

Dieser Artikel wurde im April 2021 in „Chemie Ingenieur Technik“, CITA 93 (4), veröffentlicht. Link: <http://dx.doi.org/10.1002/cite.202000147>

Perspektiven für HGÜ on- und offshore

Prospects for HVDC on- and offshore

Dipl.-Ing. Carsten Siebels

Zusammenfassung

Das mögliche Einsatzgebiet von HGÜ in Mitteleuropa liegt dort, wo elektrische Energie per See- oder Erdkabel über große Entfernungen übertragen werden soll. Beispiele für die Berechnung der Netzverluste werden gegeben. Es werden anhand der Angaben im Netzentwicklungsplan Strom 2019-2030 die spezifischen Kosten der Energieübertragung mittels HGÜ-Kabeln ausgewiesen. Diese werden für verschiedene Belastungsgrade ermittelt und mit Drehstrom-Freileitungen und -Kabeln verglichen. Es werden Alternativen zur Stromübertragung mittels HGÜ dargestellt.

Schlagwörter: HGÜ, Kabel, Freileitung, Stromübertragungskosten, Belastungsgrad

Abstract

The possible application of HVDC in Central Europe is where electrical energy is to be transmitted over long distances by submarine or underground cables. Examples for the calculation of network losses are given. The specific costs of energy transmission using HVDC cables are shown based on the information in the grid development plan for electricity 2019-2030. These are determined for different load levels and compared with three-phase overhead lines and cables. Alternatives to power transmission using HVDC are presented.

Keywords: HVDC, cable, overhead line, electricity transmission costs, degree of utilization

1 Einführung

Stromleitungen werden benötigt, um in gleicher Höhe gleichzeitig auftretende Stromerzeugung und Stromnachfrage an voneinander entfernten Orten miteinander zu koppeln. Treten ungesteuerte Stromerzeugung und Stromnachfrage nicht gleichzeitig in gleicher Höhe auf, kann mit Leitungen nur ein Teil der Erzeugung und Nachfrage miteinander gekoppelt werden. Zum Ausgleich der Leistungsdifferenz müssen entweder Erzeugung und Nachfrage angepasst oder mittels Energiespeichern ausgeglichen werden.

Mit der verstärkten Nutzung speziell von Windenergie zur Stromerzeugung in Deutschland steigen die Entfernungen zwischen den bevorzugten Orten der Erzeugung (Nordsee, Ostsee, dünn besiedelte Gebiete) und den Verbrauchszentren immer weiter an.

In der Kenntnis dieses Sachverhalts enthält das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) den Passus „Der Netzentwicklungsplan enthält darüber hinaus folgende Angaben: ... Netzausbaumaßnahmen als Pilotprojekte für eine verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen“ (§ 12b Absatz 1 Satz 3 Nummer 3 Buchstabe a). Diese Bestimmung setzten die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) um, indem sie HGÜ-Verbindungen von z. B. Schleswig-Holstein nach Bayern und Baden-Württemberg bereits in den ersten Netzentwicklungsplan von 2012 mit aufnahmen. Zusätzlich

werden die Offshore-Windparks in der Nordsee über HGÜ-Anbindungssysteme mit dem Drehstromnetz verbunden.[5]

Bei weiterem massivem Ausbau der Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien im Rahmen der Energiewende wird nur ein Teil des Stroms auch zeitgerecht von den Verbrauchern nutzbar sein. Ist der aktuelle Leistungsbedarf der Verbraucher höher als die gleichzeitige Einspeisung aus Erneuerbaren Energien, muss Strom importiert, ausgespeichert oder konventionell erzeugt werden. Leistungsüberschüsse müssen exportiert, gespeichert, umgewandelt oder abgeregelt werden. Speziell bei hohen Kosten der Stromübertragung für den weiträumigen Transport kann stattdessen die Umwandlung über PtX-Prozesse sinnvoller sein.

