






Anlagen- und Betriebsbeschreibung

Teil 1

Gesamtübersicht

20.07.2022

REVISION	ERSTELLT		GEPRÜFT		FREIGEGEREN	
	Name	Datum	Name	Datum	Name	Datum
2	Colline Behr	 08.06.2022	Stefanie Lorenz	 10.06.2022	Andree Iffländer	 22.07.2022

Gedruckte Ausfertigungen unterliegen keiner Dokumentenkontrolle.

Inhalt

Abkürzungen	1
Abbildungsverzeichnis	2
Tabellenverzeichnis	2
Revisionshistorie	3
Ergänzende / Mitgeltende Unterlagen.....	3
1 Einleitung.....	4
2 Antragsgegenstand.....	4
3 Vorhabenfläche	5
3.1 Gründungsstrukturen	9
3.1.1 Tragstruktur.....	10
3.1.2 Anbauten	11
3.1.3 Bemessungskonzept Gründung.....	12
3.1.4 Kolkenschutz.....	13
3.2 Windenergieanlage – SG 167-DD	15
3.2.1 Hauptkomponenten	16
3.2.2 Technische Einrichtungen des bestimmungsgemäßen Betriebs.....	18
3.3 Betriebsmittel.....	19
3.4 Beschichtung – Korrosionsschutz und Farbgebung.....	20
3.5 Blitzschutz.....	22
3.6 Notstromversorgung	22
4 Offshore-Umspannplattformen.....	23
4.1 Gründungsstruktur	26
4.2 Topside	27
4.2.1 Hauptsysteme.....	30
4.2.2 Technische Einrichtungen des bestimmungsgemäßen Betriebs.....	30
4.3 Betriebsmittel.....	32
4.4 Beschichtung – Korrosionsschutz und Farbgebung.....	32
4.5 Blitzschutz.....	33
4.6 Notstromversorgung	33
5 Interne Parkverkabelung	34
6 Zugang zum OWP.....	39



**Änderungsantrag
Offshore Windpark Gennaker**

- Anlagen- und Betriebsbeschreibung, Teil 1 -
Gesamtübersicht



7	Brandschutz	41
7.1	Brandschutz Windenergieanlagen	42
7.2	Brandschutz Umspannplattform	42
8	Betrieb	42
8.1	Steuerung und Überwachung.....	43
8.2	Service und Wartung	43
8.3	Störungsbedingte Ausfälle	44
8.4	Flucht und Rettung	44
9	Emissionen.....	44
10	HSE – Health Safety and Environment.....	46
10.1	Schutz- und Sicherheitskonzept	46
10.2	Kennzeichnungskonzept.....	46
10.3	Abfallwirtschafts- und Betriebsstoffkonzept.....	47
11	Kollisionsfreundlichkeit.....	48
	Anlagenverzeichnis.....	49

Abkürzungen

KÜRZEL	BEDEUTUNG
50Hz	50 Hertz Transmission GmbH
AVV	„Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen“, Stand: 08.01.2020
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
DFÜ	Datenfernübertragung
GA	Genehmigungsantrag
GA-Reg. [Nr.]	Register [Nr.] im GA, in welchem das Dokument dem GA beigelegt ist
GAA	Gewerbeaufsichtsamt
KrWG	Kreislaufwirtschaftsgesetz
LEP	Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern
MSL	Mean Sea Level (= mittlerer Wasserstand)
MW	Megawatt
OWP	Offshore-Windpark
PUR	Polyurethane
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (= Überwachung, Steuerung, Datenerfassung)
SGRE	Siemens Gamesa Renewable Energy (vorher: Siemens Wind Power)
ST	Sonartransponder
STATCOM	Static Synchronous Compensator; Leistungskompensationsanlage
TdV	Träger des Vorhabens
TP	Transition Piece – Zwischenstück, bildet mit Monopile die Gründungsstruktur
USP	Umspannplattform
UV	Ultraviolettstrahlung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
Not-WBF	Not-Windenbetriebsfläche
WEA	Windenergieanlage, hier: Offshore-Windenergieanlage
WSV-RiLi	„Richtlinie „Offshore-Anlagen“ zur Gewährleistung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs“; Version 3.1 ; Stand: 01.07.2021
WSV-RV	„Rahmenvorgaben zur fachgerechten Umsetzung verkehrstechnischer Auflagen im Umfeld von Offshore Hochbauten, hier: Kennzeichnung“; Version 3.0 ; Stand: 01.07.2019

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Lage des OWP Gennaker in der Ostsee	6
Abb. 2: Lage des OWP Gennaker im Marinen Vorranggebiet für Windenergie auf See (LEP 2016)	7
Abb. 3: Layout des OWP Gennaker	8
Abb. 4: Prinzipdarstellung der Gründungsstruktur	10
Abb. 5: Prinzipdarstellung der externen Anbauten am Transition Piece	12
Abb. 6: Kolkschutz am Fundament der Windenergieanlage	14
Abb. 7: Kolkschutz am Fundament der Umspannplattform	14
Abb. 8: Prinzipdarstellung einer WEA der Fa. Siemens (SGRE)	16
Abb. 9: Aufbauzeichnung der Gondel für die WEA	17
Abb. 10: Gesamtansicht der USPen	26
Abb. 11: Gründungsstruktur (Jacket) der USPen	27
Abb. 12: Abmessungen der USPen - Draufsicht	29
Abb. 13: Abmessungen der USPen – Seitenansicht	30
Abb. 14: Layout der parkinternen Verkabelung.....	35
Abb. 15: Prinzipdarstellung Kabelquerschnitt Seekabel	36
Abb. 16: Prinzipdarstellungen der Kabelkreuzung Korridor West	38
Abb. 17: Prinzipdarstellungen der Kabelkreuzung Korridor Ost	39
Abb. 18: Prinzipdarstellung der Anbauten (Boatlanding) an den WEA (aus Vorentwurf)	40
Abb. 19: Prinzipdarstellung der Anbauten (Boatlanding) an den USPen (aus Vorentwurf).....	40
Abb. 21: Beispiel Service-Schiff	41

Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Kennzahlen Gründungsstruktur	9
Tab. 2: Kennzahlen Windenergieanlage.....	15
Tab. 3: Beschreibung Positionen Gondel	17
Tab. 4: Kennzahlen Umspannplattformen	24
Tab. 5: Kennzahlen Parkinterne Verkabelung	34
Tab. 6: Kennzahlen der Kabelkreuzung Korridor West	38
Tab. 7: Kennzahlen der Kabelkreuzungen	39
Tab. 8: Übersicht der jährlich eingesparten Emissionen durch den OWP Gennaker	45

Revisionshistorie

REVISION	DATUM	KAPITEL	ÄNDERUNG/ANMERKUNG	VON
0	27.06.2016	alle	Erstellung	SLO
1	10.08.2016	3.1 3.1.4 3.2.2.7 4 5 Anl. 28 bis 30, 33	Tab. 1 ergänzt 2 Abbildungen zum Kolk eingefügt; Text angepasst Text angepasst Tab. 4 ergänzt Tab. 5 ergänzt Anl. 28 bis 30 und 33 ergänzt; Trennblätter zwischen allen Anlagen eingefügt	SLO
2	08.06.2022	alle	Update im Hinblick auf Turbinentyp SG 167DD sowie dem aktuellen Kenntnisstand; redaktionelle Anpassungen	CBE

Allgemeiner Hinweis:

© Dies ist ein vertrauliches Dokument. Die Urheberrechte liegen bei der OWP Gennaker GmbH (wpa); das Dokument darf nicht ohne schriftliche Genehmigung verwendet oder vervielfältigt werden. Sollten Ihnen Unstimmigkeiten zwischen den von wpa bereitgestellten Dokumenten / Informationen und projektspezifischen Normen, Richtlinien und Regeln (z.B. in der Design Basis) oder Dokumenten / Informationen, die von anderen Vertragspartnern oder Dritten bereitgestellt werden, auffallen oder Sie Unstimmigkeiten innerhalb der Dokumente von wpa bemerken, informieren Sie wpa bitte unverzüglich.

Ergänzende / Mitgeltende Unterlagen

	DOKUMENTENTITEL	STAND
A	Projektbeschreibung – Vorhaben: Offshore-Windpark Gennaker	aktuelle Version
B	Anlagen- und Betriebsbeschreibung Teil 2 – Beschreibung der Umspannplattformen	aktuelle Version
C	Baubeschreibung – Bauablauf und eingesetztes Arbeitsgerät	aktuelle Version
D	Betriebskonzept – Planung des Normalbetriebes	aktuelle Version
E	Kennzeichnungskonzept Teil 1: Kennzeichnung und Befeuerung als Schifffahrtshindernis während der Bauphase	aktuelle Version
F	Kennzeichnungskonzept Teil 2: Kennzeichnung und Befeuerung als Schifffahrtshindernis während des Normalbetriebes	aktuelle Version
G	Kennzeichnungskonzept Teil 3: Kennzeichnung und Befeuerung als Luftfahrthindernis	aktuelle Version
H	Kennzeichnungskonzept Teil 4: Ausrüstung mit Sonartranspondern	aktuelle Version
I	Schutz- und Sicherheitskonzept	aktuelle Version
J	Abfallwirtschafts- und Betriebsstoffkonzept	aktuelle Version
K	Kolkschutzkonzept	Aktuelle Version

Wenn nicht anders hier genannt, gilt immer die aktuelle Version der hier aufgeführten Dokumente

1 Einleitung

Die OWP Gennaker GmbH ist als Projektgesellschaft Träger des Vorhabens (TdV) „OWP Gennaker“. In dieser Funktion ist sie verantwortlich für das Projekt- und Genehmigungsmanagement, die Verhandlung der komplexen Lieferverträge, die Projektfinanzierung, sowie die Planung und Fertigungsüberwachung, den **Transport**, Bau, Betrieb und Service des geplanten Offshore-Windparks. Die Ausführung dieser Leistungen **wird durch** Unternehmen der wpd AG **begleitet, bzw. direkt** betraut.

Die Vorhabenfläche des OWP Gennaker befindet sich in der südlichen Ostsee vor der Küste des Bundeslandes Mecklenburg-Vorpommern innerhalb der 12-Seemeilenzone. Es befindet sich innerhalb eines vom Land Mecklenburg-Vorpommern ausgewiesenen Vorranggebietes für Windenergie auf See (Landesraumentwicklungsprogramm 2016, kurz: LEP 2016). Es liegt ca. 15 km nördlich der Halbinsel Fischland-Darß-Zingst und umschließt **nahezu** den bereits bestehenden **Windpark EnBW Baltic 1 und Teilabschnitte verschiedener Kabeltrassen** (siehe **Abb. 2**).

Das vorliegende Dokument beschreibt zusammenfassend die technischen Anlagen und vorgesehenen Verfahren, welche für den bestimmungsgemäßen Betrieb des geplanten OWPs erforderlich sind.

2 Antragsgegenstand

Zur Gewinnung von Windenergie auf See zur Erzeugung von regenerativem Strom sollen auf der Fläche des beantragten Vorhabens „Offshore-Windpark Gennaker“ 103 Windenergieanlagen (WEA) des Typs **SG 167-DD** sowie zwei baugleiche Umspannplattformen (USP) errichtet und über eine Betriebsdauer von 30 Jahren betrieben werden. Da die Nutzung der Vorhabenfläche auch nach dem Ablauf der Betriebsdauer von 30 Jahren fortgesetzt werden soll, wird eine unbefristete Nutzungszeit beantragt.

Die WEA werden dafür über die parkinterne Verkabelung miteinander verbunden und an die beiden im Projektgebiet befindlichen **USP_{en}** angeschlossen. Dort wird der Strom auf 220 kV Übertragungsspannung transformiert und über die externe Netzanbindung der 50 Hz Transmission GmbH an Land geleitet.

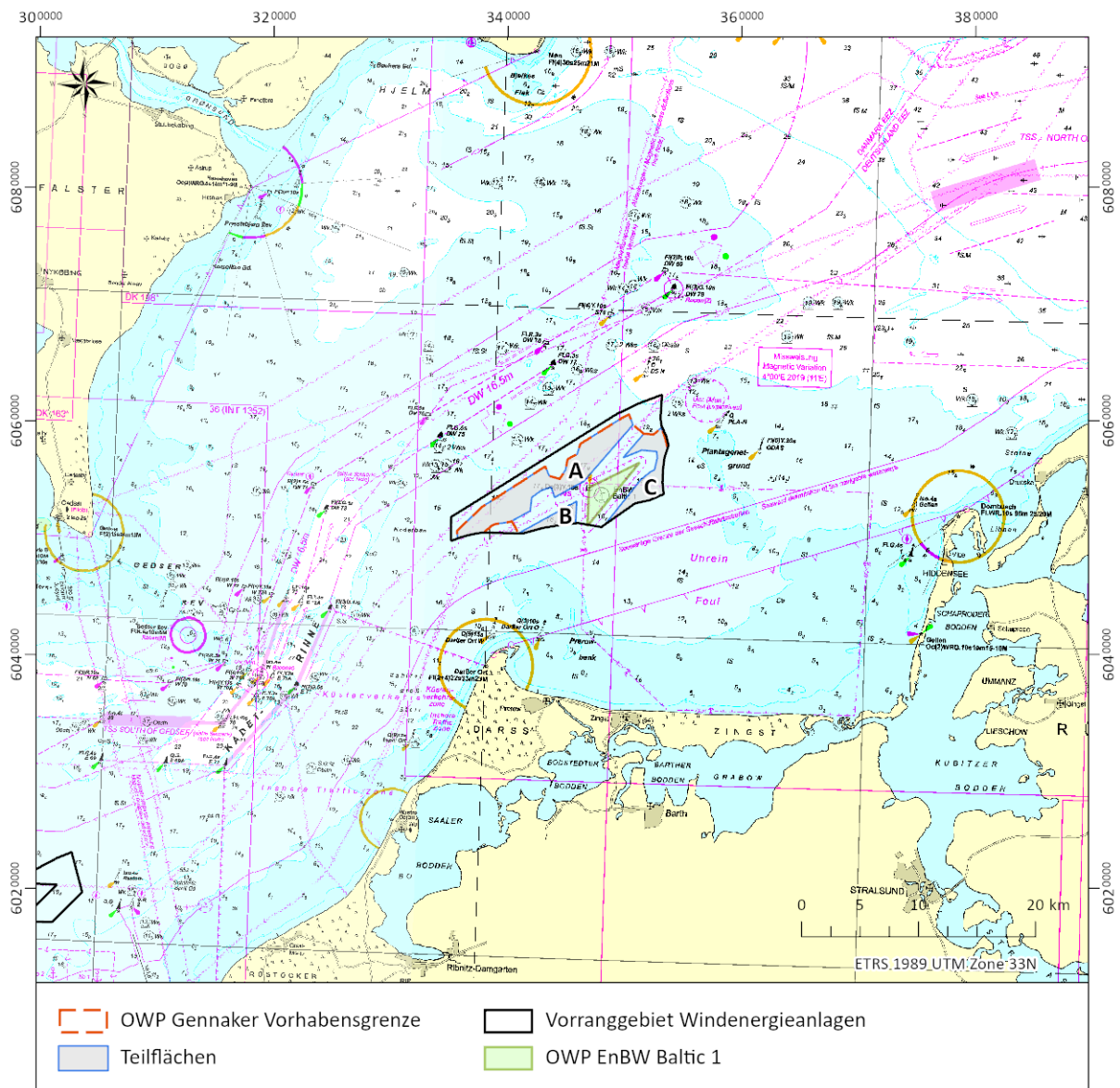
Der OWP Gennaker wird bei einer **Einzeelleistung** von maximal **9 MW (8,6 MW + 0,4 MW Power Boost)** pro WEA eine Gesamtleistung von max. **927 MW** besitzen. **Nach Abzug von Abschattungsverlusten wird ein Energieertrag von ca. 3.620 GWh/Jahr prognostiziert.** Mit dieser Menge kann der OWP Gennaker den **Jahresstromverbrauch von durchschnittlich 1.206.667 Haushalten** (bei einem durchschnittlichen Bedarf von 3.000 kWh/a für einen 2-Personenhaushalt) mit grünem Strom decken. **Nach [04] gab es in Mecklenburg-Vorpommern im Jahresdurchschnitt des Jahres 2019 836.700 Privathaushalte mit durchschnittlich 1,91 Haushaltsmitgliedern je Haushalt bei insgesamt 1.598.500 Einwohnern.**

Damit leistet das Vorhaben einen wichtigen Beitrag für die Energiewende, zum Klimaschutz **und die Reduzierung der Energieabhängigkeit Deutschlands von Energieimporten.** **Nach dem Willen des Gesetzgebers [1] liegt: „Die Errichtung von Windenergieanlagen auf See und Offshore-**

Anbindungsleitungen [...] im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit.“

3 Vorhabenfläche

Die Vorhabenfläche liegt ausschließlich innerhalb des im LEP 2016 durch das Land Mecklenburg-Vorpommern ausgewiesenen Vorranggebietes zur Nutzung der Windenergie auf See. Die im Zuge der Landesraumentwicklung auf der Ebene der Raumordnung identifizierten und ausgewiesenen Meeresflächen sind die Voraussetzung für den weiteren Ausbau der Windenergie auf See im Küstenmeer.

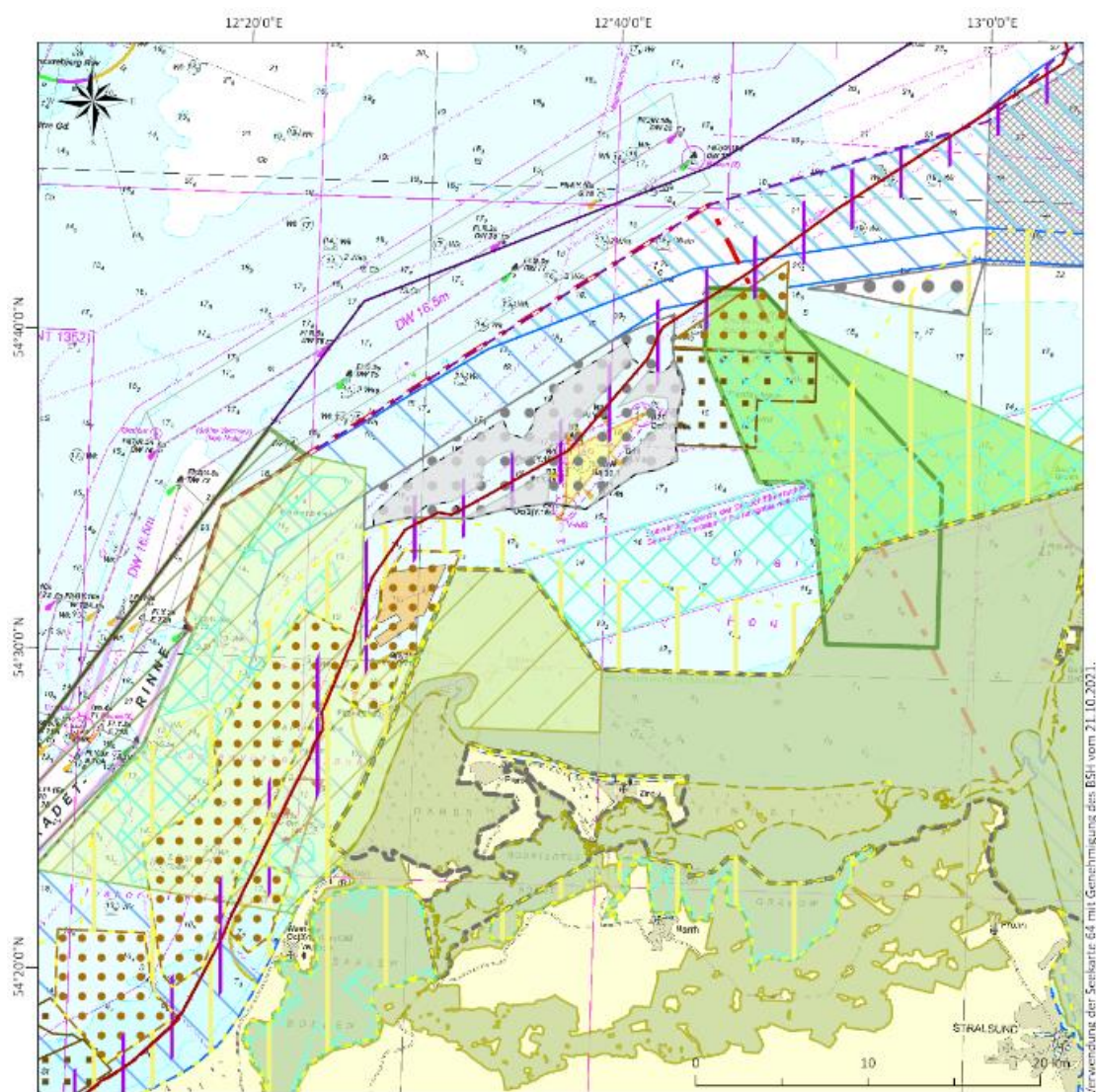


Verwendung der Seekarten 40 und 64 mit Genehmigung des BSH vom 21.10.2021.

Abb. 1: Lage des OWP Gennaker in der Ostsee

Die konkreten Standortbedingungen und die Nutzungssituation vor Ort wurden bei der Planung berücksichtigt. Aufgrund dieser Einschränkungen ist das vor der Halbinsel Fischland-Darß-Zingst ausgewiesene Vorranggebiet für Offshore Windenergie nur zu etwa 50% tatsächlich für die Windenergie nutzbar. Bereits bestehende Nutzungen, ökologisch bedingte Schutzinteressen und technische Belange sind zu beachten. Einschränkungen auf der Fläche ergaben sich z.B. durch:

- bestehende Nutzungen auf der Vorrangfläche, insbesondere durch Kabeltrassen und den existierenden Windpark EnBW Baltic 1 (siehe Abb. 2),
- Nutzungen im unmittelbaren Umfeld der Fläche, die einzuhaltende Abstände erfordern, wie z. B. zur Schifffahrt,
- Baugrundverhältnisse.



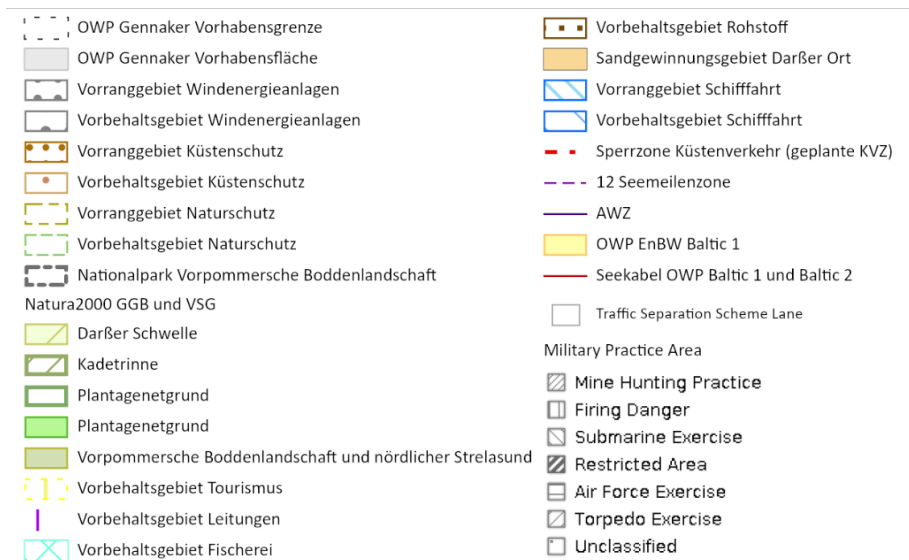


Abb. 2: Lage des OWP Gennaker im Marinen Vorranggebiet für Windenergie auf See (LEP 2016)

Die Vorrangfläche aus dem LEP 2016 entspricht daher der sogenannten Bruttofläche und umfasst eine Fläche von ca. 112 km² (ohne Sicherheitszone).

Die eigentliche Vorhabenfläche entspricht der für Offshore-Windenergie unter Berücksichtigung der o.g. Belange nutzbaren Nettofläche innerhalb der LEP-Vorrangfläche und umfasst insgesamt eine Fläche von ca. 50 km² (ohne Sicherheitszone von 500 m). Aufgrund der Standortbedingungen wird die Vorhabenfläche mehrfach unterteilt, so dass das Vorhaben auf drei Teilflächen der LEP-Vorrangfläche liegt (siehe Abb. 1). Die Ausdehnung des Vorhabens beträgt in Ost-West-Richtung ca. 18,5 km und in Nord-Süd-Richtung ca. 8,8 km. Die Wassertiefen variieren zwischen ca. 12,5 und 20 m bezogen auf den mittleren Wasserstand (MSL).

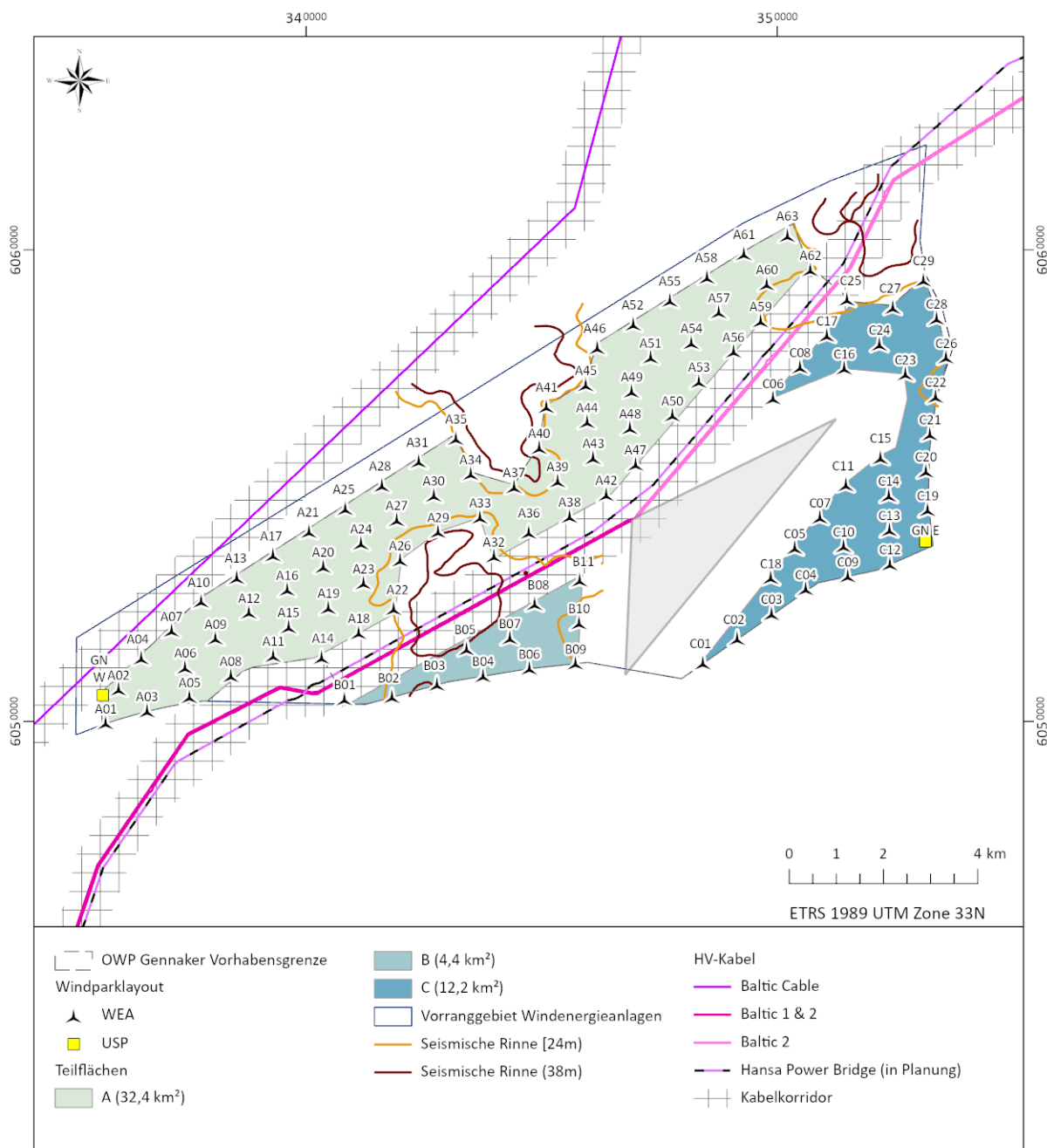


Abb. 3: Layout des OWP Gennaker






Die Offshore-Windenergieanlagen für das Vorhaben Gennaker bestehen aus Multi-Megawatt-Windenergieanlagen der neuesten Anlagengeneration und Monopile / Transition Piece-Gründungsstrukturen. Die Windenergieanlagen werden von Siemens geliefert, die Gründungsstrukturen werden von einem renommierten Ingenieurbüro speziell für das Projekt Gennaker entworfen und von einem erfahrenen Fertigungsunternehmen gefertigt. Da Gründungsstruktur und Windenergieanlage von zwei

unterschiedlichen Herstellern geliefert werden, sind auch die Beschreibungen in den nachfolgenden zwei Abschnitten dementsprechend aufgeteilt.

3.1 Gründungsstrukturen

In Tabelle 1 sind die wichtigsten Kennzahlen der Gründungsstruktur zusammengefasst. Die Abmessungen und Massen sind jeweils abhängig von den konkreten Standortparametern.

Tab. 1: Kennzahlen Gründungsstruktur

ZUSAMMENFASSUNG - GRÜNDUNGSSTRUKTUR		
	Fundamenttyp:	Monopile mit Transition Piece
	Durchmesser:	7 m / max. 8 m
	Länge:	max. 75 m
	Masse:	max. ca. 1.111 t ohne Anbauten
	davon Monopile:	ca. 981 t
	davon Transition Piece	ca. 130 t
	Kollisionsfreundlichkeit:	ja, Nachweis erbracht

Die Gründung der WEA wird als Einzel-Pfahlgründung mit einem zylindrischen Stahlrohr (Monopile) als Tiefgründung ausgeführt. Der Pfahl wird mit Hilfe eines hydraulischen Rammhammers in den Meeresboden eingebracht. Anschließend wird ein Zwischenstück, das sogenannte Transition Piece, auf den Monopile gesetzt. Monopile und Transition Piece bilden damit die Gründungsstruktur der WEA.

