3, Bild 4 und Bild 5 angegeben.

Anhang C enthält Richtwerte für die Auslegungsstromdichte sowie Daten für die Verwendung in der erdbedeckten Zone und für verschiedene mit einem Aufschlagsfaktor versehene Fließgeschwindigkeiten des Meerwassers (siehe 8.6).

Oberflächenberechnungen und deren Trennung in verschiedene Zonen müssen im CP-Entwurfsbericht dokumentiert werden. Es muss auf Bauzeichnungen einschließlich Revisionsnummern Bezug genommen werden, und alle Punkte, die den CP-Strombedarf beeinflussen, müssen in die Berechnung eingeschlossen werden.

Bei auf Pfählen stehenden Bauwerken, einschließlich Monopile-Fundamenten, müssen alle Oberflächen, die CP-Strom aufnehmen, berücksichtigt werden, ungeachtet aller Bewertungen, aus denen möglicherweise geschlossen wird, dass die Korrosionsgeschwindigkeit oder das Korrosionsrisiko für in den Meeresboden gerammte Pfähle gering ist. Der CP-Strom wird auf die Oberflächen der eingerammten Pfähle verteilt, und wenn diese Oberflächen nicht in die CP-Auslegung einbezogen werden, wird die Gesamtauslegung des CP-Systems einen Strommangel aufweisen. Dies muss sowohl für innenliegende als auch außenliegende CP-Auslegungen gelten.

Es obliegt dem Korrosionsschutzplaner (siehe Abschnitt 5) zu entscheiden, in welchem Maße Beschichtungen unter dem Meeresboden/unterhalb der Unterspülungstiefe bereitgestellt werden. Jegliche allgemeine und örtliche Unterspülung muss in die CP-Auslegung einbezogen werden, und die Unterwasserzone muss für Oberflächenberechnungen die Tiefe bis zum Meeresboden zuzüglich der größten Unterspülungstiefe einschließen.

Wenn Unterspülungsschutz innen angebracht wird, kann dieser aufgrund des eingeeengten Elektrolyts den spezifischen Widerstand des Elektrolyts beeinflussen, was berücksichtigt werden sollte. An der Außenseite auftretende Probleme sind üblicherweise aufgrund des sehr großen Elektrolytvolumens unerheblich.

Verankerungssysteme von schwimmenden Offshore-Windparkbauwerken müssen als gesonderte Zonen betrachtet werden und müssen ihre eigenen unabhängigen CP-Systeme haben.

8.5 Umgebungsfaktoren

8.5.1 Allgemeines

Dieses Dokument ist für unter Wasser liegende und erdbedeckte Teile aller Offshore-Windkraftanlagenstrukturen, die sich im Meerwasser befinden, aller Zusammensetzungen für alle Bodenarten anwendbar.

Bei Oberflächen, die abwechselnd unter Wasser liegen und der Atmosphäre ausgesetzt sind, ist CP nur wirksam, wenn die Eintauchdauer lang genug ist, so dass der Stahl polarisiert wird und bleibt.

CP ist bei blankem (unbeschichtetem) Stahl wirksam. Er wird auch oft in Kombination mit Schutzbeschichtungen (Beschichtungsstoffen), die den erforderlichen CP-Strombedarf verringern und die Stromverteilung verbessern, angewendet und ist mit diesen wirksam.

Reibung zwischen dem eingerammten Bauteil und dem Boden kann eine auf das Bauteil aufgebrachte Beschichtung beschädigen. Anhang D enthält eine Anleitung für Beschichtungsreduktionsfaktoren, die angewendet werden dürfen.

Das Aufbringen von Beschichtungen kann ausgeschlossen werden, wenn eine Notwendigkeit für Reibung zwischen dem Bauteil und dem Meeresboden besteht, beispielsweise bei Becher-Gründungen.

Die Auslegungsstromdichten und daher auch der Gesamt-CP-Strombedarf hängen von der Fließgeschwindigkeit des Meerwassers, der Temperatur des Meerwassers, der Erosion, dem Gehalt an gelöstem Sauerstoff und der Fähigkeit ab, schützende kalkhaltige Ablagerungen auf blanken Metalloberflächen aufzubauen und aufrechtzuerhalten. Eine informative Leitlinie ist in Anhang C enthalten.