2 HGÜ-Einsatz für Offshore-Netzanbindungssysteme

Der Anschluss von Offshore-Windparks erfordert den Einsatz von Stromkabeln zumindest für den Einsatz auf See. In der Ostsee können diese aufgrund geringerer Leistungen und Entfernungen unter 100 km noch mit Drehstrom (AC) betrieben werden. Die meisten Offshore-Windparks in der Nordsee haben deutlich höhere Leistungen und Entfernungen über 200 km zu den Anschluss-Umspannwerken an Land und werden daher mit Gleichstrom (DC) betrieben.

Nach [1], Seite 86 entstehen dafür Investitionskosten von 2 Mio. €/km Kabel und 1 Mio. €/MW Übertragungsleistung für die DC-Stationen an Land und auf See. Damit sind für eine typische HGÜ-Verbindung über 250 km Länge mit einer Übertragungsleistung von 1000 MW etwa 1,5 Mrd. € Investitionskosten zu veranschlagen. Mit den weiteren Daten aus Tabelle 1 ergeben sich Übertragungskosten für Energie aus Offshore-Windparks an Land von ca. 30 €/MWh.

	NOR-3-2 DolWin 4	NOR-10-1 BalWin4
Übertragungskapazität	900 MW	1000 MW
Trassenlänge	ca. 220 km	ca. 370 km
AHK Kabel	2,0 Mio. €/km	2,0 Mio. €/km
AHK DC-Stationen	1,0 Mio. €/MW	1,0 Mio. €/MW
Investition	1340 Mio. €	1740 Mio. €
Nutzungsdauer	25 Jahre	25 Jahre
Energie pro Jahr	3,7 TWh	4,1 TWh
Spannung	+/-320 kV	+/-320 kV
Strom	1400 A	1560 A
Leiter	2700 mm ² Al	3000 mm ² Al
Spez. Widerstand	10,3 mΩ/km	9,3 mΩ/km
Verluste DC-Stationen	2 %	2 %
Verlustenergiekosten	39 €/MWh	39 €/MWh
Zinssatz	3,8 %	3,8 %
Annuität	6,3 %	6,3 %
Betriebskosten	1 %	1 %
Kosten je MWh	27 €	32 €

Tabelle 1: Beispieldaten für Offshore-Netzanbindungssysteme

In [2] werden unter Ansatz einer höheren Verzinsung 35 €/MWh für diese Übertragungsaufgabe ausgewiesen. Dort wird ebenfalls auf die Verfügbarkeit von Offshore-Netzanbindungssystemen eingegangen, die aufgrund von Fehlern und Wartungsarbeiten eingeschränkt ist. Im Jahr 2017 betrug die Nichtverfügbarkeit ca. 1 Woche.

2.1 Perspektiven für Offshore-Netzanbindungssysteme

Der Einsatz höherer Spannungen als die heute üblichen 320 kV wird in [3] als eine Möglichkeit gesehen, sowohl Kosten als auch Umweltauswirkungen von HGÜ-Verbindungen zu reduzieren. So sollen zukünftig bei einer Spannung von 525 kV bis zu 2000 MW über ein Kabelsystem übertragen werden können.

Die geplanten Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zwischen Offshore-Windparks und dem Übertragungsnetz an Land können durch Erweiterung zu Multi-Terminal-HGÜs kostengünstiger errichtet werden. So können nach ENTSO-E zukünftig Offshore-Konverter an Interkonnektoren zwischen Nordsee-Anliegerstaaten angeschlossen werden [4]. Dadurch kann die auf See regenerativ erzeugte elektrische Energie bei Fehlern auf einem Seekabelabschnitt zumindest für einen der Partner nutzbar gemacht werden. Weiter kann der Belastungsgrad der Kabel dadurch gesteigert werden.

