

Parametrierung einer kontinuierlichen DC-Spannungsregelcharakteristik für vermaschte HGÜ-Netze

Franz Linke, Anne-Katrin Marten und Dirk Westermann

Technische Universität Ilmenau

Ilmenau, Deutschland

franz.linke@tu-ilmenau.de, anne-katrin.marten@tu-ilmenau.de, diwe@tu-ilmenau.de

Abstract—The energy turnaround caused a lot of challenges for the power system as well in the distribution level as in the transmission level. For the transmission level significant distances between areas of high renewable generation, storage capacities and centers of load require a bulk power transmission. As the existing transmission system is not designed for such tasks, a suitable solution is a meshed HVDC grid spanning the existing AC grid. Most state of the art methodologies for controlling DC node voltages can provoke DC oscillations due to their points of discontinuity. This paper proposed a new continuous local control characteristic and presents a methodology for its parameterization according to available AC balancing control capabilities.

Keywords – HGÜ, vermaschte-HGÜ-Netze, DC-Spannungsregelung, kontinuierliche Regelcharakteristik

I. HGÜ-TRANSPORTNETZ

Im Zuge der Energiewende steigen die Belastungen des aus zentral gespeisten Großkraftwerken gewachsenen Drehstromübertragungssystems. Die Dezentralisierung erneuerbar erzeugter Energien in flächenmäßig weit ausgeprägten und von den Lastschwerpunkten weit entfernten Gebieten steigern die Transportdistanzen, die zu transportierenden Energiemengen und die Transportverluste. Somit werden hohe Investitionskosten für den Netzausbau notwendig. Falls dieser als AC-Netzausbau stattfindet, fallen zusätzlich hohe Investitionskosten für Kompensationsanlagen an.

Dabei bedingt volatile Erzeugung aus Erneuerbaren Energien starke Änderungen des Leistungsflusses und kann zu Spannungsstabilitätsproblemen führen. Der gleichzeitige Wegfall von Erzeugungsanlagen mit Blindleistungseinspeisefähigkeit sorgt für Probleme bei der Detektion und Klärung von Fehlerzuständen des Drehstromübertragungsnetzes durch die somit signifikant reduzierte Kurzschlussleistung.

Diese Voraussetzungen schaffen die Idee das bestehende AC-Transportnetz mit Hilfe eines überlagerten HGÜ-Netzes zu entlasten. Vorteile bestehen in den geringeren Kosten zur Übertragung großer Energiemengen über lange Transportwege, der Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie der Blindleistungseinspeisung sowie der vollständigen Regelbarkeit der Energieübertragung. Aus Systemführungssicht bietet dabei ein

vermaschtes HGÜ-Netz durch seine (n-1)-Sicherheit die bestmögliche Alternative.

Das Fehlen der Frequenz als Indikator für das Energiegleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch sowie die freie Wählbarkeit der Leistungsübertragung stellen dabei neue Anforderungen an das Regelungskonzept.

Die derzeitigen DC-Spannungsregelungsmechanismen werden im Kapitel II behandelt. Kapitel III zeigt einen neuen mathematischen Regelfunktionsansatz, dessen Parametrierung im vierten Teil mit anschließenden Beispielen beschrieben wird. Die Parametrierung erfolgt dabei so, dass möglichst wenig Regelleistung für das DC-Netz über das AC-Netz transportiert werden müssen. Somit soll eine zusätzliche Belastung des AC-Transportnetzes vermieden werden. Das letzte Kapitel gibt eine kurze Zusammenfassung.

II. DC SPANNUNGSREGELUNG

In HGÜ-Netzen schlägt sich ein Energieungleichgewicht unmittelbar in einer Veränderung der DC-Spannung nieder. D.h. wird über eine Zeit t mehr Leistung in das HGÜ-Netz eingespeist als ausgespeist wird bzw. durch Verluste verloren geht, steigt die DC Spannung. Bei einem Leistungsdefizit über eine gewisse Zeit t sinkt dagegen die DC-Spannung (1). Das Speichermedium in HGÜ-Netzen, welches in AC-Systemen durch die rotierenden Massen repräsentiert wird, sind die Kapazitäten der Leitungen C_L und die DC-seitigen Ausgangskapazitäten der Umrichter C_C (2). Beide sind sehr stark technologieabhängig, aber in jedem Fall so klein, dass ein Energieungleichgewicht innerhalb weniger Millisekunden zu einer signifikanten DC-Spannungsänderung führt.

$$u_{DC} \cong \frac{1}{C \cdot u_{DC}} \int_{t_0}^{t_1} (p_{in}(\tau) - p_{out}(\tau)) d\tau + u_{0,DC} \quad (1)$$

$$\cong u_{0,DC} + \frac{1}{C \cdot u_{DC}} (e_{in}(t_0, t_1) - e_{out}(t_0, t_1))$$

$$C = \sum_k C_{C,k} + \sum_{km} C_{L,km} \quad (2)$$

Doch die DC-Spannung ist nicht nur ein Indikator für das Energiegleichgewicht des DC-Netzes. DC-Spannungsunter-

schiede zwischen Knoten des DC-Netzes sind auch ein Indikator für Leistungsflüsse auf den DC-Leitungen. Eine starre Regelung auf die DC-Nennspannung an jedem Knoten des Netzes ist somit nicht zielführend, da das HGÜ-Netz dann keine Transportaufgabe mehr übernehmen kann.