Auf der Gründungsstruktur werden Turm und Gondel sowie der Rotor installiert (siehe Kapitel 3.2).

Ein Boatlanding am Transition Piece ermöglicht Personen den Zugang zur WEA über eine extern angebrachte Leiter bis auf die externe Plattform der WEA. Sowohl Boatlanding als auch Leitern und Plattformen werden den Umgebungsbedingungen und dem Anlagentyp entsprechend ausgelegt.

Abb. 4 zeigt eine Prinzipdarstellung der Gründungsstruktur.

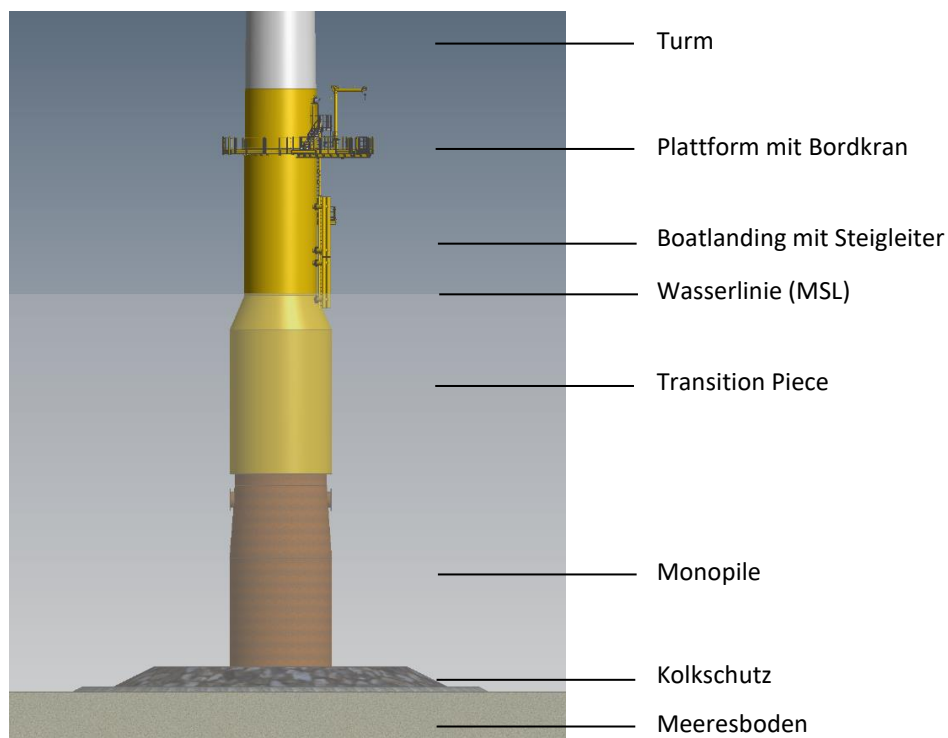


Abb. 4: Prinzipdarstellung der Gründungsstruktur

3.1.1 Tragstruktur

Als Tragstruktur wird die Stahlkonstruktion für den tragenden Teil der Gründungsstruktur bezeichnet. Der Außendurchmesser des Monopiles beträgt am Pfahlkopf 6 m, und weitet sich unterhalb der Wasseroberfläche konisch bis zu ca. 8 m am Seeboden auf. Die Wandstärken betragen zwischen 65 mm und 100 mm. Ausgehend von einer Wassertiefe von ca. 20 m und einer Einbindelänge von bis zu rd. 54 m, beträgt die Gesamtlänge des Monopiles bis zu 75 m. Einen Überblick über mögliche Maße geben die zum Vorentwurf gehörenden Zeichnungen.

Zwischen Transition Piece und Monopile gibt es oftmals eine Überlappung, die mit einem schnell abbindenden Spezialbeton (sog. Grout) aufgefüllt werden kann, um eine feste Verbindung zwischen den Bauteilen herzustellen. Alternativ kann auch eine Ringflanschverbindung zwischen Monopile und Transition Piece vorgesehen werden, bei welcher es keine Überlappung zwischen den beiden Bauteilen gibt. Bei einer Ringflanschverbindung wird das obere Ende des Monopiles und das untere Ende des Transition Piece mit einem Flansch versehen und miteinander verschraubt. Mit geschraubten Verbindungen sind bereits positive Erfahrungen beim Bau von OWPs gemacht worden. Diese Methode ist für das Projekt Gennaker die präferierte Lösung. Eine finale Entscheidung über die Verbindungsart soll erst später im Rahmen der weiteren Optimierungsplanungen erfolgen.

Das Transition Piece hat einen Außendurchmesser von 6 m und eine Wandstärke von ca. 70 mm.

Es wird ausschließlich offshore-tauglicher Baustahl eingesetzt, der den in der Normenhierarchie (Design Basis) spezifizierten Standards entspricht.

3.1.2 Anbauten

Zu den externen Anbauten am Transition Piece (sog. „Secondary Steel“) gehören das sog. Boatlanding, Leitern sowie eine Zwischenplattform (falls erforderlich) und die Hauptzugangsplattform inkl. Geländer und Kran mit zugehörigem Ablagebereich. Das Boatlanding besteht aus jeweils zwei vertikal angebrachten Fenderrohren, gegen das die Serviceschiffe bei ihren Einsätzen anlegen können. Die Aufstiegsleitern für das Servicepersonal befinden sich zwischen den Fenderrohren.

Die Hauptzugangsplattform dient dem vorübergehenden Aufenthalt des Service-Personals und - im Servicefall - als vorübergehender Ablagebereich von Ersatzteilen und Werkzeug. Über die Plattform erfolgt der Zugang zum Turm. Der Boden der Hauptzugangsplattform befindet sich etwa 1 m unterhalb der Flanschverbindung zwischen Transition Piece und Turm. Die Plattform der WEA ist mit einem Bordkran ausgerüstet, der während des Betriebes zum Materialtransport verwendet werden kann.

Abhängig vom eingesetzten Korrosionsschutzsystem können Anoden außen am Transition Piece angebracht werden. Im Innern des Transition Piece werden Plattformen eingebaut, um den Kabeleinzug sowie die Unterbringung von technischen Einrichtungen zu ermöglichen. Dementsprechend sind auch Leitern im Inneren notwendig.

Am Monopile sind, mit Ausnahme von Trageösen für Transport und Installation, keine internen oder externen Anbauten vorgesehen.

Aufgrund der Nähe des geplanten OWP Gennaker zum U-Boot Tauchgebiet wird der Windpark an seinen Eckpositionen mit Sonartranspondern (ST) ausgerüstet. Die Montage erfolgt unter Wasser an den Fundamenten, etwa auf halber Wassertiefe des entsprechenden Standortes. Weitergehende Informationen werden im „**Kennzeichnungskonzept Teil 4 – Ausrüstung mit Sonartranspondern**“ [H] erläutert.

Für sämtliche inneren und äußeren Einbauten an der Gründungsstruktur wird ausschließlich offshore-tauglicher Baustahl eingesetzt, der den in der Normenhierarchie spezifizierten Standards entspricht. Diese werden in der Design Basis zusammengefasst.

Abb. 5 zeigt die prinzipielle Anordnung der externen Anbauten an das Transition Piece.

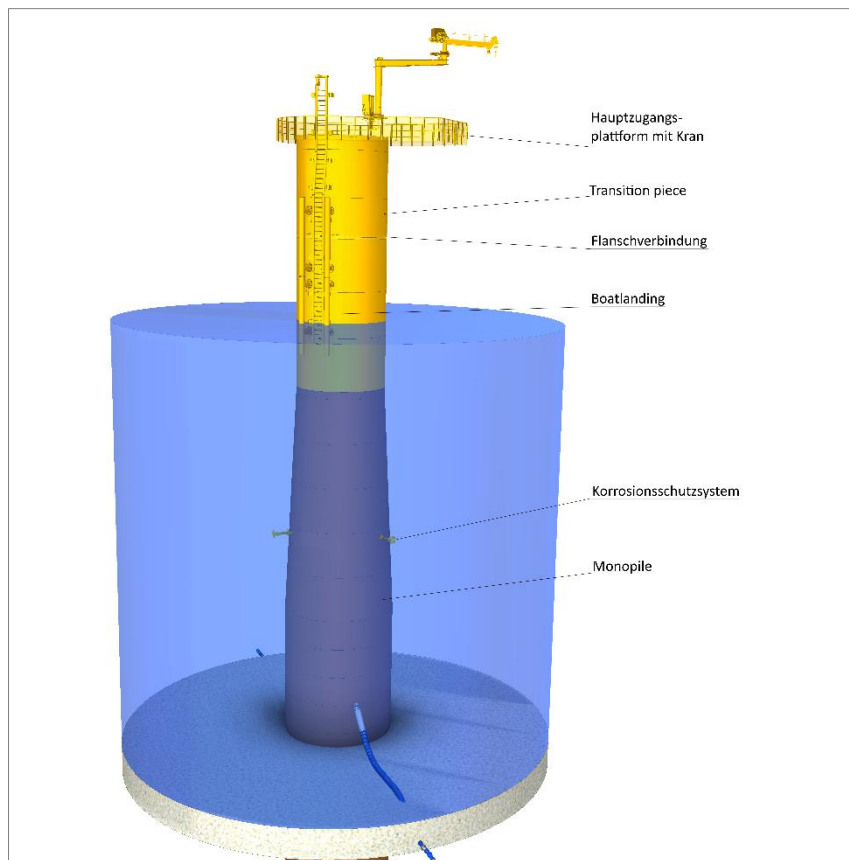


Abb. 5: Prinzipdarstellung der externen Anbauten am Transition Piece

3.1.3 Bemessungskonzept Gründung

Im Auftrag des TdV hat ein mit dem Design beauftragtes Ingenieurbüro auf Grundlage standortspezifischer Daten die Gründungs-Vorentwürfe für die WEA und die Umspannplattformen entwickelt. Nach Vorgabe der Unteren Bauaufsichtsbehörde des Landkreises Vorpommern-Rügen entsprechen diese beiden Gründungs-vorentwürfe und die Design Basis, in welcher die für die Bemessung und Konstruktion relevanten Standortbedingungen zusammengefasst sind, dem aktuellen „Standard Konstruktion“ des BSH auf dem Level der 1. BSH-Freigabe. Die Vorentwürfe der Bauwerke und die Design Basis werden nach Maßgabe der beteiligten Unteren Bauaufsichtsbehörde vom Prüfsachverständigen für Tragwerksplanung geprüft.

Im Zuge der Genehmigungsplanung wurden im Design der Vorentwürfe für die Monopiles Sicherheitszuschläge einkalkuliert, so dass die Genehmigungsplanung jeweils den sog. „worst case“ berücksichtigt und damit als auf der sicheren Seite liegend und konservativ zu erachten ist.

Das spätere Ausführungsdesign ist ein standortbezogenes optimiertes Design auf Grundlage des Vorentwurfs aus der Genehmigungsplanung. Es wird im weiteren Projektvollzug auf Basis der Baugrundhaupteerkundung weiterentwickelt und rechtzeitig vor Auftragserteilung vorliegen.

Das Bemessungskonzept geht davon aus, dass Struktur, Abmessungen und Segmentaufbau aller Transition Pieces im Vorhaben baugleich sind. Standortsspezifische Unterschiede, wie z.B. durch Wassertiefe und Baugrund, werden durch das Design des Monopiles berücksichtigt. Dort sind dann standortabhängig Variationen des Durchmessers auf Höhe des Seebodens bzw. der Ausprägung des konischen Teils des Monopiles, der Wanddicke sowie der Einbindelänge in den Meeresboden möglich.

Wie oben beschrieben, haben die Monopiles einen Durchmesser von max. 8 m (sog. „worst case“). Für die Mehrzahl der Anlagenstandorte ist aber schon jetzt absehbar, dass die Bodenbedingungen Monopiles mit Durchmessern von 7 m ermöglichen. Aus diesem Grund hat das mit dem Design beauftragte Ingenieurbüro zwei Vorentwürfe für die WEA angefertigt.

3.1.4 Kolkenschutz

Zur Aufrechterhaltung der Standsicherheit der Offshore-Bauwerke und Vermeidung von lokaler Erosion an den Fundamenten, sog. Auskolkungen infolge von Sedimentbewegungen und -verlagerungen des Meeresbodens, ist ein Kolkenschutz am Meeresboden vorgesehen (siehe Abb. 6 und Abb. 7).

Der Kolkenschutz wird konventionell als Steinschüttmasse ausgeführt. Er wird für beide Gründungsvarianten der baulichen Anlagen des Windparks ermittelt und dimensioniert:

- a) WEA mit Monopile und Durchmesser von max. \varnothing 8,0 m
- b) Umspannplattform auf Jacket und Durchmesser von max. \varnothing 3,0 m

Der Kolkenschutz besteht aus einem Material („single grading“), das sowohl eine Filter- als auch eine Schutzfunktion übernimmt. Der Kolkenschutz ist intern stabil, so dass die kleineren Steine nicht durch die Poren zwischen den größeren Steinen ausgewaschen werden können. Des Weiteren ist der Filter geometrisch dicht genug, um Ausspülung von Sedimenten durch den Kolkenschutz hindurch zu vermeiden (ein Phänomen, das oft als „winnowing“ bezeichnet wird).

Der Durchmesser des Kolkenschutzes an den Fundamenten der WEA beträgt max. 35 m. Der Kolkenschutz an den Pfählen der Fundamente für die beiden USP_{en} wird an jedem Pfahl mit einem Durchmesser von je 15 m ausgeführt. Die Höhe des Kolkenschutzes beträgt jeweils bis max. 2,0 m.

Das Kolkenschutzdesign wird im **Kolkschutzkonzept [K]** hinsichtlich Bemessung, Aufbau, Abmessungen der Steinschüttungen, Kornverteilung etc. detailliert beschrieben.

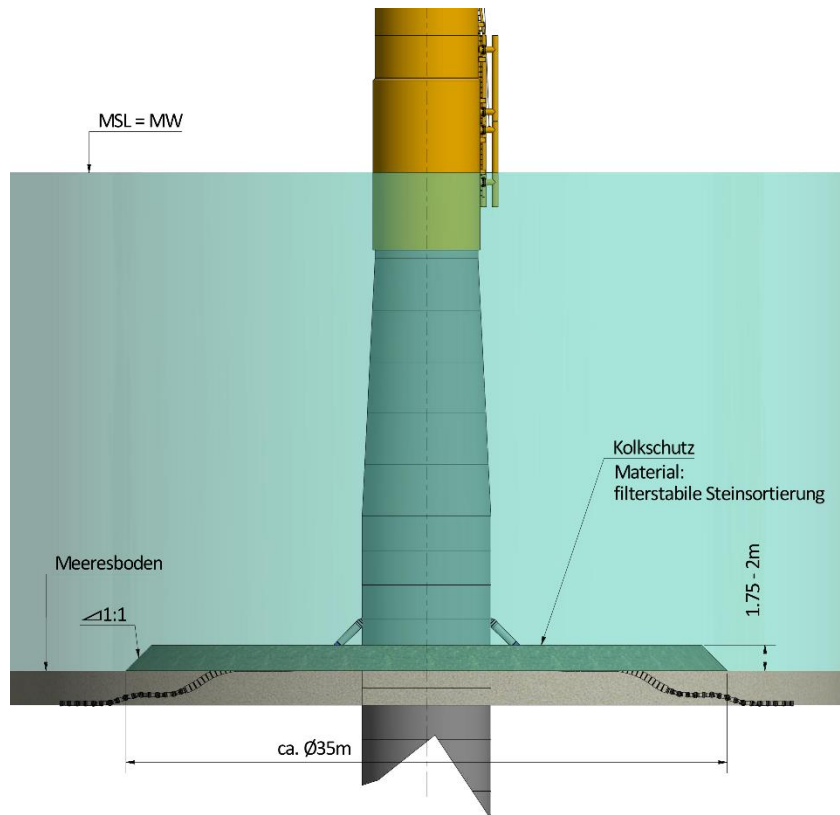


Abb. 6: Kolkschutz am Fundament der Windenergieanlage

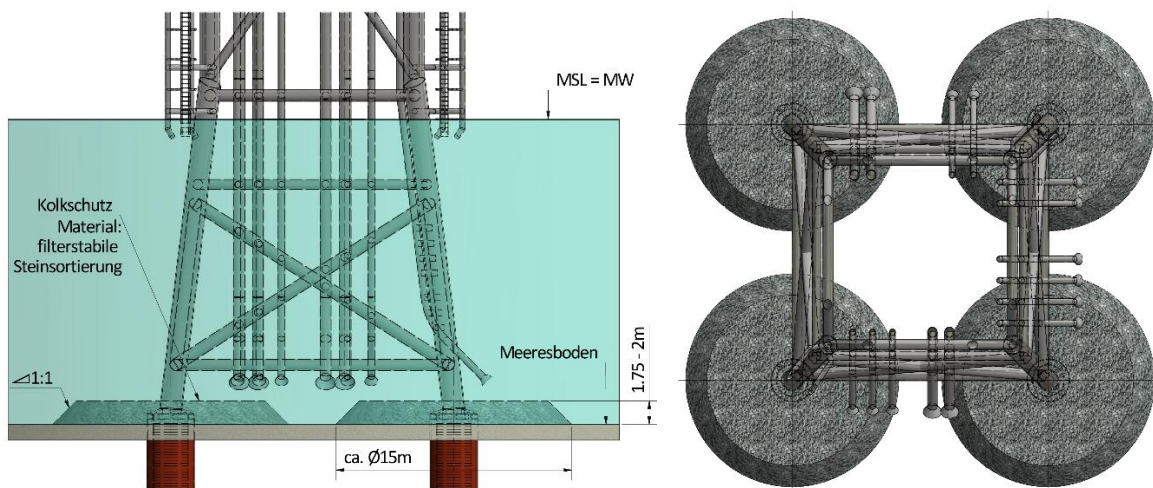









Abb. 7: Kolkschutz am Fundament der Umspannplattform

3.2 Windenergieanlage – SG 167-DD

In Tabelle 2 sind die wichtigsten Kennzahlen der Windenergieanlage zusammengefasst.

Tab. 2: Kennzahlen Windenergieanlage

ZUSAMMENFASSUNG – WINDENERGIEANLAGEN	
 Anlagentyp:	SG 167-DD
 Anzahl:	103
 Rotordurchmesser:	167 m
 Gesamthöhe über MSL:	max. 190 m
 Nabenhöhe über MSL:	104,5 m
 Turmlänge:	87,7 m
 Übergang TP / Turm:	14,52 m über MSL

Für den OWP Gennaker ist als Windenergieanlage die SG 167-DD der Firma Siemens vorgesehen. Die Anlage wird im Siemens Werk in Frankreich produziert. Sie besitzt eine Nennleistung von 8,6 MW und wird zudem mit einer „Power Boost“-Funktion ausgerüstet sein, die die Leistung der Anlage zeitweise auf 9 MW erhöht. Aufgrund der Leistungserhöhung auf 9 MW ergibt sich eine maximale Gesamtleistung des Windparks von 927 MW. Der Rotordurchmesser beträgt 167 m und die Nabenhöhe 104,5 m. Bei senkrechter Stellung der Rotorflügel ergibt sich für die WEA eine Gesamtbauhöhe von max. 190 m. (In der Gesamtbauhöhe ist ein geringer Sicherheitszuschlag von 2,0 m enthalten.) Die Anlage basiert auf der 8 MW Plattform (SG 8.0-167DD) und kann aufgrund der guten Standortbedingungen bezüglich Wind und Wellen mechanisch höher ausgelegt werden. Im Vergleich zur 8 MW Anlage ist die bis auf 9 MW auslastbare Anlage baugleich. Nur wenige Details, wie z.B. Kühlleistung und die Auslegung der elektrischen Komponenten weichen aufgrund der höheren elektrischen Leistung ab. Die meisten technischen Dokumente der „SG 8.0-167DD“ sind daher auch für die „SG 167-DD“ gültig.

Die WEA besteht aus einem Stahlrohrturm, einem Maschinenhaus, einem luvseitig angeordneten dreiblättrigen Rotor. Der Triebstrang ist getriebelos. Der Generator der WEA liefert eine Spannung von bis zu 1kV, die von einem ölgekühlten Transformator auf die windparkinterne Spannungsebene von 66 kV transformiert wird. Weitere Daten sind den technischen Daten und der technischen Beschreibung [Anlage 01] zu entnehmen.

Die WEA entspricht dem derzeitigen Stand der Technik. Technologische Anpassungen und Weiterentwicklungen, die sich z.B. aufgrund von gesetzlichen Vorschriften, des technischen Fortschritts und der Produktentwicklung ergeben, hat sich der Hersteller vorbehalten.

Abb. 8 zeigt eine Prinzipdarstellung einer WEA der Firma Siemens Gamesa [Renewable Energy](#).



Abb. 8: Prinzipdarstellung einer WEA der Fa. Siemens [Gamesa \(SGRE\)](#)

3.2.1 Hauptkomponenten

3.2.1.1 Turm

Der Turm besteht aus drei [untereinander](#) verschraubten Stahlrohrsektionen und verbindet die Gründungsstruktur mit dem Maschinenhaus (Gondel). Im Turm befinden sich ein Aufzug für die Beförderung des Personals in das Maschinenhaus (siehe Kapitel 3.2.2.6) sowie Halterungen und Führungsschienen etc. für Kabel- und elektrische Einrichtungen. Im Turm der WEA ist jeweils ein Not-Aufenthaltsbereich für [bis zu 6](#) Personen vorgesehen, Details dazu finden sich in der Beschreibung der Sicherheitsausrüstung [Anlage 02]. Dieser Aufenthaltsbereich wird nicht regulär benutzt, sondern ist [in Notsituationen temporär](#) -, d.h. nur für die [Not-Unterbringung](#) von Personal [z.B.](#) bei unerwartet schlechtem Wetter [oder im Notfall zur medizinischen Erstversorgung](#), vorgesehen.

3.2.1.2 Maschinenhaus (Gondel)

Auf der **Vorderseite** des Maschinenhauses ist der Rotor angebracht, der aus einer Nabe und drei Rotorblättern besteht. Innerhalb des Maschinenhauses sind der Antriebsstrang mit seinen Versorgungssystemen, das elektrische System sowie Überwachungs- und Steuerungssysteme untergebracht. Einen Überblick geben der Aufbau der Gondel in Abb. 9 sowie Tab. 3 (siehe auch [Anlage 03]).

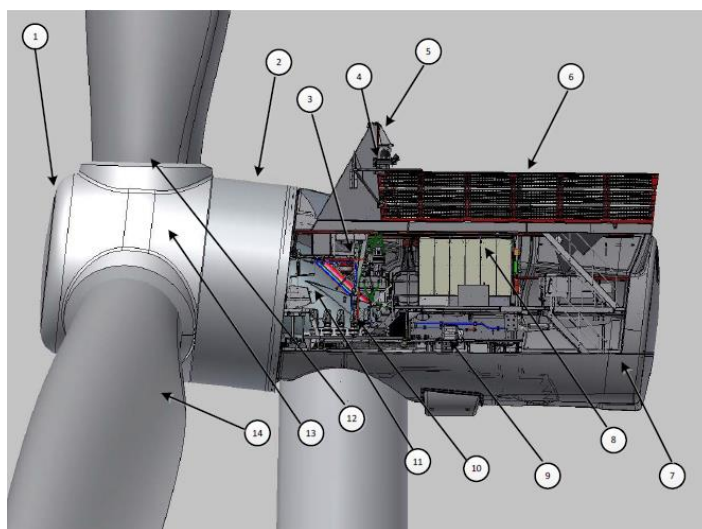


Abb. 9: Aufbauzeichnung der Gondel für die WEA

Tab. 3: Beschreibung Positionen Gondel

Pos.	Beschreibung	Pos.	Beschreibung
1	Spinner	8	Umrichter (2 St.)
2	Generator	9	Transformator
3	Kettenzug für Service (in Parkposition)	10	Azimutantrieb
4	Windinstrumente und Flughindernisbefeuung	11	Maschinenträger
5	Passiver Kühler und aktive Lüfter	12	Blattlager
6	Helihoist	13	Nabe
7	Gondelverkleidung	14	Rotorblatt

Aufgrund der im Vergleich zu Onshore-Standorten aggressiven äußeren Bedingungen an Offshore-Standorten sind eine Kapselung der elektrischen und elektronischen Anlagenkomponenten innerhalb des Maschinenhauses der WEA sowie eine Abdichtung gegen das Eindringen der Seeluft von außen in das Maschinenhaus erforderlich. Für Montagearbeiten ist ein Kransystem verfügbar.

3.2.1.3 Rotor

Über das Rotorsystem wird die Windenergie in Rotationsenergie umgewandelt und die Leistung auf den Antriebsstrang übertragen. Bei der [SG 167-DD](#) handelt es sich um eine drehzahlvariable, pitch-gesteuerte WEA, d.h. die Rotorblätter sind bezogen auf die Längsachse drehbar an der Nabe angebracht. Der Rotor, [der vom Yaw-System im Betrieb immer in den Wind zeigt](#), dreht im Uhrzeigersinn (von vorn betrachtet). Durch die in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit gesteuerte Verdrehung der Rotorblätter (sog. „pitchen“) um die eigene Achse werden Leistung und Drehzahl so reguliert, dass die Anlagen stets innerhalb der zulässigen Betriebsbedingungen optimal betrieben werden.

3.2.2 Technische Einrichtungen des bestimmungsgemäßen Betriebs

3.2.2.1 Generator

Der Generator erzeugt aus der Drehbewegung [des Antriebsstrangs](#) elektrische [Energie](#) und ist eine vollständig gekapselte Synchronmaschine mit Permanent-Magneterregung. Der Generatorläufer und die Statorwicklungen [sind](#) für einen hohen Wirkungsgrad im Teillast- [und Vollastbereich](#) ausgelegt. [Der Generatorläufer](#) ist direkt mit der Rotornabe [über das Rotorlager](#) verbunden. Ein Übersetzungsgetriebe zwischen Rotorwelle und Generator ist nicht vorhanden, da es sich bei der [SG 167-DD](#) um eine direktangetriebene bzw. „Direct Drive“-Anlage handelt. [Die Frequenz der Generatorausgangsspannung wird durch den Vollumrichter auf die Netzfrequenz von ca. 50Hz umgewandelt.](#)

3.2.2.2 Transformator

Der Transformator ist innerhalb des Maschinenhauses (Gondel) angeordnet und transformiert die vom [Umrichter](#) gelieferte Spannung auf die parkinterne Spannungsebene von 66 kV. [Die SF6-Gasfreie Schaltanlage stellt eine schaltbare elektrische Verbindung zum parkinternen Netz dar.](#)

3.2.2.3 Kontroll- und Steuerungssystem

Die Steuerung der WEA besteht aus einem industriellen Mikroprozessorsystem. Sie wird komplett mit Schaltanlage und Schutzeinrichtungen ausgeführt. Die Steuerung verfügt über eine Selbstdiagnose sowie einem Bedienfeld mit Display, über das der Anlagenstatus ausgelesen und Einstellungen vorgenommen werden können. Eine Beschreibung des Steuerungssystems findet sich im entsprechenden Dokument vom Anlagenhersteller.

3.2.2.4 SCADA

Die WEAs verfügen über das Siemens SCADA-System. Dieses System bietet die Möglichkeit der Fernsteuerung sowie der Auslesung verschiedener Betriebszustände und Berichte auch von einer landgestützten Betriebszentrale aus. Die Statusansichten liefern Informationen, wie z. B. elektrische und mechanische Daten, Betriebs- und Fehlermeldungen sowie meteorologische und netzspezifische Daten. Eine Beschreibung findet sich in der Beschreibung des Condition Monitoring.

3.2.2.5 Betriebsführung

Die WEA arbeitet vollautomatisch. Sie startet selbsttätig, wenn die Windgeschwindigkeit durchschnittlich 3 bis 5 m/s beträgt. Mit steigender Windgeschwindigkeit nimmt die abgegebene Leistung der WEA zu, bis die Windgeschwindigkeit einen Wert von ca. 14 m/s erreicht. An diesem Punkt setzt das „Pitchen“, also das Verdrehen der Rotorblätter in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit und damit die Leistungsregelung ein, die bis zur Ausschaltwindgeschwindigkeit von ca. 25 m/s dafür sorgt, dass die Nennleistung **und Lasten** nicht überschritten **werden**. Bei günstigen Umweltbedingungen kann in diesem sog. Volllastbereich optional die sog. „Power Boost“-Funktion zugeschaltet werden, welche die Leistung auf 9 MW erhöhen kann. Wenn die mittlere Windgeschwindigkeit höher als ca. 25 m/s wird, fährt die Anlage **ihre Leistung** selbstständig runter, um einen Betrieb außerhalb der zulässigen Umweltbedingungen zu vermeiden.

3.2.2.6 Aufzug

Durch den vorhandenen Raum im Fuß des Turmes wird über eine **Steigleiter** im Turm das Maschinenhaus erreicht. Die WEA sind zusätzlich **zur Steigleiter mit** Steigschutzsystem mit einem Aufzug in geschlossener Bauart ausgestattet, die für Personen- und Materialtransport eingesetzt wird. Es dürfen dabei nicht mehr als 3 Personen transportiert werden bzw. max. 450 kg Nutzlast. Der **Aufzug** ist mit umfangreichen Sicherheitsfunktionen gegen Unfallgefahren und Kollision ausgerüstet. Alle Türen werden mechanisch gesichert, elektrisch abgefragt und stoppen augenblicklich die Fahrt beim Öffnen. Der normale Ein- und Ausstieg aus der Kabine erfolgt durch seitlich angeordnete Rollladentüren. In Notfällen ist der Zugang von der Steigleiter in die Kabine oder der Ausstieg aus der Kabine auf die Steigleiter sichergestellt. Die Anlage erfüllt u. a. die Anforderungen aus der Maschinenrichtlinie (2006/42/EG), der Aufzugsrichtlinie **2014/33/EG**, **der EN 1808:2015**, der Arbeitsstätten-Richtlinie sowie der Betriebssicherheitsverordnung.

