

Gutachten

Bewertung der Anschlussmöglichkeit der Windparkfläche N-6.7 auf Basis des 66-kV-Direktanbindungskonzeptes an die geplante HVDC-Plattform BorWin delta

Gutachten Nr.: B 112 20 100 2019
Auftraggeber: Amprion GmbH, Dortmund
Auftragnehmer: P&M Power Consulting GmbH, Erfurt
Projektleiter: Dr.-Ing. Steffen Prinz
Bearbeiter: M.Sc. Erik Groth, Dr.-Ing. Steffen Prinz

Erfurt, 08.01.2020



Dr.-Ing. Michael Malsch



Dr.-Ing. Steffen Prinz

Inhaltsverzeichnis

Anlagenverzeichnis	3
Abbildungsverzeichnis.....	4
Tabellenverzeichnis.....	5
Abkürzungsverzeichnis.....	6
0 Gegenstand	8
1 Grunddaten der Netzanbindungskonzepte und OWP-Layout	9
1.1 220-kV-Netzanbindung	9
1.2 66-kV-Direktanbindung nach Variante A 2	11
1.3 66-kV-Direktanbindung nach Variante D 1	14
2 Netzdaten und Parameter der elektrischen Betriebsmittel	17
2.1 Daten und Anforderungen am Netzanschlusspunkt	17
2.1.1 220-kV-Netzanbindungskonzept	17
2.1.2 66-kV-Netzanbindungskonzepte	19
2.2 Betriebsmitteldaten zum 220-kV-Netzanbindungskonzept	21
2.3 Betriebsmitteldaten zum 66-kV-Netzanbindungskonzept	23
2.4 Betriebsmitteldaten des 66-kV-OWP-Netz	25
3 Ergebnisse der Lastflussberechnungen	27
3.1 Lastflussberechnungen zur 220-kV-Netzanbindung	27
3.2 Lastflussberechnungen zur 66-kV-Direktanbindung nach Variante A 2	30
3.3 Lastflussberechnungen zur 66-kV-Direktanbindung nach Variante D 1	32
3.4 Gesonderte Betrachtungen zur Grenzlänge der 66-kV-Netzanschlusskabel	34
4 Ermittlung der Netzverluste und Gegenüberstellung der Verlustkosten	35
5 Zusammenfassung und Diskussion der Untersuchungsergebnisse.....	40
Literatur	43

Anlagenverzeichnis

Anlage 1:	Berechnungsergebnisse zum 220-kV-Netzanbindungskonzept.....	2
Anlage 2:	Berechnungsergebnisse zum 66-kV-Netzanbindungskonzept A 2.....	35
Anlage 3:	Berechnungsergebnisse zum 66-kV-Netzanbindungskonzept D 1.....	63

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	220-kV-Netzanbindungskonzept.....	9
Abbildung 1-2:	OWP-Layout bei Anbindung über ein 220-kV-Seekabel	10
Abbildung 1-3:	66-kV-Direktanbindungskonzept nach Variante A 2.....	11
Abbildung 1-4:	Kabellayout bei 66-kV-Direktanbindung nach Variante A 2.....	12
Abbildung 1-5:	66-kV-Direktanbindungskonzept nach Variante D 1.....	14
Abbildung 1-6:	Kabellayout bei 66-kV-Direktanbindung nach Variante D 1.....	14
Abbildung 2-1:	Übersichtsschaltbild des 220-kV-Netzanbindungskonzeptes mit Kennzeichnung des Netzanschlusspunktes.....	17
Abbildung 2-2:	Angesetzter U-Q/ P_{AV} -Arbeitsbereich am Netzanschlusspunkt des Offshore-Windparks gemäß Bild 14 der TAR HGÜ [9] (220-kV- Netzanbindungskonzept).....	18
Abbildung 2-3:	Q(P)-Arbeitsbereich für den Spannungsbereich 209 kV – 231 kV in Anlehnung an die TAR HöS [8], Bild 22 (220-kV-Netzanbindungskonzept)	18
Abbildung 2-4:	Übersichtsschaltbild des 66-kV-Netzanbindungskonzeptes mit Kennzeichnung der Netzanschlusspunkte	19
Abbildung 2-5:	Angesetzter U-Q/ P_{AV} -Arbeitsbereich am NAP des Offshore-Windparks in Anlehnung an Bild 14 der TAR HGÜ [9] (66-kV-Netzanbindungskonzept)	20
Abbildung 2-6:	Q(P)-Arbeitsbereich für den Spannungsbereich 62,7 kV – 69,3 kV in Anlehnung an die TAR HöS [8], Bild 22 (66-kV-Netzanbindungskonzept)	20
Abbildung 2-7:	WEA-Leistungsdigramm, bezogen auf die US-Seite des WEA- Transformators	26
Abbildung 3-1:	220-kV-Netzanbindungskonzept: Leistungsdiagramm am NAP bei Nennspannung ($U=U_n=220$ kV)	28
Abbildung 3-2:	66-kV-Netzanbindungskonzept nach Variante A2: summarisches Leistungsdiagramm über alle NAP _i bei Nennspannung ($U=U_n=66$ kV).....	30
Abbildung 3-3:	Leistungsdiagramm zur Blindleistungsbereitstellung am NAP bei Nennspannung für die 66-kV-Direktanbindung nach Variante D 1	32
Abbildung 4-1:	Wirkleistungsabhängige Verlustleistungen für den Netzanschlussbereich	35
Abbildung 4-2:	Wirkleistungsabhängige Verlustleistungen im OWP	36
Abbildung 4-3:	Wirkleistungsabhängige Gesamt-Verlustleistungen (Netzanschlussbereich + OWP).....	36
Abbildung 4-4:	Gegenüberstellung der jährlichen Verlustenergien	38
Abbildung 4-5:	Gegenüberstellung der jährlichen Verlustkosten.....	38

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1: Kabelstrecken innerhalb des OWP bei Anbindung über ein 220-kV-Seekabel	10
Tabelle 1-2: Hauptkabelstrecken der Netzanbindung bei 66-kV-Direktanschluss nach Variante A 2	12
Tabelle 1-3: Kabelstrecken innerhalb des OWP bei 66-kV-Direktanschluss nach Variante A 2	12
Tabelle 1-4: Gesamtkabellängen von der Konverterplattform bis zur jeweils letzten WEA im Strang (Variante A 2)	13
Tabelle 1-5: Hauptkabelstrecken der Netzanbindung bei 66-kV-Direktanschluss nach Variante D 1	15
Tabelle 1-6: Kabelstrecken innerhalb des OWP bei 66-kV-Direktanschluss nach Variante D 1	15
Tabelle 1-7: Gesamtkabellängen von der Konverterplattform bis zur jeweils letzten WEA im Strang (Variante D 1)	16
Tabelle 2-1: 220-kV-Seekabel 3x630 mm ²	21
Tabelle 2-2: 220-kV-Kompensationsdrosseln für 220-kV-Exportkabel	21
Tabelle 2-3: 220/66-kV-OWP-Transformator	22
Tabelle 2-4: 66-kV-Seekabel 3x800 mm ²	23
Tabelle 2-5: 66-kV-Kompensationsdrosseln für 66-kV-Exportkabel (15 km)	23
Tabelle 2-6: 66-kV-Kompensationsdrosseln für 66-kV-Exportkabel (20 km)	24
Tabelle 2-7: 66-kV-Kompensationsdrosseln für 66-kV-Exportkabel (22 km)	24
Tabelle 2-8: 66-kV-Kompensationsdrosseln für 66-kV-Exportkabel (25,5 km)	24
Tabelle 2-9: 66-kV-Seekabel 3x630 mm ²	25
Tabelle 2-10: 66-kV-Seekabel 3x185 mm ²	25
Tabelle 2-11: 66/0,7-kV-WEA-Transformator	26
Tabelle 3-1: Grenzlängen der 66-kV-Netzanbindungskabel für die 66-kV-Direktanbindung nach Variante A2	34
Tabelle 3-2: Grenzlänge der 66-kV-Netzanbindungskabel für die 66-kV-Direktanbindung nach Variante D1	34
Tabelle 4-1: Jährliche Verlustenergien und -kosten: tabellarische Zusammenfassung	39
Tabelle 5-1: 66-kV-Netzanbindungsvarianten: Min.- und Max.-Spannungen bei netzdienlicher Betriebsweise des HVDC-Konverters und des OWP	41

Abkürzungsverzeichnis

=	Gleichstrom
°C	Grad-Celsius
µF	Mikrofarad
3~	Dreiphasen-Wechselstrom
A	A mpere
A 2	66-kV-Netzanbindungsvariante
AC	a lternating c urrent (Wechselstrom)
AV	a verage v alue (Durchschnittswert)
BDEW	B underverband d er E nergie- und W asserwirtschaft
BSH	B undesamt für S eeschiffahrt und H ydrographie
C'	Kapazitätsbelag
cos φ	Verschiebungsfaktor
Cu	Kupfer
D 1	66-kV-Netzanbindungsvariante
DC	d irect c urrent (Gleichstrom)
GWh	G igawattstunden
HöS	H öchstspannung
HVDC	H igh V oltage D irect C urrent
i	Ordnungszahl
I ₀	Leerlaufstrom
I _{IT}	Nennstrom Transformator
I _r	Nennstrom
I _{th}	Thermisch zulässiger Strom
km	K ilometer
kV	K ilovolt
kW	K ilowatt
kWh	K ilowattstunden
L'	Induktivitätsbelag
I _{max}	Maximale Länge
I _{original}	Ausgangslänge
Max.	M aximum
mH	M illihenry
Min.	M inimum
Mio.	M illionen
mm ²	Quadratmillimeter
MVA	M ega- V olt- A mpere
Mvar	M ega- V olt- A mpere-reaktiv
MW	M egawatt
N-6.7	Bezeichnung der betreffenden Windparkfläche
NAB	N etzanschluss b ereich
NAP	N etzanschluss p unkt
Nr.	N ummer
o.g.	o ben g enannt

OS	O berspannung
OSS	O ffshore- S ubstation
OWP	O ffshore- W indpark
P	Wirkleistung
p.u.	p er unit
P_0	Leerlauf-/Eisenverluste
P_{220kV}	Wirkleistung in der 220-kV-Spannungsebene
P_{rWEA}	Nennwirkleistung einer einzelnen Windenergieanlage
P_V	Verlustleistung
P_{WEA}	Wirkleistung einer einzelnen Windenergieanlage
Q	Blindleistung
Q_{220kV}	Blindleistung 220-kV-seitig
Q_r	Bemessungsblindleistung
Q_{WEA}	Blindleistung einer einzelnen Windenergieanlage
R'_{AC}	Wechselstromwiderstandsbelag
R'_{DC}	Gleichstromwiderstandsbelag
SS	S ammelschiene
TAR	T echnische A nschlussregel
Trf.	T ransformator
Tsd.	T ausend
U	Spannung
u.a.	u nter a nderem
U_0	Ausgangsspannung / Spannung im Leerlauf
u_k	Kurzschlussspannung
U_m	Bemessungsspannung
U_{max}	Maximale Spannung
U_{min}	Minimale Spannung
U_n	Nennspannung
U_{NAP}	Spannung am Netzanschlusspunkt
U_r	Bemessungsspannung
US	U nterspannung
UW	U mspannwerk
V	V olt
vgl.	V ergleich
vs.	v ersus
WEA	W indenergieanlage
W_V	Verlustenergie
Zul.	Zuleitung
Ω	Ohm

0 Gegenstand

Im BSH-Bericht „Flächenentwicklungsplan 2019 für die deutsche Nord- und Ostsee“ [1] wird der weitere Ausbau der Offshore-Windenergie in den deutschen ausschließlichen Wirtschaftszonen der Nord- und Ostsee ab dem Jahre 2026 betrachtet. Neben den Vorranggebieten für den weiteren Ausbau an Offshore-Windenergie werden u.a. auch die pro Fläche voraussichtlich zu installierenden Leistungen sowie die Anbindungskonzepte der Offshore-Windparks an die zugehörigen Konverter-Stationen definiert.

Für die Flächen N-6.6 und N-6.7, welche über das HVDC-System BorWin delta an die Umspannstation Hanekenfähr der Amprion GmbH angebunden werden sollen, ist - abweichend vom zukünftigen Standardanbindungskonzept mit $U_n = 66\text{kV}$ - die Anbindung an den offshoreseitigen HVDC-Konverter mittels 220-kV-Netzanbindungskonzept vorgesehen. Da die Fläche N-6.6 eine deutlich kürzere maximale Kabellänge aufweist, die mit Längen anderer geplanten 66-kV-Direktanbindungskonzept-Systemen vergleichbar ist, wird die Anbindung der Fläche N-6.7 als entscheidender Aspekt zur Umsetzung des 66-kV-Direktanbindungskonzepts für BorWin4 gesehen und dementsprechend im Folgenden betrachtet.

Da das 66-kV-Netzanbindungskonzept gegenüber dem 220-kV-Konzept die volkswirtschaftlich deutlich günstigere Variante darstellt [10], ist zu überprüfen, ob die 66-kV-Variante dennoch technisch machbar und sinnvoll ist. Darüber hinaus sind auch die elektrischen Verluste im Vergleich zum 220-kV-Konzept zu ermitteln und zu bewerten.

Gemäß Aufgabenstellung [2] sind insbesondere folgende Punkte zu untersuchen:

- Wie viele 66-kV-Kabel sind zur Anbindung der Windparkfläche N-6.7 mindestens erforderlich? Wie könnten diese in Anbetracht der engen Situation angeordnet werden?
- Welche Kabellängen ergeben sich in dieser Konfiguration?
- Wie muss die Kompensation aufgrund der langen Kabellänge ausgelegt werden?
- Wie kann eine Vereinbarkeit mit den Umrichtern der Windenergieanlagen (WEA) sichergestellt werden? Bestehen durch das Konzept besondere Anforderungen an die WEA?
- Wie kann eine Vereinbarkeit mit dem Grid Code sichergestellt werden?
- Welche maximale Kabellänge ist bei 66-kV-Kabeln technisch möglich, wenn die Übertragungsleistung einzuhalten ist?
- Wie senken/erhöhen sich die Verluste bei einer 66-kV-Anbindung im Verhältnis zur 220-kV-Anbindung?

Die Beantwortung der o.g. Fragestellungen erfolgt auf der Grundlage stationärer Leistungsflussberechnungen. Zu diesem Zweck wurden geeignete Netz-Topologien und Berechnungsmodelle für alle untersuchten Anbindungskonzepte entwickelt.

Die Ergebnisse werden im vorliegenden Gutachten zusammengefasst.

1 Grunddaten der Netzanbindungskonzepte und OWP-Layout

Zur Bewertung der Anschlussmöglichkeiten der Windparkfläche N-6.7 an die geplante HVDC-Plattform BorWin delta wurden drei verschiedene Netzanbindungskonzepte untersucht:

- 220-kV-Netzanbindung (→ Abschnitt 1.1)
- 66-kV-Direktanbindung nach Variante A 2 (→ Abschnitt 1.2)
- 66-kV-Direktanbindung nach Variante D 1 (→ Abschnitt 1.3).