2.2 Perspektiven für Stromverbund in Nord- und Ostsee

Der zeitliche Verlauf der Stromerzeugung in Offshore-Windparks ist weitgehend unabhängig vom zeitlich variierenden Strombedarf an Land. Daher kommt es mit zunehmender Verdrängung fossiler Stromerzeuger durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien oft zu Situationen, in denen in den Offshore-Windparks über den Strombedarf hinaus produziert wird oder sie bei Flaute nur wenig zur Deckung des Strombedarfs beitragen können. Zum Ausgleich dieser Ungleichgewichte können Offshore-Windparks über künstliche Inseln mit mehreren Netzgebieten verbunden und mit Anlagen zur Erzeugung von Gasen kombiniert werden [5].

Auch sind HGÜ-Verbindungen nach [6] zwischen den Anrainerstaaten von Nord- und Ostsee zukünftig erforderlich, um einen Ausgleich der räumlich unterschiedlichen Stromerzeugung aus Windenergie und der unterschiedlichen Nachfrageverläufe herzustellen. Dabei sinkt der sozio-ökonomische Nutzen mit zunehmender installierter Verbindungsleistung (figure 4.8-4.10).

3 HGÜ-Einsatz für Stromübertragung an Land

HGÜ werden im Netzentwicklungsplan Strom gemäß der Vorgabe des EnWG für die „verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen“ ausgewiesen. An dieser Stelle des EnWG wird darauf verzichtet, den Kostenaspekt mit aufzunehmen. Im EnWG findet sich in §1 Absatz (1) der Satz: „Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht.“

Da hier auch der Begriff „preisgünstig“ genannt wird, werden im Folgenden neben den Verlustleistungen von HGÜ und Drehstromleitungen auch die Übertragungskosten von HGÜ-Verbindungen und ihrer Alternativen auf Basis der im Netzentwicklungsplan Strom 2019 ausgewiesenen Kosten und unter Berücksichtigung der Kosten für die Verlustenergie dargestellt.

3.1 Verlustleistungen

Die Übertragungsverluste beim Stromtransport sind direkt abhängig von Strom, Länge und dem spezifischen Widerstand der Leiter. Beim Drehstrom kommen noch die Verluste in den Blindleistungskompensationsanlagen, beim Gleichstrom die Verluste in den AC/DC-Konvertern dazu. Die folgenden Berechnungen basieren auf den Angaben aus Tabelle 2.

Die Stromstärke je Leiter ergibt sich aus Leistung und Spannung gemäß der Formeln 1) und 2).

$$P_{DC} = 2 * U_{DC} * I_{DC} \Rightarrow I_{DC} = \frac{P_{DC}}{2 * U_{DC}} \Rightarrow I_{DC} = \frac{2000 \text{ MW}}{2 * 525 \text{ kV}} \Rightarrow I_{DC} = 1904 \text{ A} \quad 1)$$

$$P_{AC} = \sqrt{3} * U_{AC} * I_{AC} \Rightarrow I_{AC} = \frac{P_{AC}}{\sqrt{3} * U_{AC}} \Rightarrow I_{AC} = \frac{1750 \text{ MW}}{\sqrt{3} * 400 \text{ kV}} \Rightarrow I_{AC} = 2525 \text{ A} \quad 2)$$

Damit können die Verlustleistungen bei Nennleistung beispielhaft für eine Übertragung über 400 km mit einem 400-kV-Freileitungs-System und einem 525-kV-Gleichstromkabel-System nach den Formeln 3) und 4) berechnet werden.