3.2.2.7 Heli-Hoist

Die Heli-Hoist-Plattform befindet sich auf dem Dach **des Maschinenhauses**. Sie dient dem An- und Abtransport von Personen und Material zur Windenergieanlage **sowie der Personen-Rettung von der Anlage** durch einen Hubschrauber. Sie ist nicht für die Landung von Hubschraubern vorgesehen, **sondern dient als Windenbetriebsfläche**.

Ein Regelbetrieb mit dem Helikopter ist für den Betrieb **der Windenergieanlagen** des OWP Gennaker nicht vorgesehen.

3.3 Betriebsmittel

In den Systemen der WEA werden verschiedene Betriebsmittel eingesetzt. Dazu zählen Schmierfette **und Öle**, die z.B. für die hydraulischen Anlagen (**Pitchsystem**, Rotor-Haltebremse) sowie für die Schmierung der Azimuth- und Pitchantriebe genutzt werden. Für die geplante Anlage beträgt die Ölmenge insgesamt ca. 5.000 l/WEA. Die Gesamtmenge der Schmierstoffe beträgt ca. 300 l/WEA. Eine Bevorratung von Schmierstoffen, **über die geplanten Schmiersystembehälter hinaus**, innerhalb bzw.

auf der WEA erfolgt nicht. Eine Auflistung aller in einer Windenergieanlage verwendeten Stoffe ist in [Anlage 04] enthalten.

Alle Maschinenbauteile, in denen sich Öl befindet, sind vollständig geschlossene Systeme. Konstruktive Maßnahmen verhindern den leakagebedingten Austritt von Schmierstoffen. Sollte ein Schaden mit Leckage an den Maschinenbauteilen entstehen, wird u.U. austretendes Öl in die dafür vorgesehenen Auffangwannen geleitet. Das Volumen der Auffangwannen ist erheblich größer als die gesamte im System befindliche Ölmenge. Bei Ölaustritt wird der Druckabfall und der Füllstandsabfall im Schmierstoffsystem registriert und eine Warnmeldung ausgegeben, so dass umgehend auf die Störung reagiert werden kann.

Ölwechselintervalle werden vom Hersteller in Abhängigkeit von den Betriebsstunden der Windenergieanlage und von der Schmierölsorte festgelegt (siehe „**Abfallwirtschafts- und Betriebsstoffkonzept**“).

Die Schmierstellen für die Blatt-, Generator- und Azimutlager werden mit automatischen Schmiersystemen ausgerüstet. Das durch den Schmiervorgang ausgedrückte Altfett wird in speziellen Fettauffangwannen gesammelt und im Rahmen von jährlichen Wartungsarbeiten entfernt und fachgerecht entsorgt (siehe „**Abfallwirtschafts- und Betriebsstoffkonzept**“).

3.4 Beschichtung – Korrosionsschutz und Farbgebung

Grundsätzlich hat die Beschichtung im Offshore-Bereich zwei verschiedene Aufgaben. Dies sind zum einen der Korrosionsschutz und zum anderen die Farbgebung.

a) Korrosionsschutz

Aufgrund der im Vergleich zu Onshore-Standorten aggressiven äußeren Bedingungen an Offshore-Standorten hat der Korrosionsschutz eine wesentliche Bedeutung für die Lebensdauer und den Wartungsaufwand der Windenergieanlage. Im Offshore-Bereich ist besonders die atmosphärische Korrosion wirksam. Dabei ist der eigentliche aggressive Faktor das Salzwasser, welches als Salznebel auch in den höheren Luftschichten seine korrosive Wirkung entfaltet. Küsten- und Offshore-Bereichen mit hoher Salinität ist die höchste Korrosionsschutzklasse C5-M (maritim) zugeordnet. Die für Umgebungen mit starker Korrosivität entwickelten und klassifizierten Beschichtungssysteme der Klasse C5-M besitzen eine sehr hohe Schutzdauer. Alle Außenflächen, wie z.B. die Turmaußenflächen und die der Rotornaben, die direkt der Seeluft ausgesetzt sind, werden nach Klasse C5-M beschichtet. Einen detaillierten Überblick über die Korrosionsschutzstrategie für die Windenergieanlage gibt.

Vorgaben über die an der WEA vorzusehenden Beschichtungssysteme macht die Design Basis Um dies zu illustrieren, sei hier der grundsätzliche Aufbau des Beschichtungssystems der Klasse C5-M beschrieben. Dieser besteht, abhängig vom Hersteller, z.B. aus:

- einem zinkhaltigen Zweikomponenten-Grundbeschichtungsstoff auf Epoxidharz-Basis,
- einer Zwischenschicht, bestehend aus einem dickschichtigen Zweikomponenten-Epoxidharz-Beschichtungsstoff mit hohem Festkörpervolumen und

- einem Zweikomponenten-Deckbeschichtungsstoff mit ausgezeichneter Dauerbeständigkeit, speziell für Offshore-Konstruktionen.

Alle in die Gondel eingebauten Teile bestehen aus rostfreien Materialien, feuerverzinkt oder schutzbehandelt und damit tauglich für den Einsatz in **geringer** korrosiver Umgebung. Zum Korrosionsschutz der technischen Komponenten innerhalb des Maschinenhauses wird die Gondel gekapselt und vor eindringender Außenluft geschützt.

Bei der Auslegung der Gründungsstrukturen muss wegen der stark korrosiven Umgebungsbedingungen auf See im besonderen Maße sichergestellt werden, dass die Tragfähigkeit über die veranschlagte Lebensdauer erhalten bleibt. Dieser Grundsatz bildet bereits eine wesentliche Basis bei der Konstruktion und Fertigung der Offshore-Strukturen.

Für metallische Strukturen sind bei einer Exposition im Offshore-Bereich mittlere Abrostungsraten von 0,3 mm/a anzusetzen. Diese werden bei der Dimensionierung der Materialstärken in Form eines Korrosionsaufschlages berücksichtigt.

Bei den Außenflächen der Fundamente wird eine Kombination aus kathodischem oder anodischem Korrosionsschutz und einer Schutzbeschichtung eingesetzt, die den Korrosionsbeginn signifikant verzögert. Die Schutzbeschichtung erfolgt ebenfalls gemäß Klasse C5-M. Bei den Beschichtungen der Fundamente werden keine Antifouling-Farben eingesetzt. Im Unterwasserbereich und im Spritzwasserbereich der Fundamente erfolgt, zusätzlich zum Beschichtungssystem, ein Korrosionsschutz mittels Schutzstrom (aktiver Korrosionsschutz) oder mittels Opferanoden (passiver Korrosionsschutz), der die metallischen Strukturen im Unterwasserbereich vor Korrosion bewahrt, die nicht beschichtet sind.

Leitern, Treppen und Geländer werden in feuerverzinkter Ausführung installiert. Laufflächen werden mit Gitterrosten hergestellt oder mit einem rutschfesten Anstrich versehen.

b) Farbgebung

Für die Farbgebung der **Gründungsstrukturen** wird eine PUR-Beschichtung vorgesehen. Die Deckbeschichtung ist die zuletzt aufgetragene Schicht, welche in Verkehrsgelb RAL 1023 ausgeführt wird und somit für die Einhaltung der Farbgebung der „WSV Richtlinie“ sorgt. Aufgrund seiner hohen Beständigkeit gegen Lösemittel, Chemikalien und Witterungseinflüsse wird ein PUR-Lack als Decklack verwendet. Insbesondere die aliphatischen (langkettigen) PUR-Lacke weisen eine gute UV-Beständigkeit auf und neigen im Gegensatz zu einer Epoxiddeckbeschichtung oder aromatischen PUR-Lacken nicht zum Kreiden.

Turm, Gondel und Maschinenhaus werden in reflexionsarmen Lichtgrau RAL 7035 beschichtet. Entsprechend der Vorgaben der WSV ist ein Bereich von mind. +2 m bis +17 m MSL in Verkehrsgelb RAL 1023 auszuführen. Im OWP Gennaker ist geplant in Abstimmung mit der WSV und dem WEA-Lieferanten die Höhe des gelben Anstrichs ggf. um ca. 3,5 m auf ca. 20,5 MSL m zu erhöhen. Da sich der Übergang zwischen Transition Piece und Turm auf einer Höhe von ca. 14,5 m MSL befindet würde in diesem Fall – neben dem gelben Anstrich des Transition Piece – der untere Anstrich des ersten

	Änderungsantrag Offshore Windpark Gennaker - Anlagen- und Betriebsbeschreibung, Teil 1 - Gesamtübersicht	
---	---	---

Turmsegments ca. 6 m bis auf eine Höhe von ca. 20,5 m MSL in Verkehrsgelb RAL 1023 ausgeführt werden.

Die **Rotorflügel** der WEA werden an den Spitzen mit rot beginnend jeweils in Abschnitten von 6 m Länge wie folgt gestrichen:

(rot / grau / rot) = (verkehrsrot RAL 3020 / lichtgrau RAL 7035 / verkehrsrot RAL 3020)

Weitergehende Informationen zur Farbgebung der Offshore-Bauwerke werden im „Kennzeichnungskonzept Teil 2 – Kennzeichnung als Schifffahrtshindernis während des Normalbetriebes“ sowie „Kennzeichnungskonzept Teil 3 – Kennzeichnung als Luftfahrthindernis“

c) Zusammenfassung der Leistungsmerkmale der Beschichtung

Grundsätzlich können nachfolgend aufgeführte Leistungsmerkmale der Beschichtung in Bezug auf Korrosionsschutz und Farbgebung zusammengefasst werden:

- Alle Beschichtungssysteme sind für eine Schutzdauer „high“ gem. EN-ISO 12944-1 ausgelegt.
- Transition Piece: Korrosivitätsklasse C5-M nach DIN EN ISO 12944-2.
- Turm, Gondel, Rotor: Korrosivitätsklasse C5-M nach DIN EN ISO 12944-2.
- Der Korrosionsschutz ist "Stand der Technik", wenn möglich frei von schädlichen Substanzen.
- Die Verwendung von aliphatischen PUR-Decklacken sorgt für eine hohe chemische und mechanische Beständigkeit (Wellenschlag, ölabweisend).
- Die Beschichtungssysteme werden nach NORSOK M501 Rev. 6 bzw. ISO 20340 geprüft und zugelassen.

3.5 Blitzschutz

Die geplante Windenergieanlage [SG 167-DD](#) sieht werksseitig ein Erdungs- und Blitzschutzsystem vor, das den gängigen Standards und Richtlinien entspricht.

3.6 Notstromversorgung

Zur elektrischen Energieversorgung des Windparks (Eigenbedarf) wird im regulären Betriebsfall Strom über das Exportkabel von Land bezogen. Um im Fall der Beschädigung des Exportkabels den für die Maschinentauglichkeit erforderlichen Minimalbetrieb der WEA und der USP aufrecht erhalten zu können, ist auf den beiden USPen jeweils ein Diesलगeneratorsystem als Notstromaggregat vorgesehen. Auf den WEA befinden sich während des bestimmungsgemäßen Betriebes keine separaten Notstromaggregate. Der Anlagenhersteller [der WEA](#) hat werksseitig eine unterbrechungsfreie Stromversorgungsanlage mit Reservebatterie [für die Steuerung der Anlage](#) vorgesehen, die standardmäßig eine Betriebszeit von 1 Stunde hat. Der Anlagenhersteller [bietet ebenfalls an, eine leistungsstärkere USV einzubauen, welche die Anlage in einen Eigenversorgungsmodus versetzen kann. Die finale Entscheidung über die Leistungshöhe der Notstromversorgung kann erst im Zuge der Auftragsvergabe getroffen werden.](#)

	<p>Änderungsantrag Offshore Windpark Gennaker</p> <p>- Anlagen- und Betriebsbeschreibung, Teil 1 - Gesamtübersicht</p>	
---	--	---










4 Offshore-Umspannplattformen

In Tab. 4 sind die wichtigsten Kennzahlen der beiden Umspannplattformen zusammengefasst.

Die Abmessungen und Massen der Fundamente der USPen sind jeweils abhängig von den konkreten Standortparametern der [westlichen Plattform GN-W](#) bzw. [des östlichen Standortes GN-E](#).

Tab. 4: Kennzahlen Umspannplattformen

ZUSAMMENFASSUNG - UMSPANNPLATTFORMEN

 Typ:	Jacket-Topside-Konstruktion
 Ausführung Topside:	Geschlossen, unbemannt
 Stahlbau ohne Anbauten:	ca. 3.000 t
 Masse Ausrüstung:	ca. 2.950 t
 Gesamthöhe:	ca. 40 m (MSL) ohne Aufbauten
 Abmessungen Topside:	ca. 67 m x 40 m ohne Anbauten
 Anzahl der Decks:	max. 6 incl. Kabeldeck
 Redundanz Trafoanlage:	100 %
 Gründung:	Jacket

	<p>Änderungsantrag Offshore Windpark Gennaker</p> <p>- Anlagen- und Betriebsbeschreibung, Teil 1 - Gesamtübersicht</p>	
---	--	---

Für den Offshore-Windpark Gennaker werden zwei unbemannte, weitgehend baugleiche Umspannplattformen vorgesehen, um die in den WEA erzeugte elektrische Energie zu bündeln, zu transformieren und über Drehstromseekabelsysteme des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) an den jeweiligen landseitigen Netzknotenpunkt abzuleiten. Verantwortlich für die Bereitstellung des externen Netzanschlusses auf See ist die 50Hz Transmission GmbH.

Bei beiden USP_{en} handelt es sich um periphere Standorte, d.h. sie befinden sich am äußeren Rand des OWP und nicht inmitten der Vorhabenfläche, bzw. der WEA-Standorte. Eine USP befindet sich im Westen, die andere im **Südosten der Teilfläche C**, **südlich** des durch die Vorhabenfläche verlaufenden Kabelkorridors. Die Lage der beiden USP_{en} ist in **Abb. 3** dargestellt.

Bei der Festlegung der USP-Standorte sowie beim Layout der parkinternen Verkabelung wurden nachfolgend genannte Parameter berücksichtigt:

- Anschluss von max. **9** WEA an einem Kabelstrang
- Minimierung von Kabelkreuzungen und Kabellängen
- Einbindung des stromabführenden Exportkabels in den bestehenden Kabelkorridor
- **Direkte Kabelverbindung untereinander**
- Hindernisfreier Anflug eines Helikopters bei Rettungseinsätzen

Die USP_{en} bilden das Herz des OWP. Auf ihnen werden die gesamte elektrotechnische Ausrüstung und weitere Systeme untergebracht. Sie werden sowohl vom Betreiber des OWP Gennaker, als auch von dem für den Netzanschluss zuständigen ÜNB genutzt. Es handelt sich bei den USP_{en} somit um hoch komplexe Offshore-Bauwerke. Eine Gesamtansicht **aus dem Vorentwurf für die 1. Freigabe** ist in **Abb. 10** dargestellt.

Aufgrund der Komplexität dieser Offshore-Bauwerke durch die verbauten Systeme und elektrotechnischen Komponenten erfolgt die detaillierte Beschreibung separat in der **„Anlagen- und Betriebsbeschreibung Teil 2 – Beschreibung der Umspannplattformen“**.

Dennoch wird nachfolgend ein genereller Überblick über den Aufbau sowie über die zu einer USP gehörenden Systeme und Systemkomponenten gegeben.

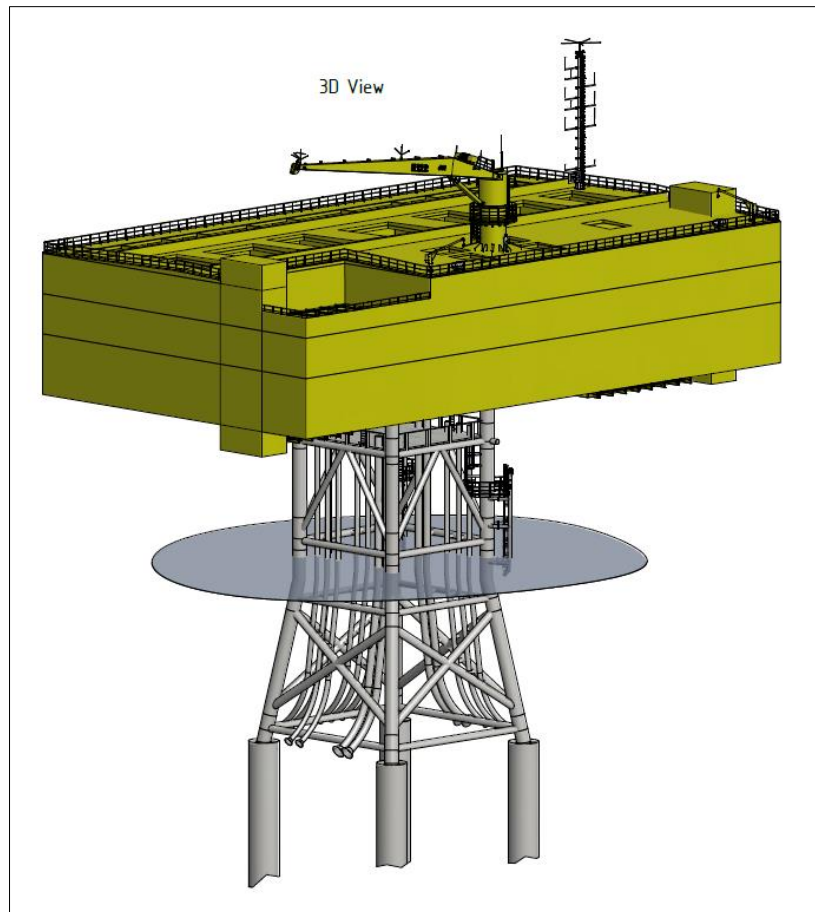


Abb. 10: Gesamtansicht der USPen (Vorentwurf 1. Freigabe)

4.1 Gründungsstruktur

Für die Gründung der USPen werden Jacket-Gründung vorgesehen. Bei einem Jacket handelt es sich um eine aufgelöste Stahlstruktur, die in der Grundfläche eine viereckige Fachwerkskonstruktion bildet (siehe [Abb. 11](#)). Das Jacket selbst wird durch seitliche Hülsen an den unteren Eckrohren mit jeweils einem Rammpfahl im Meeresboden verankert. Das obere Ende des Jackets ragt nach der Installation aus dem Wasser heraus. Darauf wird anschließend die sog. Topside montiert.

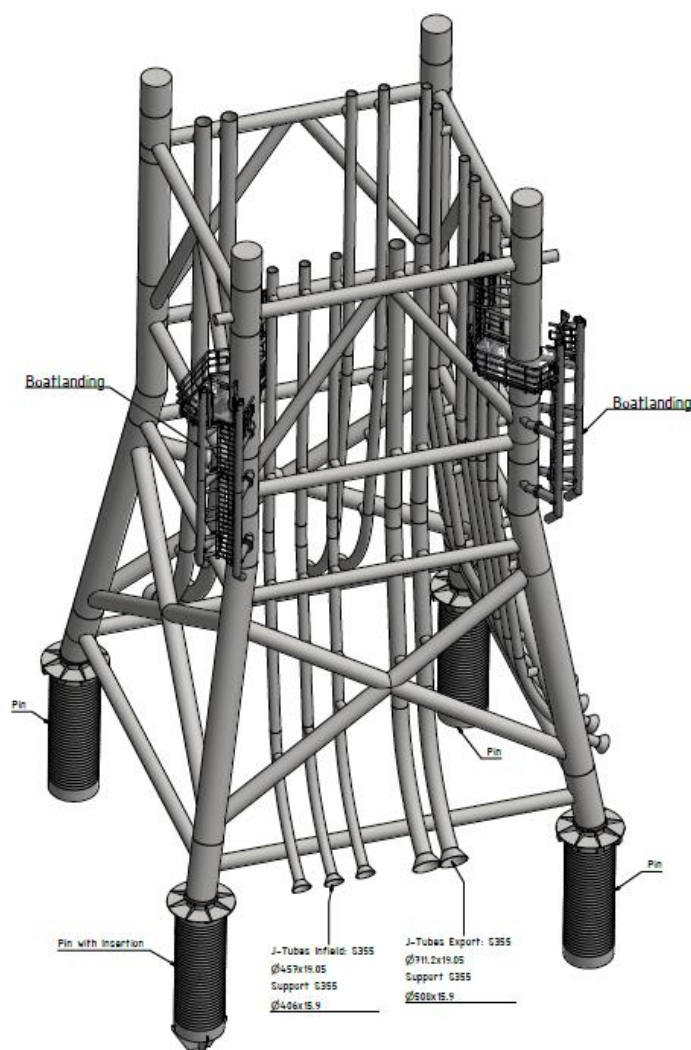


Abb. 11: Gründungsstruktur (Jacket) der USPen (Vorentwurf 1. Freigabe)

4.2 Topside

Die Topside nimmt das Umspannwerk des Offshore-Windparks auf, in welchem alle elektrotechnischen Komponenten eingehaust, d.h. umschlossen und von der Außenwelt getrennt, sind. Dort wird der regenerativ erzeugte Strom aus dem OWP gesammelt und für den Abtransport an Land von der Mittelspannung der parkinternen Verkabelung auf die Hochspannung des Übertragungsnetzes hochtransformiert. Wichtigster Ausrüstungsgegenstand sind die elektrotechnischen Anlagen mit ihren großen Transformatoren. Die Größe der Topsides richtet sich nach der Leistung des OWP und dem Platzbedarf der dazu erforderlichen elektrischen Einrichtungen sowie sonstiger Hilfseinrichtungen und Ausrüstungen, wie z.B. Transformatoren, Schalt- und Steuerungseinrichtungen, Notstromaggregate, Einrichtungen für Befeuers- und Sicherheitseinrichtungen sowie der Aufenthaltsräume für das Servicepersonal. Zudem müssen weitere Installationen wie z.B. Kabelzu- und -abführungen und Bordkran berücksichtigt werden.

	Änderungsantrag Offshore Windpark Gennaker - Anlagen- und Betriebsbeschreibung, Teil 1 - Gesamtübersicht	
---	---	---

Die Topside besteht jeweils aus einer geschlossenen Stahlkonstruktion mit einer rechteckigen Grundfläche von ca. 67,0 m x ca. 40,0 m. Sie hat bis zu 6 Decks, wobei das unterste Deck ca. 15 m über MSL liegt. Die Decks haben eine lichte Höhe von ca. 2,5 bis 4,0 m. Die Gesamtbauhöhe der Topside beträgt ca. 40,0 m (ohne Aufbauten wie z.B. Kran). Die v.g. Abmessungen enthalten geringe Sicherheitszuschläge auf die Abmessungen des Vorentwurfs, weil sie sich in der Ausführungsplanung (Detailed Design zur 2. Freigabe) evtl. noch ändern könnten, sofern der beauftragte Lieferant Planänderungen vornehmen sollte. Durch die Sicherheitszuschläge sollen eventuelle Anpassungen im Zuge der Ausführungsplanung aufgefangen werden. Die Umweltverträglichkeitsprüfung liegt damit auf der sicheren Seite.

Auf dem obersten Deck befindet sich für Rettungseinsätze eine Notwindenbetriebsfläche (Not-WBF), um z. B. verletzte Personen sicher mit einer Winde bergen zu können.

In den Abb. 12 und Abb. 13 werden die wesentlichen äußeren Abmessungen aus dem Vorentwurf zur 1. Freigabe (ohne Sicherheitszuschlag) dargestellt.

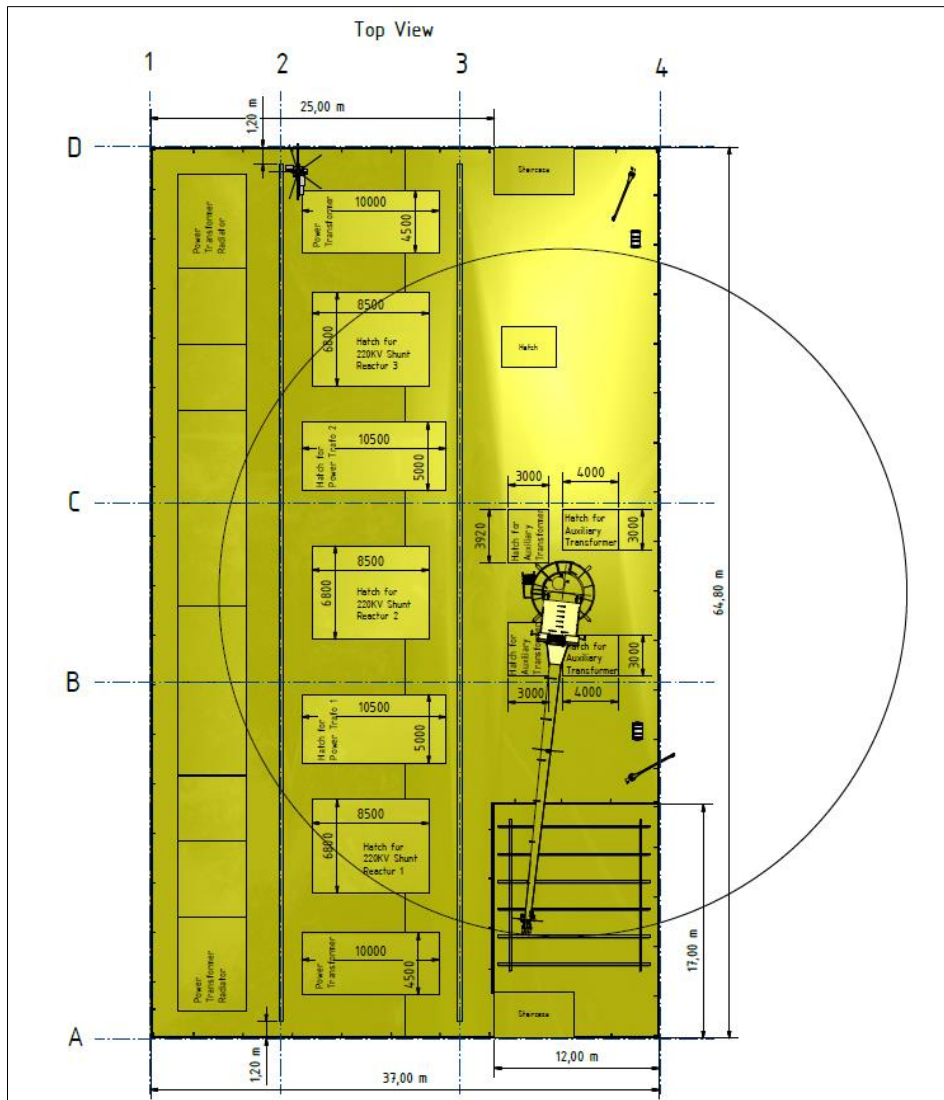


Abb. 12: USPen – Draufsicht (Vorentwurf 1. Freigabe)

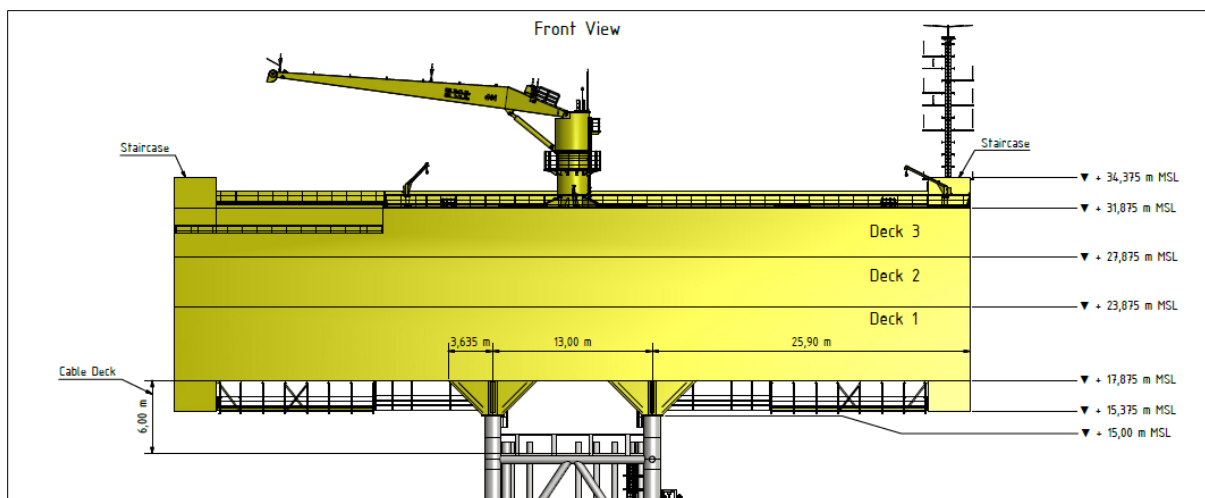


Abb. 13: USPen – Seitenansicht (Vorentwurf 1. Freigabe)

4.2.1 Hauptsysteme

Zu den Hauptsystemen auf den beiden USPen zählen:

- das **elektrische System**
 - Mittelspannungssystem (66 kV) mit 100 % Redundanz (inkl. Schaltanlagen, Eigenbedarfstransformatoren, Erdungstransformatoren, Ladestromspulen sowie der gesamten Steuer- und Sicherheitsausrüstung)
 - Hochspannungssystem (220 kV) mit 100 % Redundanz (inkl. Transformatoren, Schaltanlagen, Ladestromspulen sowie der gesamten Steuer- und Sicherheitsausrüstung)
- das **Dieseldgeneratorsystem**
 - Netzersatzanlage
 - Dieseltankanlage
- das **Belüftungs- und Klimatisierungssystem**
- die **Brandmelde – und Löschanlage**

4.2.2 Technische Einrichtungen des bestimmungsgemäßen Betriebs

Die Planung und Errichtung der USPen, ihrer Ausrüstungs- und Sicherheitseinrichtungen sowie ihr Betrieb erfolgt nach den geltenden Vorschriften und dem Stand der Technik. Nachfolgend wird ein Überblick über die Hauptkomponenten der o. g. Hauptsysteme gegeben.