Einheitlich für alle drei Varianten beträgt die installierte Gesamtleistung des Windparks 270 MW [1]. Der Gutachter setzt diesbezüglich an, dass im OWP insgesamt 30 WEA mit einer Nennleistung von je 9 MW installiert sind. Weiterhin wird angenommen, dass je 10 WEA in einem Strang befindlich sind. Somit besteht der OWP aus insgesamt 3 Strängen mit 10 WEA¹.

1.1 220-kV-Netzanbindung

Im 220-kV-Netzanbindungskonzept erfolgt die Anbindung des auf der Fläche N-6.7 befindlichen OWP über ein 220-kV-Seekabel. Hierfür ist eine zusätzliche UW-Plattform am Rande der Fläche N-6.7 notwendig, auf der eine Spannungstransformation von 220 kV auf 66 kV vorgenommen wird. Abbildung 1-1 zeigt die zugehörige Übersicht.

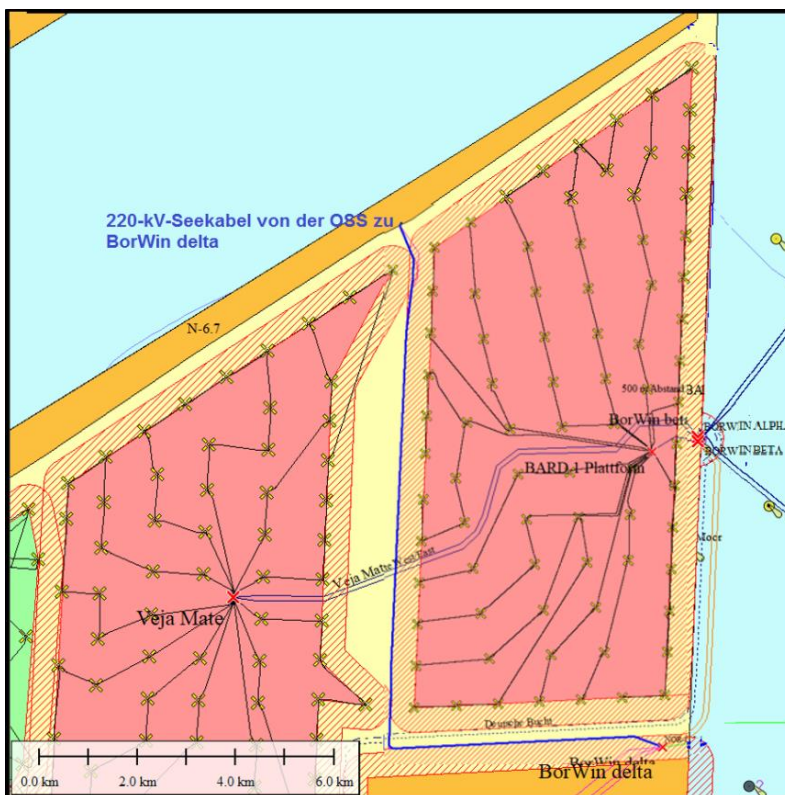


Abbildung 1-1: 220-kV-Netzanbindungskonzept

¹ Die Berücksichtigung einer anderen Konfiguration mit weniger und größeren Anlagen je Strang würde keine grundsätzlich anderen Ergebnisse und Schlussfolgerungen liefern, da die begrenzend wirkenden 66-kV-Kabel zwischen der Konverterplattform und der jeweils ersten WEA je Strang identische Leistungsflüsse führen würden.

Die Aufteilung der WEAs und die Positionierung der OSS wurden nach dem Schema in Abbildung 1-2 vorgenommen.

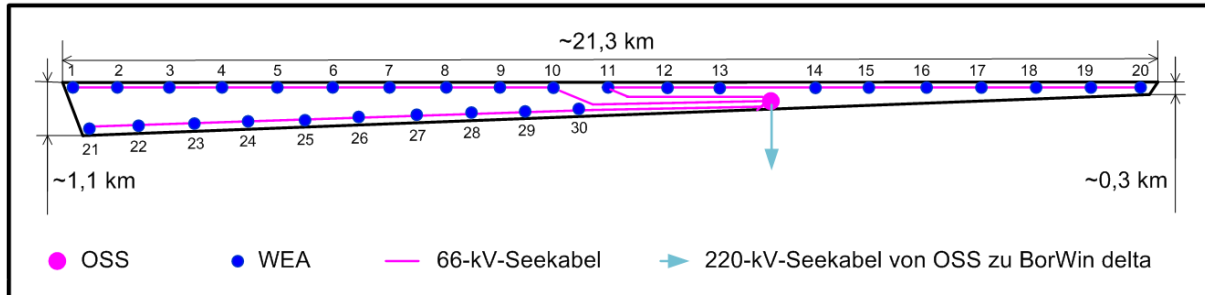


Abbildung 1-2: OWP-Layout bei Anbindung über ein 220-kV-Seekabel

Ausgehend von den geometrischen Angaben in Abbildung 1-1 wurde die Länge des 220-kV-Kabels zur Netzanbindung des OWP zu 17,4 km bestimmt. Die Längen und Typen der 66-kV-OWP-Kabel, abgeleitet aus Abbildung 1-2, sind in der nachstehenden Tabelle 1-1 aufgelistet.

Tabelle 1-1: Kabelstrecken innerhalb des OWP bei Anbindung über ein 220-kV-Seekabel

Strang	Kabelstrecke	Länge [km]	Kabeltyp
1	OSS-WEA 30	3,7	2XS(FL)2YRAA 3x1x800 RM/50+FO 38/66 kV
	WEA 30-29	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 29-28	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 28-27	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 27-26	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 26-25	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 25-24	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 24-23	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 23-22	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 22-21	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
2	OSS-WEA 10	4,2	2XS(FL)2YRAA 3x1x800 RM/50+FO 38/66 kV
	WEA 10-9	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 9-8	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 8-7	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 7-6	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 6-5	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 5-4	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 4-3	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 3-2	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 2-1	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV

Tabelle 1-1 (Fortsetzung): Kabelstrecken innerhalb des OWP bei Anbindung über ein 220-kV-Seekabel

Strang	Kabelstrecke	Länge [km]	Kabeltyp
3	OSS-WEA 11	3,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x800 RM/50+FO 38/66 kV
	WEA 11-12	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 12-13	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 13-14	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 14-15	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 15-16	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 16-17	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 17-18	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 18-19	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 19-20	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV

1.2 66-kV-Direktanbindung nach Variante A 2

Die anderen beiden Konzepte beinhalten die Direktanbindung des Windparks über drei 66-kV-Seekabel, wodurch eine zusätzliche OSS zur Umspannung nicht mehr benötigt wird. Der Unterschied zwischen den beiden 66-kV-Konzepten besteht in den Kabelrouten der 66-kV-Netzanschlusskabel zwischen der Windparkfläche N-6.7 und der HVDC-Plattform BorWin delta.

Abbildung 1-3 veranschaulicht das 66-kV-Direktanbindungskonzept nach Variante A 2.

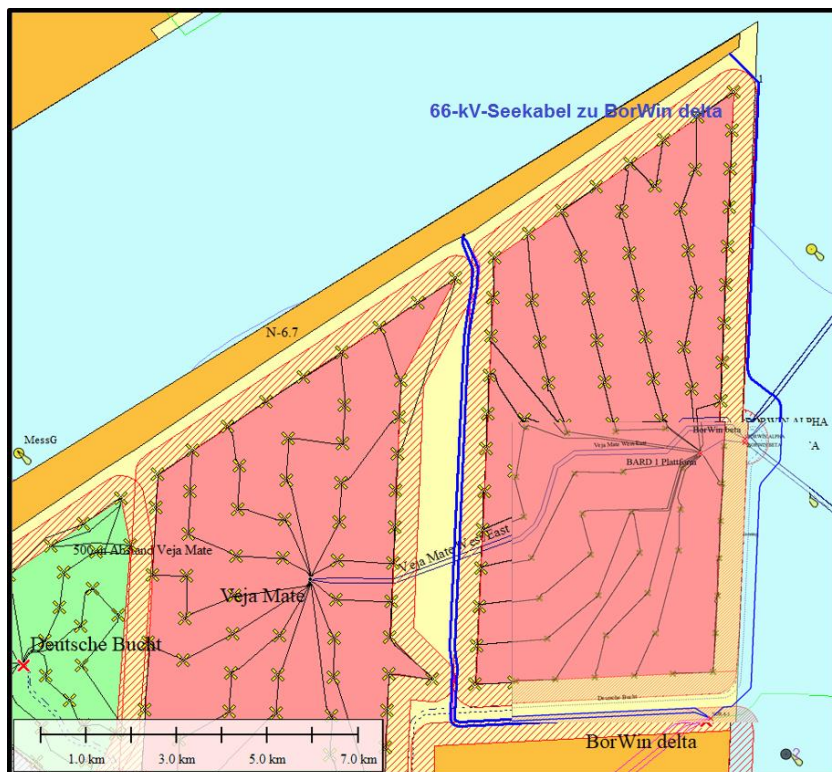


Abbildung 1-3: 66-kV-Direktanbindungskonzept nach Variante A 2

Dabei verlaufen zwei der 66-kV-Netzanbindungskabel zwischen den bereits existierenden OWP Veja Mate und BARD Offshore I sowie das verbleibende dritte Kabel rechts am OWP BARD Offshore I vorbei.

Die Aufteilung der WEAs wurde nach dem Schema in Abbildung 1-4 vorgenommen.

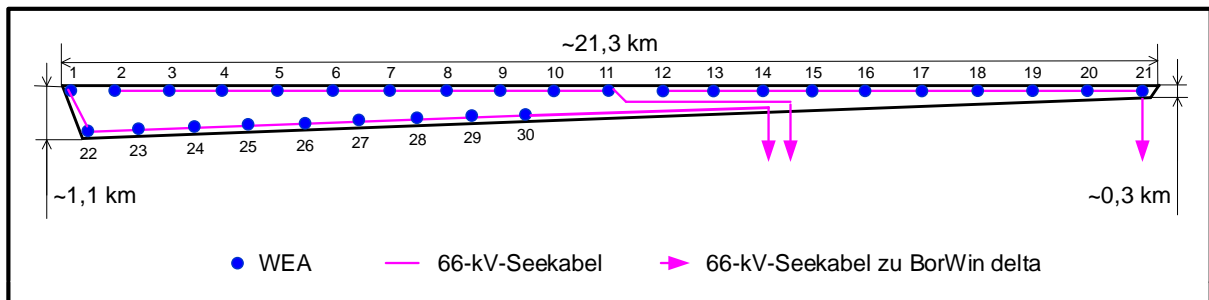


Abbildung 1-4: Kabellayout bei 66-kV-Direktanbindung nach Variante A 2

Die in Tabelle 1-2 dokumentierten Längen der Hauptkabelstrecken von der Converterplattform zur jeweils ersten WEA im Strang wurden auf Grundlage der geometrischen Angaben in Abbildung 1-3 und des in Abbildung 1-4 dargestellten Windparklayouts ermittelt.

Tabelle 1-2: Hauptkabelstrecken der Netzanbindung bei 66-kV-Direktanschluss nach Variante A 2

Strang	Kabelstrecke	Länge [km]	Kabeltyp
1	BorWin delta – WEA 30	22,0	2XS(FL)2YRAA 3x1x800 RM/50+FO 38/66 kV
2	BorWin delta – WEA 11	20,0	2XS(FL)2YRAA 3x1x800 RM/50+FO 38/66 kV
3	BorWin delta – WEA 21	15,0	2XS(FL)2YRAA 3x1x800 RM/50+FO 38/66 kV

Die Längen und Typen der 66-kV-OWP-Kabel, abgeleitet aus Abbildung 1-4, sind in der nachstehenden Tabelle 1-3 aufgelistet.

Tabelle 1-3: Kabelstrecken innerhalb des OWP bei 66-kV-Direktanschluss nach Variante A 2

Strang	Kabelstrecke	Länge [km]	Kabeltyp
1	WEA 30-29	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 29-28	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 28-27	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 27-26	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 26-25	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 25-24	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 24-23	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 23-22	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 22-1	0,9	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV

Tabelle 1-3 (Fortsetzung): Kabelstrecken innerhalb des OWP bei 66-kV-Direktanschluss nach Variante A 2

Strang	Kabelstrecke	Länge [km]	Kabeltyp
2	WEA 11-10	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 10-9	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 9-8	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 8-7	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 7-6	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 6-5	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 5-4	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 4-3	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 3-2	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
3	WEA 21-20	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 20-19	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 19-18	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 18-17	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 17-16	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 16-15	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 15-14	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 14-13	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 13-12	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV

In Ergänzung dazu, fasst Tabelle 1-4 die Gesamtkabellängen zwischen der HVDC-Plattform BorWin delta und der jeweils letzten WEA im Strang zusammen.

Tabelle 1-4: Gesamtkabellängen von der Konverterplattform bis zur jeweils letzten WEA im Strang (Variante A 2)

Strang	Kabelstrecke	Gesamtlänge [km]
1	BorWin delta – WEA 1	31,7
2	BorWin delta – WEA 2	29,9
3	BorWin delta – WEA 12	24,9

1.3 66-kV-Direktanbindung nach Variante D 1

Die nachstehende Abbildung zeigt die Kabelführung der 66-kV-Direktanbindung nach Variante D 1.

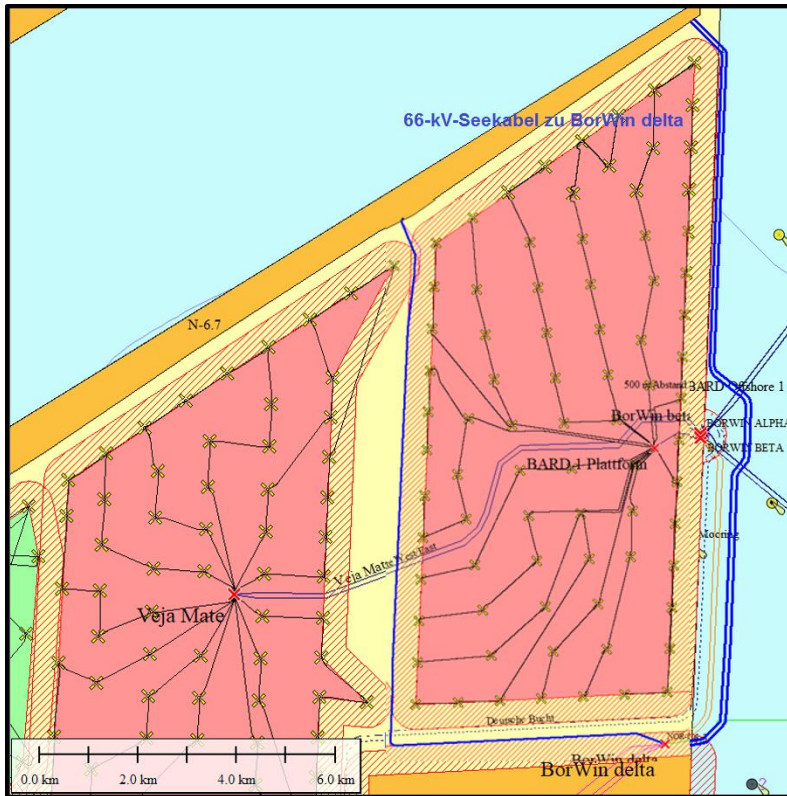


Abbildung 1-5: 66-kV-Direktanbindungskonzept nach Variante D 1

Im Unterschied zur 66-kV-Variante A 2 verlaufen hier zwei der 66-kV-Netzanbindungskabel rechts an der OWP-Fläche BARD Offshore I vorbei, während ein 66-kV-Kabel im Korridor zwischen den beiden OWP Veja Mate und BARD Offshore I vorbeigeführt wird.