Bereits in großer Anzahl existierende HGÜ Punkt-zu-Punkt-Verbindungen gewährleisten die Energiestabilität innerhalb des HGÜ-Systems dadurch, dass ein Umrichter eine gewünschte Leistung in das HGÜ-System einspeist und der andere Umrichter über eine DC-Spannungsregelung das Energiegleichgewicht sichert. [1] Eine Übertragung auf DC-Netze ist dann schwierig, wenn nur ein Umrichter das Energiegleichgewicht eines großen Netzwerkes vornehmen muss [1], [2].

Um das Energiegleichgewicht in einem großen HGÜ-Netz mit vielen Umrichtern und einer kontinuierlichen Änderung der Leistungsflussrichtungen zu gewährleisten, wird in der Literatur eine lokale Regelung der DC-Spannungen an mehreren Umrichtern anhand einer p - u -Kennlinie vorgeschlagen.

Dafür wird davon ausgegangen, dass jeder Umrichter von einer zentralen Einheit einen Sollarbeitspunkt erhält. Dieser kann eine Sollspannung $u_{DC,ref}$ und / oder eine Sollleistung $p_{DC,ref}$ des Umrichter enthalten. Demzufolge muss die Kennlinie eines Umrichters diesen Referenzarbeitspunkt beinhalten. Grundsätzlich können dafür drei Kennlinienarten unterschieden werden: Voltage Droop Regelung, Regelung auf eine konstante Spannung und Regelung auf eine konstante Leistung [3].

Diese drei Grundarten der Regelungscharakteristik sind in Abbildung 1 dargestellt. Die Droop-Regelung zeichnet sich durch eine Droop-Konstante k_{DC} aus, die angibt wie stark sich die Leistung des Umrichters bei einer Abweichung von der Referenzspannung ändert (siehe auch (3)).

$$\frac{1}{k_{DC}} = \frac{p_{DC,ref} - p}{u_{DC,ref} - u} \quad (3)$$

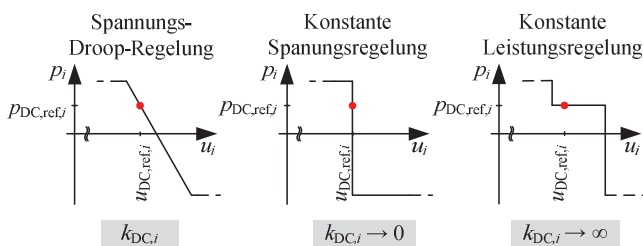


Abbildung 1: Grundarten der kennlinienbasierten Umrichterregelung

Die konstante Spannungsregelung wurde erstmals in [4] beschrieben und später in [5] wiederentdeckt. Wenn dieses Regelungskonzept in einem HGÜ-System eingesetzt wird in dem mehrere Umrichter entsprechend einer solchen Kennlinie regeln, kann dies zu Schwingungen führen [2], [5]. Aus diesem Grund wurde ursprünglich durch [2] die Spannungs-Droop-Regelung vorgeschlagen und in [6] für Offshore-HGÜ-Systeme wieder vorgeschlagen. Die Spannungs-Droop-Regelung zeigte diverse Vorteile gegenüber der konstanten Spannungsregelung hinsichtlich Ausregelzeit und ihrer transienten Regeleigenschaften [7], [8]. Da in Europa sowohl für die Offshoreanwendung bezüglich der Verbindung von Wind-

parks untereinander und an Land als auch für die kontinentale Langstreckenübertragung parallel zum existierenden AC-Netz der Einsatz von HGÜ-Systemen diskutiert wird, was eine große Anzahl an Umrichtern im HGÜ-Netz bedeutet, schlägt eine Vielzahl an Publikationen die Verwendung von Spannungs-Droop- oder abgewandelten Regelungskennlinien vor [9]-[11]. Diese sind noch einmal in [12] zusammengefasst und in Abbildung 2 dargestellt.

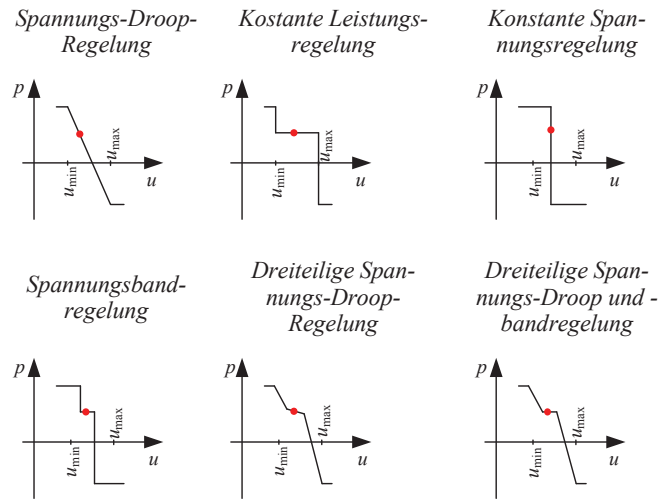


Abbildung 2: Abschnittsweise stetige Spannungsregelkennlinien

Eine dieser ist die dreiteilige Spannungs-Droop- und Spannungs-bandregelung. Diese definiert einen kleinen Toleranzbereich um die Referenzspannung in dem kein Regeleingriff stattfindet, vergleichbar zum ± 20 mHz Band bei der Frequenzregelung im AC-Netz in Europa. Dies verhindert überflüssige Regeleingriffe bei geringfügig fluktuierender Spannung.