$$PV_{DC\text{-Kabel}} (2000 \text{ MW}) = 2 * I_{DC}^2 * R'_L * l + 2 * \frac{I_{DC}^2}{I_n^2} * p_{V_{Konverter}} * P_{DC} = 2 * 1904^2 \text{ A}^2 * 10,8 \frac{\text{m}\Omega}{\text{km}} * 400 \text{ km} + 2 * 1\% * 2000 \text{ MW} = 31 \text{ MW} + 40 \text{ MW} = 71 \text{ MW} = \frac{3,6\%}{400 \text{ km}} \quad 3)$$

$$PV_{AC\text{-Freileitung}} (1750 \text{ MW}) = 3 * I_{AC}^2 * R'_L * l + PV'_{Kompensation} * l = 3 * 2525^2 \text{ A}^2 * 13,8 \frac{\text{m}\Omega}{\text{km}} * 400 \text{ km} + 0,0065 \frac{\text{MW}}{\text{km}} * 400 \text{ km} = 105 \text{ MW} + 2,6 \text{ MW} = 108 \text{ MW} = \frac{6,2\%}{400 \text{ km}} \quad 4)$$

$$PV_{AC\text{-Ka}} (1750 \text{ MW}) = 2 * 3 * I_{AC}^2 * R'_L * l + PV'_{Kompensation} * l = 2 * 3 * 1263^2 \text{ A}^2 * 10,8 \frac{\text{m}\Omega}{\text{km}} * 400 \text{ km} + 0,148 \frac{\text{MW}}{\text{km}} * 400 \text{ km} = 41 \text{ MW} + 59 \text{ MW} = 100 \text{ MW} = \frac{5,7\%}{400 \text{ km}} \quad 5)$$

Im Ergebnis ist die relative Verlustleistung in diesem Beispiel für die Drehstrom-Freileitung deutlich höher als für das Gleichstrom-Kabel. Die Verlustleistung der Freileitung könnte allerdings halbiert werden, wenn diese gleich mit zwei Systemen errichtet und betrieben würde. Damit entfiel der Vorteil der geringeren Verluste bei Nutzung von HGÜ. Auch wenn Drehstrom-Kabel im Nennpunkt geringere spezifische Verluste aufweisen als Drehstrom-Freileitungen haben sie bei typischerweise variabler Auslastung den höchsten Bedarf an jährlicher Verlustenergie wegen des hohen spannungsabhängigen Anteils.

Für die Berechnung der Kosten für Verlustleistung im Übertragungsnetz wurden früher auch die Kosten für die zusätzlich erforderliche Kraftwerksleistung herangezogen. Dies ist im Rahmen der Energiewende nicht mehr erforderlich, da hohe Auslastungen des Übertragungsnetzes nur bei hoher Einspeisung aus Erneuerbaren Energien auftreten.

3.2 Stromübertragungskosten

Die folgenden Berechnungen wurden auf Basis der Werte in Tabelle 2 durchgeführt. Dabei werden die Annuitäten der Investition, die Verlustkosten und Betriebskosten zu jährlichen Kosten addiert und auf die jährlich übertragbare Energie bezogen.

	Drehstrom-Freileitung	Drehstrom-Doppel-Kabel	Gleichstrom-Freileitung	Gleichstrom-Kabel
Spannung	400 kV	400 kV	525 kV	525 kV
Leiterstrom/System	3 x 3600 A	2 x 3 x 1800 A	2 x 1900 A	2 x 1900 A
Anzahl Systeme	2	2	2	2
Gesicherte Leistung	3500 MW	3500 MW	4000 MW	4000 MW
Investition Leitung	2,2 Mio. €/km	11,7 Mio. €/km	2 Mio. €/km	12 Mio. €/km
Blindleistungs-kompensation	0,8 Mio. €/km	3,4 Mio. €/km		
Leerlaufverluste	13 kW/km	296 kW/km		
Investition Konverter			0,25 Mio. €/MW	0,25 Mio. €/MW
Spez. Widerstand	13,8 mΩ/km	10,8 mΩ/km	13,8 mΩ/km	10,8 mΩ/km
Nutzung Leitung	40 Jahre	40 Jahre	40 Jahre	40 Jahre
Nutzung Konverter			20 Jahre	20 Jahre
Zinssatz	3,8 %	3,8 %	3,8 %	3,8 %
Annuität	4,9 %	4,9 %	4,9 % / 7,2 %	4,9 % / 7,2 %
Betriebskosten	1 %	1 %	1 %	1 %