Die nachstehend aufgeführten Umgebungsfaktoren, die den CP-Strombedarf beeinflussen, und die Fähigkeit von CP-Systemen, diesen Strom bereitzustellen, müssen bewertet werden. Diese Wirkungen sind für die Ermittlung eines angemessenen CP für Offshore-Windkraftanlagenfundamente von Bedeutung. Die Wirkungen einer wesentlichen Verringerung der Anodenstromabgabe, die durch nahe beieinander liegende Anoden verursacht wird, müssen berechnet werden, siehe E.1.8. Die Wirkungen einer Strom- und Potentialabschwächung über die Stahlkonstruktion von nahe bei den Anoden gelegenen Punkten bis hin zu am weitesten von den Anoden entfernten Punkten müssen berechnet werden, siehe Anhang E.

8.5.2 Fließgeschwindigkeit des Meerwassers

Die Anforderungen an die CP-Stromdichte, sowohl für die anfängliche Polarisierung als auch die Aufrechterhaltung der Polarisierung über die gesamte Lebensdauer, schwanken in Abhängigkeit von der Fließgeschwindigkeit des Meerwassers beträchtlich. Bild 6 beschreibt den Anstieg der Geschwindigkeit senkrecht vom Meeresboden/Unterspülungsniveau nach oben, und B.7 beschreibt Wirkungen horizontaler Fließgeschwindigkeiten. Die horizontale Geschwindigkeit nimmt um vertikale rohrförmige Bauteile herum zu, und für Zwecke der CP-Auslegung muss die bei unterschiedlichen Tiefen ermittelte Geschwindigkeit, siehe 8.6.2, wie in Anhang B und Bild 6 angegeben mit einem Aufschlagsfaktor versehen werden, um die entsprechende erforderliche CP-Stromdichte zu bestimmen.

8.5.3 Spezifischer Widerstand von Elektrolyten

Der spezifische elektrische Widerstand von Elektrolyten ist bei der Planung galvanischer Anodensysteme von Bedeutung, da er ein Faktor bei der Berechnung des Widerstands der Anode gegen Meerwasser an Orten fern der Anode und somit der Anodenstromabgabe ist, siehe Anhang E. Bei Fremdstromanoden muss der spezifische elektrische Widerstand während der Auslegung des Systems berücksichtigt werden, um eine ausreichende Abgabespannung bereitzustellen. Jedoch beeinflusst der spezifische Widerstand von Elektrolyten auch die Verteilung des Stroms von den Anoden und somit auch den Grad der Polarisierung des Bauwerks. Ein höherer spezifischer Widerstand führt zu einer Polarisierung über eine kürzere Strecke von den Anoden.

Der spezifische elektrische Widerstand in Meerwasser (ρ in Ωm) hängt vom Salzgehalt des Meerwassers und von der Temperatur ab. In offenem Meerwasser ist der Wert des Salzgehalts innerhalb einer relativ engen Grenze halbwegs konstant, wie in Anhang E gezeigt. Jedoch kann der spezifische Widerstand an einigen Standorten von Offshore-Windparks, beispielsweise in küstennahen Bereichen (insbesondere in der Nähe von Flussmündungen und an Stellen, an denen es beträchtliche Gezeitenströmungen gibt) oder in Bereichen, die von Schneeschmelzen/dem jahreszeitlich bedingten Eindringen von Süßwasser betroffen sind (z. B. Ostsee und Kaspisches Meer) in Abhängigkeit von sowohl Standort als auch Zeit beträchtlich schwanken. Bei bestimmten Bedingungen kann es zu einer Schichtung verschiedener Salzgehalte bei unterschiedlichen Tiefen kommen, was zu Schwankungen des spezifischen Widerstands in Abhängigkeit von der Tiefe führt.

All diese Faktoren müssen bei der CP-Auslegung berücksichtigt werden.