Die Anwendung der in Abbildung 2 gezeigten Regelcharakteristika können mit Ausnahme der Droop-Regelung unter bestimmten Voraussetzungen zu ungedämpften Schwingungen im HGÜ-System führen [13]. Dies ist vor allem durch die Übergänge zwischen den abschnittsweise stetigen Bereichen der Regelcharakteristik und der damit abrupten Änderung der Droop Konstante k_{DC} begründet. Um diese Unstetigkeitsstellen herum können durch Zeitkonstanten oder Totzeiten in der Umrichterregelungen und bei kleinen Kapazitäten des DC-Systems Schwingungen entstehen.

Um die Vorteile z.B. der dreiteiligen Spannungs-Droop- und -bandregelung bzw. der dreiteiligen Droopregelung zu wahren, wird eine kontinuierliche Regelcharakteristik [14] mit ähnlichen Eigenschaften aber ohne Unstetigkeitsstellen in Kapitel III vorgeschlagen. Sodass Oszillationen um Unstetigkeitsstellen nicht mehr auftreten können.

III. REGELFUNKTION

Die Eigenschaft einer stetigen Regelfunktion mit den wesentlichen Charakteristika der in Kapitel II beschriebenen abschnittsweise stetigen Funktionen lässt sich mit Hilfe einer Sigmoidfunktion (4) realisieren (siehe Abbildung 3).

$$f(x) = \frac{1}{1 + e^x} \quad (4)$$

Eine Sigmoidfunktion ist durch einen Wendepunkt charakterisiert, um den diese Funktion punktsymmetrisch ist und durch eine obere und untere Schranke (siehe Abbildung 3). Der Abstand zwischen oberer und unterer Schranke der Funktion (Amplitude) kann durch entsprechende Parametrierung der Funktion ebenso definiert werden, wie der Anstieg der Funktion um den Wendepunkt.

Die dreiteilige Spannungs-droop- und -bandregelung wird im Folgenden betrachtet, da sie Regeleinriffe bei minimalen Abweichungen um den Referenzarbeitspunkt vermeidet. Diese Funktionalität ist auch bei der Leistungs-Frequenz-Regelung im AC-Netz durch ein zulässiges Frequenzband um die Sollfrequenz von ± 20 mHz realisiert und soll mit Hilfe dieser Funktion auch auf die Regelung des Energiegleichgewichts im DC-Netz übertragen werden.

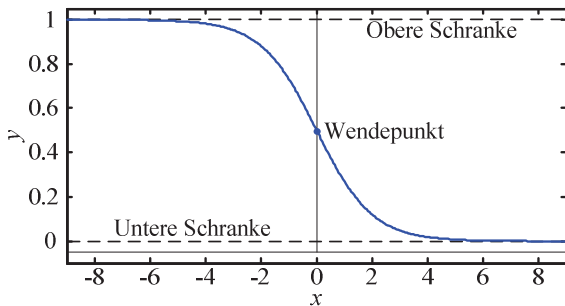


Abbildung 3: Sigmoidfunktion

Diese Regelfunktion kann aus der Summation zweier Sigmoidfunktionen entsprechend (5) in stetiger Form abgebildet werden, wie dies in Abbildung 4 dargestellt ist.

Die Parametrierung der Funktion erfolgt so, dass die Umrichter bei Erreichen der maximal zulässigen Spannung U_{max} die maximal mögliche Umrichterleistung mit einer Genauigkeit von 99,99% aus dem DC-Netz entnehmen (6) und umgekehrt bei Erreichen der minimal zulässigen DC-Spannung U_{min} die maximale mögliche Umrichterleistung in das DC-Netz einspeisen (7). Dafür werden die Wendepunkte der beiden Sigmoidfunktionen U'_{min} und U'_{max} jeweils zwischen DC-Sollspannung U_{soll} und maximal bzw. minimal zulässiger DC-Spannung gewählt.

Die Anstiege der Sigmoidfunktionen um die beiden Wendepunkte h_l und h_r werden so groß gewählt, dass mindestens die oben genannten Bedingungen aus (6) und (7) erfüllt sind und die Doppelsigmoidfunktion durch den Sollarbeitspunkt bestimmt durch P_{soll} und U_{soll} mit einer Genauigkeit von z.B. 0,001% entsprechend (8) verläuft.