Verlustenergiekosten	30 €/MWh	30 €/MWh	30 €/MWh	30 €/MWh
----------------------	----------	----------	----------	----------

Tabelle 2 Berechnungsgrundlagen für Stromübertragungskosten auf Basis von [1] und eigenen Annahmen

Die niedrigsten spezifischen Übertragungskosten von ca. 1 ct/MWh*km ergeben sich für 380-kV-Drehstromleitungen mit 2 Stromkreisen (Abbildung 1) bei 100 % Belastungsgrad. Dieser Betrag ist ebenso unabhängig von der Länge der Verbindung wie die ca. 3,3 ct/MWh*km der 380-kV-Drehstromkabel mit 2 Stromkreisen. Bei HGÜ-Verbindungen sinken die spezifischen Kosten mit der Entfernung, wenn nur an beiden Enden Konverterstationen errichtet werden. Bei einer Verbindungslänge von etwa 1000 km (Luftlinie an Land ca. 700-800 km) ist die Nutzung einer Drehstromfreileitung immer noch preisgünstiger als die einer Gleichstromfreileitung mit Konvertern. Wenn Kabel über große Längen eingesetzt werden müssen, ist die Gleichstromlösung über 400 km Verbindungslänge unter den vorstehenden Prämissen preisgünstiger als die Drehstromlösung.

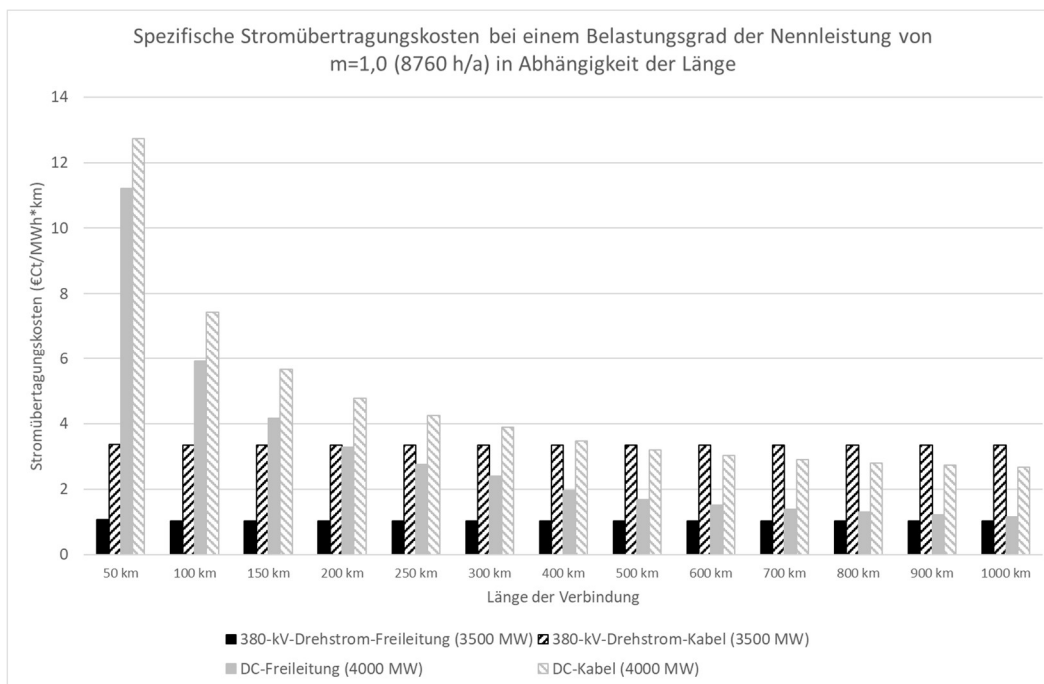


Abbildung 1: Spezifische Stromübertragungskosten bei einem Belastungsgrad $m=1$

Nach Abbildung 1 betragen die spezifischen Übertragungskosten bei einer Verbindungslänge von 1000 km (700 km Luftlinienentfernung) im optimalen Fall einer Voll-Auslastung je nach eingesetzter Technik zwischen 10 €/MWh und 33 €/MWh.