Zu den Hauptkomponenten des **elektrischen Systems**, welche auf den USPen untergebracht sind, gehören:

- Transformatoren
zur Umsetzung der parkintern verwendeten Spannung von 66 kV auf die zum Export verwendete Spannung von 220 kV
- Ladestromspulen
zur Kompensation der erhöhten Blindleistung in den angeschlossenen Kabeln; Einsatz auf der 66 kV-Ebene und der 220 kV-Ebene
- Schaltanlage
zur Verbindung von Transformatoren, Ladestromspulen und Export-Kabeln auf der 220 KV-Spannungsebene und der 66 KV-Spannungsebene
- STATCOM (Static Synchronous Compensator)
zur Unterstützung der Netzstabilität durch die kontinuierliche Lieferung einer variablen Blindleistung in Reaktion auf Spannungsvariationen
- Eigenbedarfstransformator
zur Versorgung der Niederspannungssysteme auf den USPen,
- Steuer- und Sicherheitsausrüstung (Schutz- und Leittechnik)
zur Überwachung und Fernwirkung der Komponenten des Hoch- und Mittelspannungssystems

Die USPen werden mit einem **Dieseldgeneratorensystem** ausgerüstet, welches die Notstromversorgung für etwa 14 Tage aufrechterhalten kann. Das Dieseldgeneratorensystem besteht im Wesentlichen aus:

- Netzersatzanlage (NEA)
bestehend aus zwei Notstromaggregaten mit Tagestank und Schmieröltank; Dieseltankanlage, Schlauchtrommel, elektrischer Pumpe und Bunkerleitung zwischen Dieseltank und Tagestank
- Dieseltankanlage für die NEA
mit zwei Tagestanks (Fassungsvermögen 2 x 6 m³) und separatem Lagertank (Fassungsvermögen 300 m³)

Weiterhin werden die USPen über eine zentrale **Belüftungs- und Klimatisierungsanlage** belüftet, beheizt und im Sommer gekühlt. Die Belüftung erfolgt über zwei redundante Lüftungseinheiten. Diese sind zum Vorkonditionieren der Luft mit Heiz- und Kühlregistern sowie mit entsprechenden Filtern ausgestattet. Die Verteilung der Luft erfolgt über Rohr- und Kanalwege in die einzelnen Räume. Zum Kühlen der Plattformen im Sommer und zum Beherrschen der inneren Wärmelasten aus den elektrotechnischen Komponenten wird eine Kühlanlage installiert.

Aufgrund der exponierten Lage der USPen und aus Gründen des Personen-, Umwelt- und Sachmittelschutzes werden die USPen mit einer flächendeckenden und an die Fernüberwachung angeschlossenen **Brandmeldeanlage** ausgestattet. Das bedeutet, dass jeder Raum sowie die Außenbereiche in das Brandmeldesystem aufgenommen werden.

	Änderungsantrag Offshore Windpark Gennaker - Anlagen- und Betriebsbeschreibung, Teil 1 - Gesamtübersicht	
---	---	---

Zur Löschung werden eine **Gaslöschanlage** und eine **Schaumlöschanlage** verwendet. Sowohl die Gaslöschanlage als auch die Schaumlöschanlage werden als redundante Zentralanlagen ausgeführt. Das benötigte Wasser bzw. der Löschschaum für die Schaumlöschanlage wird in Tanks auf der jeweiligen USP vorgehalten. Eine Entnahme von Seewasser ist nicht geplant.

4.3 Betriebsmittel

In den Trafoanlagen der USPen befinden sich jeweils ca. **60 m³** Trafoöl. Dieses Öl verbleibt während der gesamten Lebensdauer der Trafos in der Anlage. Zur Verhinderung eines Öleintrages in die Umwelt werden die Trafoanlagen mit einer Ölauffangwanne ausgestattet, die so bemessen sind, dass bei einem Störfall mit Ölaustritt das gesamte Trafoöl vollständig aufgenommen werden kann.

An die Mittelspannungsschaltanlage der jeweiligen USP wird ein Dieselnotstromaggregat angeschlossen, das eine Aufrechterhaltung des Betriebes und der Sicherheitstechnik sowie eine Versorgung der Notunterkünfte gewährleistet. Die für den Betrieb des Dieselnotstromaggregates vorzuhaltende Treibstoffmenge beträgt ca. **300 m³**.

Zum Kühlen der Plattformen im Sommer und zum Beherrschen der inneren Wärmelasten aus den elektrotechnischen Komponenten wird auf den Plattformen eine Kühlanlage installiert. Als Kühlmedium in den Kühlkompressoren kommt R-513A zum Einsatz, im Kreislauf zwischen Tischkühler und Klimakompressor kommt ein Wasser-Glykolgemisch zum Einsatz, im Kreislauf zwischen Klimakompressor und den Raumkühleinheiten (Umluftkühleinheiten) kommt Wasser zum Einsatz. Der R-513A -Kreislauf in den Klimakompressoren wird auf Leckage überwacht.

Eine Bevorratung weiterer wassergefährdender Stoffe findet auf den USPen nicht statt.

Weitergehende Informationen zum Einsatz von Betriebsmitteln werden im „**Abfallwirtschafts- und Betriebsstoffkonzept**“ [J] erläutert.

4.4 Beschichtung – Korrosionsschutz und Farbgebung

Die Anforderungen und Leistungsmerkmale zur Ausführung der Beschichtung gem. Kapitel 3.4 gelten ebenfalls für die USPen.

a) Korrosionsschutz

Zum Schutz der Gründung der USPen vor Korrosion wird eine Kombination aus kathodischem Korrosionsschutz und einer Schutzbeschichtung entsprechend DIN EN ISO 12944-2 eingesetzt, die den Korrosionsbeginn signifikant verzögert. Die Schutzbeschichtung wird gemäß Korrosivitätskategorie IM2 ausgeführt. Es werden keine Antifouling-Farben eingesetzt. Das Beschichtungssystem besteht aus drei Schichten d.h. aus einer Grundierung, einer Zwischen- und einer Deckbeschichtung auf Epoxidharz-Basis. Im Unterwasserbereich und im Spritzwasserbereich erfolgt zusätzlich zum Beschichtungssystem ein Korrosionsschutz mittels Schutzstrom (aktiver Korrosionsschutz) oder mittels Opferanoden (passiver Korrosionsschutz), der die metallischen Strukturen im Unterwasserbereich vor Korrosion bewahrt, die nicht beschichtet sind.

	Änderungsantrag Offshore Windpark Gennaker - Anlagen- und Betriebsbeschreibung, Teil 1 - Gesamtübersicht	
---	---	---

b) Farbgebung

Die USPen (Jacket + Topside) werden komplett in Verkehrsgelb RAL 1023 ausgeführt. Aufgrund seiner hohen Beständigkeit gegen Lösemittel, Chemikalien und Witterungseinflüsse wird ein PUR-Lack als Decklack verwendet. Insbesondere die aliphatischen (langkettigen) PUR-Lacke weisen eine gute UV-Beständigkeit auf und neigen im Gegensatz zu einer Epoxiddeckbeschichtung oder aromatischen PUR-Lacken nicht zum Kreiden.

Weitergehende Informationen zur Farbgebung der Offshore-Bauwerke werden im „**Kennzeichnungskonzept Teil 2 – Kennzeichnung als Schifffahrtshindernis während des Normalbetriebes**“ [F] erläutert.

4.5 Blitzschutz

Der Blitzschutz der USPen wird nach DIN EN 62305 / VDE 0185-305:2006 ausgeführt. Im weiteren Projektverlauf werden sowohl ein Blitzschutz- als auch ein Erdungskonzept erstellt. Grundsätzlich werden innerhalb des Blitzschutzkonzeptes die USPen in Zonen nach DIN EN 62305-4 / VDE 0185-305-4 eingeteilt, um je nach auftretender Gefährdung (z.B. Gefahr durch direkten Blitzschlag, Gefahr durch das elektromagnetische Feld des Blitzes, Gefahr durch Weiterleitung des Blitzstromes) angemessene Abhilfemaßnahmen zu ergreifen (z.B. Einbau von Überspannungsableitern oder Blitzableitern). Der Blitzstrom sowie die bei einem Erdfehler auftretende Überspannung wird über die Stahlstruktur der USPen, welche als faradayscher Käfig fungiert, über die Schweißverbindung zwischen Jacket und Topside, ins Jacket abgeleitet und von dort über eine spannungsübertragende Verbindung in die in den Boden eingebrachten Rammpfähle („Fundamenterder“) abgeleitet.







4.6 Notstromversorgung

Um im Fall der Beschädigung eines Exportkabels mit Netzausfall den für die Maschinentauglichkeit erforderlichen Minimalbetrieb der WEA und der USP aufrechterhalten zu können, werden die baugleichen USPen mit je zwei Dieselnostromaggregaten ausgerüstet. Das Dieselnostromaggregatensystem ist so ausgelegt, dass es die Notstromversorgung des gesamten OWP für etwa 14 Tage aufrechterhalten kann, **bevor neuer Treibstoff gebunkert werden muss**. Im Normalbetrieb des OWP werden die Notstromaggregate nicht verwendet.

5 Interne Parkverkabelung

In Tabelle 5 sind die wichtigsten Kennzahlen der parkinternen Verkabelung zusammengefasst.

Tab. 5: Kennzahlen Parkinterne Verkabelung

ZUSAMMENFASSUNG – PARKINTERNE VERKABELUNG		
	Parkspannung:	66 kV
	Gesamtlänge:	ca.144 km
	Cross Links:	ja
	Einhaltung 2K-Kriterium:	ja
	Einbindetiefe:	Ø 1,0 -1,5 m
	Kreuzungsbauwerke:	4

Die Innerparkverkabelung verbindet die einzelnen Windenergieanlagen (WEA) in einer Strangtopologie mit jeweils einem Offshore-Umspannwerk. Zur Sicherstellung der Stromversorgung und SCADA-Anbindung aller WEA im Falle eines Kabeldefekts sind zwei benachbarte Stränge jeweils am hinteren Ende mit einem Verbindungskabel zum Ringschluss gekoppelt.

Die Innerparkverkabelung wird auf dem Spannungsniveau 66 kV betrieben. Die große Flächenausdehnung des Windparks und die hohe Leistung der geplanten WEA machen diesen Schritt in die nächste Generation der Innerparkseekabel auf einer Spannungsebene von 66 kV nötig. 66 kV Kabel erlauben bei sonst gleichen Rahmenbedingungen etwa die doppelte Übertragungsleistung **wie vergleichbare 33 kV Kabel**. Aktuell sind 66 kV Kupferkabel bis 630 mm² Aderquerschnitt **oder** Aluminiumkabel bis 800 mm² Aderquerschnitt **geplant**. **Der finale Einsatz hängt von der Verfügbarkeit der Rohstoffe und Kabel am Markt zum Zeitpunkt der Beauftragung ab**. Wegen der höheren elektrischen Leitfähigkeit von Kupfer können beide Kabeltypen größenordnungsmäßig die gleiche elektrische Leistung von bis zu etwa 90 MW übertragen.

Der derzeitigen Kabelplanung liegen WEA mit einer maximalen Leistung von bis zu 9 MW zu Grunde. Entsprechend der maximalen Stromtragfähigkeit können bis zu 9 WEA in einem Strang zusammengefasst werden. Im aktuellen Kabellayout (siehe Abb. 14) sind Kupferkabel **oder Aluminiumkabel** mit **zwei bis** drei verschiedenen Querschnitten vorgesehen. Das Kabellayout mit Angabe der **Gesamtkabellängen** ist in [Anlage 08] enthalten.

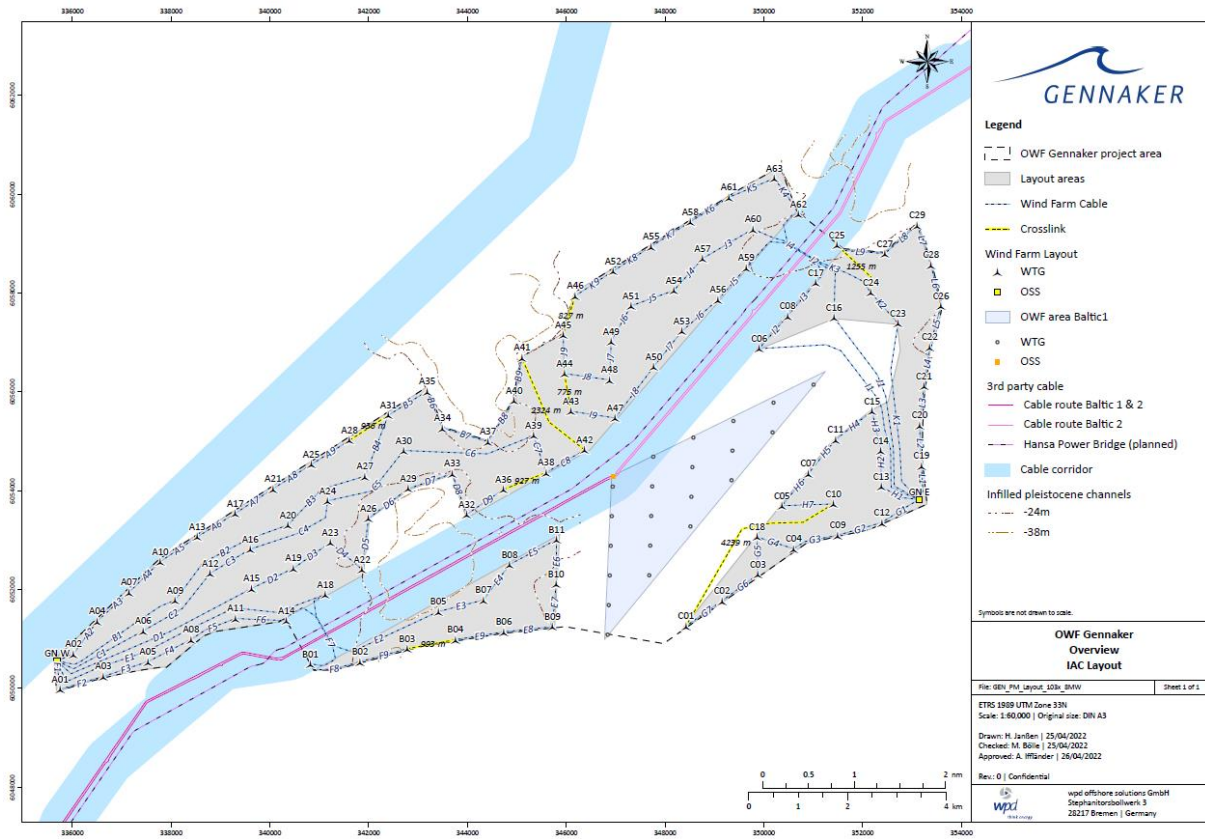


Abb. 14: Layout der parkinternen Verkabelung

Die Seekabel bestehen aus drei **XLPE**-isolierten Stromleitern und einem Bündel aus üblicherweise 24-36 Lichtwellenleitern, die zu einem Strang verseilt und mit Armierungsdrähten umgeben sind (siehe Abb. 15 und [Anlage 09]).

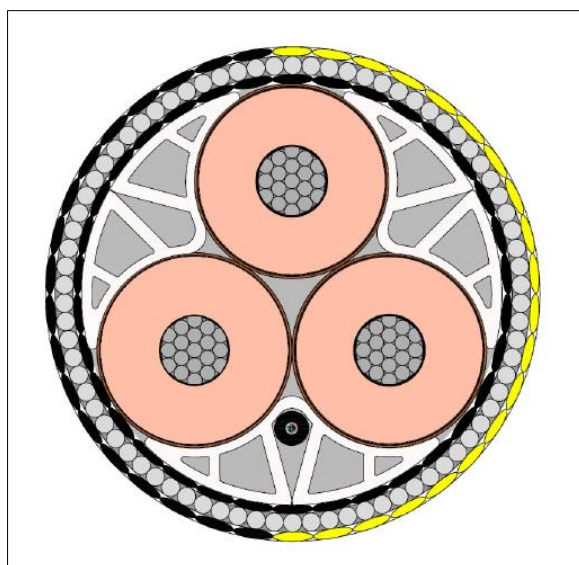


Abb. 15: Prinzipdarstellung Kabelquerschnitt Seekabel

Im gesamten Projektgebiet werden ca. **144 km** Mittelspannungskabel installiert und dabei in den Meeresboden im Durchschnitt ca. 1 m tief, jedoch wenigstens auf die Tiefe um das 2K-Kriterium einzuhalten, eingebracht.

Das Einbringen des Seekabels in den Meeresgrund kann entweder über das „Simultaneous-Lay-and-Burial“-Verfahren zeitgleich mit dem Legen erfolgen oder alternativ nach dem „Post-Lay-Burial“-Verfahren. Bei letztgenanntem erfolgt das Einbringen später in einer eigenständigen Operation. Bei beiden Verfahren wird unter normalen Umständen mit einer Geschwindigkeit von etwa 150 bis 250 m pro Stunde operiert. Details zur Installation sind in der **„Baubeschreibung – Ablauf und eingesetztes Arbeitsgerät“** näher erläutert.

Kurzfristig vor der Kabellegung wird ein „Pre-Lay-Grapple-Run“ durchgeführt, bei dem die Trasse mit Hilfe eines Suchankers von eventuellen Hindernissen, wie z.B. Wrackteilen, Seilen, Netzen usw. befreit wird. Zuvor ist für die finale Trassenplanung noch ein „Pre-Lay-Survey“ nötig. Verschiedene geophysikalische Erkundungsmethoden ermöglichen dabei, die beste Trasse mit den wenigsten Hindernissen innerhalb eines vordefinierten Korridors zu finden.

Die Installation des windparkinternen Kabelsystems wird im Anschluss an die Errichtung der Fundamente vorgenommen.

Die durch das Projektgebiet laufenden Baltic 1- und Baltic 2-Exportkabel, sowie das geplante Kabel für das Projekt Hansa Power Bridge trennen einige WEA von Ihrer jeweiligen Umspannstation, sodass Kabelkreuzungen unumgänglich sind. Die Anzahl der Kreuzungen der Exportkabel soll jedoch auf ein Minimum reduziert werden. Um die von Kreuzungsbauwerken beanspruchte Fläche zu reduzieren sollen die Innerparkkabel zwischen zwei Kreuzungen in den Boden eingebracht werden sobald die Strecke zwischen den Kreuzungen größer als 100 m ist und die technischen Randbedingungen dies

zulassen. Die 11 WEA der Teilfläche B erfordern je zwei Kreuzungen, die 29 WEA der Teilfläche C je drei Überführungen. Zur Eingriffsminimierung sollen die Innerparkkabel einer Teilfläche jeweils gebündelt über die Exportkabel geleitet werden. Dieser Ansatz macht insgesamt nur zwei Kreuzungsbauwerke erforderlich.

Die sich aus der Lage des Projektgebiets ergebenden Kabelkreuzungen mit den Exportkabeln der Projekte Baltic 1 und Baltic 2, sowie Hansa Power Bridge werden mit dem Kabelbetreiber 50 Hertz Transmission GmbH abgestimmt. Dies erfolgt in sogenannten „Crossing Agreements“, welche die Lage und Ausgestaltung der Kreuzungsbauwerke spezifizieren.

Die Kreuzungen erfolgen üblicherweise im rechten Winkel mit geradliniger Zu- und Abführung über einige 100 Meter Länge. Zum Schutz der bereits existierenden Kabel werden diese üblicherweise mit Betonmatratzen oder alternativ Steinschüttungen oder sog. Rock Bags abgedeckt. Kurz vor dem Kreuzungsbauwerk, ca. 25 m, werden die kreuzenden Kabel in einem sanften Winkel von der ursprünglichen Legetiefe nach oben geführt, über die Abdeckung des zu kreuzenden Kabels gelegt und dahinter, ca. 25 m, wieder bis auf die Zieltiefe eingespült. Abschließend wird zum Schutz des kreuzenden Kabels der gesamte Abschnitt, in dem nicht die Ziellegetiefe erreicht ist, mit einer weiteren Steinschüttung oder mit Betonmatten überdeckt. Die Spezifikationen der Steinschüttungen bzw. der Betonmatten sind im weiteren Projektverlauf unter Berücksichtigung der Umgebungsbedingungen und des einzusetzenden Materials genau zu berechnen und mit dem Kabelbetreiber der bestehenden Kabeltrasse abzustimmen.

Abb. 16 und Abb. 17 zeigen eine Prinzipskizze mit den Abmessungen der geplanten Kreuzungsbauwerke für die Kabelkreuzungen der Innerparkverkabelung mit den bestehenden Hochspannungsdrehstrom-Kabelsystemen. Die Lage der Bestandskabel wurde gem. den aktuellen BSH-Contis-Datensätzen berücksichtigt.

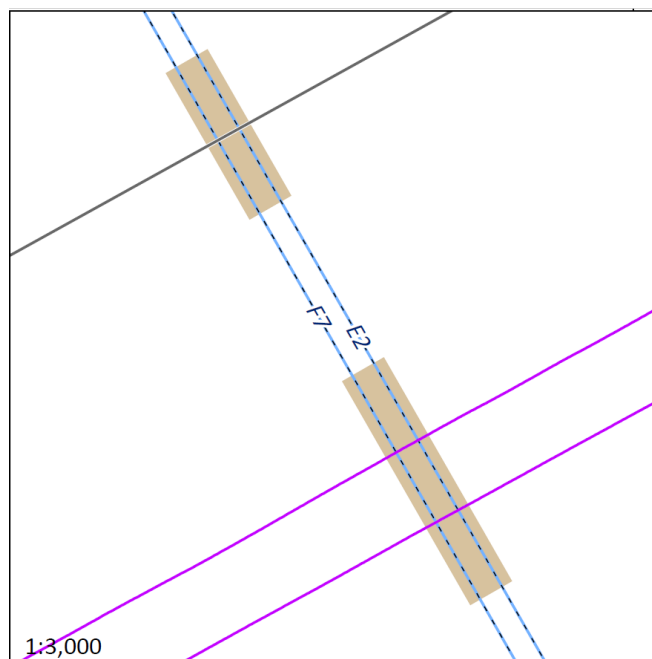


Abb. 16: Prinzipdarstellungen der Kabelkreuzung Korridor West

Tab. 6 fasst die geplanten Kennzahlen der Kabelkreuzung Korridor West zusammen.

Tab. 6: Kennzahlen der Kabelkreuzung Korridor West

Kabelkreuzung Korridor West (zwischen Teilfläche A & B)	Kreuzungsbauwerk B1/B2	Kreuzungsbauwerk HPB
Gekreuzte Bestandskabel	150 kV HVAC Ba-BwW 151 & 150 kV HVAC Ba-BwW 152	300 kV-DC Hansa PowerBridge (in Planung)
Abmessungen [m]	20 x 107	20 x 70
Fläche [m ²]	2.140	1.400
Überführte Kabel	2 x 66kV Windparkkabel (IAC)	
Kabelabstand IAC [m]	10	

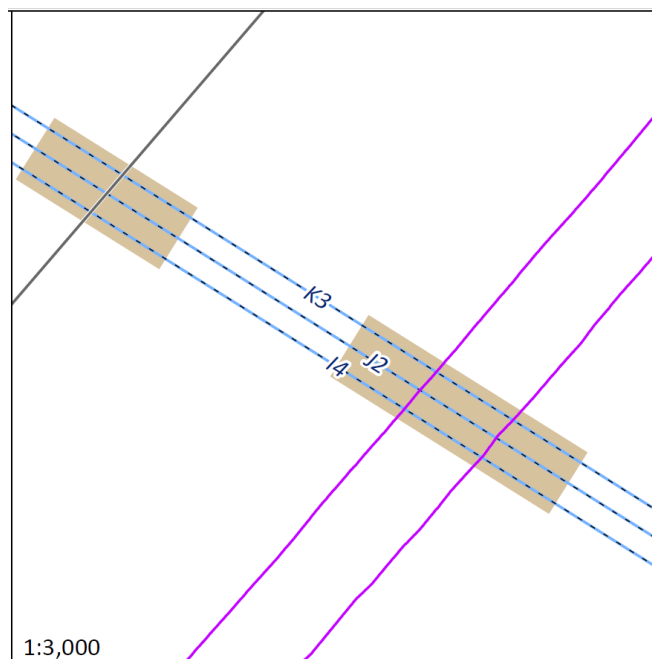


Abb. 17: Prinzipdarstellungen der Kabelkreuzung Korridor Ost

Tab. 7 fasst die geplanten Kennzahlen der Kabelkreuzungen zusammen.

Tab. 7: Kennzahlen der Kabelkreuzungen

Kabelkreuzung Korridor Ost (zwischen Teilfläche A & C)	Kreuzungsbauwerk B1/B2	Kreuzungsbauwerk HPB
Gekreuzte Bestandskabel	150 kV HVAC BaZ-Ba 153 & 150 kV HVAC BaZ-Ba 154	300 kV-DC Hansa PowerBridge (in Planung)
Abmessungen [m]	30 x 107	30 x 70
Fläche [m ²]	3.210	2.100
Überführte Kabel	3 x 66kV Windparkkabel (IAC)	
Kabelabstand IAC [m]	10	

6 Zugang zum OWP

Alle WEA und beide USP_{en} sind nach der Installation über den Seeweg erreichbar. Die Entfernung zur Küste ist relativ kurz, insbesondere im Vergleich mit Offshore-Windparks in der Nordsee. Der Zugang erfolgt jeweils über das an der Gründungsstruktur angebrachte Boatlanding mit Leiter und Zwischenplattform, welches auf die eingesetzten Serviceschiffe und die Personensicherheit hin optimiert wird.

Nachstehende Abb. 18 und Abb. 19 zeigen die Anbauten an der Gründungsstruktur der WEA und der USP.

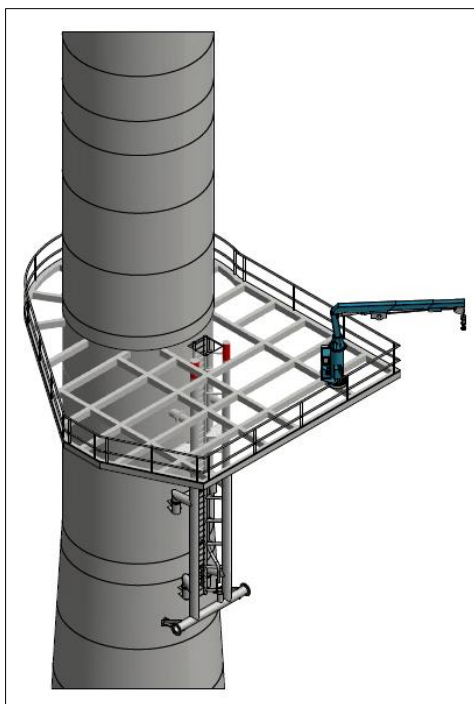


Abb. 18: Prinzipdarstellung der Anbauten (Boatlanding) an den WEA (aus Vorentwurf)

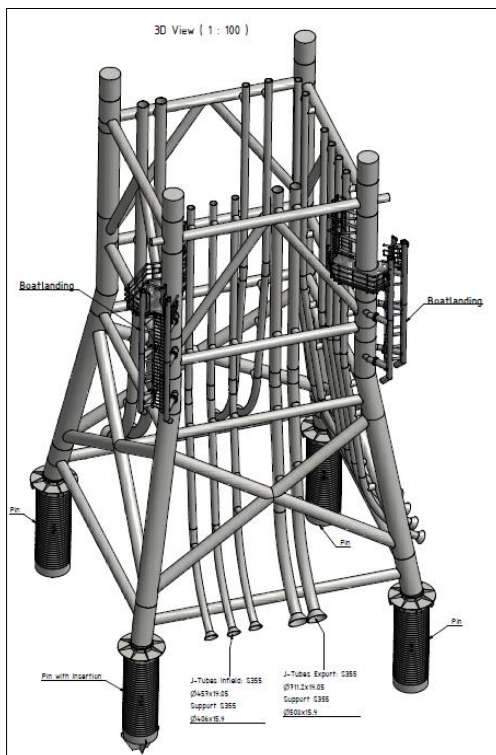


Abb. 19: Prinzipdarstellung der Anbauten (Boatlanding) an den USPen (aus Vorentwurf)

Serviceschiffe, z.B. des Typs „Sure Swift“ (siehe Abb. 21) können bis zu 12 Personen und Ausrüstung (Material, Werkzeuge, Hilfsmittel etc.) mit einer Fahrt zum Standort transportieren. Ausgehend von den möglichen Basishäfen Sassnitz (55 sm), Rostock (43 sm) oder Barhöft (20 sm) kann mit einem solchen Serviceschiff, welches mit einer Geschwindigkeit von bis zu 19 kn fährt, der Windpark in ca. 1 - 3 Stunden erreicht werden. Da während des bestimmungsgemäßen Betriebes keine Übernachtung im OWP erfolgt, verbleiben die Schiffe während des Service-Einsatzes im Windpark oder nehmen weitere Transferfahrten zwischen Servicestützpunkt und Windpark vor.

Das jeweilige Serviceschiff bringt das Personal nach Beendigung des Einsatzes wieder zurück an Land. Für den Fall eines plötzlichen Unwetters, des Ausfalls des Serviceschiffes oder eines Notfalls werden Vorkehrungen getroffen, um ggf. länger auf einer Offshore-Anlage bleiben zu können („Survival-Kit“).



Abb. 20: Beispiel Service-Schiff

Die Planung der Serviceeinsätze erfolgt von der Leitstelle des OWP aus. Wetterbedingungen dafür können i.d.R. über 24 h sicher vorausgesagt werden.

Ein Helikopterbetrieb zu den WEA ist für den Zugang (Service und Wartung, Materialtransport) grundsätzlich nicht ausgeschlossen und abhängig vom Servicekonzept des Anlagenlieferanten (wenngleich für den OWP Gennaker nach aktuellem Planungsstand nicht vorgesehen). Alle WEA sind dazu standardmäßig mit einer Windenbetriebsfläche („Heli-Hoist-Plattform“) ausgerüstet. Auf der Windenbetriebsfläche auf dem Dach der Gondel darf der Helikopter nicht landen, sie ist ausschließlich dem Winsen vorbehalten. Eine Rettung bzw. Bergung von Personen von der Anlage kann über die Windenbetriebsfläche erfolgen.