Die Aufteilung der WEA wurde gemäß nachfolgender Abbildung 1-6 vorgenommen.

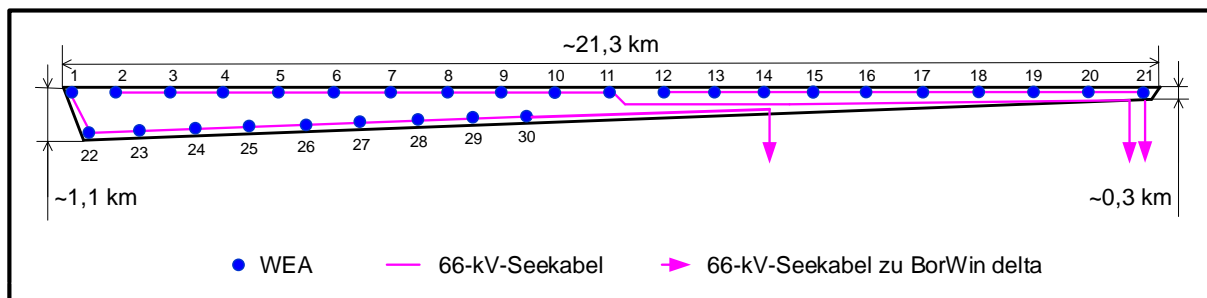


Abbildung 1-6: Kabellayout bei 66-kV-Direktanbindung nach Variante D 1

Die in Tabelle 1-5 dokumentierten Längen der Hauptkabelstrecken von der Konverterplattform zur jeweils ersten WEA im Strang wurden auf Grundlage der geometrischen Angaben in Abbildung 1-5 und des in Abbildung 1-6 dargestellten Windparklayouts ermittelt.

Tabelle 1-5: Hauptkabelstrecken der Netzanbindung bei 66-kV-Direktanschluss nach Variante D 1

Strang	Kabelstrecke	Länge [km]	Kabeltyp
1	BorWin delta – WEA 30	22,0	2XS(FL)2YRAA 3x1x800 RM/50+FO 38/66 kV
2	BorWin delta – WEA 11	25,5	2XS(FL)2YRAA 3x1x800 RM/50+FO 38/66 kV
3	BorWin delta – WEA 21	15,0	2XS(FL)2YRAA 3x1x800 RM/50+FO 38/66 kV

Die Längen und Typen der 66-kV-OWP-Kabel, abgeleitet aus Abbildung 1-6, sind in der nachstehenden Tabelle 1-6 aufgelistet.

Tabelle 1-6: Kabelstrecken innerhalb des OWP bei 66-kV-Direktanschluss nach Variante D 1

Strang	Kabelstrecke	Länge [km]	Kabeltyp
1	WEA 30-29	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 29-28	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 28-27	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 27-26	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 26-25	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 25-24	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 24-23	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 23-22	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 22-1	0,9	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
2	WEA 11-10	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 10-9	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 9-8	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 8-7	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 7-6	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 6-5	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 5-4	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 4-3	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 3-2	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV

Tabelle 1-6 (Fortsetzung): Kabelstrecken innerhalb des OWP bei 66-kV-Direktanschluss nach Variante D 1

Strang	Kabelstrecke	Länge [km]	Kabeltyp
3	WEA 21-20	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 20-19	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 19-18	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 18-17	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV
	WEA 17-16	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 16-15	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 15-14	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 14-13	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV
	WEA 13-12	1,1	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV

In Analogie zu Tabelle 1-4, fasst Tabelle 1-7 die Gesamtkabellängen zwischen der HVDC-Plattform BorWin delta und der jeweils letzten WEA im Strang auch für die Variante D 1 zusammen.

Tabelle 1-7: Gesamtkabellängen von der Konverterplattform bis zur jeweils letzten WEA im Strang (Variante D 1)

Strang	Kabelstrecke	Gesamtlänge [km]
1	BorWin delta – WEA 1	31,7
2	BorWin delta – WEA 2	35,4
3	BorWin delta – WEA 12	24,9

2 Netzdaten und Parameter der elektrischen Betriebsmittel

Die Netzdaten und die Parameter der elektrischen Betriebsmittel stammen aus Datensätzen der Amprion GmbH und der P&M Power Consulting GmbH und wurden zur Parametrierung der Simulationsmodelle herangezogen. Sie entsprechen realen Daten, sind aber für die Berechnungen zum Projekt als beispielhaft anzusehen.

2.1 Daten und Anforderungen am Netzanschlusspunkt

2.1.1 220-kV-Netzanbindungskonzept

Im Falle des 220-kV-Netzanbindungskonzeptes befindet sich der Netzanschlusspunkt oberspannungsseitig am OWP-Transformator. Abbildung 2-1 verdeutlicht diesen Sachverhalt.

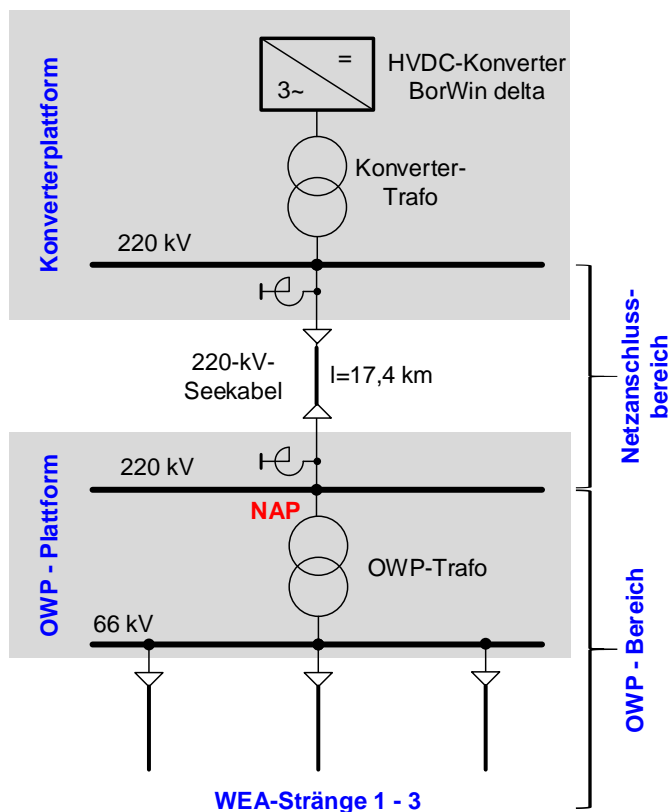


Abbildung 2-1: Übersichtsschaltbild des 220-kV-Netzanbindungskonzeptes mit Kennzeichnung des Netzanschlusspunktes

Die bezüglich der am NAP einzuhaltenden Grundanforderungen zur statischen Blindleistungsbereitstellung werden für die vorliegenden Untersuchungen unter Berücksichtigung der VDE-AR-N 4131 (TAR HGÜ) [9] und VDE-AR-N 4130 (TAR HöS) [8], wie in den Abbildungen 2-2 und 2-3 dargestellt, festgelegt.

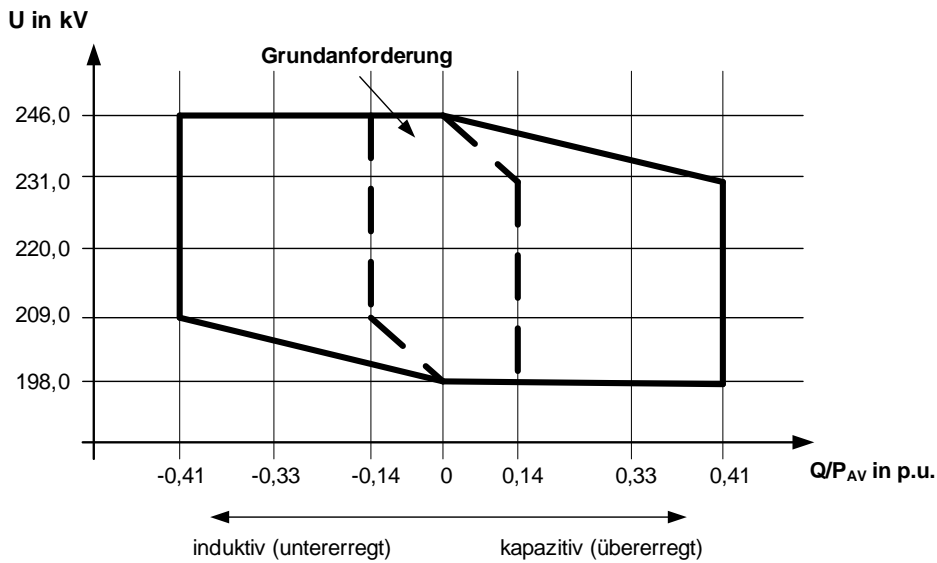


Abbildung 2-2: Angesetzter U- Q/P_{AV} -Arbeitsbereich am NAP des Offshore-Windparks in Anlehnung an Bild 14 der TAR HGÜ [9] (220-kV-Netzanbindungskonzept)

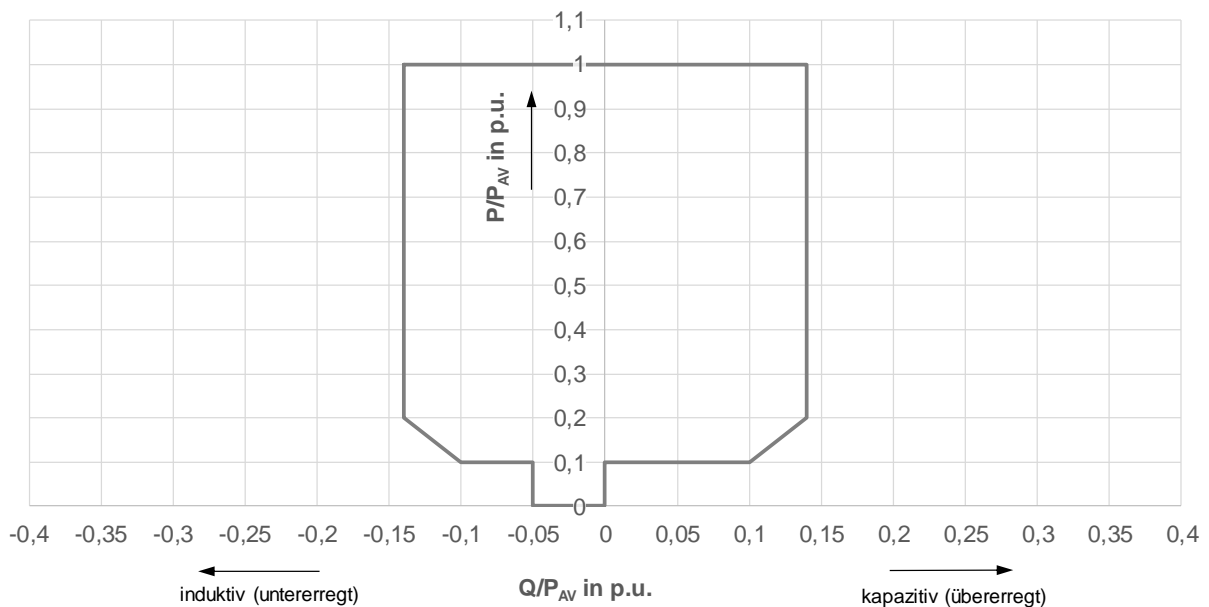


Abbildung 2-3: Q(P)-Arbeitsbereich für den Spannungsbereich 209 kV – 231 kV in Anlehnung an die TAR Hös [8], Bild 22 (220-kV-Netzanbindungskonzept)

Beim 220-kV-Netzanbindungskonzept entspricht die vereinbarte Anschlusswirkleistung PAV der insgesamt installierten Leistung des OWP. Sie ergibt sich somit zu $PAV = 270 \text{ MW}$.

2.1.2 66-kV-Netzanbindungskonzepte

Bei den beiden 66-kV-Netzanbindungskonzepten befinden sich die Netzanschlusspunkte an den zugehörigen Abgangsfeldern der 66-kV-Schaltanlage der seeseitigen HVDC-Konverterstation, wie in nachfolgender Abbildung 2-4 verdeutlicht.

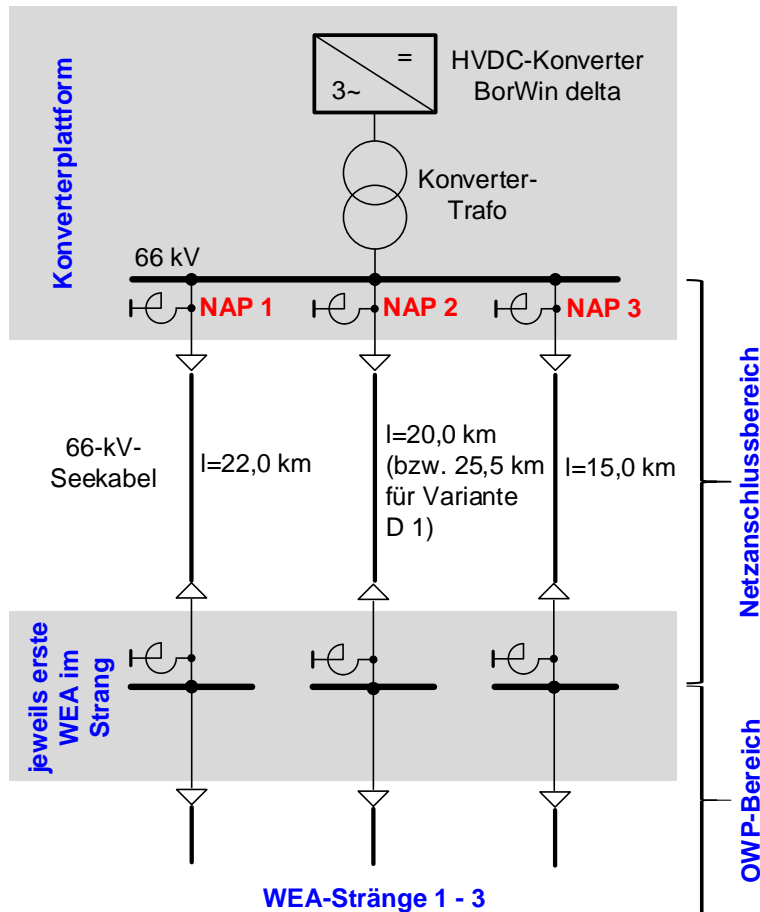


Abbildung 2-4: Übersichtsschaltbild des 66-kV-Netzanbindungskonzeptes mit Kennzeichnung der Netzanschlusspunkte

Die Grundanforderungen zur statischen Blindleistungsbereitstellung am NAP werden, analog zum 220-kV-Netzanbindungskonzept, unter Berücksichtigung der VDE-AR-N 4131 (TAR HGÜ) [9] und VDE-AR-N 4130 (TAR HöS) [8], wie in den Abbildungen 2-5 und 2-6 dargestellt, festgelegt. Die in Abbildung 2-5 dargestellten Spannungsgrenzen wurden an das in den TenneT O-NAR [3] ausgewiesene, dauerhaft zulässige Spannungsband im 66-kV-Netz angepasst.