Die Werte des spezifischen Widerstands müssen auf tatsächlichen Daten von dem spezifischen Standort beruhen, und die Daten müssen den Mittelwert und die Schwankung über einen jährlichen Zeitraum sowie jede Schwankung in Abhängigkeit von der Tiefe widerspiegeln. Der spezifische Widerstand, der einer mittleren Temperatur für den kältesten Monat des Jahres entspricht (oder der Monat mit dem höchsten spezifischen elektrischen Widerstand aufgrund einer Kombination aus Temperatur und Verdünnung des Salzgehalts mit Süßwasser), muss in der Auslegung verwendet werden. Liegt kein Messwert für den

spezifischen elektrischen Widerstand des Meerwassers vor, muss die genaue Bewertung unter Verwendung der örtlichen Salzgehalt- und Temperaturmesswerte und Anhang E erfolgen.

Falls Anoden im Meeresbodensediment zu installieren sind, muss der spezifische Widerstand des Meeresbodens ermittelt oder, falls Messwerte nicht vorliegen, durch den CP-Planer (siehe Abschnitt 5) abgeschätzt werden. Wenn für den spezifischen Widerstand des Sediments keine tatsächlichen Daten zur Verfügung stehen, muss ein Standardwert verwendet werden, der dem 5-Fachen des für die Auslegung verwendeten spezifischen Widerstands von Meerwasser entspricht.

8.5.4 Temperatur des Meerwassers

Die Temperatur wirkt sich beträchtlich auf den spezifischen Widerstand des Meerwassers, siehe 8.5.3, die Grade gelösten Sauerstoffs und die Bildung kalkhaltiger Ablagerungen aus. Der Bereich der für das Bauwerk zu erwartenden Temperaturen muss bei der CP-Auslegung berücksichtigt werden.

Durch ansteigende Wassertemperaturen nimmt die Sauerstofflöslichkeit ab, und daher verringert sich die geforderte CP-Stromdichte. Jedoch erhöht sich dadurch auch die Korrosionsgeschwindigkeit und die geforderte CP-Stromdichte nimmt zu.

Daher sind die Auswirkungen der Meerwassertemperatur auf CP-Auslegungen komplex und müssen detailliert behandelt werden. Anhang C stellt im Hinblick auf die Auswirkungen der Temperatur auf CP-Auslegungsparameter einen informativen Leitfaden bereit.

Sinkende Temperaturen erhöhen die Löslichkeit der kalkhaltigen Ablagerungen und beeinflussen deren Bildungsgeschwindigkeit und Morphologie, wodurch sich die Schutzwirkung der in ISO 12473 angegebenen Ablagerungen verringert.

8.5.5 Kalkhaltige Ablagerungen

Kalkhaltige Ablagerungen auf der Oberfläche eines Bauwerks treten als Ergebnis kathodischer Reaktionen während des CP-Prozesses auf, siehe ISO 12473. Der Strombedarf für den Schutz eines Bauwerks verringert sich, wenn sich kalkhaltige Ablagerungen gebildet haben. Die mittlere Stromdichte wird größtenteils von der Art der kalkhaltigen Ablagerungen für Stahl in Meerwasser bestimmt, wenn wirksamer CP erreicht wurde.

Der Einfluss von Wasserströmungen, suspendierten Schlämmen, Sanden, Eis oder von Eisbewegungen auf die Stabilität kalkhaltiger Ablagerungen muss berücksichtigt werden. Die Stabilität kalkhaltiger Ablagerungen wird auch von Stürmen beeinflusst. Eine Anleitung ist in Anhang D und Literaturhinweis [35] enthalten.

8.6 Schutzstrombedarf

8.6.1 Allgemeines

Der Strombedarf jedes metallischen Bestandteils des Bauwerks ist das Produkt von dessen Oberfläche, die dem Elektrolyt ausgesetzt ist, und der gewählten Stromdichte. Der Bedarf kann durch das Vorhandensein von Beschichtungen, sofern angemessen, verringert werden. Die „Stromdichte“ ist der CP-Strom je unbeschichtete Flächeneinheit des zu schützenden Bauwerks. Die gewählte Stromdichte ist diejenige, die erforderlich ist, um die Polarisation des zu schützenden Bauwerks zu erreichen und aufrechtzuerhalten.