Auf den Top Decks der USPen befindet sich jeweils eine **Not-Windenbetriebsfläche**, welche für das Winsen bei Rettungseinsätzen genutzt werden kann. Es wird sichergestellt, dass in Notfällen das Abbergen verletzter Personen durch Helikopter möglich ist.

7 Brandschutz

Für bauliche Anlagen im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns (12-Seemeilen-Zone) wird durch das Land Mecklenburg-Vorpommern keine Feuerwehr bereitgehalten.

7.1 Brandschutz Windenergieanlagen

Es werden alle vorgeschriebenen Maßnahmen zum vorbeugenden Brandschutz berücksichtigt. Die WEA sind mit einem Brandmeldesystem und einem akustischen und optischen Warnsystem ausgestattet.

Das System verfügt über Rauchmelder, die sich in den elektrischen Schaltschränken befinden und jeweils über digitale Eingänge an das WEA-Steuerungssystem angeschlossen sind. Das Steuerungssystem überwacht die Rauchmelder und aktiviert lokale Alarmeinheiten, z.B. Sirene und Signalleuchte, wenn Rauch registriert wird. Zusätzlich wird ein Alarm mit Angabe des Ereignisortes an das SCADA-System und damit an die Leitwarte gesendet. Sowohl in der Gondel als auch im Turm sind Feuerlöscher und Löschdecken vorhanden, damit ein Entstehungsbrand von vor Ort befindlichen Technikern unverzüglich gelöscht werden kann. Details werden im Brandschutzkonzept der Fa. Siemens[Anlage 05] erläutert.

Ein kleineres Entstehungsbrandereignis im Turm oder der Gondel kann i.d.R. vom anwesenden Servicepersonal gelöscht werden. Ist dies nicht der Fall, muss die Anlage umgehend verlassen werden. Das Vorgehen bei Notfällen, u.a. bei einem Brandereignis, wird im Rahmen des Flucht- und Rettungswegekonceptes des Herstellers für die WEA behandelt. Sowohl für den Fall von Entstehungsbrandereignissen als auch für entwickelte Brandereignisse im Turm oder in der Gondel wird der TdV rechtzeitig vor Inbetriebnahme der Anlage einen parkspezifischen detaillierten Notfallplan vorlegen.

7.2 Brandschutz Umspannplattform

Auf der USP sind umfangreiche Brandschutzmaßnahmen vorgesehen. Sie werden im entsprechenden Brandschutzkonzept für die USP beschrieben.

8 Betrieb

Das „**Betriebskonzept – Planung des Normalbetriebes**“ [D] des OWP Gennaker ist im Register des Genehmigungsantrags beigefügt. Während des Betriebes erfolgt eine regelmäßige Wartung sowie im Laufe der Betriebszeit wiederkehrende Prüfungen der gesamten Struktur einschließlich Gründung und Kolkenschutz.

In Abhängigkeit von Wind-, Seegang- und Eisbedingungen ist ein Zugang zu den WEA nicht ständig gesichert. Deshalb erfolgt während ihres Betriebes eine permanente Zustandskontrolle der Anlagentechnik über die Datenfernüberwachung. Gegenüber konventionellen WEA an Land werden der Umfang dieses Fernüberwachungssystems und die damit verbundenen Eingriffsmöglichkeiten in den Betrieb der WEA stark erweitert.

8.1 Steuerung und Überwachung

Die Überwachung des OWP Gennaker erfolgt aus der zentralen Betriebsleitwarte an 7 Tagen der Woche und 24 Stunden am Tag. Es findet eine permanente Überwachung des Betriebes durch fachlich geschultes, qualifiziertes Personal statt, um die Aufnahme und Bearbeitung von eingehenden Störungsmeldungen sicherzustellen.

Die Betriebszustände der WEA und der USP werden mithilfe von den SCADA Systemen der WEA und USP analysiert und in der Leitwarte visualisiert. Hier laufen alle Fehlermeldungen, Störungshinweise, Status- und Ertragsmeldungen zusammen und werden von dem elektrotechnischen Personal beobachtet und analysiert. Ergebnisse aus der Betriebsüberwachung Anforderungen an eine Störungsbehebung, sind entsprechende Einsätze mit dem Operation Manager und der Marine Coordination abzustimmen und zu koordinieren.

Über die SCADA-Systeme sind auch Steuerung und manuelle Eingriffe in die weitgehend automatisierten Abläufe möglich. Auch alle Signale von Subsystemen, wie z.B. Sonartransporter, werden in der Leitwarte aufgenommen und visualisiert.

Weitergehende Informationen zur Steuerung und Überwachung des OWP werden im „**Betriebskonzept – Planung des Normalbetriebes**“ erläutert.

8.2 Service und Wartung

Die Instandhaltung (d.h. Service und Wartung) aller Strukturen wird über Langzeit-Verträge mit Servicedienstleistern sichergestellt. Kernpunkte dieser Verträge sind allgemein der Umfang und Details der Serviceaufgaben, die Sicherstellung der Verfügbarkeit, Definition von Reaktionszeiten für bestimmte Aufgaben.

Ziel dieser Maßnahmen ist, dass die einzelnen Komponenten des OWP Gennaker in einem technisch sowie sicherheitstechnisch einwandfreien Zustand gehalten werden. Ausfälle der Anlagen oder Unfälle im OWP oder Servicehafen sollen vermieden werden und ihr Risiko auf ein möglichst geringes Maß verringert werden.

Auf der Basis der tatsächlich verbauten Komponenten wird vor Beginn der Betriebsphase ein „Wartungskonzept“ erstellt werden, das die Vorgehensweise, Methoden und Intervalle der Wartungsmaßnahmen, Inspektionen, Wiederkehrenden Prüfungen im Detail beschreibt. Außerdem gelten dann die jeweiligen Wartungshandbücher der Hersteller, Lieferanten und Servicedienstleister.

Die Inspektionen und wiederkehrenden Prüfungen (WKP) werden im Wesentlichen unterschieden in:

- Sicherheitstechnische Prüfungen,
- Prüfungen gemäß baurechtlicher Auflagen sowie der Nebenbestimmungen der Genehmigung,
- Inspektionen durch den Betriebsführer.

Weitergehende Informationen zum Service und Wartung des OWP werden im „**Betriebskonzept – Planung des Normalbetriebes**“ erläutert.

Für den Transport zur Wartung vor Ort werden entsprechende Serviceschiffe eingesetzt. Der Zugang zu den Anlagen erfolgt über die vorhandenen Zugangssysteme (siehe Kapitel 6). Die Anzahl der Personen, die Wartungen durchführen, richtet sich nach arbeitsschutzrechtlichen und technischen Anforderungen. Die OWP Gennaker GmbH sieht Teams aus mindestens drei (3) Mitarbeitern vor, die während eines Einsatzes an einem Offshore-Standort, wie der WEA oder USP anwesend sind. Abhängig von der Gefährdungsbeurteilung kann bei vielen Tätigkeiten diese Mindestanzahl aber höher ausfallen, z.B. bei Arbeiten am Rotorblatt. Die zur Wartung benötigten Werkzeuge und Hilfsmittel werden in einer zertifizierten Transporttasche per Kran (Davit) vom Serviceschiff auf den Ablagebereich der externen Plattform der WEA bzw. auf die USP gehoben. Von dort erfolgt auf den WEA der Transport von Einzelteilen aus der Tasche in die Gondel entweder über die Befahranlage oder über den in der Gondel befindlichen Kran.

8.3 Störungsbedingte Ausfälle

Die eingesetzten elektrischen Systeme unterliegen den geltenden gesetzlichen und behördlichen Normen und Vorschriften und werden entsprechend ausgeführt. Sowohl das Mittelspannungssystem als auch das Hochspannungssystem sind mit Leistungsschaltern ausgerüstet, die im Falle einer Netzstörung die sofortige Trennung vom Netz auslösen können. Um störungsbedingte Ausfälle zu verringern, sind wichtige elektrische Bauteile auf den USPen redundant ausgelegt.

Weitergehende Informationen zu Redundanzen bzw. zur Behebung von Störungen werden in der „Anlagen- und Betriebsbeschreibung Teil 2 – Beschreibung der Umspannplattformen“ [B] bzw. im „Betriebskonzept – Planung des Normalbetriebes“ [D] erläutert.

8.4 Flucht und Rettung

Die WEA und die USPen besitzen alle vorgeschriebenen See-Sicherheitseinrichtungen und Rettungssysteme (Anschlagpunkte, Abseilgeräte etc.). Ebenfalls werden Sicherheitsbeleuchtungsanlagen nach Seeanlagenverordnung und Arbeitsstätten-Richtlinie installiert sowie eine Windenbetriebsfläche standardmäßig auf dem Dach der Gondel jeder WEA vorgesehen. Auf den USPen wird je eine Not-Windenbetriebsfläche vorgesehen, die bei Rettungseinsätzen genutzt werden kann, um verletzte Personen durch Helikopter sicher von der USP zu bergen.

Die Not-Aufenthaltsbereiche in den WEA bzw. auf den USPen dienen gleichzeitig auch als Schutzraum für Personal, das z.B. durch plötzlichen Wetterumschwung oder aufgrund eines Ausfalls des Service-Schiffes gezwungen wird, auf der Anlage zu verbleiben.

9 Emissionen

Schadstoffemissionen

Die Stromerzeugung mit (Offshore-)Windenergieanlagen verursacht, im Vergleich zur Stromerzeugung mit konventionellen Kraftwerken (Atom, Kohle), deutlich weniger Schadstoffemissionen.

Aufgrund der prognostizierten Erträge für den OWP Gennaker können die in der folgenden Tab. 8 jährlichen Emissionseinsparungen abgeschätzt werden:

Tab. 8: Übersicht der jährlich eingesparten Emissionen durch den OWP Gennaker

Erzeugte Energie durch Offshore-Windpark Gennaker: rd. 3.620 GWh/Jahr			
Emissionen	Faktoren	Einheit	eingesparte Emissionen pro Jahr
CO ₂	935	g/kWh	rd. 3.384.700 t
SO ₂	0,51	g/kWh	rd. 1.846,2 t
NO _x	0,59	g/kWh	rd. 2.235,8 t
Staub/Flugasche	0,03	g/kWh	rd. 108,6 t
radioaktive Abfälle	0,004	g/kWh	rd. 14,48 t

Schallemissionen

Im Betrieb befindliche Windenergieanlagen erzeugen **Schallemissionen**. Diese sind v. a. abhängig von der Rotorblattspitzengeschwindigkeit (Generatordrehzahl) und vom Rotordurchmesser. Weitere Informationen werden im Fachgutachten Luftschall sowie im Fachgutachten Hydroschall – Betriebsschallprognose gemacht.

Aufgrund der Entfernung des Offshore-Windparks von ca. 10 km zum Darßer Ort bzw. ca. 15 km zu den nächstgelegenen Küstenorten wie Zingst und Prerow, kann eine negative Auswirkung durch Geräuschbelästigung sicher ausgeschlossen werden. Die Schallemissionen der Komponenten auf der Offshore-Umspannstation können vernachlässigt werden, da sie gering sind und sich zudem in einem geschlossenen Bauwerk befinden.

Lichtemissionen

Lichtemissionen entstehen v. a. nachts sowie bei Dunkelheit oder schlechter Sicht am Tag (Nebel) aufgrund der sicherheitsrelevanten Kennzeichnung der Offshore-Bauwerke als Schifffahrts- und Luftfahrthindernis. Die Kennzeichnung zur Gewährleistung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs sowie der Sicherheit des Luftverkehrs erfolgt auf Basis der geltenden Vorschriften und wird auf das für die Sicherheit erforderliche Maß, z.B. durch eine bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung, reduziert.

Hydroschall

Die beim Bau des Offshore-Windparks, insbesondere dem Einbringen der Pfähle, zu erwartenden **Hydroschall-Emissionen** werden im Fachgutachten Unterwasserschall – Rammschallprognose beschrieben. Unter Berücksichtigung der geltenden Vorgaben (Einhaltung des Grenzwertes von 160°dB in 750 m Entfernung) wird durch den Einsatz geeigneter Schallschutzsysteme sichergestellt, dass der Rammschall soweit reduziert wird, dass insbesondere Meeressäuger nicht negativ beeinflusst werden.

Schattenwurf

Ein negativer Effekt durch **Schattenwurf** kann aufgrund der Lage des Projektgebietes auf See vernachlässigt werden.

10 HSE – Health Safety and Environment

10.1 Schutz- und Sicherheitskonzept

Mit dem „**Schutz- und Sicherheitskonzept**“ (kurz: SchuSiKo) werden übergeordnet alle technischen, organisatorischen und persönlichen Verfahren und Maßnahmen zusammengefasst, welche die Sicherheit innerhalb sowie im Umfeld des OWP gewährleisten. Im Vordergrund stehen dabei der Schutz des menschlichen Lebens und der Gesundheit, die Verkehrssicherheit sowie der Schutz der Meeresumwelt.

10.2 Kennzeichnungskonzept

Hier werden alle Maßnahmen des OWP Gennaker zur Gewährleistung

1. der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs,
2. der Sicherheit des Luftverkehrs und
3. zur Sicherung der Belange der Bundesmarine (U-Boot-Verkehr)

zusammengefasst. Die Kennzeichnungskonzepte sind Bestandteil des Schutz- und Sicherheitskonzeptes, das in seiner Gesamtheit den übergeordneten Schutz- und Sicherheitsplan für die Bau- und Betriebsphase des OWP Gennaker darstellt.

Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Zuständigkeiten und Verantwortungsbereiche für das Gesamtsystem „Kennzeichnung & Befeuerung“, aber auch vor dem Hintergrund des mehrstufigen Umsetzungsprozesses und der Fortschreibungspflicht, sind unterschiedliche in sich geschlossene Dokumente von Vorteil, die bei Bedarf fortgeschrieben und abgestimmt werden können. Insgesamt umfasst das Kennzeichnungskonzept die nachfolgend genannten vier Teile:

Teil 1: Kennzeichnung als Schifffahrtshindernis während der Bauphase [E]

Teil 2: Kennzeichnung als Schifffahrtshindernis während des Normalbetriebes [F]

Teil 3: Kennzeichnung als Luftfahrthindernis [G]

Teil 4: Ausrüstung mit Sonartranspondern [H]

	<p>Änderungsantrag Offshore Windpark Gennaker</p> <p>- Anlagen- und Betriebsbeschreibung, Teil 1 - Gesamtübersicht</p>	
---	--	---

Für die **Schiffahrtskennzeichnung** werden gem. geltenden Richtlinien, „WSV-RiLi“ bzw. „WSV-RV“, folgende grundsätzliche Ausführungsvorgaben für die nautische Kennzeichnung auf funktionaler Ebene beschrieben. Hier sind Bauphase und Normalbetrieb zu unterscheiden.

Bauphase:

- (1) Betonung
- (2) Temporäre Befeuerung der Monopiles und Transition Pieces bzw. Jackets und Topsides je nach Baufortschritt
- (3) Verkehrssicherungsfahrzeug

Normalbetrieb:

- (1) Visuelle Tageskennzeichnung (schwarze Schrift auf gelben Grund)
- (2) Visuelle Nachtkennzeichnung (5 sm-Feuer und Nahbereichskennzeichnung)
- (3) Funktechnische Kennzeichnung (AIS AtoN)

Im Rahmen der **Luftfahrthinderniskennzeichnung** werden gem. der geltenden „AVV“ Maßnahmen zur sicheren Kennzeichnung für den Luftverkehr dargestellt.

- (1) Visuelle Tageskennzeichnung als Luftfahrthindernis (Rotorflügel rot-grau-rot und roter Farbring am Maschinenhaus und Turm)
- (2) Visuelle Nachtkennzeichnung als Luftfahrthindernis (Feuer, W rot und Hindernisbefeuerung am Turm)

Der Planung zur **Ausrüstung mit Sonartranspondern** werden ebenfalls entsprechende Rechtsvorschriften bzw. behördliche Richtlinien zu Grunde gelegt.

10.3 Abfallwirtschafts- und Betriebsstoffkonzept

Der OWP Gennaker erstellt ein Abfallwirtschafts- und Betriebsstoffkonzept (AwBsk), das den gesetzlichen Regelungen und den Anforderungen des StALU zum Umgang von Betriebsstoffen und Entsorgung Abfall folgt. Das AwBsk enthält eine detaillierte Beschreibung der Betriebsstoffe, Abfälle und Substanzen sowie Verfahren zum Umgang mit diesen und ihrer Entsorgung.

Grundsätzlich ist die Entsorgung jeglicher Substanzen (z. B. Betriebsstoffe, Abfall, Grau- oder Schwarzwasser) ins Meer zu jeder Zeit verboten. Gemäß dem Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG) wird die Abfallerzeugung zunächst vermieden und, wenn dennoch unvermeidbarer Abfall anfällt, muss dieser ordnungsgemäß an Land entsorgt werden. Dabei ist die Wiederverwertung der Entsorgung immer vorzuziehen, soweit dies technisch möglich und wirtschaftlich sinnvoll ist.

Benötigte Betriebsstoffe werden den WEAs und USPen nur unmittelbar vor der Verwendung zugeführt. Motor- und Betriebsöle werden nur während des Zeitraums der Wartung auf die Anlagen transportiert und fachgerecht zwischengelagert. Diese, bzw. Altöle sowie unvermeidbare Abfälle, werden unmittelbar nach Wartungsarbeiten an Land verbracht und der ordnungsgemäßen Entsorgung zugeführt.

In diesem Kontext sind die Auftragnehmer sind verpflichtet, für ihre Arbeiten in jeder Phase (Bau/Inbetriebnahme, Betrieb/Wartung und Rückbau) ein „Abfallwirtschafts- und Betriebsstoffplan“

	<p>Änderungsantrag Offshore Windpark Gennaker</p> <p>- Anlagen- und Betriebsbeschreibung, Teil 1 - Gesamtübersicht</p>	
---	--	---

vorzulegen. Dessen Inhalt fließt in das AwBsk ein und ist auch Bestandteil des Vertrags zwischen dem Auftraggeber und dem Auftragnehmer.

Weitergehende Informationen werden im „**Abfallwirtschafts- und Betriebsstoffkonzept**“ [J] erläutert.

11 Kollisionsfreundlichkeit

Nach den Vorgaben der WSV müssen Tragstrukturen von Offshore Windenergieanlagen kollisionsfreundlich ausgeführt werden. Kollisionsfreundlichkeit bedeutet, dass beim Aufprall eines Schiffskörpers auf die WEA die Beschädigungen am Schiffsrumpf nicht zu einem Austritt von Betriebsstoffen in das Meer führen.

Die Bemessung der sog. Kollisionsfreundlichkeit wird bei der Konstruktion berücksichtigt. Die Nachweisführung erfolgt in der Kollisionsfreundlichkeitsanalyse. Dort wird der rechnerische Nachweis der Kollisionsfreundlichkeit den Fall des Anpralls eines antriebslos seitlich driftenden Bemessungsschiffes erbracht. Die unbeabsichtigte Schiffseinwirkung wird als Schlag gegen die Tragstruktur angenommen. Der Zusammenstoß eines Schiffes mit einer Offshore-Windenergieanlage veranlasst die Gründungsstruktur, sich am Zusammenstoßpunkt örtlich zu verformen, die Einwirkung abzulenken und das Schiff örtlich zu verformen. Aufgrund der i.d.R. lateralen Kollision zwischen einem driftenden Schiff und einer Gründung sind die Driftgeschwindigkeit des Schiffes und damit der Aufprall stark reduziert, so dass ein Abriss der Gondel nicht erwartet wird.

Die Ermittlung des zu erwartenden Schadensausmaßes am Schiff erfolgt anhand von Simulationen mit den expliziten FE-Code LS-Dyna. Die Analyse basiert auf dem den Konstruktionsunterlagen zu Grunde liegenden Modellierungsprozess, einschließlich der relevanten geometrischen Dimensionen, Materialdefinitionen und Lasten. Im Ergebnis wurde für den OWP Gennaker die Häufigkeitsklasse "äußerst selten" für ein Kollisionsereignis ermittelt. In allen Simulationen für den OWP Gennaker überschreitet das Schadensausmaß nicht die Klasse "unbedeutend".

Die Detailinformationen und Erläuterungen zur Berechnung der Kollisionsfreundlichkeit sind in der Kollisionsfreundlichkeitsanalyse enthalten.

Anlagenverzeichnis

1 - Dokumentation Fa. Siemens

Die Dokumentation der WEA der Fa. *Siemens Gamesa Renewable Energy* ist dem vorliegenden Dokument „Anlagen- und Betriebsbeschreibung Teil 1 – Gesamtübersicht“ beigelegt.

Es handelt sich dabei um nachfolgende Dokumente:

- [Anlage 01] Technische Beschreibung
Dokument-ID: [WP TE-30-0000-2158-01](#)
- [Anlage 02] Sicherheitsausrüstung
Dokument-ID: [WP TE-30-0000-2165-02](#)
- [Anlage 03] *Auslegung* der Gondel
Dokument-ID: [WP TE-40-0000-J815-02](#)
- [Anlage 04] Liste der Chemikalien
Dokument-ID: [WP TE-40-0000-J811-04](#)
- [Anlage 05] Brandschutz
Dokument-ID: [WP TE-40-0000-J794-02](#)
- [Anlage 06] Beschreibung der Power Boost-Funktion
Dokument-ID: [WP TE-30-DE00666-110000090655-00](#)
- [Anlage 07] *Simplified Elevation* SWT-8.0-167 DE, Rev. 001
Drawing-No. [110000091241-01](#)

2 - Sonstige Dokumentation

- [Anlage 08] Kabellayout mit Angabe der Längen jedes Kabelabschnitts
- [Anlage 09] Beispiel Aufbau Seekabel (Prysmian)
- [Anlage 10] Kreuzungsbauwerke

	<p style="text-align: center;">Änderungsantrag Offshore Windpark Gennaker</p> <p style="text-align: center;">- Anlagen- und Betriebsbeschreibung, Teil 1 - Gesamtübersicht</p>	
---	---	---

Literaturverzeichnis

- [1] „Windenergie-auf See-Gesetz vom 13.10.2016, konsolidierte Fassung vom 08.07.2022,“ (BGBl. I S. 2258, 2310), (WindSeeG2023_Konsolidierte_Fassung_08072022.pdf (eversheds-sutherland.com)).

Anlage 1

Technische Beschreibung SG 8.0-167 DD

Vorläufig – Änderungen vorbehalten

Allgemein

Es folgt eine kurze technische Beschreibung der Hauptbestandteile der Offshore-Windenergieanlage SG 8.0-167.

Rotor

Der SG 8.0-167 DD-Rotor ist als Luvläufer mit drei verstellbaren Rotorblättern ausgelegt. Die Leistungssteuerung erfolgt durch eine Pitchregelung. Der Rotor ist drehzahlvariabel, um die aerodynamische Leistungsfähigkeit zu maximieren.

Rotorblätter

Die B81-Rotorblätter werden aus glasfaserverstärktem Epoxidharz in dem von Siemens Gamesa entwickelten IntegralBlade®-Herstellungsverfahren gefertigt. Durch diesen Prozess sind die Blätter aus einem Stück und es gibt keine Schwachstellen an Klebefugen. Die Blätter sind in Pitchlagern montiert und können beim Abschalten in Fahnenstellung gedreht werden. Jedes Rotorblatt besitzt einen eigenen ausfallsicheren Pitchmechanismus, der das Blatt in jeder denkbaren Betriebssituation in Fahnenstellung drehen kann. Das Pitchsystem der Blätter erlaubt eine optimierte Leistungsabgabe während des gesamten Betriebsbereiches und die Blätter werden zur Minimierung der Windlasten im Stillstand in Fahnenstellung gebracht.

Rotornabe

Die Rotornabe ist aus Kugelgraphitguss hergestellt. Sie ist direkt an die Hauptwelle angeflanscht. Die Nabe bietet eine angenehme Arbeitsumgebung für Servicetechniker bei der Wartung von Blattwurzeln und Blattlagern.

Hauptwelle

Eine gegossene, hohle und feste Hauptwelle gewährleistet einen bequemen inneren Zugang vom Maschinenhaus zur Nabe.

Hauptlager

Die rotierenden Teile der Windenergieanlage werden in einem einzelnen Lager geführt. Das Lager ist ein zweireihiges Kegelrollenlager. Die Schmierung des Lagers erfolgt über ein automatisches Schmiersystem.

Generator

Der Generator ist ein vollständig gekapselter Synchrongenerator mit Dauermagneterregung. Gerade für den Teillastbereich zeichnet sich der Generator mit seiner Rotorkonstruktion und seinen Statorwicklungen durch seinen sehr guten Wirkungsgrad aus. Der Generator befindet sich zwischen dem Turm und der Nabe, sodass sich eine angenehm schlanke Anordnung der Komponenten im Inneren der Gondel ergibt.

Mechanische Bremse

Die mechanische Bremse ist am Generator angebracht und hat hydraulische Bremssättel.

System zur Windrichtungsnachführung

Ein gegossener Maschinenrahmen verbindet die Welle mit dem Turm. Das WNF-Lager ist ein außenverzahnter Drehkranz mit Gleitlager. Die Windnachführung wird über eine Reihe von Elektromotoren mit Planetengetriebe angetrieben.

Maschinenhaus

Der Witterungsschutz und das Gehäuse um die Maschinenteile in der Gondel bestehen aus glasfaserverstärkten Laminatpaneelen mit feuerhemmendem Anstrich. Die Bauart beinhaltet vollintegrierten Blitzschutz und EMV-Schutz.

Turm

Die Windenergieanlage SG 8.0-167 DD ist auf einem konischen Stahlrohrturm montiert. Der Turm lässt sich von innen besteigen und ermöglicht einen direkten Zugang zur Windnachführung und zur Gondel. Er ist mit Podesten und elektrischer Innenbeleuchtung ausgestattet.

Steuerung

Die WEA-Steuerung ist ein industrielles Mikroprozessorsystem. Die Steuerung wird komplett mit Schaltanlage und Schutzvorrichtungen geliefert. Sie ist selbstdiagnostizierend und verfügt über eine Tastatur und einen Bildschirm, der ein leichtes Auslesen des Status und eine Anpassung der Einstellungen ermöglicht.

Wandler

Das NetConverter®-Stromwandlersystem ermöglicht den Betrieb des Generators mit variabler Drehzahl, Frequenz und Spannung und liefert gleichzeitig Strom mit konstanter Frequenz und Spannung an den an das Netz angeschlossenen MS-Transformator. Das Stromwandlersystem ist für eine einfache Wartung modulhaft aufgebaut und wassergekühlt.

SCADA

Die Energieanlage SG 8.0-167 DD ist mit dem SCADA-System von Siemens Gamesa ausgerüstet. Dieses System bietet Fernsteuerung und eine Vielzahl von Statusansichten und nützlichen Berichten. Die Statusansichten stellen Informationen wie elektrische und mechanische Daten, den Betriebs- und Fehlerstatus, Wetterdaten und Daten der Netzstation usw. bereit.

WEA-Zustandsüberwachung (Conditioning Monitoring System / CMS)

Neben dem SCADA-System von Siemens Gamesa ist die Windenergieanlage SG 8.0-167 DD mit dem einzigartigen Siemens Gamesa TCM-Zustandsüberwachungssystem ausgestattet. Dieses System überwacht den Schwingungspegel des Hauptlagers und vergleicht die aktuellen Schwingungsspektren mit einer Reihe von festgelegten Referenzspektren. Ergebnisüberprüfung, detaillierte Analyse und Neuprogrammierung können durchgeführt werden.

Betriebssysteme

Die Windenergieanlage läuft im Automatikbetrieb. Sie fährt von allein an, wenn die durchschnittliche Windgeschwindigkeit 3 bis 5 m/s erreicht. Die Leistung steigt ungefähr linear mit der Windgeschwindigkeit an, bis die Windgeschwindigkeit etwa 12-13 m/s erreicht. Ab diesem Punkt wird die Leistung konstant auf Nennleistung gehalten.

Siemens Gamesa Renewable Energy und ihre verbundenen Unternehmen behalten sich das Recht vor, die technischen Daten ohne Vorankündigung zu ändern.

Anlage 2

Sicherheitsausrüstung SG 8.0-167 DD

Vorläufig – Änderungen vorbehalten

Standard-Sicherheitsausrüstung

Die unten aufgeführte Ausrüstung ist Teil des Standardlieferumfangs für die Windenergieanlage SG 8.0-167 DD.

Ausrüstung	Messgerät	Position
3 Skylotec Milan A-029 Rettungs- und Evakuierungsgeräte 6 Kälteschutzanzüge. 1 Triaxialseil, 9 mm, mit Karabinerhaken, Länge wird von Siemens Gamesa festgelegt, abhängig von der Entfernung zwischen Nabhöhe und niedrigster astronomischer Flut + 10 m. 2 Rettungsschlingen 1 SKA Haltevorrichtung für Seil zum Hochziehen von Personen 1 Trommel zum Aufwickeln des Seils 1 Kantenschutz zum Schutz des Seils 2 Anschlagsschlingen, 1,5 m, zur Befestigung von Milan oder zum Aufhängen der Seiltromme 3 Karabinerhaken zum Aufhängen von Seiltrommeln usw. 2 Aufbewahrungskoffer für Milans und Kälteschutzanzüge. 1 luftdichte Verpackung Seal Pac, einschließlich Aluminiumbox	Für die Evakuierung aus einer vertikalen Position, wenn eine oder mehrere Personen in Sicherheit gebracht werden müssen <ul style="list-style-type: none"> Die Version Milan A-029 ist mit einer Seilrollenvorrichtung („Naben“-Handrad) ausgestattet, mit der Personen über kurze Strecken hochgezogen werden können, z.B. wenn sie von einem Karabiner gelöst werden müssen, hochgezogen werden müssen oder beim Ablassen stecken bleiben. Die Version kann mit einem Elektrowerkzeug kombiniert werden, um eine Rettungsaktion innerhalb des Turms durchzuführen Zertifiziert für das Ablassen von 2 Personen mit einer maximalen Last von 280 kg. Konstante Absenkgeschwindigkeit von 0,9 m/sec. durch eingebaute Fliehkraftbremse. Das Seil verläuft in beide Richtungen und ist daher an beiden Enden mit einem Karabiner und einer Rettungsschlinge ausgestattet. 	Gondel
Erste-Hilfe-Kasten	Erste Hilfe	Gondel und Turm (unten)
5-kg-CO ² -Feuerlöscher	Brandbekämpfung	Gondel* und Turm (unten)
6-kg-Pulverfeuerlöscher ABC	Brandbekämpfung	Gondel** und Turm (unten)
Feuerlöschdecke	Brandbekämpfung	Gondel und Turm (unten)
Augenspülvorrichtung	Erste Hilfe	Gondel und Turm (unten)

*) Neben den Wandlern.