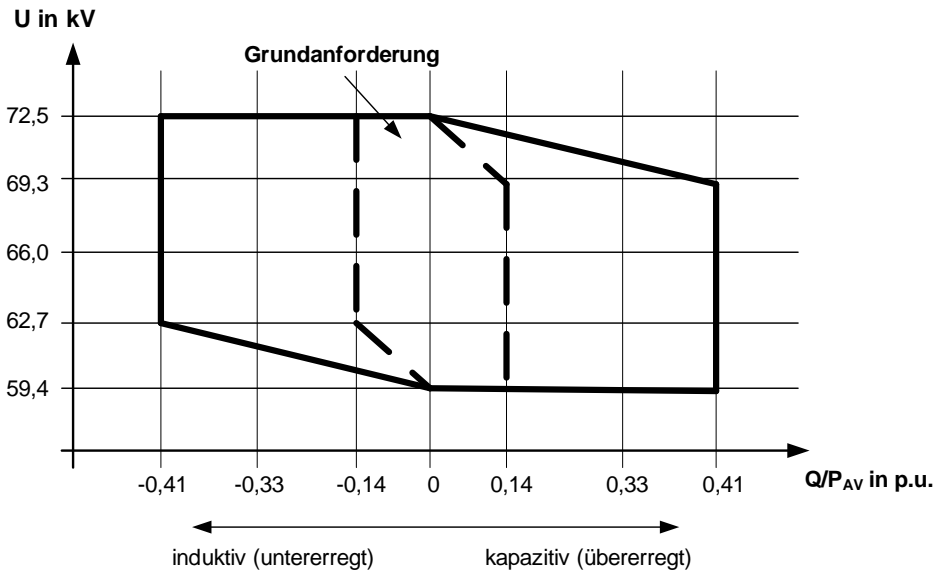


Abbildung 2-5: Angesetzter U- Q/P_{AV} -Arbeitsbereich am NAP des Offshore-Windparks in Anlehnung an Bild 14 der TAR HGÜ [9] (66-kV-Netzanbindungskonzept)

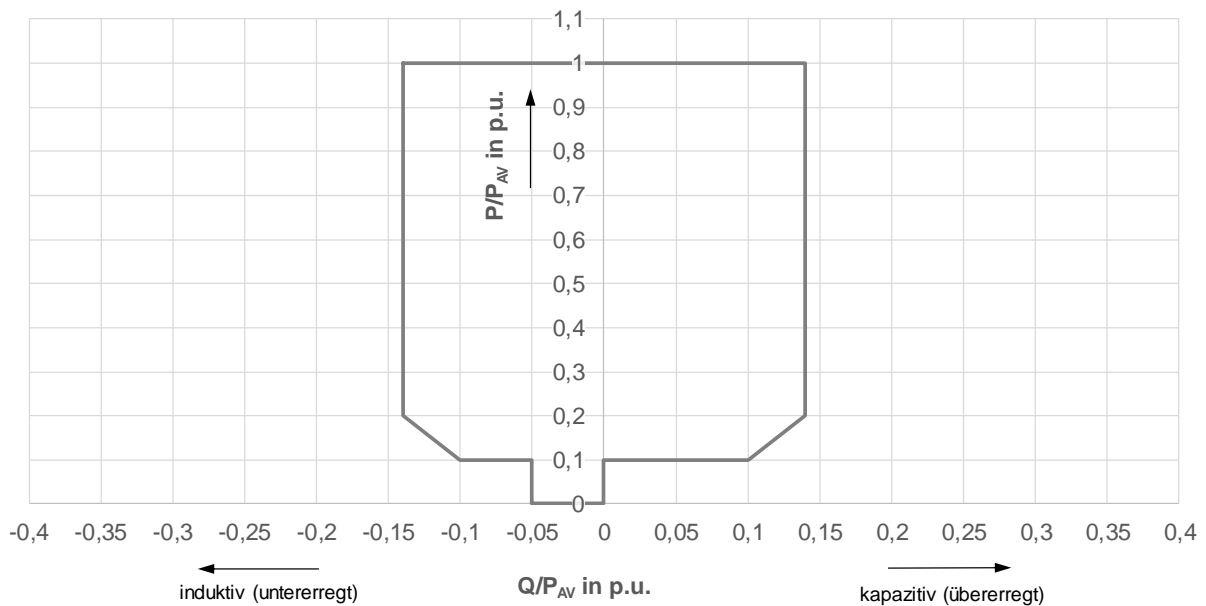


Abbildung 2-6: Q(P)-Arbeitsbereich für den Spannungsbereich 62,7 kV – 69,3 kV in Anlehnung an die TAR HöS [8], Bild 22 (66-kV-Netzanbindungskonzept)

Bei den beiden 66-kV-Netzanbindungskonzepten entfällt auf jeden Strang ein Drittel der insgesamt installierten OWP-Leistung. Somit ergibt sich die vereinbarte Anschlussleistung je NAP zu $P_{AV}=90$ MW.

2.2 Betriebsmitteldaten zum 220-kV-Netzanbindungskonzept

Die Betriebsmitteldaten des 220-kV-Seekabels, der zugehörigen 220-kV-Kompensationsdrosseln und des OWP-Transformators (siehe Abbildung 2-1) sind in den Tabellen 2-1 bis 2-3 aufgelistet.

Tabelle 2-1: 220-kV-Seekabel 3x630 mm²

Parameter	Einheit	Wert	Anmerkungen
Typ	2X(F)K2YR(AL)AA 3x1x630mm ² RM 127/220(245)kV + FO		
Leitermaterial	Kupfer		
Bemessungsspannung U ₀ /U (U _m)	kV	245	
Thermisch zulässiger Strom I _{th}	A	900	
Gleichstromwiderstand R' _{DC} bei 20°C	Ω/km	0,0283	
Wechselstromwiderstand R' _{AC} bei 90°C	Ω/km	0,0391	für Lastflussberechnungen verwendet ²
Induktivität im Mitsystem L'	mH/km	0,387	
Kapazität im Mitsystem C ₁ '	μF/km	0,166	

Tabelle 2-2: 220-kV-Kompensationsdrosseln für 220-kV-Exportkabel

Parameter	Einheit	Wert	Anmerkungen
Bemessungsspannung U _r	kV	220	-
Bemessungsleistung (Nennblindleistung) Q _r	Mvar	20	0,9 x Ladeleistung 220-kV-Kabel x 0,5
Güte	-	125	Annahme / Erfahrungswert

Die Grunddimensionierung der 220-kV-Ladestromkompensation beruht auf folgenden Ansätzen:

- Kompensationsgrad: 0,9
- Aufteilung der Gesamt-Kompensationsleistung zu jeweils 50% auf den Kabelanfang (Konverterplattform BorWin delta) und das Kabelende (OSS).

² Im Sinne eines „worst case“-Ansatzes hinsichtlich der Spannungshaltung wurden im Rahmen der Leistungsflussberechnungen bei allen Kabeln die 90-Grad-AC-Widerstände berücksichtigt.

Tabelle 2-3: 220/66-kV-OWP-Transformator

Parameter	Einheit	Wert	Anmerkungen
Bemessungsspannung OS-Wicklung	kV	220	
Bemessungsspannung US-Wicklung	kV	66	
Bemessungsleistung	MVA	300	
Schaltgruppe		YNd5	
Stufenstellwerk OS/US ?		OS	
Minimale Stufe		-9	
Mittlere Stufe		0	
Maximale Stufe		9	
Zusatzspannung je Stufe zu	%	1,6	
Kurzschlussspannung mittlere Stufe	%	13	
Kurzschlussspannung minimale Stufe	%	15	
Kurzschlussspannung maximale Stufe	%	11	
Kurzschlussverluste mittlere Stufe	kW	750	Abhängigkeit von der Stufenstellungsposition vernachlässigt
Kurzschlussverluste minimale Stufe	kW	750	
Kurzschlussverluste maximale Stufe	kW	750	
Leerlaufstrom i_0	%	0,15	
Leerlauf-/Eisenverluste P_0	kW	155	

2.3 Betriebsmitteldaten zum 66-kV-Netzanbindungskonzept

Die Hauptkabelstrecken zwischen der HVDC-Plattform BorWin delta und der jeweils ersten WEA pro Strang müssen eine Übertragungskapazität von 90 MW gewährleisten. Unter Berücksichtigung der zusätzlich zu übertragenden Blindleistung erreicht der Kabelstrom Werte von deutlich mehr als 800 A. Aus den vorliegenden Datensätzen geht hervor, dass hierfür ein 800-mm²-Cu-Seekabel geeignet ist. Die zugehörigen Kabeldaten sind in der nachfolgenden Tabelle 2-4 aufgelistet.

Tabelle 2-4: 66-kV-Seekabel 3x800 mm²

Parameter	Einheit	Wert	Anmerkungen
Typ	2XS(FL)2YRAA 3x1x800 RM/50+FO 38/66 kV		
Leitermaterial	Kupfer		
Thermisch zulässiger Strom I _{th}	A	890	
Bemessungsspannung U ₀ /U (U _m)	kV	72,5	
Gleichstromwiderstand R' _{DC} bei 20°C	Ω/km	0,0221	
Wechselstromwiderstand R' _{AC} bei 90°C	Ω/km	0,033	für Lastflussberechnungen verwendet ²
Induktivität im Mitsystem L'	mH/km	0,319	
Kapazität im Mitsystem C ₁ '	μF/km	0,334	

Die Bemessungsleistungen der zugehörigen 66-kV-Kompensationsdrosseln (siehe Abbildung 2-4) wurden an die jeweiligen Kabellängen angepasst und sind in den Tabellen 2-5 bis 2-8 zusammenfassend dokumentiert.

Die Grunddimensionierung beruht auf folgenden Ansätzen:

- Kompensationsgrad: g=0,9
- Aufteilung der Gesamt-Kompensationsleistung zu jeweils 50% auf den Kabelanfang (Konverterplattform BorWin delta) und das Kabelende (1. WEA im jeweiligen Strang).

Tabelle 2-5: 66-kV-Kompensationsdrosseln für 66-kV-Netzanschlusskabel (l = 15 km)

Parameter	Einheit	Wert	Anmerkungen
Bemessungsspannung U _r	kV	66	-
Bemessungsleistung (Nennblindleistung) Q _r	Mvar	3,1	0,9 x Ladeleistung 66-kV-Kabel x 0,5
Güte	-	125	Annahme

Tabelle 2-6: 66-kV-Kompensationsdrosseln für 66-kV-Netzanschlusskabel (l = 20 km)

Parameter	Einheit	Wert	Anmerkungen
Bemessungsspannung U_r	kV	66	-
Bemessungsleistung (Nennblindleistung) Q_r	Mvar	4,1	0,9 x Ladeleistung 66-kV-Kabel x 0,5
Güte	-	125	Annahme / Erfahrungswert

Tabelle 2-7: 66-kV-Kompensationsdrosseln für 66-kV-Netzanschlusskabel (l = 22 km)

Parameter	Einheit	Wert	Anmerkungen
Bemessungsspannung U_r	kV	66	-
Bemessungsleistung (Nennblindleistung) Q_r	Mvar	4,5	0,9 x Ladeleistung 66-kV-Kabel x 0,5
Güte	-	125	Annahme / Erfahrungswert

Tabelle 2-8: 66-kV-Kompensationsdrosseln für 66-kV-Netzanschlusskabel (l = 25,5 km)

Parameter	Einheit	Wert	Anmerkungen
Bemessungsspannung U_r	kV	66	-
Bemessungsleistung (Nennblindleistung) Q_r	Mvar	5,2	0,9 x Ladeleistung 66-kV-Kabel x 0,5
Güte	-	125	Annahme / Erfahrungswert

Anmerkung: Bei einseitiger Kompensation der Ladeleistung der 66-kV-Netzanschlusskabel würden ebenfalls keine unzulässigen Auslastungsgrade ($I/I_{th} > 100\%$) auftreten.

2.4 Betriebsmitteldaten des 66-kV-OWP-Netz

Innerhalb des OWP-Netzes kommen Cu-Kabel mit folgenden Querschnitten zur Anwendung:

- 800-mm²-Cu-Seekabel
- 630-mm²-Cu-Seekabel
- 185-mm²-Cu-Seekabel.

Die Typdaten des 800-mm²-Cu-Seekabels sind in der vorstehenden Tabelle 2-4, die des 630- sowie 185-mm²-Cu-Kabels in den nachfolgenden Tabellen 2-9 und 2-10 zusammengefasst.

Tabelle 2-9: 66-kV-Seekabel 3x630 mm²

Parameter	Einheit	Wert	Anmerkungen
Typ	2XS(FL)2YRAA 3x1x630 RM/35+FO 38/66 kV		
Leitermaterial	Kupfer		
Thermisch zulässiger Strom I _{th}	A	830	
Bemessungsspannung U ₀ /U (U _m)	kV	72,5	
Gleichstromwiderstand R' _{DC} bei 20°C	Ω/km	0,0283	
Wechselstromwiderstand R' _{AC} bei 90°C	Ω/km	0,040	für Lastflussberechnungen verwendet ²
Induktivität im Mitsystem L'	mH/km	0,331	
Kapazität im Mitsystem C _{1'}	μF/km	0,304	

Tabelle 2-10: 66-kV-Seekabel 3x185 mm²

Parameter	Einheit	Wert	Quelle/Anmerkungen
Typ	2XS(FL)2YRAA 3x1x185 RM/25+FO 38/66 kV		
Leitermaterial	Kupfer		
Thermisch zulässiger Strom I _{th}	A	490	
Bemessungsspannung U ₀ /U (U _m)	kV	72,5	
Gleichstromwiderstand R' _{DC} bei 20°C	Ω/km	0,0991	
Wechselstromwiderstand R' _{AC} bei 90°C	Ω/km	0,128	für Lastflussberechnungen verwendet ²
Induktivität im Mitsystem L'	mH/km	0,410	
Kapazität im Mitsystem C _{1'}	μF/km	0,192	

Tabelle 2-11 und Abbildung 2-7 beschreiben die wesentlichen Parameter des angenommenen WEA-Typs der 9-MW-Klasse. Sie wurden aus vorhandenen Datensätzen eines vergleichbaren Typs abgeleitet.