Die Stromdichten müssen entweder anhand nachgewiesener Erfahrungen mit ähnlichen Anlagen am gleichen Ort, aus Prüfungen im Großmaßstab oder auf der Grundlage veröffentlichter Daten bezüglich gemessener Umgebungsbedingungen für die Stromdichte, wie zum Beispiel in Anhang C ausführlich beschrieben, ausgewählt werden.

Bei Anwendung einer „bewährten Entwurfspraxis“ früherer Projekte sollte umsichtig vorgegangen werden, wenn die CP-Leistung dieser früheren Projekte nicht genau bewertet worden ist. Die Bewertung sollte Potentialuntersuchungen, eine feste Potentialüberwachung (automatische Datenerfassung) sowie Strom- oder Stromdichtemessungen oder Begutachtungen einschließen, welche die Wirksamkeit der Auslegung im Hinblick auf die vollständige Erfüllung der CP-Auslegungskriterien für alle Zeiten des Jahres unter allen Umgebungsbedingungen verifizieren.

Die Berechnungen des Strombedarfs müssen die anfängliche (oder Polarisations-), die mittlere (oder durchschnittliche) und die endgültige (oder Repolarisations-) Stromdichten einschließen; informative Werte sind in Anhang C angegeben.

Bei galvanischen Anoden müssen der anfängliche und der endgültige Strombedarf verwendet werden, um die Anzahl und Geometrie der Anoden auf der Grundlage von Berechnungen des Anodenwiderstands zu ermitteln, siehe Anhang E.

Der mittlere Strombedarf, der oft als Erhaltungsstrombedarf bezeichnet wird, muss zur Bestimmung der Anforderung an die Gesamtmasse der galvanischen Anode, d. h. der Nettomasse der Gusslegierung, die für die Entwurfslebensdauer erforderlich ist, verwendet werden.

Bei Fremdstromsystemen muss die Auslegung der Anode auf der größten berechneten Stromanforderung des anfänglichen und des endgültigen Stromwertes mit einem hinzugefügten Kontingenzfaktor beruhen. Ein Mindestfaktor von 25 % wird empfohlen, siehe 10.2.2.

Obwohl Beschichtungen für einen wirksamen CP nicht erforderlich sind, werden sie oftmals in Verbindung mit CP angewendet, um den Strombedarf zu verringern und die Stromverteilung zu verbessern/die Schwächung zu verringern, siehe Anhang E.

Bei beschichteten Bauwerken muss bei der CP-Auslegung der erhöhte Strombedarf über die Zeit berücksichtigt werden, da die Wirksamkeit der Beschichtung bezüglich ihres elektrischen Widerstands nachlässt. Dies wird durch die Anwendung eines Beschichtungsreduktionsfaktors in den Gleichungen zur Berechnung des Strombedarfs erreicht, siehe 8.6.2. Anhang D erläutert den Prozess der Beschichtungsreduktion und enthält vorgeschlagene Beschichtungsreduktionsfaktoren und Reduktionsraten für einen Bereich von Beschichtungssystemen, die für die Verwendung bei Gründungsstrukturen von Offshore-Windkraftanlagen geeignet sein können.

8.6.2 Berechnung des Strombedarfs, äußere Oberflächen

Bei Außenflächen muss die Häufigkeit der Benetzung des Bauwerks in die Auslegung eingeschlossen werden.

Für in den Meeresboden gerammte oder gebohrte Pfähle, Becher-Gründungen oder Anker unter dem Meeresboden muss deren vollständige äußere Oberfläche in die CP-Auslegung einbezogen werden, siehe 8.4. Eine Anleitung dazu, welche Elemente kathodisch zu schützen sind und welche Elemente lediglich Strom aus dem CP-System ableiten, wird in Tabelle C.4 bereitgestellt. Jede Anodenhalterungskonstruktion muss ebenfalls in der Anforderung an die Berechnung des CP-Stroms eingeschlossen sein.