**) Neben der Hydraulikstation.

Vorgeschriebene Sicherheitsausrüstung

Die unten aufgeführte Ausrüstung ist nicht Teil des Standardlieferumfangs der Windenergieanlage. Diese Ausrüstung ist jedoch vorgeschrieben und muss in der WEA installiert werden. Es ist festzulegen, ob der Auftraggeber oder der Auftragnehmer diese liefern soll.

Ausrüstung	Messgerät	Standort/Kommentar
Offshore-Überlebensausrüstung	<p>Die Überlebensausrüstung ist in zwei separate Behälter aufgeteilt. Die Standard-Überlebensausrüstung von Siemens Gamesa enthält Proviant für 6 Personen für 48 Stunden und besteht aus:</p> <p><u>Verderblichen Waren</u> (Inhalt ist zu vereinbaren)</p> <p><u>Nicht verderblichen Waren</u> (Inhalt ist zu vereinbaren)</p>	Nicht von Siemens Gamesa Renewable Energy geliefert, sofern im Anhang dieses Dokuments nicht anders angegeben

Optionale Sicherheitsausrüstung

Die unten aufgeführte Ausrüstung ist nicht im Standardlieferumfang von Windenergieanlagen enthalten und muss projektspezifisch vereinbart und gehandhabt werden.

Ausrüstung	Messgerät	Standort/Kommentar
Siemens Gamesa Rettungskit	<p>Wird für fortgeschrittene Rettungstechniken eingesetzt und enthält die gesamte Ausrüstung, die zur Rettung von Verletzten aus allen Bereichen der Windenergieanlage erforderlich ist. Es kann für Innen- und Außenrettungen verwendet werden. Das Siemens Gamesa Rettungskit besteht aus:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1 starre Rettungstrage BaxTrap. • 5 Gurte zum Festschnallen des Patienten. • 1 Halskrause zur Fixierung des Halses. • 1 Flaschenzugsystem als Hilfe beim Transport des Patienten und der Trage. • 1 Steigklemme. • 8 Karabinerhaken mit Dreifachverriegelung für Sicherungsseile. • 6 Sicherungsseile, 120 cm, zur Befestigung (Verankerungspunkte). • 1 Verankerungsschlinge für das Heben mit dem Kran. • 1 Aufbewahrungstasche, speziell für die Aufbewahrung und den Transport der Ausrüstung. 	Nicht von Siemens Gamesa Renewable Energy geliefert, sofern im Anhang dieses Dokuments nicht anders angegeben
Trage für die Seenotrettung (Typ: West Marine-Trage)	<p>Für das Ablassen im Außenbereich der WEA in Kombination mit der Baxtrap-Rettungstrage Für die Helikopterrettung kombiniert mit der starren Rettungstrage</p>	Nicht von Siemens Gamesa Renewable Energy geliefert, sofern im Anhang dieses Dokuments nicht anders angegeben
Erweiterte Erste-Hilfe-Ausrüstung, einschließlich eines automatischen externen Defibrillators (AED)	<p>Erste-Hilfe-Kasten, einschließlich Defibrillator „Heart Sine PAD 500“ und Erste-Hilfe-Kasten.</p>	Nicht von Siemens Gamesa Renewable Energy geliefert, sofern im Anhang dieses Dokuments nicht anders angegeben

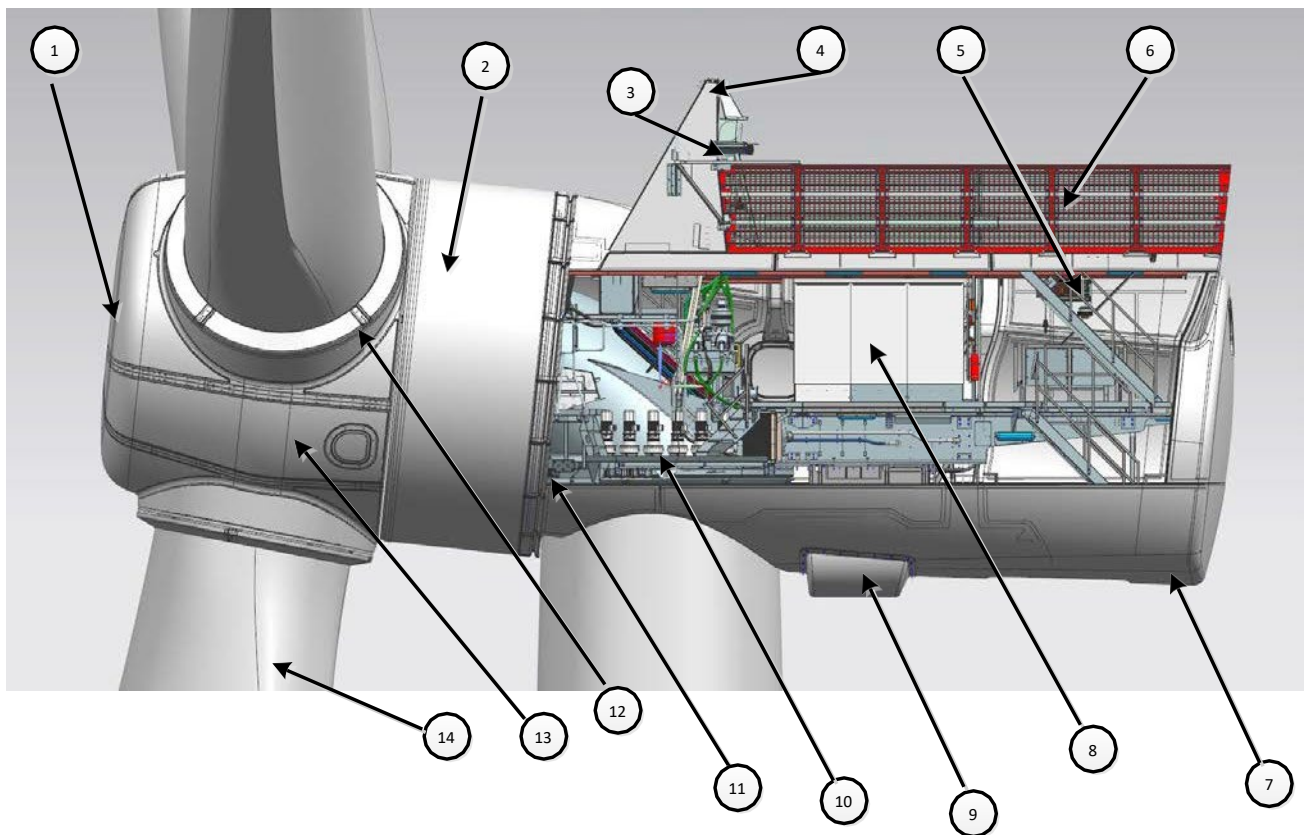
Siemens Gamesa Renewable Energy und ihre verbundenen Unternehmen behalten sich das Recht vor, die technischen Daten ohne Vorankündigung zu ändern.

Anlage 3

Auslegung der Gondel SG 8.0-167 DD

Vorläufig – Änderungen vorbehalten

Die Zeichnung der Gondelauslegung für die SG 8.0-167 DD (Abbildung ist nur ein Beispiel – wird aktualisiert).



Bauteil	Beschreibung	Bauteil	Beschreibung
1	Spinner	8	Wandler (2 Stk.)
2	Generator	9	Transformator
3	Windinstrumente und Hindernisbefeuern	10	WNF-Getriebe
4	Passive Kühler und aktive Lüfter	11	Maschinenrahmen
5	Tragbarer Servicekran der Gondel	12	Rotorblattlager
6	Helihoist	13	Nabe
7	Maschinenhaus	14	Rotorblatt

Siemens Gamesa Renewable Energy und ihre verbundenen Unternehmen behalten sich das Recht vor, die technischen Daten ohne Vorankündigung zu ändern.

Anlage 4

Liste der Chemikalien in der Windenergieanlage SG 8.0-167 DD

Vorläufig – Änderungen vorbehalten

Gondel

Position	Substanz	Menge	Einheit	Typ
Schmiersystem des WNF-Ritzels	Schmierfett	12	l	Tribol GR 1350-2.5 PD (Castrol)
WNF-Getriebe	Getriebeöl	16 x 10	l	Castrol Optigear Synthetic X 320
Schmiersystem des Hauptlagers	Schmierfett	150	l	Mobilith 007
Transformator	Esteröl	3500* 3700**	l	Midel 7131
Kühlflüssigkeit	Wasser/Glykol	1400	l	BASF Glysantin G30-91 (33 % volumenmäßig)

*) Für die Option 33-36 kV.

**) Für die Option 66-72,5 kV.

Hohlwelle (Generator)

Position	Substanz	Menge	Einheit	Typ
Hydrauliksystem (Pitch, Bremse für niedrige Geschwindigkeit)	Hydrauliköl	200	l	Castrol Hyspin AWH-M32
Druckspeicher für Pumpen (bei 1 bar abs.)	Stickstoff	1800	l	Stickstoff
Druckspeicher der Hydraulikbremse (bei 1 bar abs.)	Stickstoff	5800	l	Stickstoff

Nabe

Position	Substanz	Menge	Einheit	Typ
Pitch-Schmiersystem einschl. Blattlager***	Schmierfett	160	l	Shell Rhodina BBZ
Hydraulik-Druckspeicher des Pitchsystems	Hydrauliköl	480	l	Castrol Hyspin AWH-M32
Hydraulik-Druckspeicher des Pitchsystems (bei 1 bar abs.)	Stickstoff	36000	l	Stickstoff

*** Komponenten-Inhalt und Fettbehälter

Turm/Übergangsstück (Lage kann je nach Projekt variieren)

Position	Substanz	Menge	Einheit	Typ
MS-Schalter (Option 33-36 kV)	SF 6 Gas****	4,8	kg	Siemens NX plus C Wind
Kühlflüssigkeit	Wasser/Glykol	1267	l	BASF Glysantin G30-91 (33 % volumenmäßig)

****) HS-Schalter (Option 66-72,5 kV): Atmosphärische Luft

Nicht enthalten

Batterien für die USV-Versorgung der WEA-Steuerung und für projektspezifische Flugwarnlichter, Navigationslichter usw.

Siemens Gamesa Renewable Energy und ihre verbundenen Unternehmen behalten sich das Recht vor, die technischen Daten ohne Vorankündigung zu ändern.

Anlage 5

Brandschutz

SG 8.0-167 DD

Vorläufig – Änderungen vorbehalten

Branderkennung

Die Windenergieanlage SG 8.0-167 DD ist mit einer Brandmeldeanlage sowie einem akustischen und optischen Warnsystem ausgestattet.

Das System besteht aus Rauchmeldern, die in den Schaltschränken angebracht sind. Gemäß EN 54 sind die Rauchmelder in Schalttafeln untergebracht und an einzelne digitale Eingänge des Windenergieanlagen-Steuerungssystems angeschlossen. Das Steuerungssystem überwacht die Rauchmelder und aktiviert bei Rauchererkennung lokale Alarmeinheiten, z. B. Sirene und Signalleuchte. Darüber hinaus wird ein Alarm an das SCADA-System gesendet, der den Ort des Ereignisses angibt.

Standard

- Generator: Der Generator ist mit einem Rauchmelder ausgestattet.
- Gondel: Die Gondel ist mit Rauch- und Wärmemeldern ausgestattet.
- Wandlereinheit: Die Wandlereinheit ist mit Rauchmeldern ausgestattet, die in allen Schalttafeln eingebaut sind. Die Leistungseinheit mit der Wandlereinheit ist im oberen Teil der Gondel untergebracht.
- Transformatoreinheit: Auf der Oberseite des Transformators befinden sich standardmäßig Rauchmelder. Der Transformator befindet sich im unteren Teil der Gondel.
- Oberer Turmbereich: An der Unterseite des Maschinenrahmens befindet sich ein Rauchmelder.
- Zu den größeren Schaltschränken, die mit Rauchmeldern ausgestattet sind, gehören die folgenden:
 - AA2401 & AA2402 PMG-Schaltanlage
 - AA27 Generator-Schaltfeld
 - AA3 – Steuerschrank, Gondel
 - AA23 Netzschaftfeld der Gondel
 - AA1001 & AA1002 Wandlereinheit
 - AA26 Schalttafel im unteren Turmbereich
 - AA29 Kundenschnittstelle (CIB)
- Unterer Turmbereich: In der Schaltanlage befindet sich ein Rauchmelder.



Beschreibung	Große Schaltschränke	Generator	Gondel	Wandler	Oberer Turmbereich	Unterer Turmbereich
Rauchmelder	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard
Sirene und Signalleuchte	k.A.	k.A.	Standard	k.A.	k.A.	Standard

Tabelle 1. Rauchmelder und Warnsystem in der SG 8.0-167 DD.

Bitte beachten Sie, dass das Feuermeldesystem inaktiv ist, wenn kein Strom vorhanden ist und die USV nach einer (1) Stunde abgeschaltet wird.

Die Rauchmelderkreise sind ausfallsicher. Wird ein Rauchmelder aus dem Sockel genommen, wird der Stromkreis unterbrochen und der Alarm ausgelöst. Im Falle der Registrierung eines Alarms bei Rauch in einer Schalttafel (oder einem Ausfall im Rauchmelderkreis) wird die Windenergieanlage gestoppt und die Lüfter in allen Schaltschränken werden abgeschaltet, um die Luftzufuhr zu einem möglichen Brandherd zu verringern und die Ausbreitung von Rauch und Gasen in Turm und Gondel zu verhindern. Außerdem werden die NS-Hauptschalter ausgeschaltet.

Ein Alarm des Rauchmelders am Transformator führt auch zur Auslösung der HS-Schaltanlage, wodurch der Transformator stromlos geschaltet wird. Die Rauchmelder sind an einzelne digitale Eingänge angeschlossen und werden wie die Standard-Rauchmelder behandelt. Die akustischen und optischen Alarme werden ausgelöst, wenn Rauch von einem der Standard- oder Zusatzrauchmelder erkannt wird, und können mit Hilfe des Service-Handterminals stummgeschaltet werden.

Passiver Brandschutz

Der Witterungsschutz und das Gehäuse um die Maschinenteile in der Gondel bestehen aus glasfaserverstärkten Laminatpaneelen mit vielfältigen Brandschutzeigenschaften. Der Aufbau umfasst einen integrierten Blitzschutz. Sowohl die Gondel als auch der Stahlturm wirken wie ein Faradayscher Käfig und verhindern so einen durch Blitzschlag verursachten Brand. Überschüssiges Fett und ausgetretenes Öl werden in Auffangbehältern gesammelt, die bei der Wartung gereinigt werden. Das Bremssystem ist um die beweglichen Teile herum abgeschirmt, so dass mögliche Funken nicht in die Gondel gelangen können. Die Windenergieanlage verfügt über ein effizientes Blitzschutzsystem, und als zusätzlicher Brandschutz wird auf die Verwendung brennbarer Materialien weitestgehend verzichtet. Es werden halogenfreie Kabel verwendet.

Ausrüstung für die Brandbekämpfung

Sowohl in der Gondel als auch im Turm sind Feuerlöscher angebracht, um sicherzustellen, dass ein Feuer, das während der Arbeiten in der Windenergieanlage versehentlich entstanden ist, sofort gelöscht werden kann.

Beschreibung	An der Hydraulikstation	Gondel	Unterer Turmbereich
Ein 5-kg-Kohlendioxid-Feuerlöscher	k.A.	Standard	Standard
Ein 6-kg-Trockenpulver-Feuerlöscher	Standard	k.A.	Standard
Feuerlöschdecke	Standard	Standard	Standard

Tabelle 2. Ausrüstung zur Brandbekämpfung in der SG 8.0-167 DD.

Siemens Gamesa Renewable Energy und ihre verbundenen Unternehmen behalten sich das Recht vor, die oben stehende Beschreibung ohne Vorankündigung zu ändern.

Anlage 6

Beschreibung der Leistungsverstärkungsfunktion SG Direktantrieb-167, Thermal Mode 2 Gennaker

Vorläufig – Änderungen vorbehalten

Die Leistungsverstärkungsfunktion ist eine Funktion zur Steuerung von Windenergieanlagen, die die Stromerzeugung der Turbine erhöht, indem sie die Leistungsbegrenzung durch herkömmliche Steuerungsmethoden für die Kombination von Drehzahl, Leistung und Pitchwinkel unter bestimmten Betriebsbedingungen anhebt. Die erzielbare Mehrleistung hängt vom konkreten Windenergieanlagentyp und den standortspezifischen Bedingungen ab. Unter den spezifischen Betriebsgrenzen wird die Leistungsverstärkungsfunktion durch Pitchwinkel, interne Komponententemperaturen, Umgebungstemperatur und Turbulenzniveau bestimmt.

Die Leistungsverstärkungsfunktion wird an einzelnen Turbinen in einem Windpark implementiert, betrieben und gesteuert. Optional kann die kollektive Windparkleistung durch die Windparksteuerung (Siemens Gamesa High Performance Park Pilot – HPPP) begrenzt werden.

Die Leistungsverstärkungsfunktion ist entweder aktiviert oder deaktiviert, was bedeutet, dass je nach Aktivierungsbedingungen die volle Boost-Leistung (begrenzt durch die Windparksteuerung) oder keine Boost-Leistung angewendet wird. Wenn die Leistungsverstärkungsfunktion nicht aktiv ist, arbeitet die Windenergieanlage gemäß der normalen Leistungskurve für den spezifischen Windkraftanlagentyp. Die Rampenzeit zum Aktivieren oder Deaktivieren der Leistungsverstärkungsfunktion beträgt 15 bis 30 Sekunden.

Ein Beispiel für die Wirkung der Leistungsverstärkungsfunktion ist durch die rot gepunktete Linie in Abbildung 1 dargestellt, bei der die Stromerzeugung der Turbine über die Nennleistung erhöht wird.

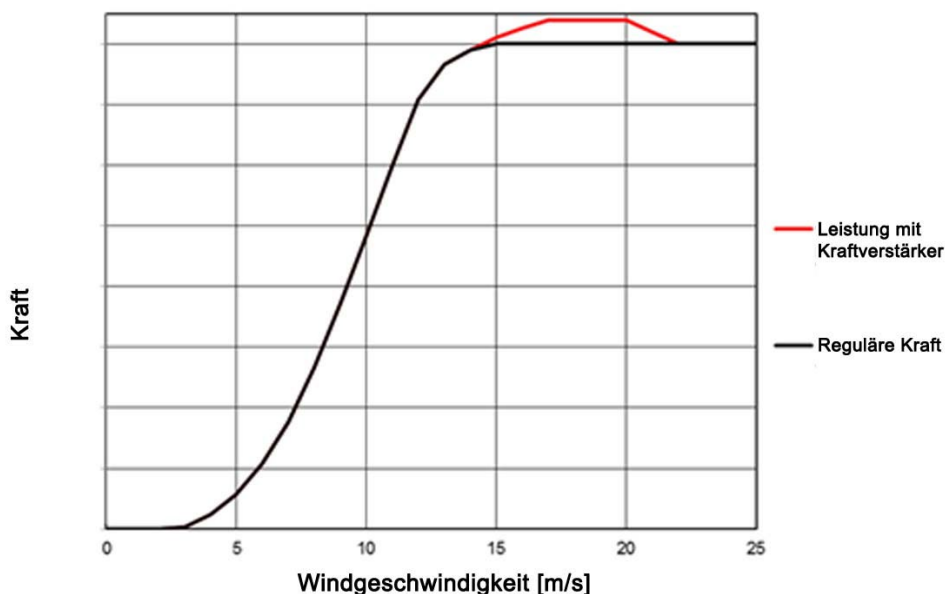


Abbildung 1 – Illustrative Leistungskurve für eine Windenergieanlage mit (rot) und ohne (schwarz) der Leistungsverstärkungsfunktion.

Die Leistungssteigerung der Windenergieanlage erfolgt durch die Erhöhung der Drehzahl des Rotors proportional zur Leistungssteigerung. Dadurch wird das Antriebswellendrehmoment auf einem konstanten Niveau gehalten, wodurch Belastungsstöße minimiert werden.

Die mittlere Belastung der Schaufeln in Richtung der Klappen ist maximal, wenn die Turbine die Nennleistung erreicht. Bei Nennleistung beginnt der Pitchregler, die Belastungen des Rotors durch Anstellen der Blätter zu reduzieren mit zunehmender Windgeschwindigkeit abnehmen. Wenn die Blätter einen bestimmten Pitchwinkel erreicht haben, wird die Turbinenlast so weit reduziert, dass die Leistungsverstärkungsfunktion aktiviert werden kann, ohne die Nennlasten zu überschreiten. Bei der Abschaltwindgeschwindigkeit der Leistungssteigerungsfunktion wird die Funktion deaktiviert, um die Lasten in Übereinstimmung mit den Auslegungskriterien für das jeweilige Turbinenmodell zu halten. Abbildung 2 veranschaulicht die Beziehung zwischen diesen Pitchwinkeln und der Aktivierung der Leistungsverstärkungsfunktion.

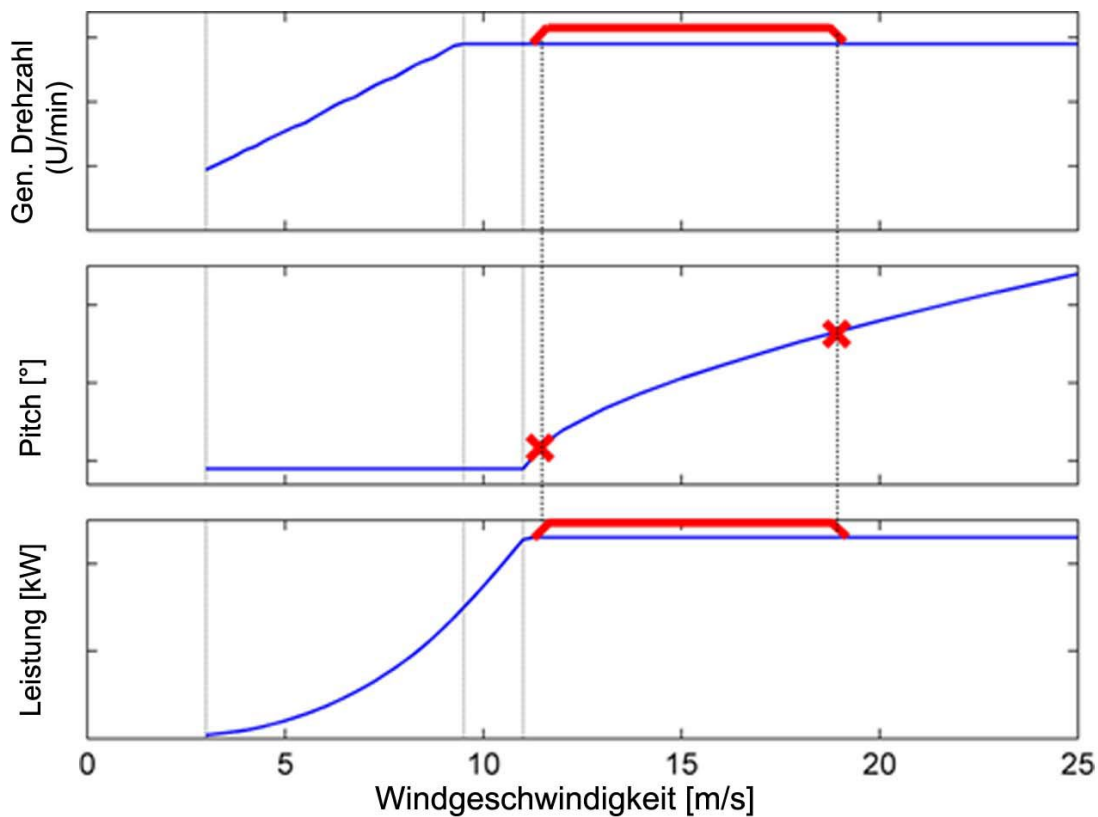


Abbildung 2 – Darstellung der Leistungssteigerungsfunktion in Bezug auf Pitchwinkel

Die Grenzbereiche für gültige Pitchwinkel können in einen durchschnittlichen Windgeschwindigkeitsbereich übersetzt werden, der in Tabelle 1 angegeben ist. Diese Zahlen gelten für 10 % Turbulenzintensität. Die durchschnittlichen Windbereiche sind in Abbildung 3 dargestellt

Leistungssteigerung-Windbereiche	SG DD-167
Boost-Grenze (BL) [kW]	400
BW1 [m/s]	13
BW2 [m/s]	15
BW3 [m/s]	21,5
BW4 [m/s]	24

Tabelle 1 – Die Windgeschwindigkeitsbereiche, in denen die Leistungssteigerungsfunktion im Durchschnitt aktiviert wird.

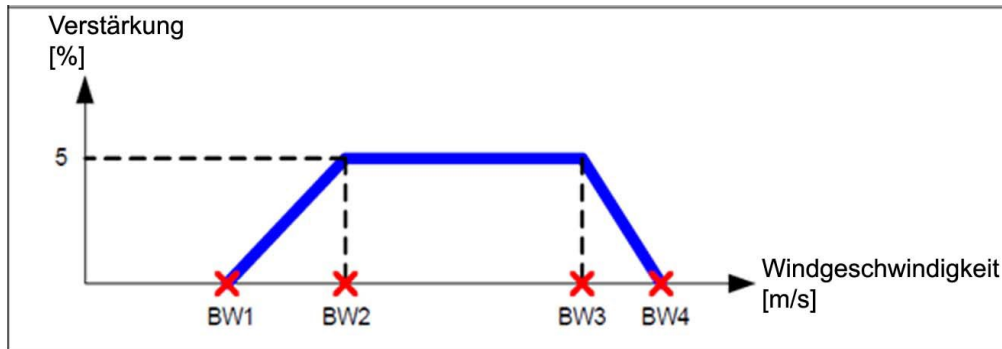


Abbildung 3 – Darstellung der gemittelten Windgeschwindigkeitsbereiche für die Leistungssteigerungsfunktion.

Schutzbeschränkungen für die Aktivierung der Leistungssteigerungsfunktion

Mechanische Belastungen werden durch zusätzliche Überwachung von Schlüsselkomponenten in Kombination mit der Leistungssteigerungs-Aktivierungsstrategie unter den Auslegungsgrenzen gehalten. Um die Windenergieanlage zu schützen und die Lasten innerhalb der Auslegungsgrenzen zu halten, müssen bestimmte Schutzgrenzen (siehe Tabelle 2) erfüllt werden, bevor die Leistungssteigerungsfunktion aktiviert wird. Die Leistungssteigerungsfunktion wird nur aktiviert, wenn alle Schutzgrenzkriterien erfüllt sind.

Grenzen des Leistungssteigerungs-Schutzes	SG DD-167
Max. Turbulenzbereich (BW1) [%]	17
Max. Turbulenzbereich (BW4) [%]	14
Max. Umgebungstemp. [Grad C] auf Nabenhöhe	15

Tabelle 2 – Schutzgrenzen für die Aktivierung der Leistungssteigerungsfunktion.

Für Windenergieanlagen, die im verstärkten Bereich betrieben werden, können Einschränkungen für die Erzeugung von Blindleistung gelten. Dies führt zu einem neuen PQ-Diagramm, das für die Bedingungen der Leistungsverstärkungsfunktion spezifisch ist, die für das spezifische Turbinenmodell gelten.

Steuerung der Parkleistung

Der Siemens Gamesa High Performance Park Pilot (HPPP) unterstützt die Integration von Windenergieanlagen, die mit der Leistungssteigerungsfunktion ausgestattet sind. Das HPPP enthält einen Leistungsregler und verteilt Leistungswerte an die Turbinen. In Windparks, in denen Wirkleistungsexportbeschränkungen gelten, kann das HPPP den Betrieb der Leistungsverstärkungsfunktion in Bezug auf den Gesamtnennleistungswert des Windparks steuern.

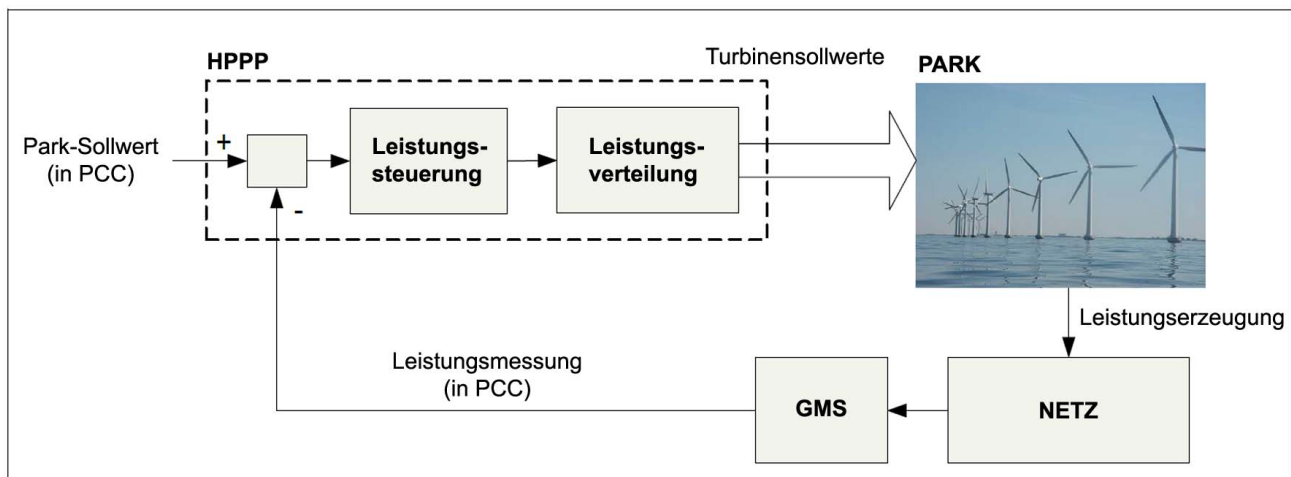


Abbildung 2 – Steuerung von Windenergieanlagen mit High Performance Park Pilot (HPPP).