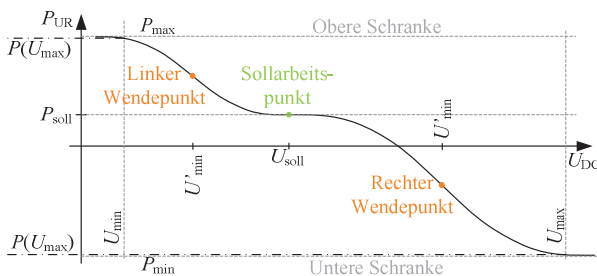


Abbildung 4: Spannungs-droop- und -bandregelung als stetige DC-Spannungs-Regelfunktion

$$P_{UR,i}(U_{DC,i}) = \frac{P_{soll} - P_{min}}{e^{h_l(U_{DC,i} - U'_{min})} + 1} + \frac{P_{max} - P_{soll}}{e^{h_r(U_{DC,i} - U'_{max})} + 1} + P_{min} \quad (5)$$

$$P_{UR,i}(U_{max}) = 99,99\% \cdot P_{min} \quad (6)$$

$$P_{UR,i}(U_{min}) = 99,99\% \cdot P_{max} \quad (7)$$

$$99,999\% \cdot P_{soll} < P_{UR,i}(U_{soll}) < 100,001\% \cdot P_{soll} \quad (8)$$

Die Doppelsigmoidfunktion besitzt neben den festen Parametern U_{min} , U_{max} , P_{min} , P_{max} , U_{soll} und P_{soll} vier Parameter die frei wählbar sind. Diese sollen so gewählt werden, dass eine optimale Reglerfunktion bezüglich der AC-Netzcharakteristika definiert wird. Eine solche Möglichkeit zur Bestimmung der Parameter U'_{min} , U'_{max} , h_l , und h_r wird im Kapitel IV vorgestellt.

IV. PARAMETRIERUNG REGLERFUNKTION

Die Variablen P_{min} und P_{max} sind durch die jeweiligen Umrichtergerenzen festgelegt und definieren die obere und untere Schranke der DC-Spannungsregelfunktion. Der Umrichterleistungssollwert P_{soll} der am Knotenpunkt einzuspeisenden bzw. zu entnehmenden Leistung wird von einem zentralen Leitsystem z.B. im Rahmen der Betriebsmitteleinsatzplanung berechnet und den Umrichtern vorgegeben.

Für das Gesamtsystem oder auch für jeden einzelnen Knoten im DC-Netz werden Spannungsgrenzen definiert. Dabei ist die obere Spannungsgrenze durch die maximale Isolationsspannung und eine Sicherheitsmarge und das untere Spannungsband in der Regel so festgelegt, dass das Spannungslevel im DC-System allgemein möglichst hoch ist, um die Transportverluste gering zu halten.

Der Bereich der Regelcharakteristik um den Sollarbeitspunkt wird zum einen maßgeblich durch die Lage der Wendepunkte der beiden Sigmoidfunktionen U'_{min} und U'_{max} bestimmt. Wird eine Regelfunktion gesucht, die um den Sollarbeitspunkt möglichst flach ist, werden die Wendepunkte nah an die Spannungsgrenzen U_{max} und U_{min} verschoben.

Die Steilheiten h_l und h_r um die Wendepunkte werden nach unten durch die Bedingungen (6) und (7) beschränkt, d.h. diese beiden Bedingungen definieren Mindeststeilheiten für beide Sigmoidfunktionen. Das Ansprechverhalten der Regelung um den Referenzarbeitspunkt kann somit durch die Lage der Wendepunkte eingestellt werden.

Die kontinuierliche Regelcharakteristik regelt die DC-Spannung. In ihrer Gesamtheit stellen diese Charakteristiken somit bei einer Störung das Energiegleichgewicht im DC-System wieder her. Diese DC-Regelleistung wird bei Nichtvorhandensein von direkt an das DC-System angeschlossenen Lasten oder Erzeugern aus dem AC-Netz bezogen.

Die Parametrierung der Doppelsigmoidfunktion und damit die Definition der Wendepunktpositionen soll so erfolgen, dass möglichst wenig Regelleistung für das DC-Netz über das AC-Netz transportiert werden muss.

Es wird angenommen, dass das DC-Netz nicht nur parallel zu einem synchronen AC-Transportnetz betrieben wird, sondern auch asynchrone AC-Netze miteinander verbindet. Ein solches Szenario ist z.B. die DC-Anbindung eines Offshore-

windparks durch das DC-Netz als auch ein planmäßig oder unplanmäßig entmaschtes AC-Netz.

Theoretisch kann DC-Regelleistung aus allen angeschlossenen AC-Netzen bezogen werden. Da die Erzeugungsleistung von Offshoreparks in der Regel nicht signifikant erhöht werden kann und deren Drosselung nur in Netznotfallsituationen möglich ist, eignen sich Umrichter, die an solchen Netzen installiert sind eher nicht zur Bereitstellung von DC-Regelleistung. Umrichter im Onshore-AC-Netz in der Nähe von regelleistungsfähigen konventionellen Kraftwerken eignen sich dagegen sehr gut für die Bereitstellung von DC-Regelleistung.