Tabelle 2-11: 66/0,7-kV-WEA-Transformator

Parameter	Einheit	Wert	Quelle/Anmerkungen
Bemessungsspannung OS-Wicklung	kV	66	Datenblatt
Bemessungsspannung US-Wicklung	kV	0,72	Datenblatt
Bemessungsleistung	MVA	10	Datenblatt
Schaltgruppe		Dyn5	Datenblatt
Kurzschlussspannung u_k	%	$\pm 2 \times 2,5$	Datenblatt
Kurzschlussverluste	kW	100	Datenblatt
Leerlaufstrom i_0	%	0,3	Datenblatt
Leerlauf-/Eisenverluste P_0	kW	8	Datenblatt

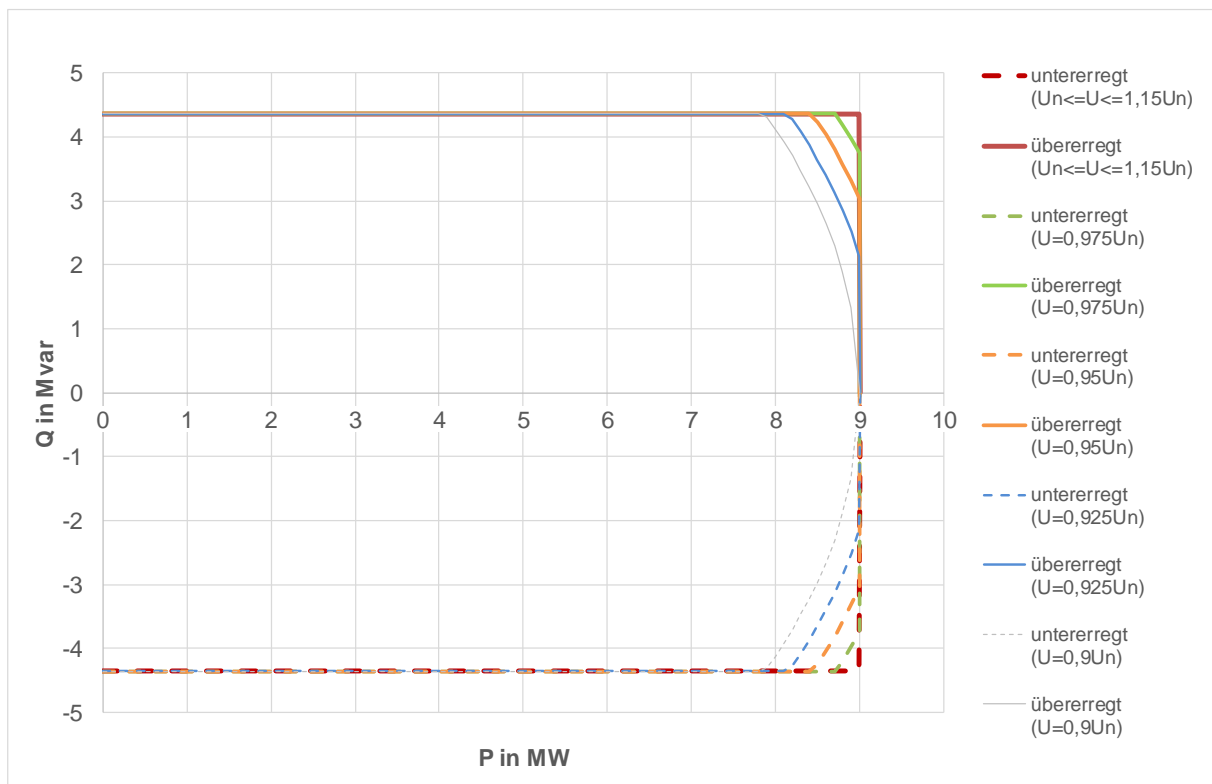


Abbildung 2-7: WEA-Leistungsdigramm, bezogen auf die US-Seite des WEA-Transformators

Der Betriebsbereich des WEA-Umrichters wird zu $0,9 U_n \leq U \leq 1,15 U_n$ angenommen.

3 Ergebnisse der Lastflussberechnungen

Ausgehend von den in Abschnitt 1 erarbeiteten Grundlagen und den Betriebsmitteldaten gemäß Abschnitt 2, wurden, für jedes Netzanbindungskonzept getrennt, Lastflussmodelle in der Softwareumgebung DIgSILENT PowerFactory erstellt und, wie nachfolgend beschrieben, im Rahmen von Leistungsflussberechnungen angewendet:

1. Berechnung der Leistungsdiagramme am Netzanschlusspunkt / den Netzanschlusspunkten für verschiedene, repräsentative Q(U)-Bereiche im gesamten Spannungsbereich³
2. Pro Berechnungsschritt zur Ermittlung der Leistungsdiagramme:
 - Überprüfung der Betriebsmittelauslastungen der Kabel und Transformatoren
 - Überprüfung der Spannungshaltung im gesamten Netz
 - Überprüfung der Stufenstellung des OWP-Transformators (bei Untersuchung des 220-kV-Netzanbindungskonzeptes).

An Hand der vorstehend beschriebenen Verfahrensweise werden die Betriebsgrenzen innerhalb des OWP und des zugehörigen Netzanbindungssystems für alle möglichen Betriebspunkte verifiziert und auf dieser Grundlage die technische Machbarkeit nachgewiesen.

Darüber hinaus wurden je Berechnungsschritt auch die Netzverluste P_v , getrennt für den OWP und das Netzanbindungssystem, sowie die Netzverluste insgesamt bestimmt. Die Werte dienen als Grundlage für die Ermittlung und Gegenüberstellung der jährlichen Verlustenergien und Verlustkosten in Abschnitt 4.

3.1 Lastflussberechnungen zur 220-kV-Netzanbindung

Die Berechnung der Leistungsdiagramme wurde für folgende Spannungen und Blindleistungsgrenzen am Netzanschlusspunkt durchgeführt⁴:

- 198 kV (0,90 p.u.) / 0 Mvar & voll übererregt
- 209 kV (0,95 p.u.) / voll untererregt & voll übererregt
- 220 kV (1,00 p.u.) / voll untererregt & voll übererregt
- 231 kV (1,05 p.u.) / voll untererregt & voll übererregt
- 246 kV (1,12 p.u.) / voll untererregt & 0 Mvar.

³ Die Berechnungen wurden jeweils in 10%-Schritten von 0% WEA-Einspeisung bis 100% Einspeisung durchgeführt. Je Wirkleistungs-Betriebspunkt wurde die Blindleistung am NAP / an den NAPs entsprechend den Grundanforderungen zur Blindleistungsbereitstellung (über- und untererregte Blindleistungsgrenze gemäß Abbildung 2-3 bzw. 2-6) eingestellt.

⁴ Durch diese Vorgaben wird der gesamte P/Q/U-Arbeitsbereich des OWP erfasst. Die auf dieser Grundlage ermittelten Berechnungsergebnisse führen zu maximalen Betriebsmittelauslastungen sowie extremen Spannungsverhältnissen im betrachteten Netz und decken alle möglichen Zwischenzustände mit ab.

Der zugehörige Ergebnisdatensatz, bestehend aus den zugehörigen Leistungsdiagrammen, tabellarischen Übersichten der maximalen Betriebsmittelauslastungen, minimalen und maximalen Spannungen je Netzebene sowie den grafischen Darstellungen der Netzverluste ist in der Anlage 1 zu diesem Gutachten zusammengefasst.

Bei der Berechnung der Leistungsdiagramme wird davon ausgegangen, dass der Parkregler die Grenzen der geforderten spannungsabhängigen Blindleistungsstellbereiche „abfährt“ und im unteren Leistungsbereich, d.h. für $P < 20\% P_{AV}$ auf die jeweilige Grenze eingestellt verbleibt. Somit wird demonstriert, dass der OWP die an ihn gestellten Grundanforderungen zur Blindleistungsbereitstellung vollständig erfüllen kann.

Nachfolgend wird in diesem Kontext exemplarisch das für Nennspannung am NAP berechnete Leistungsdiagramm gezeigt.

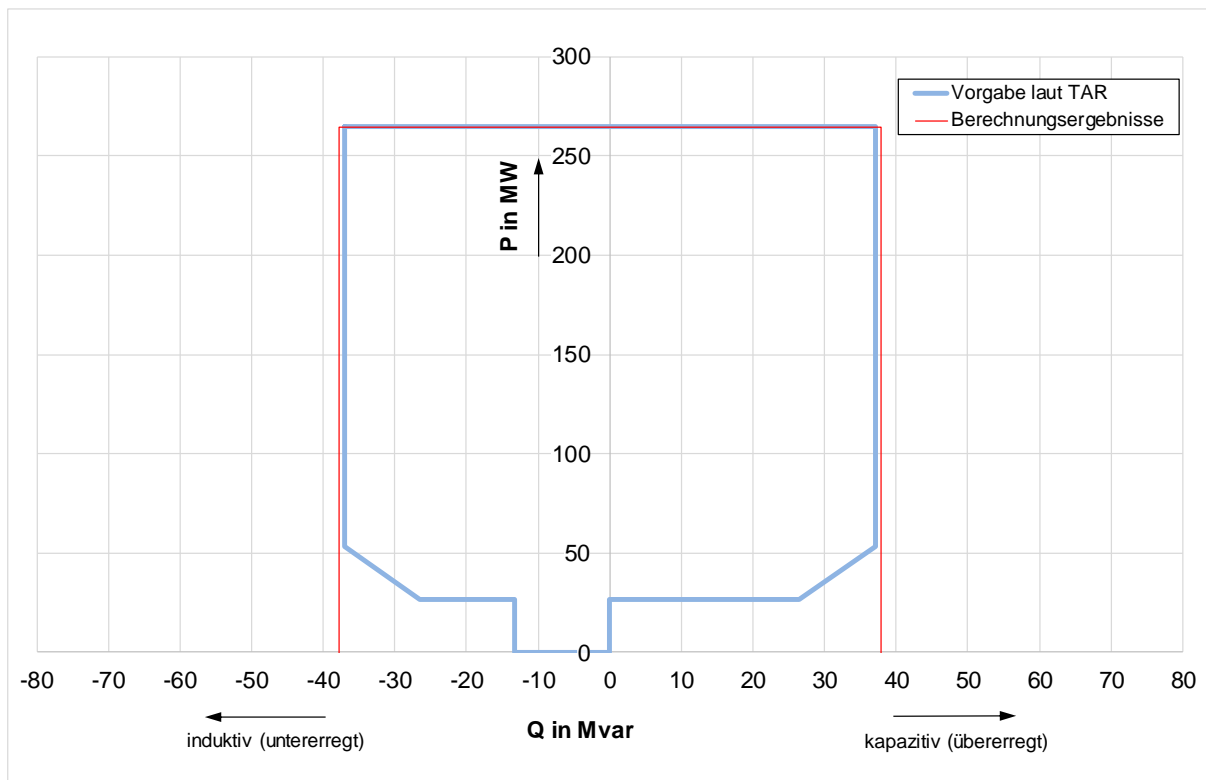


Abbildung 3-1: 220-kV-Netzanbindungskonzept: Leistungsdiagramm am NAP bei Nennspannung ($U=U_n=220$ kV)

Nachfolgend werden die aus allen Berechnungsfällen resultierenden maximalen Betriebsmitelauslastungen sowie die Extremwerte der Spannungen pro Netzebene zusammengefasst.

- Maximale Kabelauslastung:
 - 220-kV-NAB⁵: $I/I_{th(max)} = 91,2 \%$
 - 66-kV-Bereich: $I/I_{th(max)} = 90,8 \%$ (OSS-WEA 10)

- Maximale Auslastung des OWP-Transformators:
 - $I/I_{rT(max)} = 99,0 \%$

- Stufenschalterposition des OWP-Transformators:
 - Minimale Stufe: -8
 - Maximale Stufe: 6

- Maximale Auslastung der WEA-Transformatoren:
 - $I/I_{rT(max)} = 81,6 \%$

- Minimale Spannungen:
 - 66-kV-Netz: $U_{min}/U_n = 0,99$ p.u. (66 kV SS 1)
 - WEA-US-Seite: $U_{min}/U_n = 0,98$ p.u. (WEA 1)

- Maximale Spannungen:
 - 66-kV-Netz: $U_{max}/U_n = 1,02$ p.u. (WEA 1)
 - WEA-US-Seite: $U_{max}/U_n = 1,05$ p.u. (WEA 1)

Fazit

Aus den Ergebnissen geht hervor, dass die Grundanforderungen zur Blindleistungsbereitstellung über den gesamten Bereich der Wirkleistungseinspeisung vollständig erfüllt werden können, ohne die Betriebsgrenzen des Netzes zu verletzen. Aus Sicht der Leistungsflussverhältnisse ist das 220-kV-Netzanbindungskonzept uneingeschränkt machbar.

⁵ NAB = **Netzanschlussbereich** (siehe auch Abbildung 2-1)

3.2 Lastflussberechnungen zur 66-kV-Direktanbindung nach Variante A 2

Die Lastflussberechnungen zur 66-kV-Direktanbindung nach Variante A2 wurden für folgende Spannungen und Blindleistungsgrenzen am Netzanschlusspunkt durchgeführt⁴:

- 59,4 kV (0,90 p.u.): / 0 Mvar & voll übererregt
- 62,7 kV (0,95 p.u.) / voll untererregt & voll übererregt
- 66,0 kV (1,00 p.u.) / voll untererregt & voll übererregt
- 69,3 kV (1,05 p.u.) / voll untererregt & voll übererregt
- 72,5 kV (1,10 p.u.) / voll untererregt & 0 Mvar.

Der vollständige Ergebnisdatensatz ist in Anlage 2 dokumentiert.

Nachfolgende Abbildung 3-2 zeigt exemplarisch das summarische Leistungsdiagramm aller NAP_i für $U=U_n=66$ kV an den Netzanschlusspunkten.