Um die Wirkung der Fließgeschwindigkeit des Meerwassers zu berücksichtigen, müssen meteorologisch-ozeanographische Daten verwendet werden, um ein Profil der mit einem Aufschlagsfaktor versehenen Meerwasser-Fließgeschwindigkeit über die Wassertiefen abzuleiten. Eine empfohlene Methodik ist in Anhang B beschrieben. Der obere Wasserstand muss die häufig benetzte Zone bei 50 Prozent Nichtüberschreitungs-Niveau, FWZ_{50 %}, sein.

Der Strombedarf muss auf der Grundlage der Oberfläche einschließlich der häufig benetzten Zone (FWZ) bis zum Niveau des Pfahlfußes des Bauwerks oder zum Niveau des Becher-Gründungsfußes berechnet werden. Das Bauwerk sollte mindestens in die folgenden Zonen unterteilt werden:

- a) FWZ_{50 %} bis FWZ_{5 %}

- b) FWZ_{5 %} bis Meeresboden/Unterspülung
- c) Meeresboden/Unterspülung bis zum Niveau des Pfahlfußes/ Becher-Gründung

Der Strombedarf muss für das anfängliche, mittlere und endgültige (Repolarisations)-Ereignis berechnet werden.

Der Gesamtstrombedarf muss als Summe der Strombedarfe jeder der Zonen berechnet werden, die vorstehend von FWZ_{50 %} bis zum Fußniveau festgelegt sind.

Der erforderliche Gesamtstrom I_{total} muss wie in Gleichung (1) angegeben berechnet werden:

$$I_{\text{total}} = I_{\text{zone(FWZ 50 \% bis FWZ 5 \%)}} + I_{\text{zone(FWZ 5 \% bis Meeresboden-Unterspüungstiefe)}} + I_{\text{zone(Meeresboden-Unterspüungstiefe bis Fußniveau)}} \quad (1)$$

d. h. Summierung der einzelnen Zonen.

Die Zone FWZ_{5 %} bis Meeresboden/Unterspülung muss in Zonen von höchstens 10 m Tiefe unterteilt werden, um Änderungen der beaufschlagten Fließgeschwindigkeit des Meerwassers zu berücksichtigen, siehe Bild 6.

Die 10-Meter-Unterteilungsschritte dürfen angepasst werden, falls das Profil der beaufschlagten Fließgeschwindigkeit dies rechtfertigt, beispielsweise dürfen, wenn das Profil sehr steil verläuft, größere Schritte angewendet werden.

Der Strom für die Teilzonen von FWZ_{5 %} bis Meeresboden/Unterspülung muss nach Gleichung (2) berechnet werden:

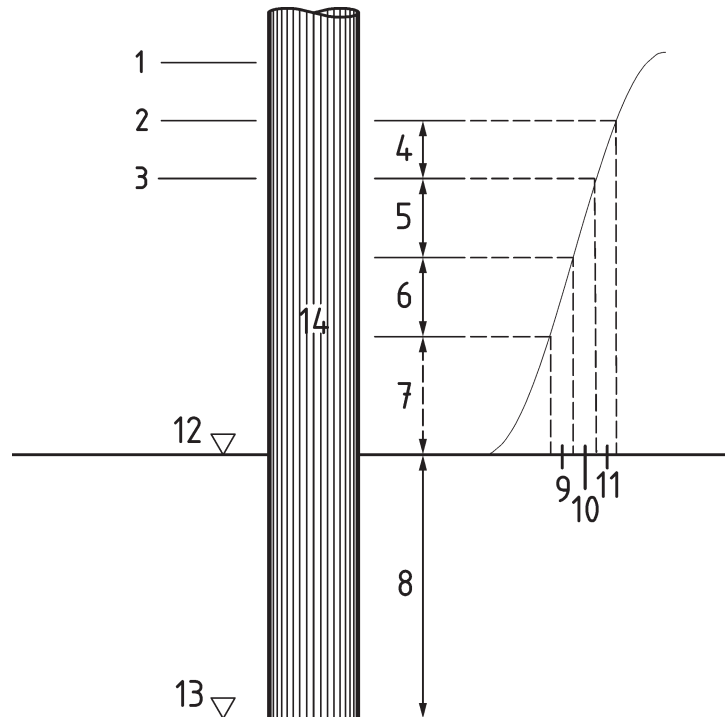
$$I_{\text{zone}} = j_{\text{zone}} \cdot A_{\text{zone}} \cdot f_c \quad (2)$$