Es wird außerdem angenommen, dass auch Speicher zukünftig vermehrt für die Bereitstellung von Regelleistung genutzt werden können, sodass auch Umrichter in der Nähe von signifikantem Speichervermögen eine sehr gute Eignung für die Bereitstellung von DC-Regelleistung aufweisen. Dies vermeidet eine unnötige Belastung des AC-Netzes mit dem Transport von DC-Regelleistung.

Folgende Informationen sind somit notwendig, um eine kontinuierliche Regelcharakteristik entsprechend der vorstehenden Annahmen zu parametrieren:

- Verfügbare Regelleistung aus Kraftwerken nahe des betrachteten Umrichters
- Verfügbare Regelleistung aus Speichern nahe des betrachteten Umrichters
- Verfügbare Regelenergie aus Speichern nahe des betrachteten Umrichters

Die verfügbaren Reserven um einen Umrichter-AC-Anschlusspunkt beziehen sich nicht nur auf den AC-Anschlussknoten selbst, sondern auch auf benachbarte Knoten. Somit wird um jeden Umrichter-AC-Knoten ein Gebiet definiert, dessen verfügbare Regelreserven betrachtet werden. Wie groß das Gebiet um den Umrichter-AC-Knoten ist, wird vom verantwortlichen Netzbetreiber definiert. Wenn AC-Knoten zu weit entfernt von einem HGÜ-Umrichter entfernt liegen, ist es sinnvoll, diese nicht mit in die Betrachtung einzubeziehen. Bei deren Regelleistungsabruf für das DC-Netz müsste diese Leistung ansonsten weit über das AC-Netz transportiert werden, was mit der vorgeschlagenen Methode vermieden werden soll. Liegen AC-Knoten mit verfügbaren Regelleistungsreserven sehr nah an zwei HGÜ-Umrichtern, so fällt die Zuordnung zugunsten des näher gelegenen Umrichters aus.

Wie bereits beschrieben, wird durch die Leitwarte jedem Umrichter ein Sollarbeitspunkt zugewiesen, der sich eindeutig durch Sollspannung und Sollleistung definiert. Durch die Sollleistung und die festen Leistungsgrenzen des Umrichters sind die maximal durch den Umrichter bereit zu stellende positive $P_{DC_balance}^+$ bzw. negative DC-Regelleistung $P_{DC_balance}^-$ festgelegt, wie dies in Abbildung 5 dargestellt ist.

Dieser maximale positive bzw. negative Bedarf wird in Relation zu den nahe des Umrichters zur Verfügung stehenden Potentialen durch Kraftwerke und Speicher gesetzt. So wird die Lage der beiden Wendepunkte bestimmt. Das Verhältnis zwischen maximal notwendiger und verfügbarer positiver Regelleistung bestimmt die Lage des linken Wendepunkts und

das Verhältnis zwischen maximal notwendiger und verfügbarer negativer Regelleistung die Lage des rechten Wendepunkts. Das Verhältnis wird dabei auf 1 beschränkt.

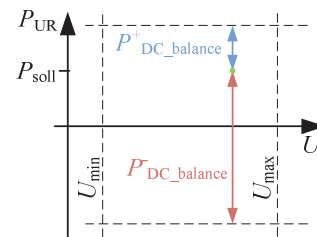


Abbildung 5: Maximal durch den betrachteten Umrichter bereitzustellende positive und negative DC-Regelleistung

Ein Verhältnis von 1 bzw. -1 bei negativer Regelleistung bedeutet, dass genau so viel Regelleistung nahe des Umrichters zur Verfügung steht, wie maximal vom Umrichter angefordert werden kann. Der Wendepunkt U'_{min} bzw. U'_{max} würde demnach sehr dicht an der Sollspannung U_{soll} liegen. Ein Verhältnis von 0 bedeutet, dass gar keine Regelleistung nahe des Umrichters bereitgestellt werden kann. Der Wendepunkt würde in diesem Fall nahe der absoluten Spannungsgrenzen U_{max} bzw. U_{min} liegen.

Diese Betrachtung wird für alle drei aufgeführten Kriterien separat durchgeführt. Die beiden Kriterien für Speicher (Regelleistung und Energie) werden multiplikativ miteinander verknüpft und anschließend additiv mit dem Ergebnis für verfügbare Regelleistung aus Kraftwerken nahe des Umrichters zu einem Gesamtindikator verbunden. Ebenso wie die Verhältnisse der Einzelbetrachtungen ist auch der Gesamtindikator auf 1 bzw. -1 (für negative Regelleistung) gedeckelt. Der Gesamtindikator für positive bzw. negative Regelleistung definiert final die Lage der Wendepunkte.

Im anschließenden Teil bestimmt der Algorithmus die minimale Steilheit der rechten und linken Sigmoidfunktion so, dass die Anforderungen aus (6), (7) und (8) erfüllt werden. Die finalen Steilheiten h_l und h_r können unter der Restriktion der minimalen Steilheiten frei gewählt werden. Im folgenden Kapitel werden einige Beispiele der Parametrierung dargestellt.