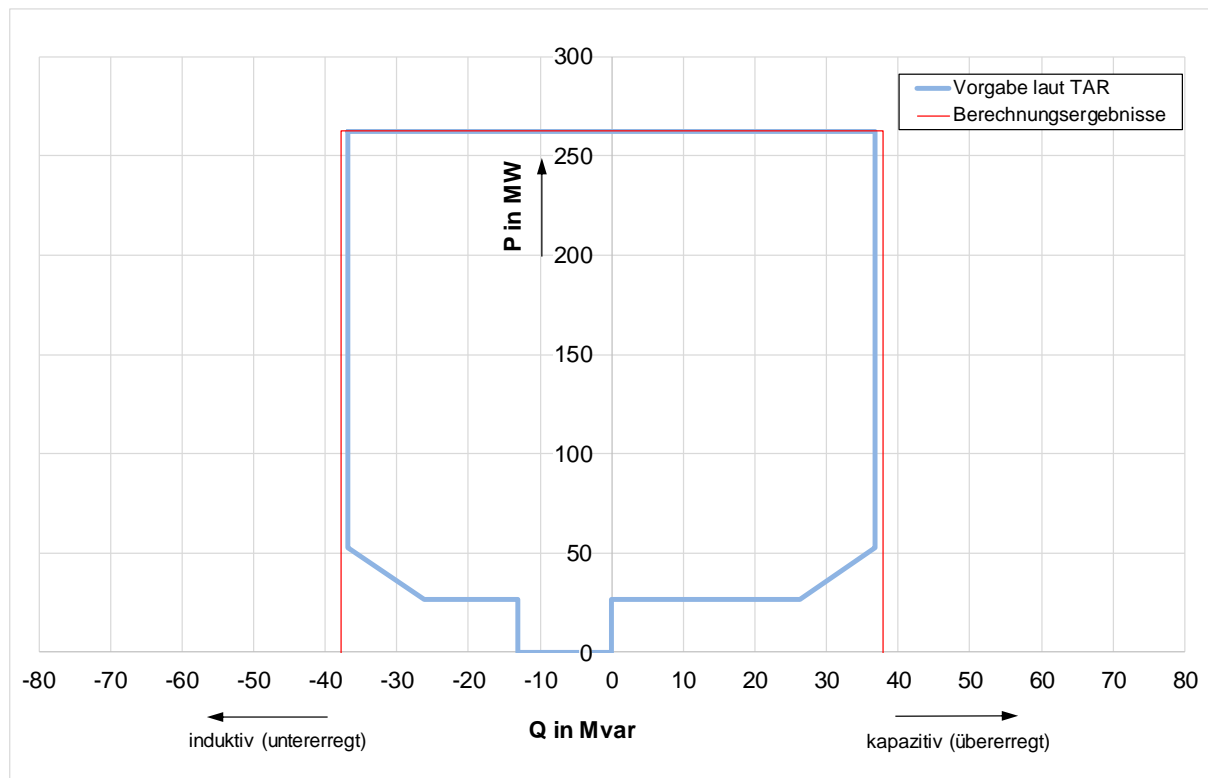


Abbildung 3-2: 66-kV-Netzanbindungskonzept nach Variante A2: summarisches Leistungsdiagramm über alle NAP_i bei Nennspannung ($U=U_n=66$ kV)

Nachfolgende Aufzählung fasst nochmals die Extremwerte der Auslastungsgrade sowie der Spannungen je Netzebene über alle durchgeführten Einzelberechnungen zusammen.

- Maximale Kabelauslastung:
 - $I/I_{th(max)} = 96,9 \%$
- Maximale Auslastung der WEA-Transformatoren:
 - $I/I_{rT(max)} = 88,3 \%$
- Minimale Spannungen:
 - 66-kV-Netz: $U_{min}/U_n = 0,90$ p.u. (WEA 1)
 - WEA-US-Seite: $U_{min}/U_n = 0,90$ p.u. (WEA 1)
- Maximale Spannungen:
 - 66-kV-Netz: $U_{max}/U_n = 1,12$ p.u. (WEA 1)
 - WEA-US-Seite: $U_{max}/U_n = 1,13$ p.u. (WEA 1)

Fazit

Aus den Ergebnissen geht hervor, dass die Grundanforderungen zur Blindleistungsbereitstellung über den gesamten Bereich der Wirkleistungseinspeisung vollständig erfüllt werden können, ohne die thermisch zulässigen Ströme der Betriebsmittel zu überschreiten.

Des Weiteren kann festgestellt werden, dass die Spannung an den WEA-Generatoren in allen untersuchten Betriebspunkten innerhalb des definierten Betriebsbereiches (vgl. mit Abschnitt 2.4) verbleiben.

Die Spannung im 66-kV-Netz nimmt jedoch, insbesondere in Szenarien mit Spannungen am NAP oberhalb der Netznennspannung und hoher OWP-Einspeisung, unzulässige Werte oberhalb der dauerhaft zulässigen Betriebsspannung im 66-kV-Netz ($U_m=72,5$ kV [4]) an. Des Weiteren verletzen die Spannungswerte teils das in den gängigen Normen zur Spannungsqualität (bspw. [5]) definierte Spannungsband von $90\%U_n \leq U \leq 110\%U_n$.

Mithilfe einer oberen Begrenzung des Spannungsbandes am offshoreseitigen HVDC-Konverters BorWin delta können jedoch im gesamten Netz deutlich günstigere Spannungsbedingungen eingestellt und die Spannungsbeanspruchungen auf ein zulässiges Maß begrenzt werden. Diese Begrenzung des Spannungsbandes stellt jedoch keine Einschränkung für den Windpark dar und ist seitens des Übertragungsnetzbetreibers ohne zusätzlichen Aufwand durch Anpassung des Konverter-Sollspannungs-Verhaltens umsetzbar.

Weitere Details dazu werden in Abschnitt 5 diskutiert.

3.3 Lastflussberechnungen zur 66-kV-Direktanbindung nach Variante D 1

Die Lastflussberechnungen zur 66-kV-Direktanbindung nach Variante D 1 wurden erneut für folgende Spannungen und Blindleistungsgrenzen am Netzanschlusspunkt durchgeführt:⁴

- 59,4 kV (0,90 p.u.) / 0 Mvar & voll übererregt
- 62,7 kV (0,95 p.u.) / voll untererregt & voll übererregt
- 66,0 kV (1,00 p.u.) / voll untererregt & voll übererregt
- 69,3 kV (1,05 p.u.) / voll untererregt & voll übererregt
- 72,5 kV (1,10 p.u.) / voll untererregt & 0 Mvar.

Der vollständige Datensatz mit den zugehörigen Berechnungsergebnissen ist Anlage 3 zu entnehmen.

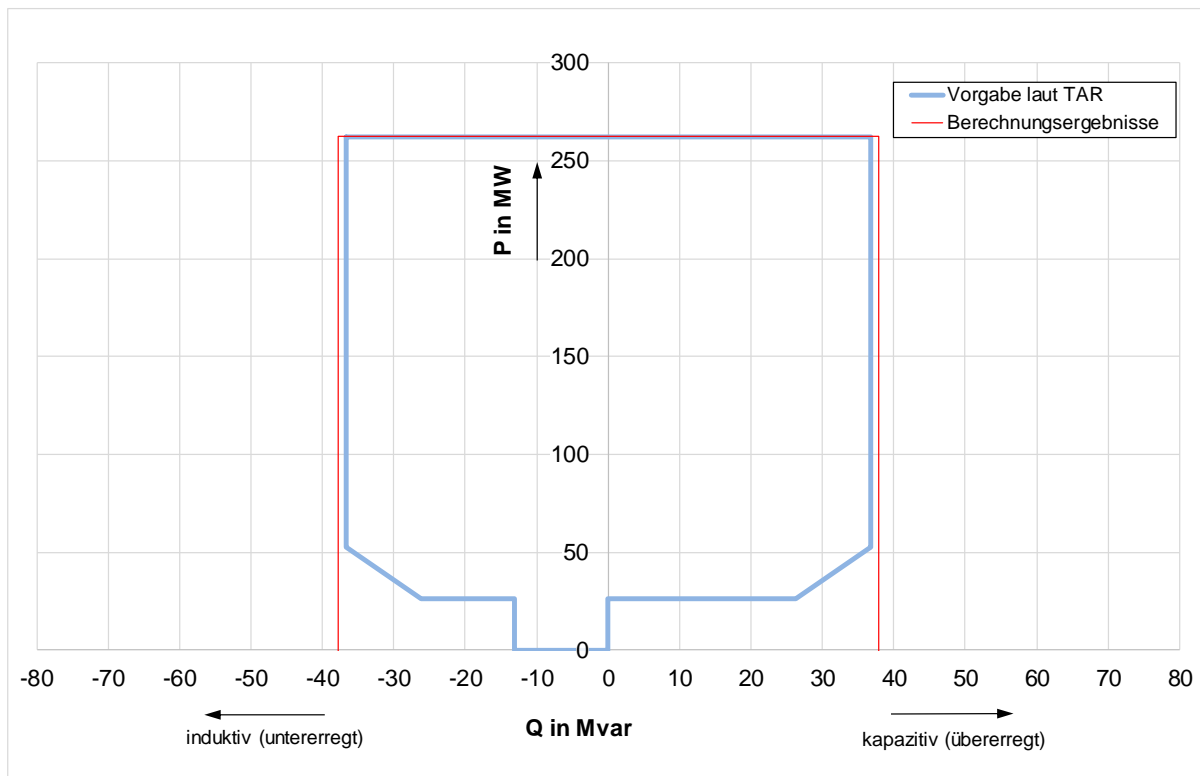


Abbildung 3-3: Leistungsdiagramm zur Blindleistungsbereitstellung am NAP bei Nennspannung für die 66-kV-Direktanbindung nach Variante D 1

Vorstehende Abbildung 3-3 zeigt diesbezüglich beispielhaft das für dieses Anbindungskonzept unter Nennspannungsbedingungen am NAP ($U=U_n$) berechnete Leistungsdiagramm.

Nachfolgend werden die aus allen Einzelberechnungen ermittelten Extremwerte der Auslastungsgrade und Spannungen nochmals zusammengefasst.

- Maximale Kabelauslastung:
 - $I/I_{th(max)} = 91,5 \%$

- Maximale Auslastung der WEA-Transformatoren:
 - $I/I_{rT(max)} = 88,7 \%$

- Minimale Spannungen:
 - 66-kV-Netz: $U_{min}/U_n = 0,89$ p.u. (WEA 12)
 - WEA-US-Seite: $U_{min}/U_n = 0,88$ p.u. (WEA 12)

- Maximale Spannungen:
 - 66-kV-Netz: $U_{max}/U_n = 1,13$ p.u. (WEA 12)
 - WEA-US-Seite: $U_{max}/U_n = 1,13$ p.u. (WEA 2)

Fazit

Die Erkenntnisse entsprechen im Wesentlichen denen zur 66-kV-Variante A 2.

Die Grundanforderungen zur Blindleistungsbereitstellung können über den gesamten Bereich der Wirkleistungseinspeisung vollständig erfüllt werden, ohne dass die thermisch zulässigen Ströme der elektrischen Betriebsmittel erreicht oder überschritten werden.

Die Spannungen an den WEA-Generatoren überschreiten den Betriebsspannungsbereich gemäß den Annahmen in Abschnitt 2.4 nicht, erreichen jedoch teils die obere Betriebsgrenze.

Bezüglich der Spannungen im 66-kV-Netz ist erneut festzuhalten, dass die Spannungen in ungünstigen Betriebspunkten Werte außerhalb des Spannungsbandes $\pm 10\%$ der Nennspannung [5] bzw. oberhalb der dauerhaft zulässigen Spannung gemäß [4] annehmen, sodass eine Begrenzung der Spannung am offshoreseitigen HVDC-Konverters BorWin delta erforderlich wird, um die Spannung im gesamten 66-kV-Netz sicher innerhalb der zulässigen Betriebsgrenzen zu halten. Dies stellt jedoch, wie bereits unter 3.3 erläutert, keine Einschränkung für den Betrieb des Netzes und des OWP dar.

Eine detaillierte Diskussion dazu erfolgt in Abschnitt 5.

3.4 Gesonderte Betrachtungen zur Grenzlänge der 66-kV-Netzanschlusskabel

Auf Basis der bisher dokumentierten Ergebnisse wurden für die 66-kV-Direktanbindungen Untersuchungen zu den maximal technisch möglichen Kabellängen der 66-kV-Netzanschlusskabel zwischen der Konverterstation BorWin delta und der jeweils ersten WEA im Strang durchgeführt.

Für die Berechnungen gelten folgende Randbedingungen:

- Spannung am NAP: $U_{\text{NAP}} = 69,3 \text{ kV}$ (105 % U_n)
- Maximal übererregte Einstellung des Parkreglers gemäß Grundanforderung aus [9]
- Strangweise Verlängerung des 66-kV-Netzanschlusskabels bis die maximal zulässige Spannung von 72 kV ($U_n + \sim 10\%$; Reserve berücksichtigt) am Strangende, d.h. an der letzten WEA im Strang, erreicht wird.

Die nachfolgenden Tabellen 3-1 und 3-2 dokumentieren für beide 66-kV-Netzanschlusskonzepte die auf den o.g. Grundlagen ermittelten technischen Grenzlängen l_{max} der 66-kV-Netzanschlusskabel. Ergänzend sind auch die ursprünglichen Kabellängen l_{original} sowie die Auslastungsgrade l/l_{th} der verlängerten Kabel mit dokumentiert.

Tabelle 3-1: Grenzlängen der 66-kV-Netzanschlusskabel für die 66-kV-Direktanbindung nach Variante A2

Strang	Verbindung	l_{original} [km]	l_{max} [km]	l/l_{th} [%]
1	BorWin delta - WEA 30	22,0	40,0	82,8
2	BorWin delta - WEA 11	20,0	41,0	82,7
3	BorWin delta - WEA 21	15,0	43,0	82,4

Tabelle 3-2: Grenzlänge der 66-kV-Netzanschlusskabel für die 66-kV-Direktanbindung nach Variante D1

Strang	Verbindung	l_{original} [km]	l_{max} [km]	l/l_{th} [%]
1	BorWin delta - WEA 30	22,0	40,0	82,8
2	BorWin delta - WEA 11	25,5	38,0	83,0
3	BorWin delta - WEA 21	15,0	43,0	82,4

Verallgemeinernd kann daraus abgeleitet werden, dass unter den vorliegenden Bedingungen

- Anordnung von 10 WEA mit einer installierten Gesamtleistung von 90 MW je Strang
- Kompensation der Ladeleistung mit $g=0,9$, jeweils zu 50 % am Anfang und Ende des Kabels, sowie
- Blindleistungsbereitstellung an den NAP gemäß Abbildung 2-6 bei einer maximalen Spannung von 105% U_n am NAP

eine 66-kV-Netzanschluss von Offshore-Windparks bis zu einer Entfernung von ca. 38 km zur Konverterplattform technisch machbar ist.

4 Ermittlung der Netzverluste und Gegenüberstellung der Verlustkosten

Ein wesentlicher Bestandteil des Variantenvergleiches der betrachteten Netzanschlusskonzepte 220 kV vs. 66 kV besteht in der Ermittlung und Gegenüberstellung der Netzverluste und der daraus resultierenden jährlichen Verlustkosten.