Dabei ist

- I_{zone} die Stromstärke, in A;
- j_{zone} die Stromdichte, in A/m²;
- A_{zone} die Oberfläche der Zone, in m²;
- f_c der Beschichtungsreduktionsfaktor, für unbeschichtete blanke Stahlteile des Bauwerks, $f_c = 1$.

Die Stromdichten für das anfängliche, mittlere und endgültige (Repolarisations)-Ereignis für Baustahl-Fundamente müssen berechnet werden:

- unter dem Meeresboden/der Unterspülung: zum Beispiel wie nach der Anleitung in C.4;
- über dem Meeresboden/der Unterspülung: das abgeleitete Profil der beaufschlagten Fließgeschwindigkeit des Meerwassers muss verwendet werden, um die Stromdichte zu finden, beispielsweise wie in C.2 für jede der vorstehenden Zonen bereitgestellt. Die beaufschlagte Fließgeschwindigkeit des Meerwassers im vertikalen Zentrum der Zone muss als Grundlage verwendet werden.



Legende

1	FWZ _{95 %}	8	A_{BS}, m^2
2	FWZ _{50 %}	9	$U_{CP2}, m/s$
3	FWZ _{5 %}	10	$U_{CP1}, m/s$
4	$A_{(FWZ50 \% - FWZ5 \%)}, m^2$	11	$U_{CP(FWZ50 \% - 5 \%)}, m/s$
5	$A_{1.(FWZ5 \% - \text{höchstens } 10 \text{ m unter FWZ5 } \%)}, m^2$	12	Meeresboden/Unterspülung
6	$A_{2.(\text{höchstens } 10 \text{ m unter FWZ5 } \% - \text{höchstens } 20 \text{ m unter FWZ5 } \%)}, m^2$	13	Fuß
7	$A_z(\text{bis zum Meeresboden}), m^2$	14	Konstruktion

Bild 6 — Bereiche und Zonen der Stahlkonstruktion in Bezug zur Fließgeschwindigkeit des Meerwassers

Bild 6 zeigt die Konstruktion auf der linken Seite mit Höhen der Konstruktion auf der y-Achse: Fuß, Meeresboden/Unterspülung und Höhen für häufig benetzte Zonen (FWZ_{5 %}, FWZ_{50 %} und FWZ_{95 %}). Anhang B stellt Angaben dazu bereit, wie die häufig benetzte Zone auf der Grundlage meteorologisch-ozeanographischer Daten abzuleiten ist.

A stellt die Oberflächen der einzelnen Zonen dar, um die Konstruktion zu unterteilen in:

- $A_{FWZ(50 \% - 5 \%)}$;
- $A_{FWZ(5 \% - \text{höchstens } 10 \text{ m unter FWZ5 } \%)}$;
- $A_{FWZ(\text{höchstens } 20 \text{ m unter FWZ5 } \% - \text{höchstens } 10 \text{ m unter FWZ5 } \%)}$ usw. bis zum Meeresboden oder zur Tiefe der Unterspülung; und
- A_{BS} für unter dem Meeresboden.

Die X-Achse stellt die nach den Festlegungen in Anhang B festgelegte und abgeleitete beaufschlagte Fließgeschwindigkeit des Meerwassers dar. Über dem Meeresboden/dem Unterspülungsniveau muss die beaufschlagte Fließgeschwindigkeit des Meerwassers ($U_{CP(FWZ50 \% - 5 \%)}$, U_{CP1} , U_{CP2} usw.) wie auf der X-Achse dargestellt verwendet werden, um die Stromdichte, beispielsweise wie in C.2 gezeigt, für diese bestimmte Zone zu ermitteln. U_{CP} ist das vertikale Zentrum der in den Berechnungen zu verwendenden Zone.