V. NUMERISCHE FALLSTUDIEN

Im Folgenden werden drei Beispiele für die Parametrierung der zuvor vorgestellten kontinuierlichen DC-Spannungsregelungsfunktion vorgestellt. Dabei wird für die Umrichter Kennlinien 1 und 2 jeweils ein vom Leitsystem vorgegebener Arbeitspunkt angenommen, der bei $u_{soll} = 1,01$ p.u. und $p_{soll} = 0,375$ p.u. liegt. Im 3. numerischen Fallbeispiel wird die Wirkung der vorgeschlagenen Parametrierungsmethode auf das AC-Netz gezeigt.

A. Umrichter Kennlinie 1

Für die Umrichter Kennlinie 1 wird angenommen, dass die installierten Leistungen aller nahe des betrachteten Umrichters lokalisierten Speicher groß genug sind, um die maximal benötigte positive als auch negative DC-Regelleistung zu decken. Der kumulierte Speicherfüllstand aller nah am Umrichter installierten Speicher stellt eine Restriktion hinsichtlich der Speicher dar. Es sei angenommen, dass die Speicher kaum gefüllt sind und lediglich 10% der Energie zur Verfügung stellen können, die maximal als positive DC-Regelleistung

benötigt werden. Diese Betrachtung setzt voraus, dass die Leitwarte alle 15 Minuten einen neuen Sollwert für jeden Umrichter berechnet. Im worst case muss ein Umrichter also 15 Minuten lang die maximale positive oder negative DC-Regelleistung zur Verfügung stellen können. Der kumulierte Speicherfüllstand und die maximale Speicherkapazität bestimmen weiterhin, dass 90% der maximal notwendigen negativen Regelleistung durch die Speicher aufgenommen werden können (siehe auch Abbildung 6). Konventionelle Kraftwerke in der Nähe des betrachteten Umrichters können darüber hinaus einen Anteil von 70% sowohl zur positiven als auch zur negativ maximal benötigten DC-Regelleistung bereitstellen.

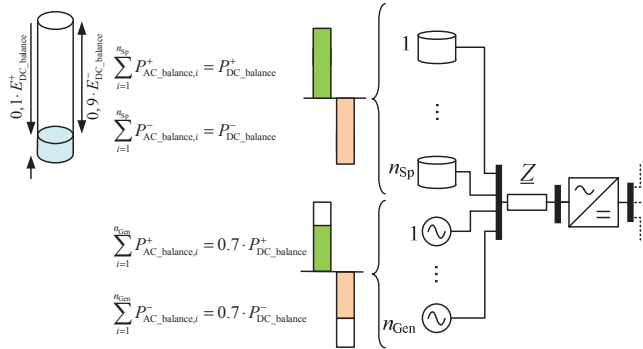


Abbildung 6: Szenario für Umrichter kennlinie 1

Speicher und Kraftwerke nahe des betrachteten Umrichters können somit einen 100%-igen Beitrag zur negativen DC-Regelleistungsbereitstellung leisten. Eine positive Abweichung der DC-Sollspannung führt somit unmittelbar zu einer signifikanten Reduzierung der Umrichterleistung.

Durch den geringen Anteil, den die Speicher zur Bereitstellung von positiver DC-Regelleistung leisten können, ist der Anteil der zur maximalen positiven DC-Regelleistungsanforderung geleistet werden kann etwas geringer. Die Änderung der Umrichterleistung bei einer negativen Abweichung vom Spannungssollwert resultiert somit in einer geringeren Steigerung der Umrichterleistung, wie dies in der Charakteristik in Abbildung 7 zu erkennen ist.

Anhand der vorhandenen Kraftwerks- und Speicheranteile nahe des Umrichters ergeben sich die Wendepunkte zu $U'_{min} = 1,0064$ und $U'_{max} = 1,0105$. Damit für diese Wendepunkte die Anforderungen aus (7) – (9) erfüllt werden, ergeben sich die Anstiege zu $h_1 = 201$ und $h_r = 3459$.

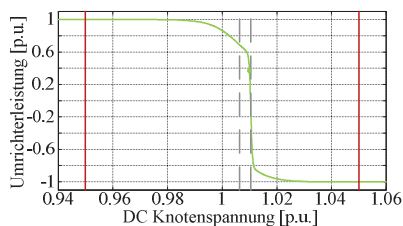


Abbildung 7: Kontinuierliche Regelcharakteristik 1

B. Umrichter kennlinie 2

Für Umrichter kennlinie 2 wird angenommen, dass weder Speicher noch Kraftwerke nahe des betrachteten Umrichters installiert sind die positive oder negative Regelleistung bereitstellen können. Dies ist in Abbildung 8 veranschaulicht.

Dementsprechend beteiligt sich der zugehörige Umrichter bei Änderungen der Spannung um den Arbeitspunkt nicht an der Wiederherstellung des DC-Energiegleichgewichts (siehe Abbildung 9 a)).