3.3 Berücksichtigung des Belastungsgrads

Eine 100-prozentige Ausnutzung der installierten Übertragungsleistung über ein Kalenderjahr ist eine rein theoretische Annahme. In Realität ergeben sich Belastungsgrade zwischen $m=0,7$ für die Versorgung ungesteuerter Nachfrageleistung in Deutschland und $m=0,25$ für die überwiegende Übertragung von Strom aus Windenergieanlagen an Land. Die Gleichstromverbindungen zwischen Schleswig-Holstein und Bayern bzw. Baden-Württemberg erreichen nach eigenen Berechnungen (NEP 2019, Szenario B2030) einen Wert von 0,3.

Abbildung 2 weist exemplarisch für die Längen 200 km und 1000 km die Faktoren aus, mit denen die in Abbildung 1 dargestellten spezifischen Kosten zu multiplizieren sind, wenn andere Belastungsgrade erreicht werden.

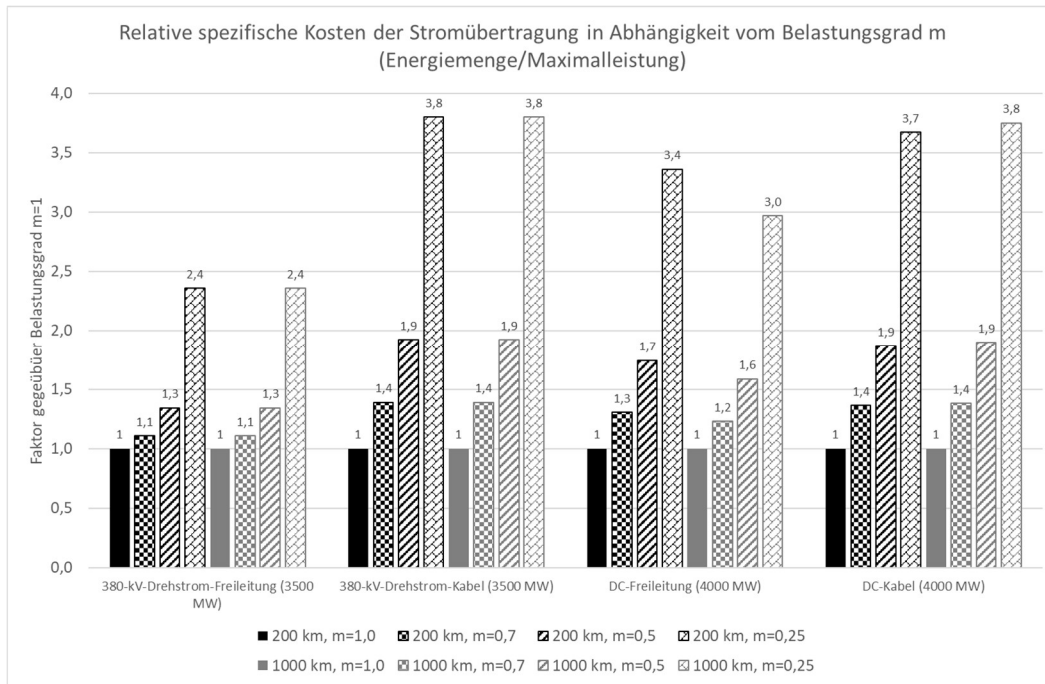


Abbildung 2: Relative Kosten der Stromübertragung in Abhängigkeit vom Belastungsgrad

So entstehen für beispielhafte Längen und Belastungsgrade Übertragungskosten gemäß Tabelle 3.