Grundlage der diesbezüglichen Untersuchungen bilden die über die verschiedenen Betriebspunkte zwischen Leerlauf und Volleinspeisung ermittelten Verlustleistungen zwischen den WEA-Anschlusspunkten und dem Anschlusspunkt des offshoreseitigen HVDC-Konverters BorWin delta. Die nachfolgenden Abbildungen 4-1 bis 4-3 dokumentieren die dementsprechend ermittelten Verluste wie folgt:

- Abbildung 4-1: Wirkleistungsabhängige Verlustleistungen für den Netzanschlussbereich
- Abbildung 4-2: Wirkleistungsabhängige Verlustleistungen für den OWP
- Abbildung 4-3: Wirkleistungsabhängige Verlustleistungen insgesamt (Netzanschlussbereich + OWP).

Die Einteilung in Netzanschluss- und OWP-Bereich ist den Abbildungen 2-1 und 2-4 zu entnehmen.

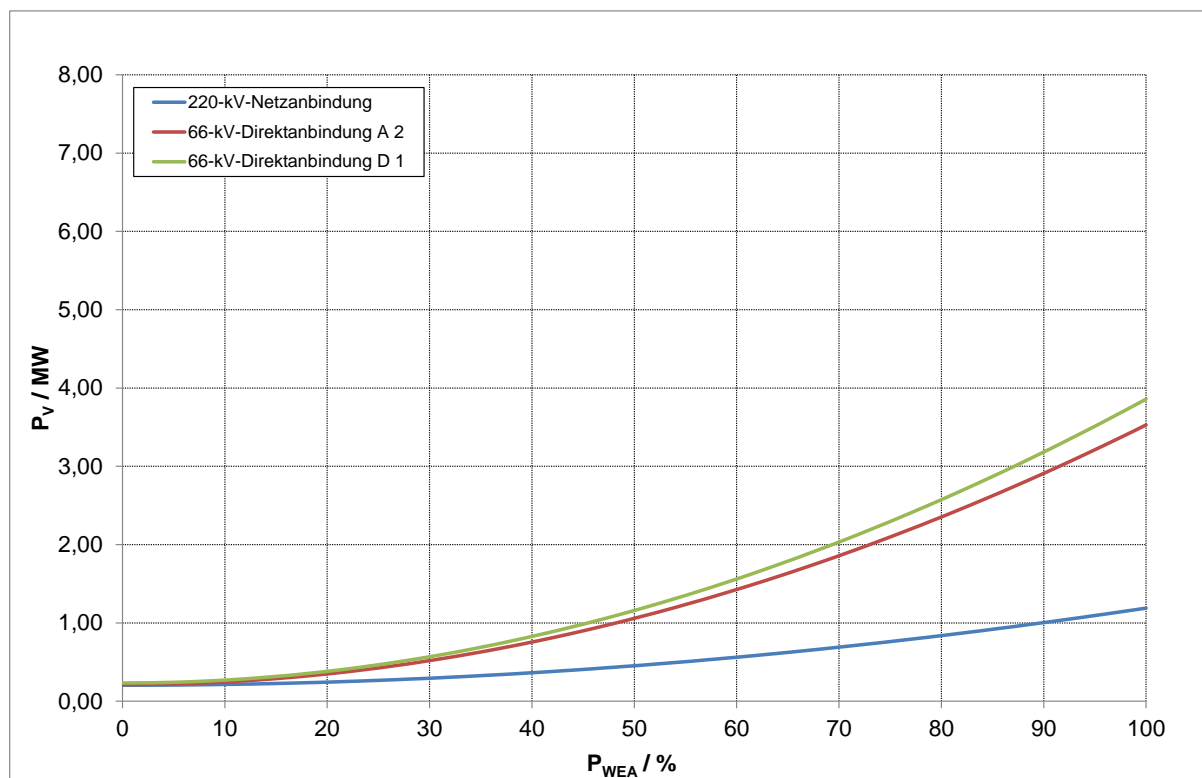


Abbildung 4-1: Verlustleistungen für den Netzanschlussbereich in Abhängigkeit von der WEA-Einspeisung

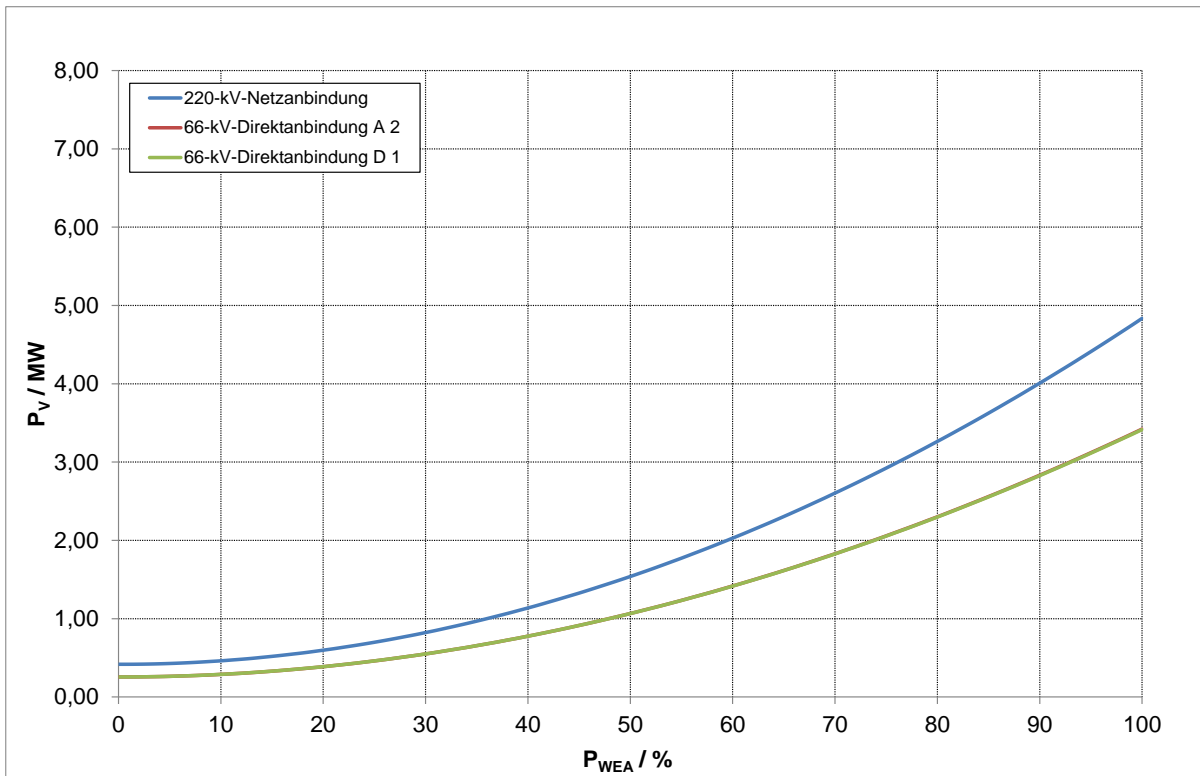


Abbildung 4-2: Verlustleistungen im OWP in Abhängigkeit von der WEA-Einspeisung

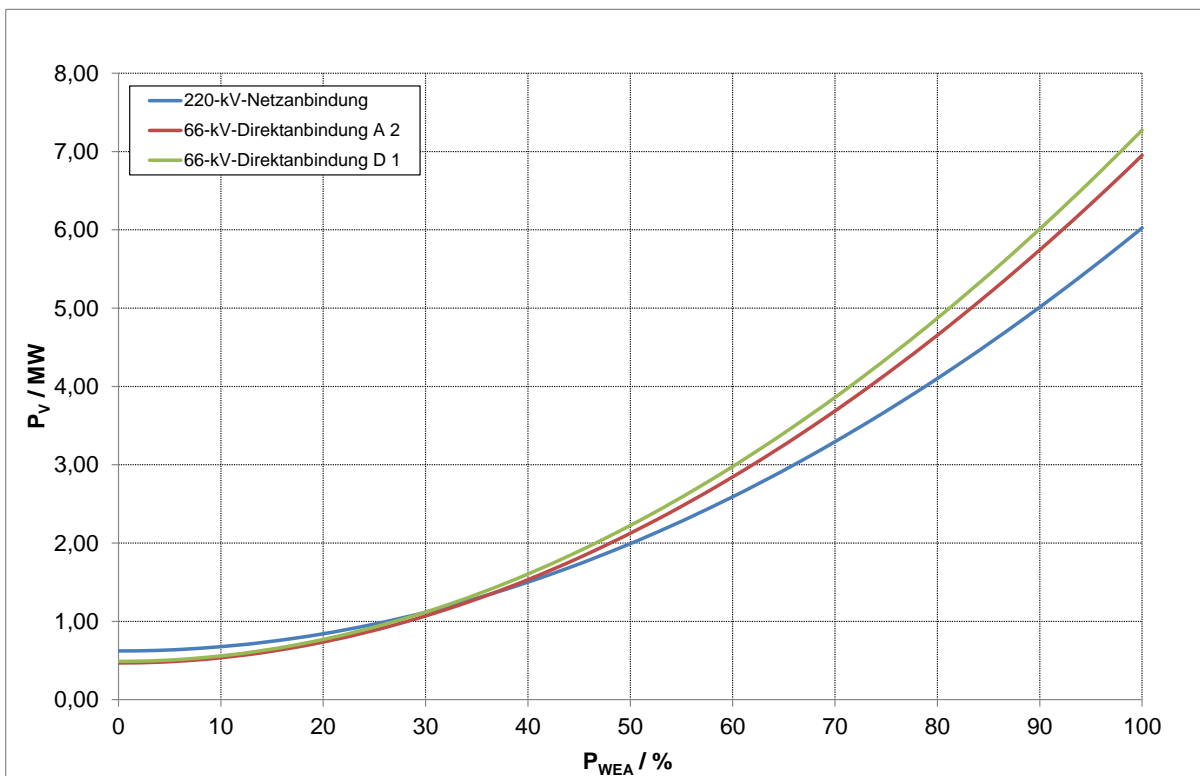


Abbildung 4-3: Gesamt-Verlustleistungen (Netzanschlussbereich + OWP) in Abhängigkeit von der WEA-Einspeisung

Den Berechnungen liegen jeweils folgende Bedingungen am Netzanschlusspunkt des OWP zu Grunde:

- $U=U_n=220$ kV (66 kV)
- $Q=0$ (blindleistungsneutraler Betrieb des OWP).

Daraus ist zunächst ersichtlich, dass die Verlustleistungen bzgl. des Netzanbindungsbereiches für das 220-kV-Netzanbindungskonzept niedriger im Vergleich zu den 66-kV-Netzanbindungskonzepten ausfallen (Abbildung 4-1).

Im Gegensatz dazu sind die OWP-Verluste für das 220-kV-Netzanbindungskonzept vergleichsweise höher, da diesbezüglich zusätzliche Verluste im OWP-Transformator anfallen, die bei den 66-kV-Konzepten nicht existieren (Abbildung 4-2).

Aus der Gegenüberstellung der Gesamtverluste ist ersichtlich, dass im unteren Leistungsbe- reich bis ca. 35% Einspeisung, die Verlustleistungen der 66-kV-Netzanschlusskonzepte ge- ringfügig niedriger als die für das 220-kV-Konzept sind. Mit zunehmender Einspeisung nehmen die Verluste für die 66-kV-Netzanbindungskonzepte im Vergleich zum 220-kV-Konzept über- proportional zu, sodass diese ab ca. 35 % Einspeisung über denen des 220-kV-Konzeptes liegen. Mit weiter zunehmender Einspeisung wächst die Differenz zwischen den Verlustkenn- linien und erreicht bei Volleinspeisung einen Wert von 1 MW (220-kV-Netzanbindungskonzept vs. 66-kV-Netzanbindungskonzept A 2) bzw. 1,2 MW (220-kV-Netzanbindungskonzept vs. 66- kV-Netzanbindungskonzept D 1).

Ausgehend von den berechneten Verlustleistungen (siehe oben) und dem in unmittelbarer Nähe zur Fläche N-6.7 gemessenen Jahrgang der Windgeschwindigkeit wurden darüber hinaus auch die jährlichen Verlustenergien und Verlustkosten bestimmt.

Dazu wurden die gemessenen Windgeschwindigkeiten über die bekannte Leistungskurve ei- ner Offshore-WEA in elektrische Wirkleistungswerte konvertiert und anschließend mittels der bekannten wirkleistungsabhängigen Verlustleistungen in entsprechende Verlustenergien um- gerechnet. Durch Summation der zeitlichen Einzelwerte über das gesamte Jahr wurden die jährlichen Verlustenergien und schlussendlich auch die zugehörigen Verlustkosten für alle 3 untersuchten Netzanschlusskonzepte bestimmt. Zur Berechnung der Verlustkosten wurde der Strom-Mehr- und Mindermengenpreis gemäß BDEW von Oktober 2019 [6] in Höhe von 0,046178 €/kWh angesetzt.

Die nachfolgenden Abbildungen 4-4 und 4-5 stellen die auf dieser Grundlage ermittelten, jähr- lichen Verlustenergien (Abbildung 4-4) und Verlustkosten (Abbildung 4-5) gegenüber. In Er- gänzung dazu, fasst Tabelle 4-1 die Ergebnisse nochmals tabellarisch zusammen.