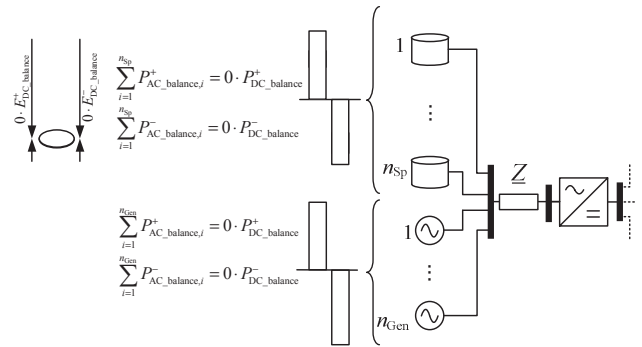


Abbildung 8: Szenario für Umrichter kennlinie 2

Die Wendepunkte können nicht exakt auf die äußeren Spannungsgrenzen U_{min} und U_{max} gelegt werden, da ansonsten die Bedingungen (7) und (8) nicht erfüllt werden können. Demzufolge werden U'_{min} und U'_{max} sehr nah an diese äußeren Grenzen definiert: $U'_{min} = 0,9501$ und $U'_{max} = 1,4999$. In diesem Fall ist das Kriterium (9) immer erfüllt, wenn auch die Kriterien (7) und (8) erfüllt sind. Dafür ergeben sich die Steilheiten der beiden Sigmoidfunktionen zu $h_1 = 92002$ und $h_r = 115097$. Diese Charakteristik entspricht dann einer konstanten Leistungsregelung. Beispielhaft wird in Abbildung 9 b) ein sehr schmaler Bereich um den linken Wendepunkt gezeigt, der den kontinuierlichen Verlauf der Funktion zeigt.

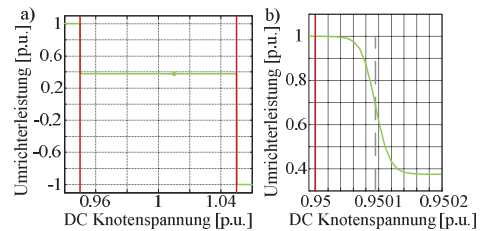


Abbildung 9: Kontinuierliche Regelcharakteristik 2 über den gesamt zulässigen Arbeitsbereich des Umrichters a) und nahe der Unterspannungsgrenze b)

C. Szenario im AC-Netz

Für ein 9-knotiges AC-Netz mit 5-knotigem HGÜ-Overlay-Netz wird die vorgeschlagene Parametrierung an allen fünf Umrichtern angewendet. Zur Vereinfachung wird in diesem Beispiel nur die Regelleistung, die durch Kraftwerke bereitgestellt werden kann, betrachtet. In Abbildung 10 a) sind die $p-v$ -Kennlinien gezeigt, die mit der vorgeschlagenen Parametrierung erstellt wurden. Außerdem ist dort für jeden Umrichter auch eine weitere Kennlinie gezeigt, die ohne die vorgeschlagene Parametrierung erstellt wurde.

Für beide Fälle ist der Effekt auf die AC-Leistungsflüsse nach einer Störung des DC-Gleichgewichts um -100 MW gezeigt. In Abbildung 10 b) sind die Leistungsflussänderungen dargestellt, die sich nach der Störung im AC-Netz ergeben, wenn die vorgeschlagene Parametrierung nicht angewendet wird. Die positive Wirkung der vorgeschlagenen Parametrierung ist in Abbildung 10 c) erkennbar.

Es fordert in diesem Fall der Umrichter die DC-Regelenergie an, der diese vor Ort beziehen kann. Die AC-Leistungsflüsse im Rest des Netzes bleiben davon nahezu unberührt, sodass die AC-Transportkapazitäten anderweitig genutzt werden können.

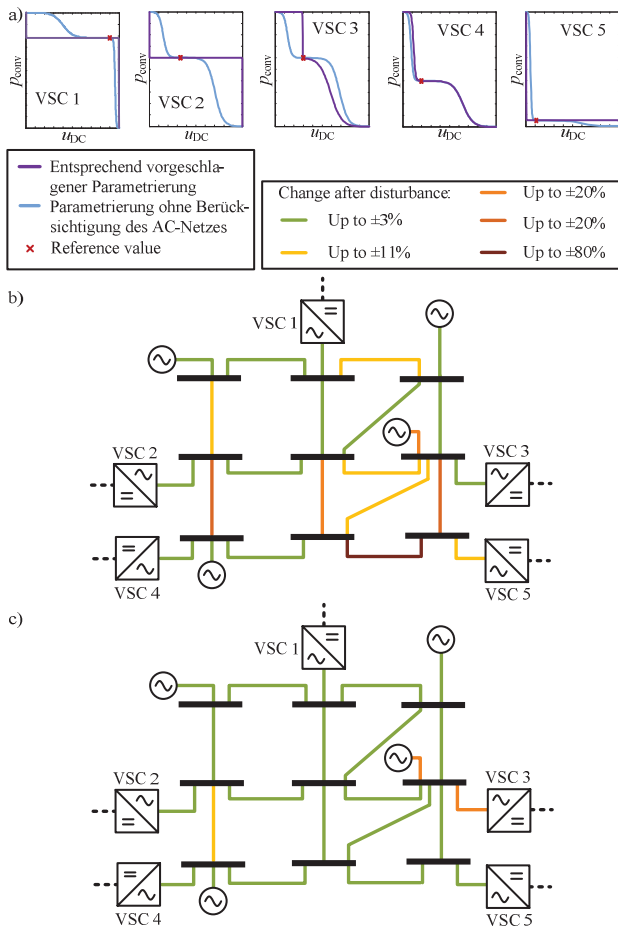


Abbildung 10: Parametrierung der p - v -Kennlinie. a) Kennlinien mit und ohne Anwendung der vorgeschlagenen Parametrierung, b) Leistungsflüsse im AC-Netz nach einer Störung im HGÜ-Netz ohne vorgeschlagene Parametrierung und c) nach der gleichen Störung mit vorgeschlagener Parametrierung