Die Parkleistung wird von der Grid Measurement Station (GMS) typischerweise am Point of Common Coupling (PCC, z. B. HV-Seite des Parktransformators) gemessen. Diese Messung dient als Referenz für das HPPP, das wiederum den Betrieb der Leistungssteigerungsfunktion an den einzelnen Windenergieanlagen im Park steuert. Die Leistung des Parks wird so nahe wie möglich an den Höchstgrenzen gehalten, ohne den Sollwert zu überschreiten.

In Fällen, in denen ein Windpark, der mit Windenergieanlagen ohne Leistungssteigerungsfunktion ausgestattet ist, aufgrund des Ausfalls einer Windenergieanlage oder aufgrund ungleichmäßiger Windverhältnisse am Standort unter die maximale Leistungseinstellung fällt, kann das HPPP die Leistungssteigerungsfunktion von Windenergieanlagen mit dieser Funktion nutzen, um den Leistungsmangel auszugleichen. Es wird möglich sein, dass Windparks ohne Exportbegrenzungen der Ausgangsenergie die Leistungssteigerungsfunktion kontinuierlich laufen lassen, nur begrenzt durch die Betriebsbedingungen der einzelnen Windenergieanlagen, wie zuvor beschrieben.

Spannungs- und Frequenzdynamik werden durch die Leistungssteigerungsfunktion nicht beeinflusst.

Datenerfassung – Energiezähler

Das SGRE Supervisor (WPS) SCADA-System verwendet eine Reihe von Boost-Zählern, um einen Überblick über die Menge an zusätzlicher Leistung zu geben, die von der Leistungssteigerungsfunktion erzeugt wird. Der Leistungssteigerungs-Energiezähler dient zur Messung der durch die Leistungssteigerungsfunktion erzeugten elektrischen Energie. Wenn die Leistungssteigerungsfunktion aktiviert ist, berechnet der Energiezähler die Differenz zwischen der tatsächlichen Leistung und der Nennleistung.

Die tatsächliche Leistung wird im Netzmodul der Windenergieanlage auf der Unterspannungsseite des Transformators gemessen und die Nennleistung wird durch Parameter eingestellt. Werte für die Energie, die die Turbine in den letzten 24 Stunden und insgesamt aufgrund der Leistungssteigerungsfunktion erzeugt hat, sind in der WPS-Berichtsoberfläche sichtbar.

Diese Informationen stehen für einzelne Turbinen und der kumulierte Wert für den gesamten Windpark zur Verfügung.

Leistung

Die Steigerung der Energieerzeugung hängt vom gewählten Windenergieanlagenmodell und den spezifischen tatsächlichen Standortbedingungen ab.

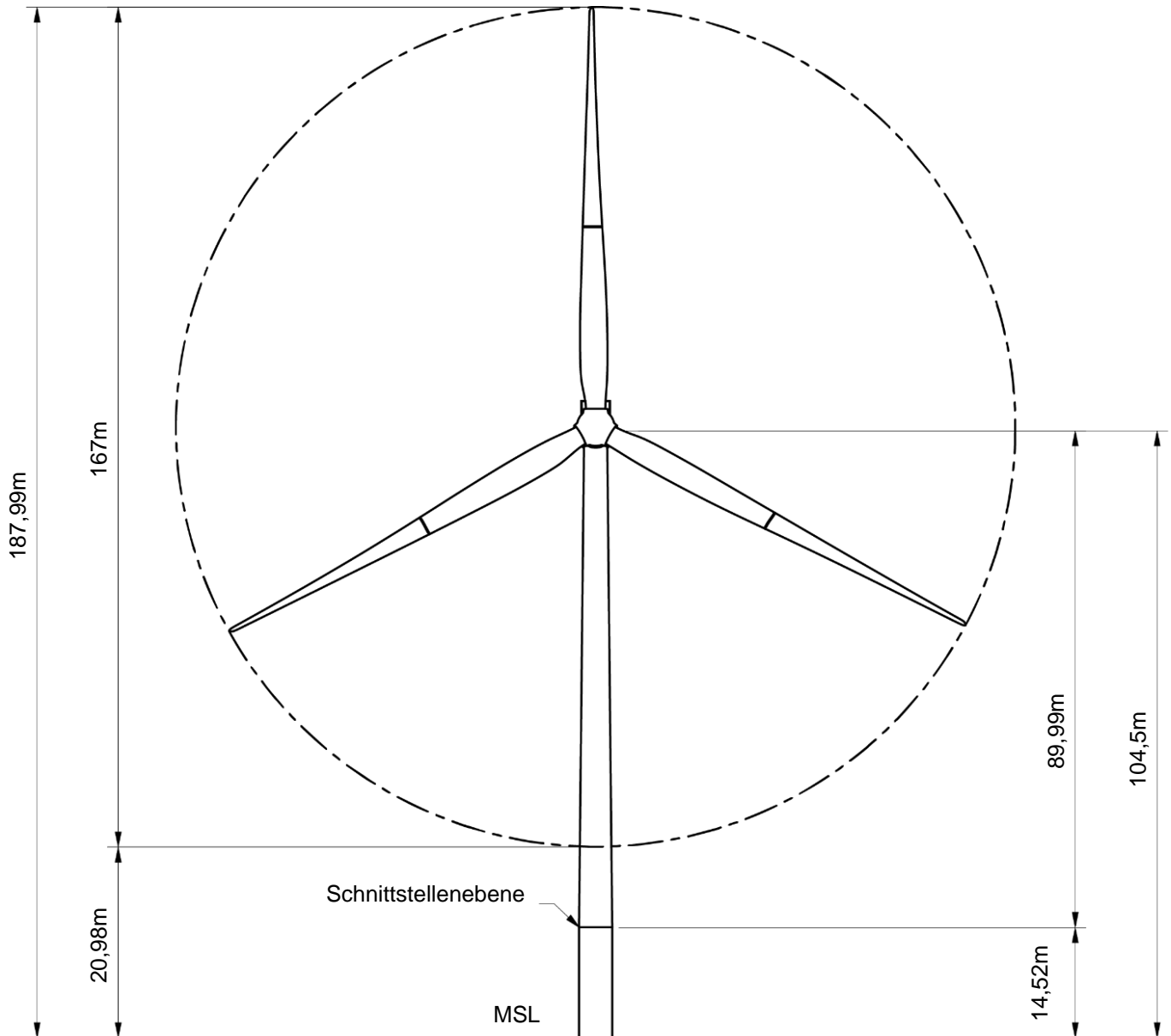
Es ist zu erwarten, dass der nominelle Geräuschpegel der Glossary während der Boosting-Periode um 2 dB ansteigen kann.

Eine standortspezifische Bewertung ist erforderlich, um die Eignung und die Höhe der erzielbaren zusätzlichen Leistung zu bestimmen. Die geschätzte Steigerung der Energieerzeugung kann basierend auf den Betriebsparametern der Leistungssteigerungsfunktion für das spezifische Turbinenmodell prognostiziert werden.

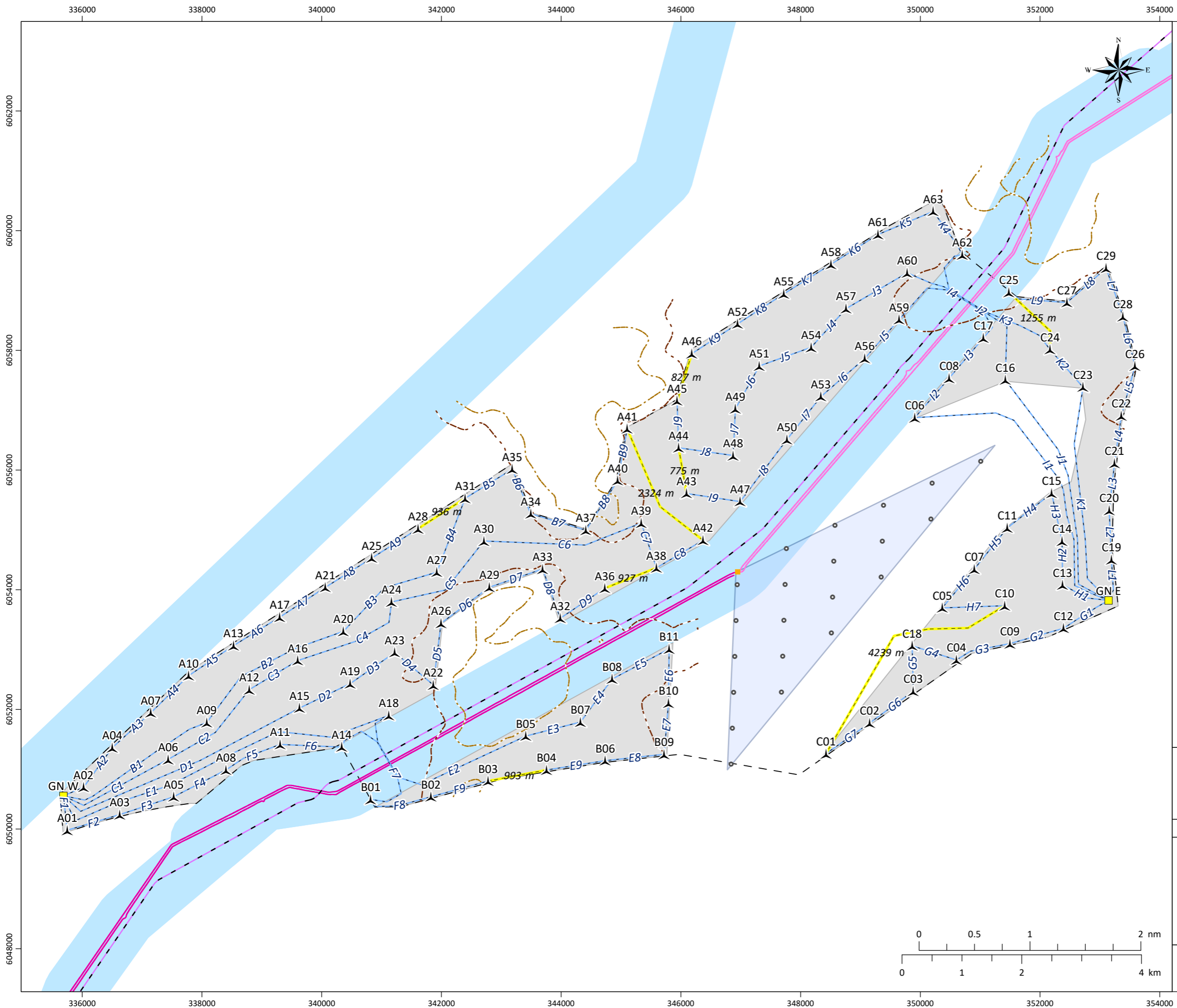
Siemens Gamesa Renewable Energy und ihre verbundenen Unternehmen behalten sich das Recht vor, die technischen Daten ohne Vorankündigung zu ändern.

Anlage 7

Offshore-Direktantriebsplattform, Vereinfachte Ansichtszeichnung



Anlage 8



Legend

- OWF Gennaker project area
- Layout areas
- Wind Farm Cable
- Crosslink
- Wind Farm Layout**
- WTG
- OSS
- OWF area Baltic1
- WTG
- OSS
- 3rd party cable**
- Cable route Baltic 1 & 2
- Cable route Baltic 2
- Hansa Power Bridge (planned)
- Cable corridor
- Infilled pleistocene channels**
- 24m
- 38m

Symbols are not drawn to scale.

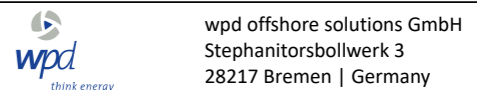
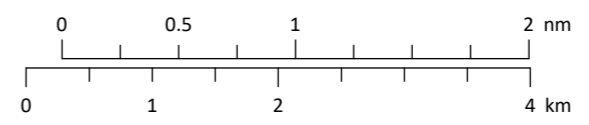
**OWF Gennaker
Overview
IAC Layout**

File: GEN_PM_Layout_103x_8MW Sheet 1 of 1

ETRS 1989 UTM Zone 33N
Scale: 1:60,000 | Original size: DIN A3

Drawn: H. Janßen | 25/04/2022
Checked: M. Bölle | 25/04/2022
Approved: A. Iffländer | 26/04/2022

Rev.: 0 | Confidential



Register 2.4 Werkslage und Gebäudeplan

Übersicht: Kabelabschnitte und Kabellängen, Rev. 2 vom 05.04.2022

Link	Length [m]
A1	365
A2	819
A3	867
A4	885
A5	902
A6	906
A7	911
A8	917
A9	917
B1	2786
B2	2833
B3	1912
B4	1322
B5	924
B6	806
B7	961
B9	879
B8	987
C1	1979
C2	1820
C3	944
C4	2006
C5	1962
C6	2698
C7	792
C8	906
D1	4432
D2	939
D3	909
D4	842
D5	1040
D6	1006
D7	940
D8	875
D9	897
E1	6087
E2	3590
E3	944

E4	892
E5	1077
E6	904
E7	860
E8	990
E9	993
F1	577
F2	914
F3	950
F4	982
F5	1005
F6	1030
F7	2271
F8	1092
F9	989
G1	885
G2	931
G3	948
G4	776
G5	759
G6	902
G7	891
I8	1300
I7	913
I6	971
I5	867
I2	875
I1	5354
I3	881
I4	2281
I9	904
J9	783
J8	920
J6	823
J5	921
J4	872
J2	2797
J1	4323
J7	780
J3	1181
H1	824
H2	730
H3	821

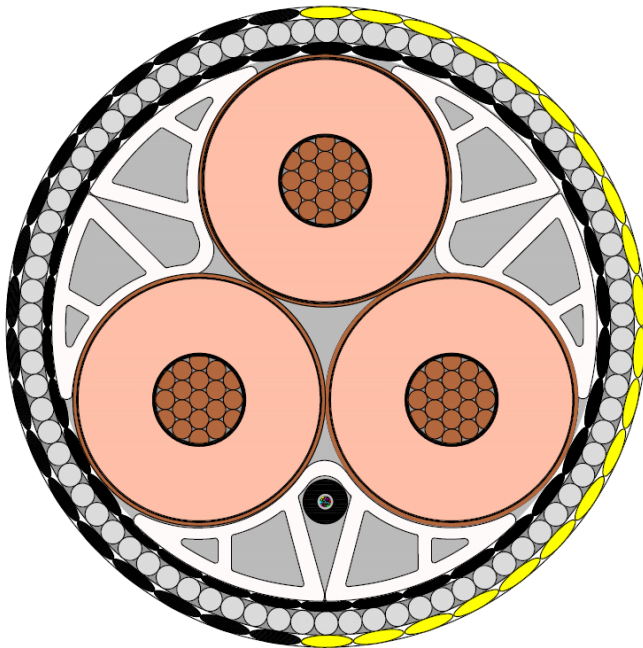
H4	939
H5	881
H6	840
H7	1042
K8	921
K7	933
K6	928
K5	999
K4	874
K3	2757
K2	834
K1	3731
K9	912
L1	702
L2	823
L4	806
L3	793
L5	861
L6	853
L7	855
L8	872
L9	1004
Crosslink	827
Crosslink	2324
Crosslink	775
Crosslink	936
Crosslink	993
Crosslink	927
Crosslink	1255
Crosslink	4239

Anlage 9

General DataSheet

Single Armoured Submarine Cable.

Copper conductor + EPR + Copper tapes



Drawing for indication only.

Rated voltage $U_0/U(U_m)$: 38/66(72)kV

Cable cross sections:

3 x 150 mm ²	3 x 300 mm ²	3 x 630 mm ²
3 x 185 mm ²	3 x 400 mm ²	
3 x 240 mm ²	3 x 500 mm ²	

Governing Standards

Construction: IEC 60840
IEC 60228
EN 10257-2
EN 10244-2

Current Ratings: IEC 60287-1-1
IEC 60287-2-1
IEC 60949

J-tube Rating:

R. A. Hartlein, Z. Black "Ampacity of Electric Power Cables in Vertical Protective Risers" IEEE 1983

Anders G. "Rating of cables on riser poles" Jicable 1995

S.L. Cress, J. Motlis "Temperature rise of submarine cable on riser poles" IEEE 1991

Design

Conductor	Stranded round compacted copper conductors class 2, longitudinally water blocked
Conductor screen	Extruded semi conductive compound
Insulation	High density EPR
Insulation screen	Extruded semi conductive compound
Screen	Individual Cu-tape screen on each phase
Fibre optic unit	Up to 3 FO units with metal tube (FIMT)
Lay up	Three power cables laid up with extruded fillers or polypropylene yarns
Armour Bedding	Polypropylene Yarns
Armouring	One layer of galvanized steel wires, filled with Bitumen
Outer protection	Polypropylene Yarns in customisable colours

Other materials, designs and cross sections are available, for more information contact Prysmian.

General DataSheet

DIMENSIONS

Conductor cross section area [mm ²]	Conductor diameter [mm]	Conductor Screen Thickness [mm]	Insulation Thickness [mm]	Insulation Screen Thickness [mm]	Metallic Cu tape screen area [mm ²]	Diameter Core [mm]	Armour wires diameter [mm]	Outer cable dia. [mm]
3 x 150	14,5	1,2	13,00	1,2	7,0	46	5	121
3 x 185	16,2	1,2	12,00	1,2	7,0	46	5	121
3 x 240	18,5	1,2	12,00	1,2	7,0	49	5	125
3 x 300	21,1	1,2	12,00	1,2	7,0	51	5	131
3 x 400	23,7	1,2	12,00	1,2	7,0	54	5	137
3 x 500	26,6	1,2	12,00	1,2	7,0	56	5	142
3 x 630	30,2	1,2	11,00	1,2	7,0	58	5	146

Dimensions are approximated and for information only.

MECHANICAL DATA

Conductor cross section area [mm ²]	MBR [m] Submarine cable		MBR [m] Single core		Weight, approx. [kg/m]	
	Installation	Permanent	Handling	Permanent	In air	In water
3 x 150	1,8	1,8	0,9	0,9	25	14
3 x 185	1,8	1,8	0,9	0,9	26	15
3 x 240	1,9	1,9	1,0	1,0	28	17
3 x 300	2,0	2,0	1,0	1,0	29	18
3 x 400	2,1	2,1	1,1	1,1	33	20
3 x 500	2,1	2,1	1,1	1,1	38	23
3 x 630	2,2	2,2	1,2	1,2	42	28

All values are for guidance only.

General DataSheet

ELECTRICAL DATA

Conductor cross section area [mm ²]	Conductor resistance DC 20°C [Ω /km]	Conductor resistance AC 90°C [Ω /km]	Capacitance per phase [μ F/km]	Inductance per phase [mH/km]	Charging current [A/km]	Permissible Short Circuit Current
						Conductor [kA/1s]
3 x 150	0,124	0,159	0,166	0,423	1,99	21,7
3 x 185	0,099	0,127	0,186	0,400	2,22	26,7
3 x 240	0,075	0,098	0,202	0,381	2,42	34,6
3 x 300	0,060	0,078	0,219	0,365	2,62	43,3
3 x 400	0,047	0,062	0,236	0,352	2,83	57,6
3 x 500	0,037	0,050	0,252	0,341	3,02	72,0
3 x 630	0,028	0,040	0,297	0,320	3,56	90,6

All values are for guidance only.

Calculation parameters

General:

Voltage level 38/66(72.5) kV
 Frequency 50 Hz
 Steady state
 Non-adiabatic conditions

Assumed short circuit temperatures:

- Conductor: 90°C initial temperature
 250°C max temperature

General DataSheet

Cable current rating and losses in some typical installation conditions

Conductor cross section area [mm ²]	Current rating [A] ¹⁾				Losses ⁶⁾ [kW/km]			
	Buried in seabed (1m) ²⁾	Buried in seabed (2m) ³⁾	Air ⁴⁾	J-tube ⁵⁾	Load 25%	Load 50%	Load 75%	Load 100%
3 x 150	410	390	400	365	5	19	46	89
3 x 185	465	440	455	410	5	20	48	93
3 x 240	535	510	530	475	6	22	51	99
3 x 300	600	570	600	540	6	23	54	104
3 x 400	670	640	685	615	7	25	57	109
3 x 500	750	710	775	695	7	26	61	115
3 x 630	835	790	875	830	8	28	65	123

All values are for guidance.

Calculation parameters

1) General:

Voltage level: 38/66(72.5) kV

Frequency: 50 Hz

Steady state

2) Assumption:

Soil temperature 15°C

Soil thermal resistivity 0,7 K·m/W

Burial depth 1,0 m from the top of the cable (TOC)

3) Assumption:

Soil temperature 15°C

Soil thermal resistivity 0,7 K·m/W

Burial depth 2,0 m TOC

4) Assumption:

Air temperature 30°C

No exposure to solar radiation

e.g J-tubeless solution inside a monopile

5) Assumption:

External steel yellow J-Tube, directly exposed to sun

Ambient temperature outside J-Tube 30°C

Solar Radiation 725 W/m²

J-Tube inner diameter 2,5 x D_{cable} mm

Maximum J Tube length in air 10 m

Wind speed 9 m/s

6) Calculated with the conditions considered in 2).

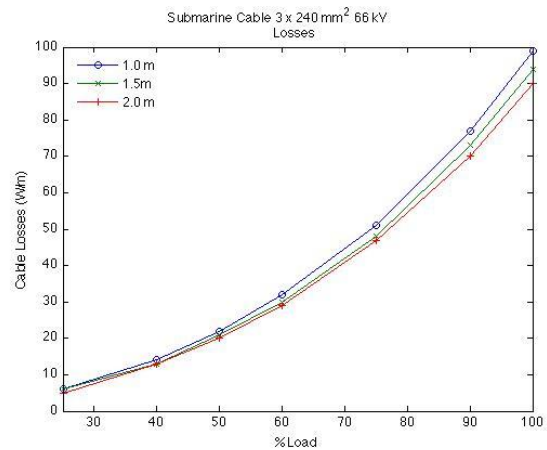
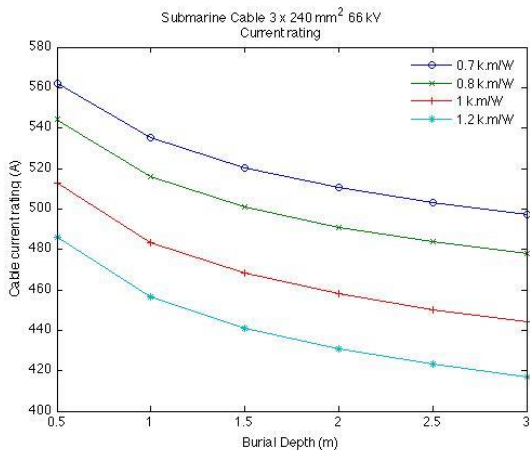
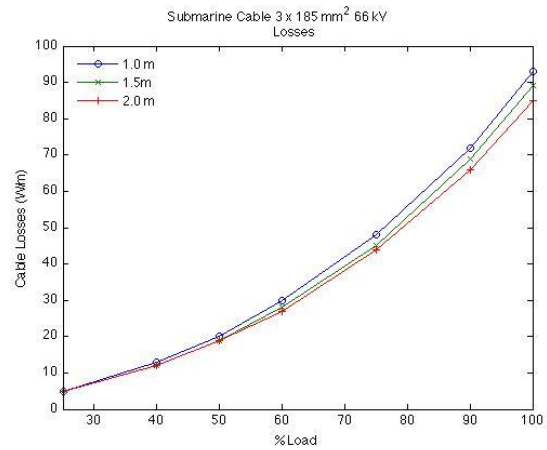
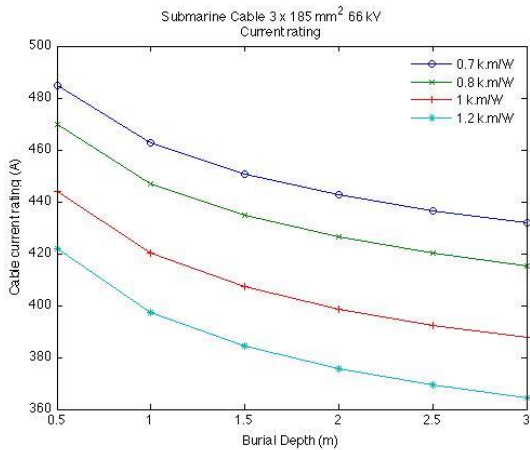
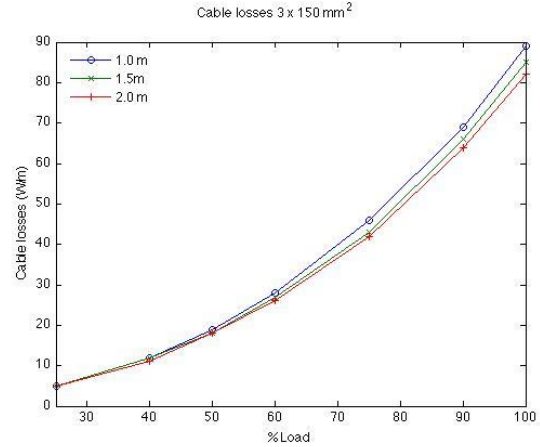
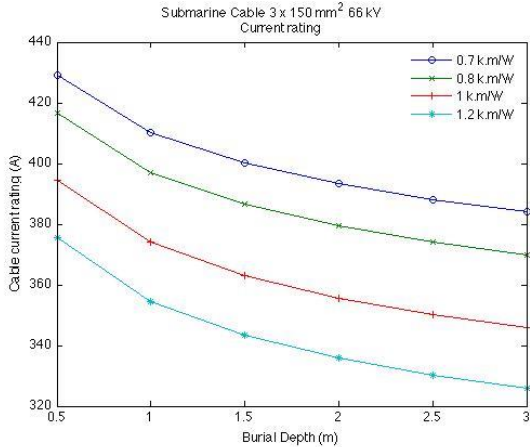
7) Assumption: Soil temperature 15°C

8) Assumption: Soil temperature 15°C

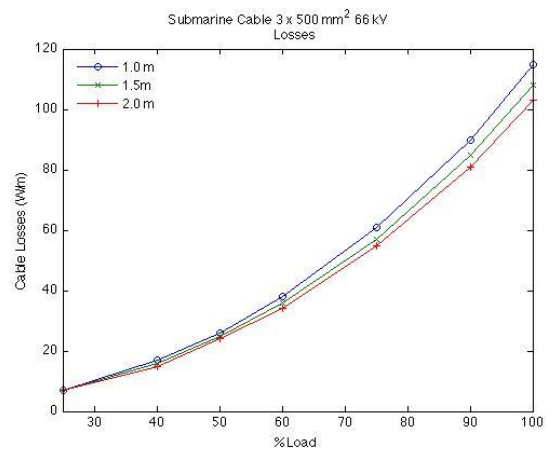
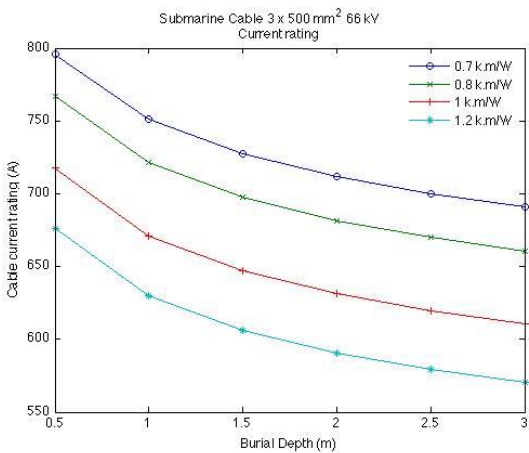
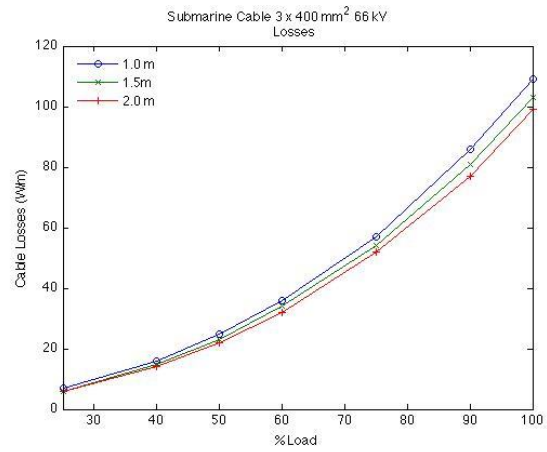
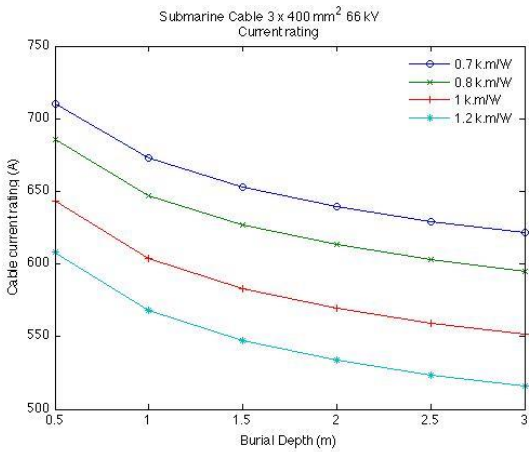
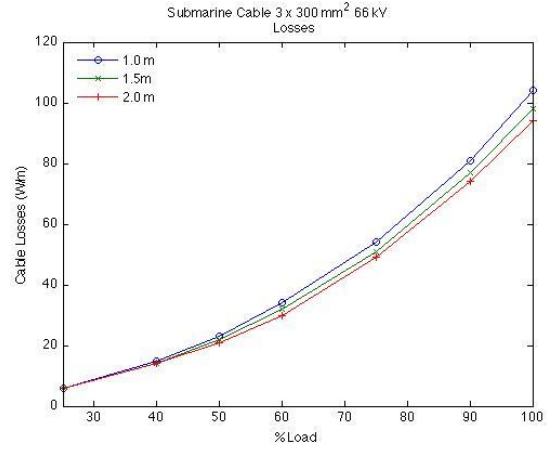
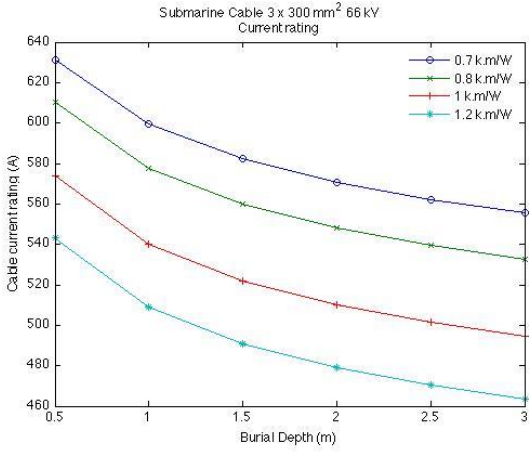
Soil thermal resistivity 0,7 K·m/W

General DataSheet

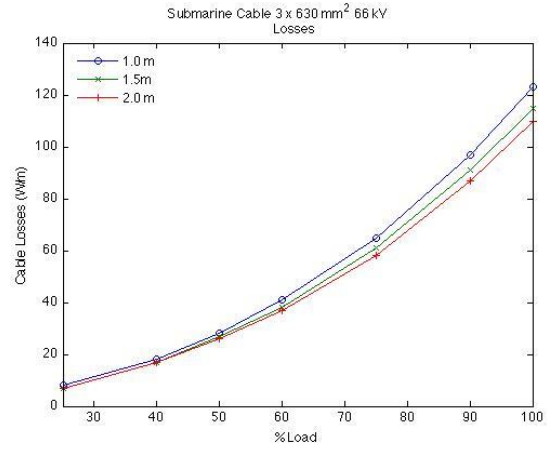
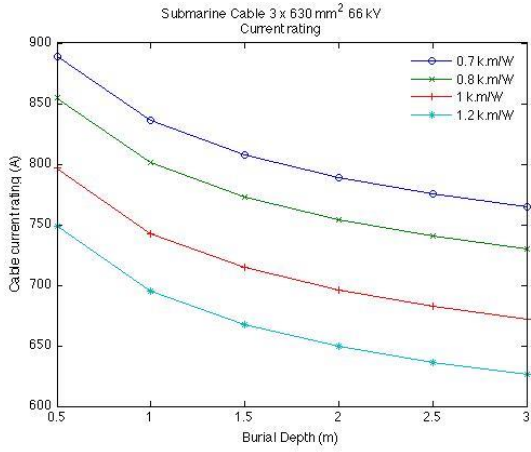
Cable current rating⁷⁾ and losses⁸⁾ as a function of soil thermal resistivity and burial depth



General DataSheet



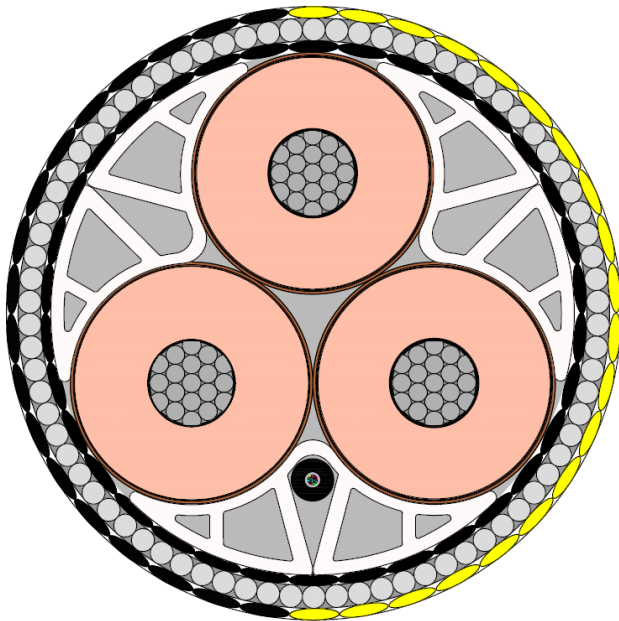
General DataSheet



General DataSheet

Single Armoured Submarine Cable.