Technologie	(1) Länge	(2) Spez. Kosten (m=1) €ct/MWh*km	(3) Belastungsgrad m	(4) Faktor	(1)x(2)x(4) Spez. Kosten
Drehstrom-Freileitung	200 km	1,03	0,5	1,34	3 €/MWh
Drehstrom-Kabel	200 km	3,34	0,5	1,92	13 €/MWh
Gleichstrom-Kabel	200 km	4,79	0,5	1,74	17 €/MWh
Drehstrom-Freileitung	1000 km	1,03	0,5	1,34	14 €/MWh
Drehstrom-Kabel	1000 km	3,34	0,5	1,92	64 €/MWh
Gleichstrom-Kabel	1000 km	2,67	0,5	1,90	51 €/MWh
Gleichstrom-Kabel	1000 km	2,67	0,25	3,75	100 €/MWh

Tabelle 3: Beispiele für Stromübertragungskosten auf Basis von [1]

Es zeigt sich, dass der Transport elektrischer Energie per Drehstrom- oder Gleichstrom-Kabel mit den hier verwendeten Kostenansätzen deutlich teurer ist als bei Einsatz von Drehstrom-Freileitungen. Bei Kabelstrecken über große Entfernungen übersteigen die Transportkosten den heutigen Börsenwert der transportierten Energie deutlich.

3.4 Perspektiven für HGÜ-Verbindungen an Land

In anderen Teilen der Welt werden HGÜ meist als Freileitungen ausgeführt. Dabei werden schon über 10.000 MW Übertragungsfähigkeit bei einer Nennspannung von über 1000 kV erreicht [7]. Für das kontinentaleuropäische Übertragungsnetz ist eine Übertragungsleistung in dieser Größenordnung aufgrund höchster Anforderungen an die Ausfallsicherheit des Gesamtsystems nicht geeignet, da die bisher realisierten Übertragungsleistungen je Stromkreis deutlich darunter liegen. Auch die sehr hohe Spannung scheint für Deutschland ungeeignet zu sein, da es dafür keine Kabel gibt und Freileitungen zur Begrenzung der elektromagnetischen Auswirkungen sehr hoch gebaut werden müssten, was mit Akzeptanzproblemen der betroffenen Bevölkerung verbunden ist.

Wurden HGÜ bisher häufig zur Verbindung von Synchrongebieten mit unterschiedlichen Frequenzen eingesetzt, könnten sie in Zukunft vorteilhaft zur Bildung von Sicherheitszonen innerhalb eines heute bestehenden Synchrongebiets eingesetzt werden. Hintergrund für den zukünftigen Bedarf an solchen Sicherheitszonen ist, dass es z. B. durch die massive Konzentration von Windenergieanlagen im Nordosten Deutschlands zeitweise zu lokalen Leistungsüberschüssen von einigen 10 Gigawatt kommen wird. Dabei wird der Großhandelspreis für Strom soweit reduziert, dass dadurch die Einspeisung aus Kraftwerken mit höheren Erzeugungskosten im übrigen Europa zurückgeht. Nach heutigem Schutzkonzept für Drehstromleitungen könnten bei Verkettung unglücklicher Umstände durch kaskadierende Leitungsabschaltungen Defizit- und Überschussregionen vom übrigen kontinentaleuropäischen Verbundnetz komplett abgetrennt werden, wie es in der Vergangenheit bereits vorkam (Italien 2003, Europa 2006) [8]. Da HGÜ durch Abschaltungen paralleler Leitungen nicht überlastet werden, können sie den Leistungsaustausch zwischen Überschuss- und Defizitregionen auch nach einem solchen Störfall im Drehstromnetz zumindest mit eingeschränkter Leistung weiter gewährleisten. Die Frequenzabweichungen in der Defizitregion und in der Überschussregion können damit gegenüber einer vollständigen Trennung verringert und die Versorgung der Stromkunden kann besser abgesichert werden. Die vollständige Verbindung zwischen Überschuss- und Defizitregion mittels HGÜ würde darüber hinaus die Anpassung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien an den aktuellen Bedarf mit der bewährten Frequenzregelung ermöglichen. Diese hat den Vorteil, dass alle Akteure im Synchrongebiet (Verbraucher, Erzeuger, Speicher) ohne Einsatz von potenziell störungsbehafteter Informationstechnologie gleichzeitig Steuerungssignale erhalten, um Ungleichgewichte von Verbrauch und Erzeugung auszugleichen.