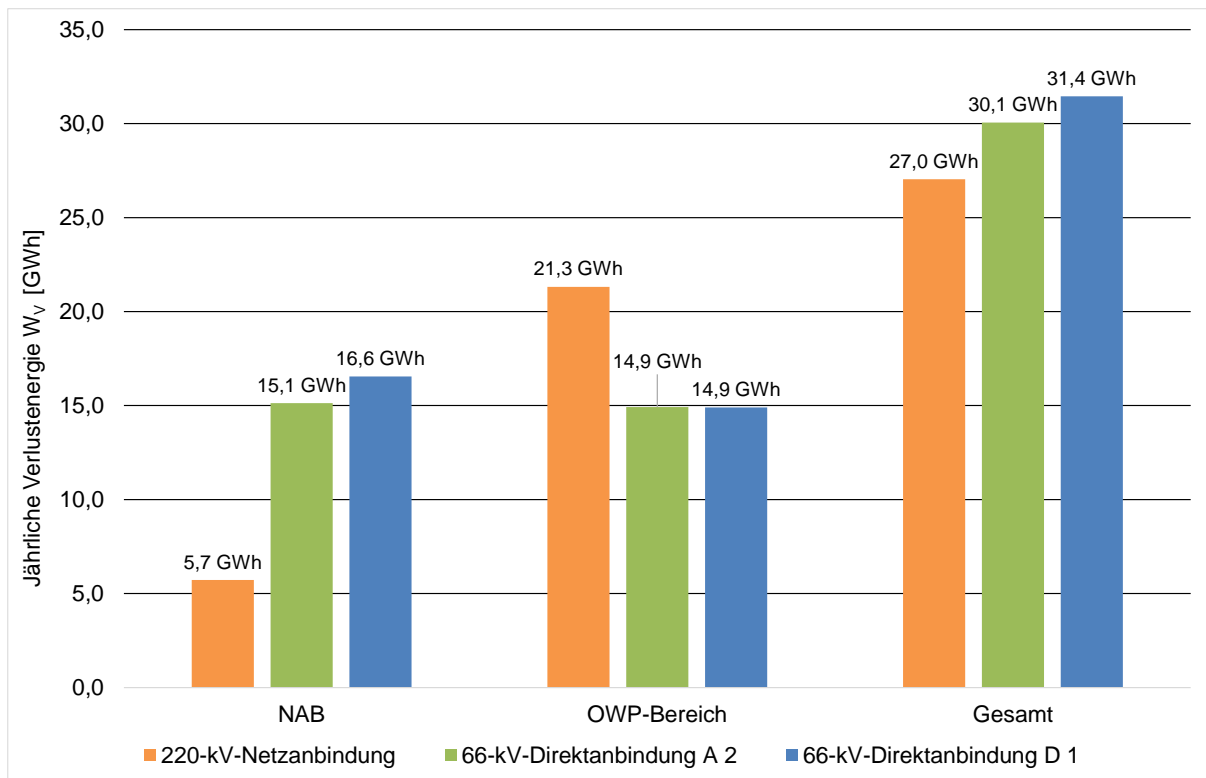


Abbildung 4-4: Gegenüberstellung der jährlichen Verlustenergien

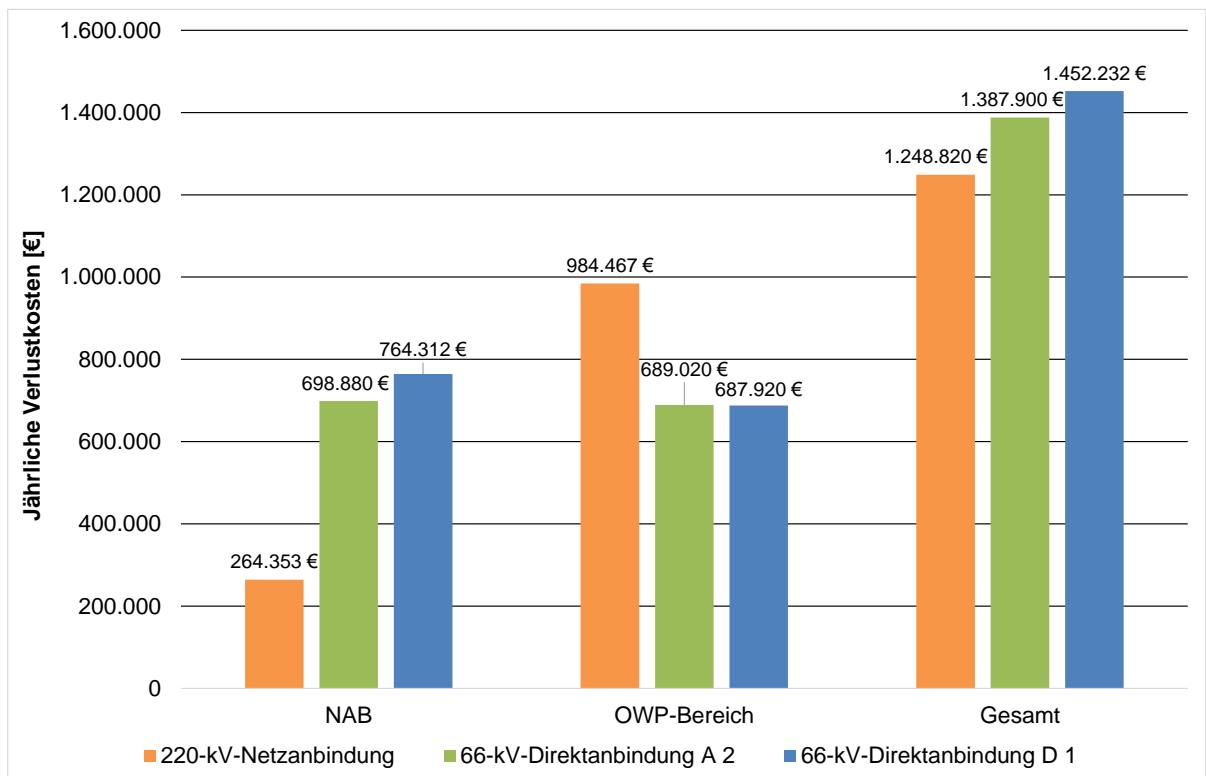


Abbildung 4-5: Gegenüberstellung der jährlichen Verlustkosten

Tabelle 4-1: Jährliche Verlustenergien und -kosten: tabellarische Zusammenfassung

	NAB		OWP-Bereich		Gesamt	
	W _v [GWh]	Kosten [€]	W _v [GWh]	Kosten [€]	W _v [GWh]	Kosten [€]
220-kV-Netzanbindung	5,7	264.353	21,3	984.467	27,0	1.248.820
66-kV-Direktanbindung A 2	15,1	698.880	14,9	689.020	30,1	1.387.901
66-kV-Direktanbindung D 1	16,6	764.312	14,9	687.920	31,4	1.452.232

Es wird deutlich, dass bei Realisierung der 220-kV-Netzanbindung mit ca. 1,25 Mio. € die vergleichsweise niedrigsten jährlichen Verlustkosten anfallen. Die jährlichen Verlustkosten der beiden 66-kV-Varianten liegen mit ca. 1,39 Mio. € (Variante A 2) bzw. 1,45 Mio. € (Variante D 1) etwa 140 Tsd. € bzw. 200 Tsd. € über denen der 220-kV-Variante.

Die bei den beiden 66-kV-Varianten zusätzlich anfallenden Verlustkosten werden jedoch bei Weitem durch die Investment-Einsparungen gegenüber dem 220-kV-Netzanbindungskonzept kompensiert.

5 Zusammenfassung und Diskussion der Untersuchungsergebnisse

In den vorangegangenen Abschnitten wurden bezüglich des Anschlusses der Windvorrangfläche N-6.7 an den HVDC-Konverter BorWin delta verschiedene Netzanschlusskonzepte hinsichtlich ihrer technischen Machbarkeit überprüft. Neben einem typischen 220-kV-Anbindungskonzept, wie in [1] beschrieben, wurden zwei alternative 66-kV-Anbindungskonzepte in die Untersuchungen einbezogen.

Für die 220-kV-Variante wird angesetzt, dass das Anschlusskabel des auf der Fläche N-6.7 befindlichen OWP im Korridor zwischen den bereits existierenden OWP Veja Mate und BARD Offshore 1 verläuft.

Bei der ersten betrachteten 66-kV-Netzanbindungsvariante A 2 verlaufen zwei der drei Anschlusskabel im Korridor zwischen den beiden o.g. OWP, während das dritte östlich in unmittelbarer Nähe zur Grenze des OWP BARD Offshore 1 vorbeigeführt wird. Die zuletzt betrachtete 66-kV-Variante D 1 berücksichtigt ein Kabelsystem zwischen den beiden bestehenden OWP Veja Mate und BARD Offshore 1 sowie zwei parallele Systeme an der östlichen Grenze des OWP BARD Offshore 1. Alle genannten Kabelrouten wurden im Rahmen einer vorhergehenden Untersuchung zu potenziellen Trassenkorridoren [7] als praktisch realisierbar identifiziert.

Untersuchung der technischen Machbarkeit

Die im Rahmen des vorliegenden Gutachtens durchgeführte Überprüfung der Machbarkeit erfolgte an Hand von Leistungsflussberechnungen auf Basis detaillierter Netzmodelle in der Softwareumgebung PowerFactory.

Die für die Modellierung und Durchführung der Berechnungen erforderlichen Eingangsdaten und Parameter wurden in Zusammenarbeit mit der Amprion GmbH ermittelt. Bei den Berechnungen wurden Einspeiseszenarien zwischen 0% (Leerlauf) und 100% (Volleinspeisung) in Kombination mit repräsentativen Spannungs- / Blindleistungsanforderungen am Netzanschlusspunkt des OWP gemäß aktuell gültiger Netzanschlussregeln berücksichtigt.

Aus den Untersuchungen geht hervor, dass die 220-kV-Netzanbindung aus Sicht des stationären Leistungsflusses uneingeschränkt realisierbar ist. In allen untersuchten Szenarien liegen die Ströme und Spannungen innerhalb der zulässigen Grenzen.

Auch bei den beiden 66-kV-Varianten bewegen sich die Ströme stets unterhalb der thermisch zulässigen Werte. In einigen ungünstigen Szenarien mit bereits grenzwertig hohen Spannungen am Netzanschlusspunkt kommt es jedoch zu unzulässig hohen Spannungen im 66-kV-Netz, die eine gezielte netzdienliche Betriebsweise des offshoreseitigen HVDC-Konverters BorWin delta und des auf der Fläche N-6.7 befindlichen OWP im Hinblick auf die lokale Spannungshaltung erforderlich machen. Die damit einhergehende Begrenzung des Spannungsbandes stellt jedoch keine Einschränkung für den OWP dar und ist seitens des Übertragungsnetzbetreibers ohne zusätzlichen Aufwand durch Anpassung des Konverter-Sollspannungs-Verhaltens umsetzbar.

Aus ergänzenden Leistungsflussberechnungen zu den beiden 66-kV-Netzanschlussvarianten gehen bezüglich der Spannungsproblematik folgende Lösungsmöglichkeiten hervor:⁶

1. Begrenzung der Spannung am HVDC-Konverter auf maximal 70,5 kV bei voller Nutzung des Q/U-Arbeitsbereiches des OWP gemäß Abbildung 2-5
2. Begrenzung der Spannung am HVDC-Konverter auf maximal 71 kV bei blindleistungsneutralem Betrieb des OWP ($Q_{NAP,i}=0$)
3. Begrenzung der Spannung am HVDC-Konverter auf maximal 71,5 kV bei untererregtem Grenzbetrieb des OWP gemäß Abbildung 2-5.

Für den späteren operativen Betrieb des OWP und der 66-kV-Netzanbindung werden folgende Vorgaben empfohlen:

1. Der HVDC-Konverter regelt die Spannung an den 66-kV-Netzanschlusspunkten NAP 1 bis 3 auf $U = U_n = 66$ kV
2. Der OWP wird bezüglich seiner Netzanschlusspunkte stets blindleistungsneutral, d.h. mit $Q = 0$ bzw. $\cos\varphi = 1$ betrieben.

Nachfolgende Tabelle 5-1 fasst die diesbezüglich über alle Lastflussszenarien ermittelten Minima und Maxima der Spannungen zusammen.

Tabelle 5-1: 66-kV-Netzanbindungsvarianten: Min.- und Max.-Spannungen bei netzdienlicher Betriebsweise des HVDC-Konverters und des OWP

Bewertungsgröße	Bewertungsbereich	66-kV-Direktanbindung Variante A 2	66-kV-Direktanbindung Variante D 1
Minimale Spannungen [p.u.]	66-kV-Netz	1,00	1,00
	WEA-US-Seite	1,00	1,00
Maximale Spannungen [p.u.]	66-kV-Netz	1,02	1,02
	WEA-US-Seite	1,03	1,04

Grenzlänge der 66-kV-Netzanschlusskabel und daraus resultierende OWP-Entfernung

Auf der Grundlage zusätzlicher Betrachtungen zu den Grenzlängen der 66-kV-Netzanschlusskabel wurde ermittelt, dass eine OWP-Anbindung mittels 66-kV-Konzept bis zu einer maximalen Entfernung des OWP von der HVDC-Plattform von ca. 38 km ohne Probleme technisch machbar ist. Grundvoraussetzung dafür bildet die Begrenzung der konverterseitigen Spannung auf maximal 105% U_n , d.h. $U = 69,3$ kV.

⁶ Alle Schlussfolgerungen gelten für beliebige Einspeisezustände zwischen 0% (Leerlauf) und 100% (Volleinspeisung)

Zusammenfassung Netzverluste

Die Untersuchungen zeigen weiterhin, dass die Verlustkosten der 220-kV-Netzanschlussvariante vergleichsweise am niedrigsten sind. Unter Berücksichtigung des gemessenen Jahresganges der Windgeschwindigkeit an einer in der Nähe befindlichen Messstelle und der getroffenen Berechnungsansätze ergeben sich die jährlichen Verlustkosten für die drei untersuchten Varianten zu ca. 1,25 Mio. € (220-kV-Netzanbindung), 1,39 Mio. € (66-kV-Netzanbindung nach Variante A 2) und 1,45 Mio. € (66-kV-Netzanbindung nach Variante D 1).

Die bei den beiden 66-kV-Varianten zusätzlich anfallenden Verlustkosten werden jedoch bei Weitem durch die Investment-Einsparungen gegenüber dem 220-kV-Netzanbindungskonzept kompensiert.

Gesamtfazit

Unter Beachtung der oben genannten Anforderungen hinsichtlich der Spannungsbegrenzung ist die Anbindung der Windparkfläche N.6-7 an den offshorseitigen HVDC-Konverter BorWin delta mittels 66-kV-Direktanbindungskonzept – als Alternative zum 220-kV-Konzept - technisch machbar.

Literatur

- [1] „Flächenentwicklungsplan 2019 für die deutsche Nord- und Ostsee“, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Hamburg, 28.06.2019
- [2] „OWP-Anschluss an BorWin4 mittels 66-kV-Direktanbindungskonzept“, Aufgabenstellung der Amprion GmbH vom 20.05.2019
- [3] Offshore-Netzanschlussregeln (O-NAR), TenneT TSO GmbH, August 2019
- [4] DIN EN 60071-1, Isolationskoordination – Teil 1: Begriffe, Grundsätze und Anforderungen, Deutsche Norm, 01.09.2010
- [5] DIN EN 50160, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, Deutsche Norm, 01.02.2011
- [6] <https://www.bdew.de/energie/mehr-mindermengenabrechnung-strom/>, „Mehr-Mindermengen-Preise-Strom_2y4hLnm.pdf“, 23.10.2019
- [7] „Desktop Study: Untersuchung potentieller Trassenkorridore zum Anschluss der Fläche N-6.7 an BorWin delta“, eos projekt GmbH – Ingenieurgesellschaft, 05.08.2019
- [8] VDE-AR-N 4130 Anwendungsregel:2018-11, Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung), November 2018
- [9] VDE-AR-N 4131 Anwendungsregel:2019-03, Technische Regeln für den Anschluss von HGÜ-Systemen und über HGÜ-Systeme angeschlossene Erzeugungsanlagen (TAR HGÜ), März 2019
- [10] DNV-GL Studie „Kosten-Nutzen-Vergleich zwischen dem Standard 155-kV-Anschluss und einem 66-kV-Direktanschluss von Offshore-Windparks an eine HGÜ-Konverterplattform, Dezember 2018

Copyright © 2020 P&M Power Consulting GmbH

Das vorliegende Dokument enthält, unter anderem, geistiges Eigentum der P&M Power Consulting GmbH und ist deshalb als geschäftlich vertrauliches Dokument zu behandeln. Es ist für den Empfänger des Gutachtens bestimmt und darf nicht ohne das Einverständnis der P&M Power Consulting GmbH an Dritte weitergegeben bzw. veröffentlicht werden.