Aluminium conductor + EPR+ Copper tapes



Drawing for indication only.

Rated voltage $U_0/U(U_m)$: 38/66(72)kV

Cable cross sections:

3 x 150 mm ²	3 x 300 mm ²	3 x 630 mm ²
3 x 185 mm ²	3 x 400 mm ²	3 x 800 mm ²
3 x 240 mm ²	3 x 500 mm ²	

Governing Standards

Construction: IEC 60840
IEC 60228
EN 10257-2
EN 10244-2

Current Ratings: IEC 60287-1-1
IEC 60287-2-1
IEC 60949

J-tube Rating:

R. A. Hartlein, Z. Black "Ampacity of Electric Power Cables in Vertical Protective Risers" IEEE 1983

Anders G. "Rating of cables on riser poles" Jicable 1995

S.L. Cress, J. Motlis "Temperature rise of submarine cable on riser poles" IEEE 1991

Design

Conductor	Stranded round compacted aluminium conductors class 2, longitudinally water blocked
Conductor screen	Extruded semi conductive compound
Insulation	EPR
Insulation screen	Extruded semi conductive compound
Screen	Individual Cu-tape screen on each phase
Fibre optic unit	Up to 3 FO units with metal tube (FIMT).
Lay up	Three power cables laid up with extruded fillers or polypropylene yarns.
Armour Bedding	Polypropylene Yarns
Armouring	One layer of galvanized steel wires, filled with Bitumen.
Outer protection	Polypropylene Yarns in customisable colours.

Other materials, designs and cross sections are available, for more information contact Prysmian.

General DataSheet

DIMENSIONS

Conductor cross section area [mm ²]	Conductor diameter [mm]	Conductor Screen Thickness [mm]	Insulation Thickness [mm]	Insulation Screen Thickness [mm]	Metallic Cu tape screen area [mm ²]	Diameter Core [mm]	Armour wires diameter [mm]	Outer cable dia. [mm]
3 x 150	13,8	1,2	13,00	1,2	7,0	46	5	120
3 x 185	15,8	1,2	12,00	1,2	7,0	46	5	120
3 x 240	18,1	1,2	12,00	1,2	7,0	48	5	124
3 x 300	20,3	1,2	12,00	1,2	7,0	50	5	129
3 x 400	22,9	1,2	12,00	1,2	7,0	53	5	135
3 x 500	26,3	1,2	12,00	1,2	7,0	56	5	142
3 x 630	30,2	1,2	11,00	1,2	7,0	58	5	146
3 x 800	34,0	1,2	10,50	1,2	7,0	61	5	152

Dimensions are approximated and for information only.

MECHANICAL DATA

Conductor cross section area [mm ²]	MBR [m] Submarine cable		MBR [m] Single core		Weight, approx. [kg/m]	
	Installation	Permanent	Handling	Permanent	In air	In water
3 x 150	1,8	1,8	0,9	0,9	21	10
3 x 185	1,8	1,8	0,9	0,9	21	10
3 x 240	1,9	1,9	1,0	1,0	22	10
3 x 300	1,9	1,9	1,0	1,0	24	12
3 x 400	2,0	2,0	1,1	1,1	27	14
3 x 500	2,1	2,1	1,1	1,1	29	15
3 x 630	2,2	2,2	1,2	1,2	31	16
3 x 800	2,3	2,3	1,2	1,2	33	17

All values are for guidance only.

General DataSheet

ELECTRICAL DATA

Conductor cross section area [mm ²]	Conductor resistance DC 20°C [Ω/km]	Conductor resistance AC 90°C [Ω/km]	Capacitance per phase [μF/km]	Inductance per phase [mH/km]	Charging current [A/km]	Permissible Short Circuit Current
						Conductor [kA/1s]
3 x 150	0,206	0,265	0,163	0,428	1,95	14,4
3 x 185	0,164	0,211	0,184	0,401	2,21	17,8
3 x 240	0,125	0,161	0,199	0,384	2,38	23,0
3 x 300	0,100	0,129	0,214	0,370	2,56	28,7
3 x 400	0,078	0,101	0,231	0,356	2,76	38,2
3 x 500	0,061	0,080	0,252	0,341	3,02	47,7
3 x 630	0,047	0,063	0,297	0,320	3,56	60,1
3 x 800	0,037	0,051	0,336	0,306	4,02	76,2

All values are for guidance only.

Calculation parameters

General:

Voltage level	38/66(72.5) kV
Frequency	50 Hz
Steady state	
Non-adiabatic conditions	

Short circuit considered temperatures:

- Conductor: 90°C initial temperature
250°C max temperature

General DataSheet

Cable current rating and losses in some typical installation conditions

Conductor cross section area [mm ²]	Current rating [A] ¹⁾				Losses ⁶⁾ [kW/km]			
	Buried in seabed (1m) ²⁾	Buried in seabed (2m) ³⁾	Air ⁴⁾	J-tube ⁵⁾	Load 25%	Load 50%	Load 75%	Load 100%
3 x 150	320	305	310	285	5	18	44	86
3 x 185	365	350	355	320	5	20	46	91
3 x 240	420	400	370	335	6	21	49	95
3 x 300	470	450	470	425	6	22	51	100
3 x 400	540	510	545	490	6	23	53	104
3 x 500	610	580	630	565	7	24	57	110
3 x 630	690	655	720	685	7	26	61	117
3 x 800	770	725	815	775	8	28	65	124

All values are for guidance.

Calculation parameters

1) General:

Voltage level: 38/66(72.5) kV

Frequency: 50 Hz

Steady state

2) Assumption:

Soil temperature 15°C

Soil thermal resistivity 0,7 K·m/W

Burial depth 1,0 m from the top of the cable (TOC)

3) Assumption:

Soil temperature 15°C

Soil thermal resistivity 0,7 K·m/W

Burial depth 2,0 m TOC

4) Assumption:

Air temperature 30°C

No exposure to solar radiation

e.g J-tubeless solution inside a monopile

5) Assumption:

External steel yellow J-Tube, directly exposed to sun

Ambient temperature outside J-Tube 30°C

Solar Radiation 725 W/m²

J-Tube inner diameter 2,5 x D_{cable} mm

Maximum J Tube length in air 10 m

Wind speed 9 m/s

6) Calculated with the conditions considered in 2).

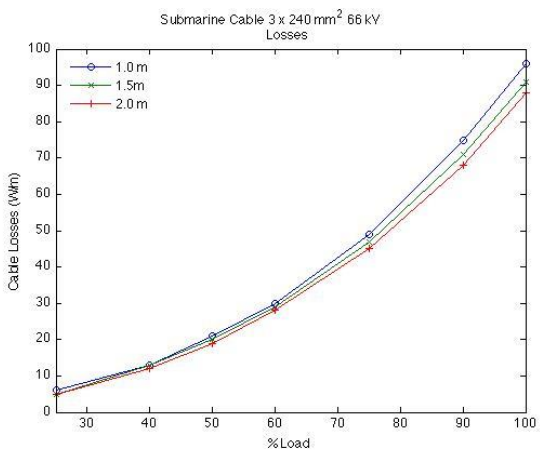
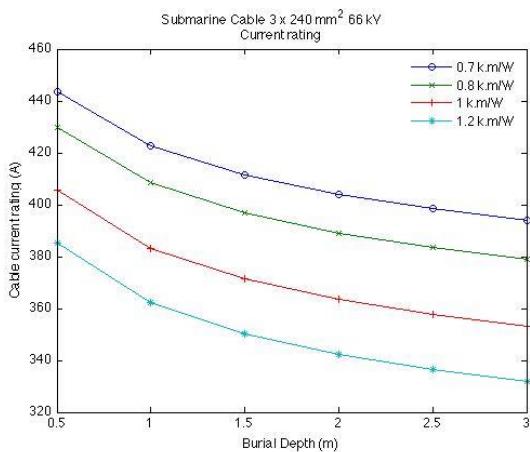
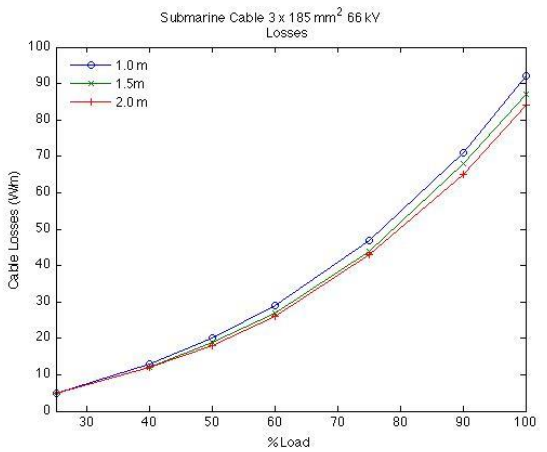
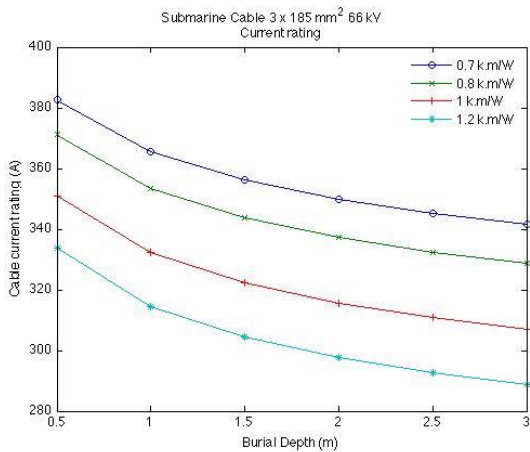
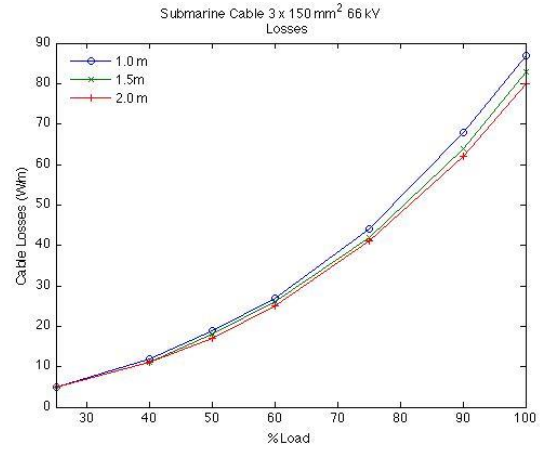
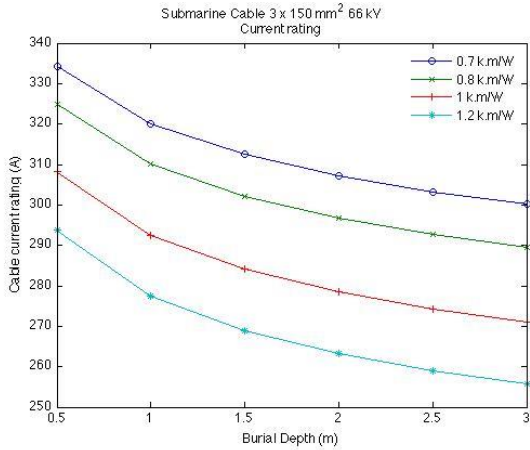
7) Assumption: Soil temperature 15°C

8) Assumption: Soil temperature 15°C

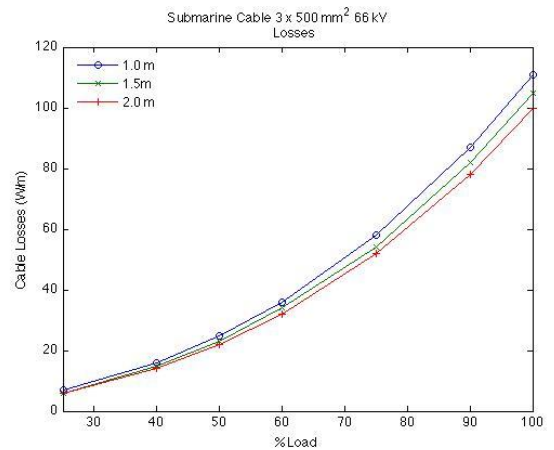
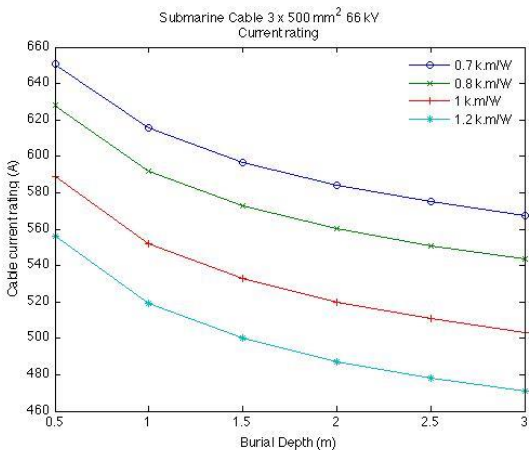
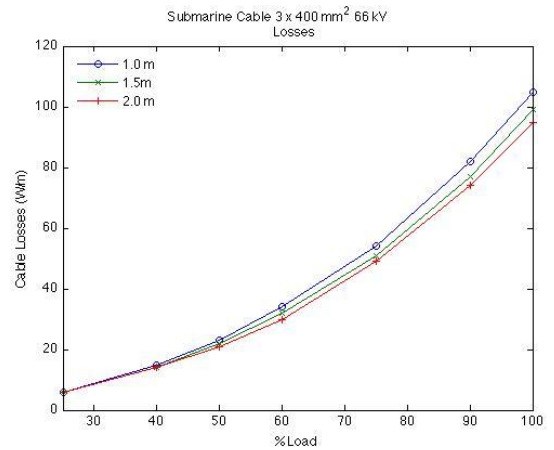
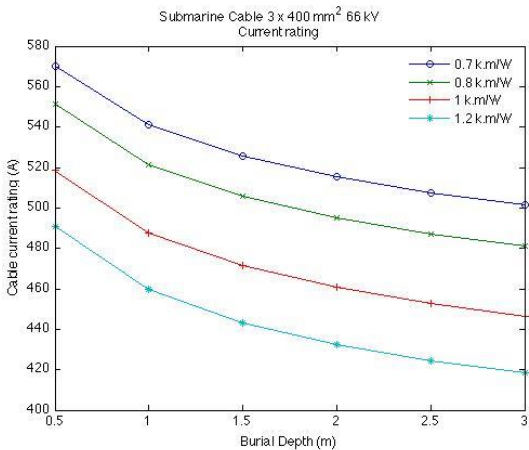
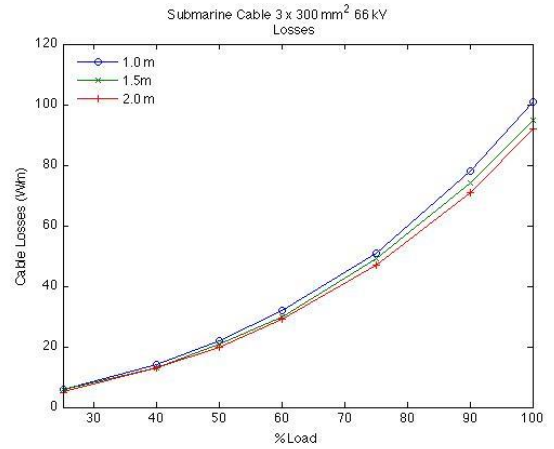
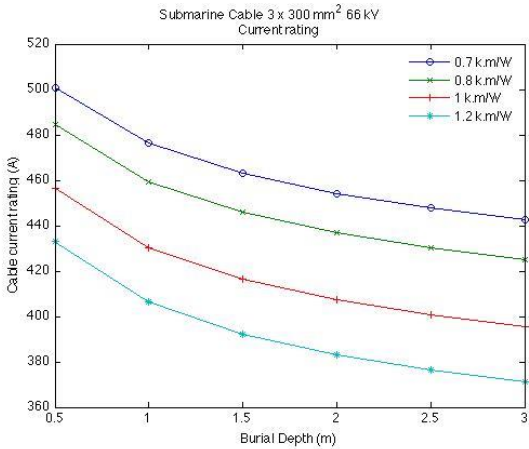
Soil thermal resistivity 0,7 K·m/W

General DataSheet

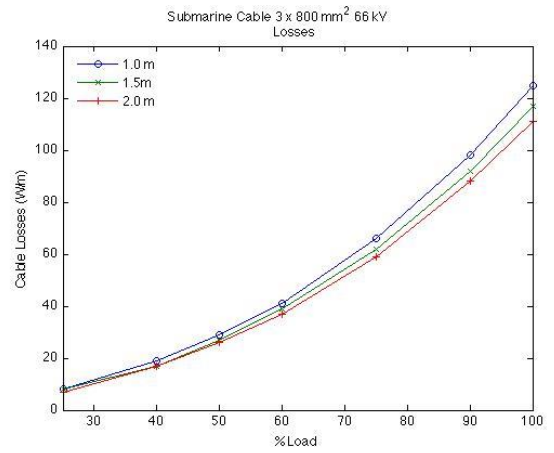
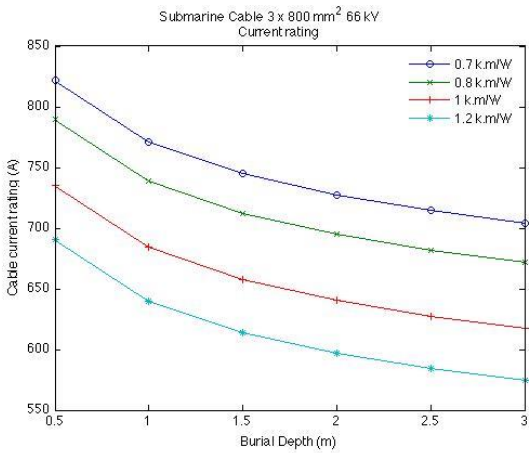
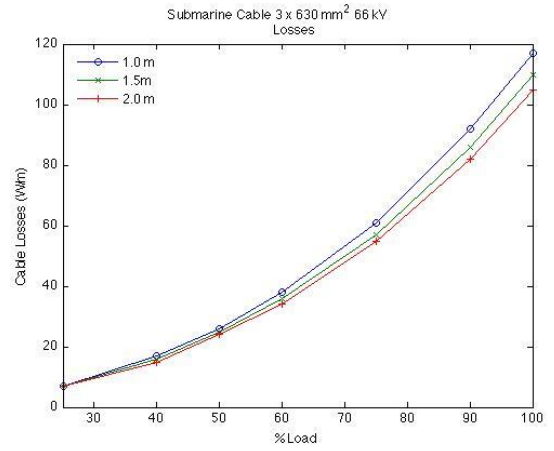
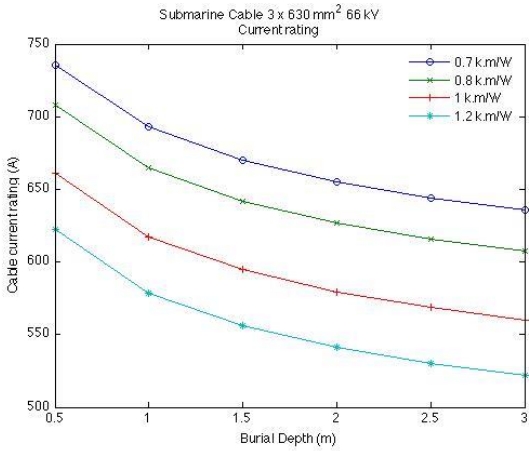
Cable current rating⁷⁾ and losses⁸⁾ a function of soil thermal resistivity and burial depth



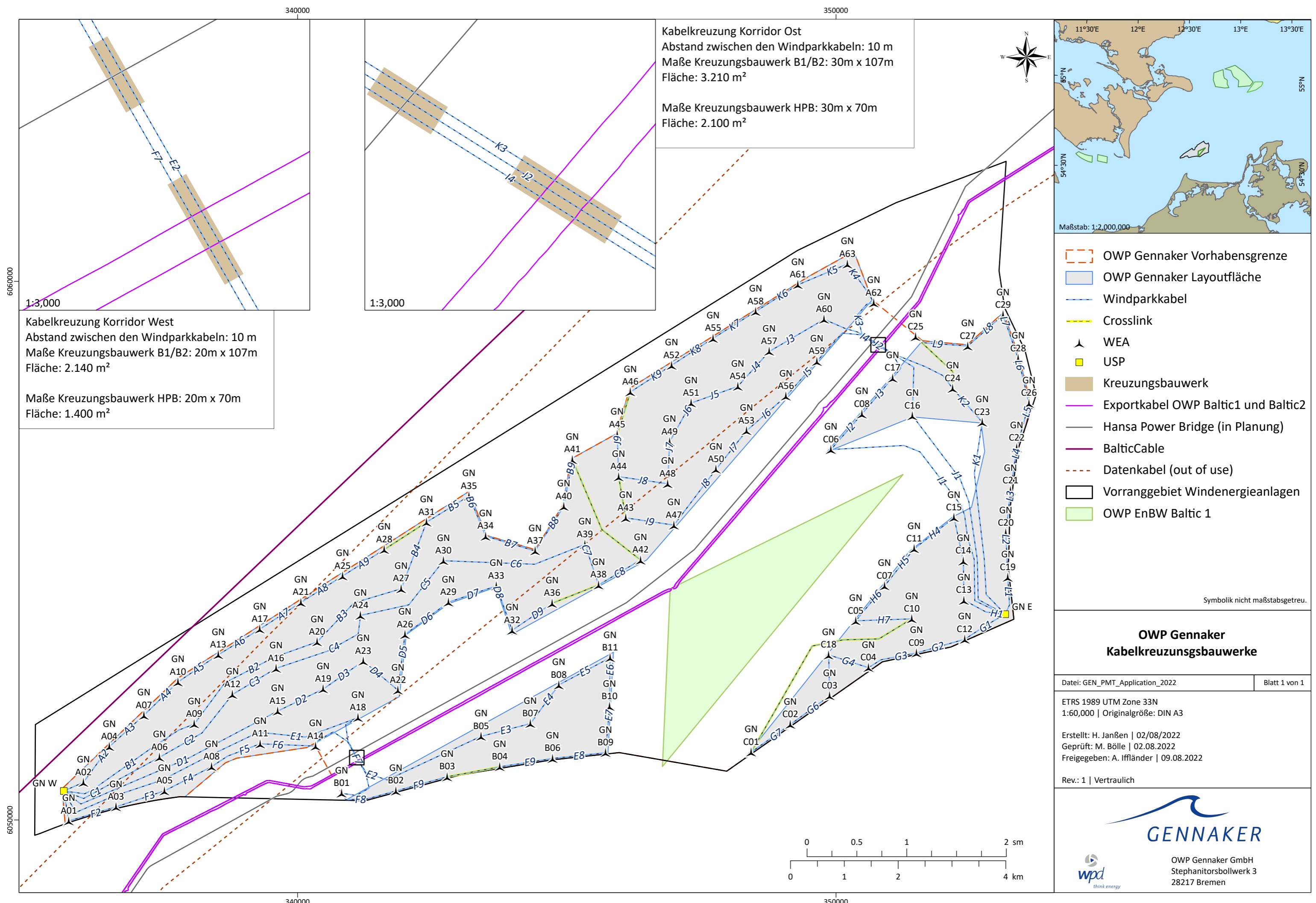
General DataSheet



General DataSheet



Anlage 10

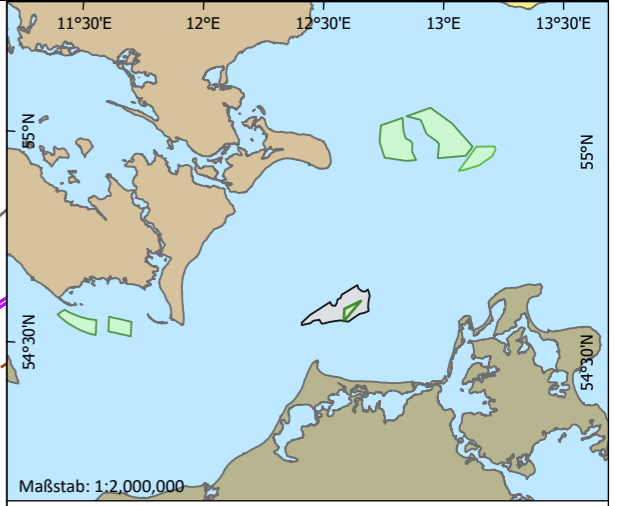


Kabelkreuzung Korridor Ost
 Abstand zwischen den Windparkkabeln: 10 m
 Maße Kreuzungsbauwerk B1/B2: 30m x 107m
 Fläche: 3.210 m²

Maße Kreuzungsbauwerk HPB: 30m x 70m
 Fläche: 2.100 m²

Kabelkreuzung Korridor West
 Abstand zwischen den Windparkkabeln: 10 m
 Maße Kreuzungsbauwerk B1/B2: 20m x 107m
 Fläche: 2.140 m²

Maße Kreuzungsbauwerk HPB: 20m x 70m
 Fläche: 1.400 m²



- OWP Gennaker Vorhabensgrenze
 - OWP Gennaker Layoutfläche
 - Windparkkabel
 - Crosslink
 - ▲ WEA
 - USP
 - Kreuzungsbauwerk
 - Exportkabel OWP Baltic1 und Baltic2
 - Hansa Power Bridge (in Planung)
 - BalticCable
 - - - Datenkabel (out of use)
 - Vorranggebiet Windenergieanlagen
 - OWP EnBW Baltic 1
- Symbolik nicht maßstabsgetreu.

OWP Gennaker
Kabelkreuzungsbauwerke

Datei: GEN_PMT_Application_2022 Blatt 1 von 1

ETRS 1989 UTM Zone 33N
 1:60,000 | Originalgröße: DIN A3

Erstellt: H. Janßen | 02/08/2022
 Geprüft: M. Bölle | 02.08.2022
 Freigegeben: A. Iffländer | 09.08.2022

Rev.: 1 | Vertraulich