Werden für die Übertragung von Energie aus Offshore-Windparks in der Nordsee über das Verbundnetz nach Österreich zusätzliche HGÜ-Kabel erforderlich, entstehen neben den Erzeugungskosten von mindestens 39 €/MWh noch ca. 30 €/MWh für den Transport an Land und mindestens 50 €/MWh für den Nord-Süd-Transport durch Deutschland.

Wenn es gelingt, elektrische Energie erzeugungsnah, z. B. zur Speicherung oder zur Produktion von Gasen, zu geringeren Kosten als die 50 €/MWh für die Gleichstrom-Übertragung, nutzbar zu machen, können die vorhandenen Leitungen besser ausgenutzt werden und neue HGÜ wären nicht erforderlich.

Formelzeichen

P	(MW)	Wirkleistung
U	(kV)	Spannung
I	(A)	Strom je Phase
PV	(MW)	Verlustleistung
p _v	(%)	Auf Nennleistung bezogene Verlustleistung
R	(Ω)	Wirkwiderstand
l	(km)	Leitungslänge
'	(1/km)	auf Länge bezogen

Indizes

AC	Drehstrom
DC	Gleichstrom
n	Nennwert
Kompensation	Blindleistungskompensationsanlage

Konverter Gleichstrom-Drehstrom-Konverter

Abkürzungen

AC	Drehstrom
AHK	Anschaffungs- und Herstellungskosten
DC	Gleichstrom
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators - Electricity
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HVDC	High Voltage Direct Current = HGÜ
m	Belastungsgrad der Nennleistung
NEP	Netzentwicklungsplan Strom
TWh	Terawattstunden
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Literaturverzeichnis

- [1] ÜNB (2019), https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Kostenschaeztungen_NEP_2030_1_Entwurf_0.pdf, Abruf am 08.07.2020
- [2] Y. Girard, C. Kemfert, F. Neumann, J. Stoll, Marktdesign für eine effiziente Netzanbindung von Offshore-Windenergie, Politikberatung kompakt, Bd. 136, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin 2019.
https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.618644.de/diwkompakt_2019-136.pdf, Abruf am 09.07.2020
- [3] TenneT (2020), <https://www.tennet.eu/de/news/news/tennet-entwickelt-innovative-seekabel-zusammen-mit-acht-herstellern/>, Abruf am 11.07.2020
- [4] Offshore Grid developments in the North Sea, ENTSO-E Views, Brüssel 2011,
https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/position_papers/110202_NSOG_ENTSO-E_Views.pdf, Abruf am 16.01.2021
- [5] <https://www.tennet.eu/de/unsere-kerntaufgaben/innovationen/windenergie-verteilkreuz-in-der-nordsee/>, Abruf am 10.07.2020
- [6] TYNDP 2018 Regional Insight Report: Northern Seas Offshore Grid, ENTSO-E, Brüssel 2019.
Abruf unter <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/> am 16.01.2021
- [7] <https://www.siemens-energy.com/global/en/offers/power-transmission/high-voltage-direct-current-transmission-solutions/hvdc-classic.html>, Abruf am 16.01.2021
- [8] https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_historischer_Stromausf%C3%A4lle, Zugriff am 12.04.2020
- [9] Übertragungsnetzbetreiber (2019), Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, Zweiter Entwurf, <https://www.netzentwicklungsplan.de>, Abruf am 16.01.2021