Unter dem Meeresboden darf die Oberfläche, wie in C.4 gezeigt, mit Angabe der entsprechenden Stromdichten unterteilt werden. Eine Leitlinie zur Berechnung von Stromdichten für Stahlbetonfundamente kann zum Beispiel C.5 entnommen werden.

8.6.3 Berechnung des Strombedarfs, innere Oberflächen

Die inneren Oberflächen von Abteilen mit frei fließendem Meerwasser müssen sich bis zum höchsten inneren Wasserstand erstrecken, der für freie Strömungsbedingungen dem HAT entspricht.

Die Strömung im Inneren eines Monopiles hängt von der Größe, Anzahl und Lage der Öffnungen in der Oberfläche und vom Seegang außerhalb des Monopiles ab. Zur Abschätzung der angemessenen Stromdichten ist eine detaillierte Untersuchung der Fließgeschwindigkeit des Meerwassers im Inneren des Bauwerks zusammen mit einer Untersuchung der Umgebungsfaktoren, der Konzentration gelösten Sauerstoffs, des pH-Werts, des Salzgehalts usw. erforderlich.

Eine Leitlinie zum Strombedarf für verschiedene Gehalte gelösten Sauerstoffs kann Anhang C entnommen werden.

8.7 Stromdurchgang und elektrisch leitende Verbindungen

Wenn die Gründungsstruktur verschraubte Flansch-Flansch-Verbindungen enthält oder wenn eine geschweißte Jacket-Konstruktion verwendet wird, kann der Stromdurchgang in der Konstruktion einen angemessenen Stromfluss von den Anoden zur Konstruktion ermöglichen.

Elektrisch leitende Verbindungen müssen zwischen dem MP und dem TP hergestellt werden, wenn der MP und das TP verpresst sind, und wenn entweder

- äußere galvanische Anoden an das TP geschweißt sind,
- innere galvanische Anoden an das TP angeschlossen sind; oder
- Fremdstromsysteme angewendet werden, bei denen die negative Rückführung oder der „Stromabflusspunkt“ an das TP angeschlossen ist, oder alles zutrifft.

Diese elektrisch leitenden Verbindungen müssen so ausgelegt werden, dass der volle Strom sowohl von einem äußeren als auch von einem inneren CP-System zwischen dem MP und dem TP geführt werden kann, und dass der Spannungsabfall über die Verbindungen und Anschlusspunkte nicht so ist, dass er sich nachteilig auf die Leistung des CP-Systems auswirkt. Die Ausführung von elektrisch leitenden Verbindungen (Querschnitt, Länge und Übergangswiderstände) muss die Anforderungen an den CP und die elektrische Sicherheit und Erdung für Blitzschutzzwecke erfüllen.

Bei der Bereitstellung von elektrisch leitenden Verbindungen wird etwas Redundanz empfohlen. Die Planung der elektrisch leitenden Verbindung darf auf einem Spannungsabfall von insgesamt 10 mV über alle Parallelschaltungen unter Verwendung des höchsten CP-Stroms der Auslegung beruhen (siehe 8.6). Diese Empfehlung ist maßgebend für Systeme mit galvanischen Anoden, wobei in diesem Fall die Auslegungssteuerspannung für die Anoden bei galvanischen Anodensystemen entsprechend verringert werden muss (siehe Abschnitt 10 für ICCP-Systeme).

Wenn die Verbindung über eine Verschraubung erfolgt, muss die Verbindung unter Anwendung geeigneter Verfahren hergestellt werden, um ein Lösen infolge von Schwingungen und eine Schädigung aufgrund von Korrosion zu vermeiden.

ANMERKUNG Direktes Hartlöten (en: direct pin brazing) stellt eine metallurgische Bindung zwischen der Kupferader der Kabel und dem Stahl des MP und TP sicher und ist ein geeignetes Verbindungsverfahren mit geringem Widerstand.

Der mit Wechsel- oder Gleichstrom-Widerstandsmessverfahren gemessene Widerstand der Verbindung ist aufgrund der zahlreichen parallelen Anschlusspunkte durch zum Beispiel elektrisch leitende Verbindungen und Keile usw. kein genaues Maß und sollte stets in Verbindung mit einer Inspektion der Unversehrtheit der Verbindung gemessen werden. Die Stromstärke, die durch die Verbindungen fließt, kann mit einem hochgenauen Gleichstrom-Stromzangenmesser gemessen werden.

Die Werkstoffe und der Korrosionsschutz der Kontaktpunkte müssen so gewählt werden, dass die Verbindung über die CP-Entwurfslebensdauer dauerhaft, zuverlässig und wartbar ist, wobei zu berücksichtigen ist, dass diese Verbindungen oftmals über dem Wasser angeordnet sind und keinen Schutzstrom erhalten, sich jedoch andererseits in einem feuchten, salzhaltigen und mitunter den Gezeiten ausgesetzten Bereich befinden.

Diese Einzelheiten müssen im CP-Entwurfsbericht dokumentiert werden, zusammen mit dem berechneten Ausmaß des Spannungsabfalls in den Kabelverbindungen zwischen TP's und MP's und zwischen Anodenkäfigen oder -Arrays und MP's, durch den die galvanischen Anodenströme verringert werden, und welche Vorkehrungen bei der Planung gemacht wurden, um dies zu beheben.

8.8 Stromableitung und Wechselwirkungen

Strom kann von Bauwerken oder Elementen des Bauwerks abgeleitet werden, die nicht dafür vorgesehen sind, vollständig durch das CP-System geschützt zu werden.

ANMERKUNG 1 Beispiele sind

- Kabelschutzsysteme,
- Kabelummantelung,
- der Bereich des Fundaments oder des Bauwerks oberhalb und unterhalb des Niveaus, für das vollständiger Schutz erforderlich ist, und
- Befestigungs- und Ankerketten.

Diese Punkte müssen dokumentiert und bei der CP-Planung berücksichtigt werden, und für die berechneten zusätzlichen Oberflächenbereiche muss ein zusätzlicher Strombedarf entsprechend den jeweiligen Umständen angewendet werden.

Die Strommenge, die abfließt, hängt von der Oberfläche und der örtlichen Umgebung ab. Einige orientierende Stromdichten sind in Anhang C angegeben, wenn keine tatsächlichen Messdaten oder Erfahrungswerte von anderen nahe gelegenen Bauwerken zur Verfügung stehen. Eine mathematische Modellierung kann die Strommenge angeben, die wahrscheinlich abgeleitet wird, siehe Anhang I.

ANMERKUNG 2 Theoretisch sind alle Bauwerke in einem typischen Windpark-Bauprojekt über die Ummantelung der Array-Kabel elektrisch miteinander verbunden. In der Praxis gibt es keinen Nachweis dafür, dass zwischen benachbarten Bauwerken signifikante Ströme fließen; der elektrische Widerstand der Stahldrahtarmierung und die örtlich begrenzte Verteilung außen liegender Anoden bestimmen, dass ein Bauwerk die Leistungsfähigkeit des CP-Systems seines benachbarten Bauwerks nicht wesentlich beeinflusst.

Die gegenseitige Verbindung zwischen Bauwerken sollte anerkannt werden und könnte theoretisch alle künftigen neuartigen Gründungsstrukturen oder CP-Systeme beeinflussen.

8.9 Betrachtungen zur Montage während der Planung

Bei Jacket-Konstruktionen können galvanische Anoden und ICCP-Anoden mit ihren Kabeln und Kabelkanälen in der Fertigungsstätte vor dem Stapellauf montiert werden. Eine mathematische Modellierung, siehe Anhang I, kann genutzt werden, um die Potentialverteilung vorzuberechnen und über die optimale Wahl der Lage der Anoden zu informieren.