VI. ZUSAMMENFASSUNG

Der Betrieb eines vermaschten HGÜ-Netzes stellt aus Systemführungssicht eine neue Herausforderung an das Leitsystem. Der Wegfall der Frequenz als Indikator für das Erzeuger- und Verbraucherenergiegleichgewicht sowie die durch die rotierende Massen fehlende große Energiespeicherkapazität bedingt ein sehr schnelles und automatisiertes Regelverhalten, das idealerweise auf lokalen Messungen beruht. Unter den bisherigen lokalen Regelcharakteristika wird die dreiteilige Spannungs-Droop- und -bandregelung (siehe Abbildung 2) favorisiert, da sie ähnlich zur Leistungs-Frequenz-Regelung in AC-Netzen auch eine Art Totband um die Sollspannung vorsieht, sodass kleine Abweichungen vom Sollwert nicht zu einer unmittelbaren Anregung der Regelung führen. Diese und auch andere bestehende Regelcharakteristika mit abschnittsweise linearen Regeleigenschaften können durch ihre Unstetigkeitsstellen zu ungedämpften Schwingungen im DC-System führen. Die Anwendung einer stetigen Regelfunktion kann dem entgegen wirken.

In diesem Paper wird eine derartige Regelfunktion vorgestellt, die auf Basis von zwei Sigmoidfunktionen erstellt wird. Es wird außerdem ein Verfahren zu dessen Parametrierung vorgeschlagen. Dieses beruht darauf, dass sich vor allem AC-Knoten an der Bereitstellung von DC-Regelenergie beteiligen, die in unmittelbarer Nähe Regelkapazitäten aus Kraftwerken oder Speichern verfügbar haben. Dagegen beteiligen sich AC-Knoten mit sehr wenigen oder gar keinen Regelkapazitäten erst bei Erreichen des zulässigen DC-Spannungsbandes an der Regelung des DC-Energiegleichgewichtes. Das vorgestellte Verfahren wählt die Wendepunkte der kontinuierlichen Regelfunktion dementsprechend. Außerdem werden die beiden für die vorgestellte Regelfunktion notwendigen Anstiege so bestimmt, dass mit den definierten Wendepunkten die verfügbaren Umrichterleistungsgrenzen im vorgegebenen DC-Spannungsband möglichst gut ausgenutzt werden und der Referenzarbeitspunkt auf der Regelcharakteristik liegt.

QUELLEN

- [1] P. Thepparat, Analysis of the Combined and Coordinated Control Method for HVDC Transmission, Ph.D. Thesis, TU Ilmenau, Shaker Verlag, ISBN 978-3-8322-9045-0, 2010.
- [2] B. K. Johnson, R. H. Lasseter, F. L. Alvarado and R. Adapa, Expandable multiterminal DC systems based on voltage droop, *Transactions on Power Delivery*, vol. 8, no. 4, Oct. 1993.
- [3] Cigré Working Group B4-52, Technical Brochure 533, "HVDC Grid Feasibility Study", Dec. 2012.
- [4] Y. Tokiwa, F. Ichikawa, K. Suzuki, H. Inokuchi, S. Hirose and K. Kimura, Novel Control Strategies for HVDC Systems with Self-Contained Converter, *Electrical Engineering in Japan*, vol 113, no. 5, p. 1-13, 1993.
- [5] T. Nakajima and S. Irokawa, "A control system for HVDC Transmission by Voltage Sourced Converter", in Proc. IEEE PES Summer Meeting, 1999.
- [6] T. Haileselassie, K. Uhlen and Tore Undeland, Control of Multiterminal HVDC Transmission for Offshore Wind Energy, *Nordic Wind Power Conference*, 2009.
- [7] M. Avendano-Mora, M. Barnes and J.Y. Chan, Comparison of Control Strategies for Multiterminal VSC-HVDC Systems for Offshore Wind Farm Integration, in Proc. 7th IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drives (PEMD), Apr. 2014.
- [8] C. D. Barker and R. S. Whitehouse, Autonomous Converter Control in a Multi-Terminal HVDC System, in Proc. 10th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2010), 2010.
- [9] J. Beerten, D. Van Hertem and R. Belmans, VSC MTDC Systems with a Distributed DC Voltage Control – A Power Flow Approach, in Proc. IEEE PowerTech 2011, June 2011.
- [10] T. M. Haileselassie and K. Uhlen, Impact of DC line Voltage Drops and Power Flow of MTDC Using Droop Control, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 27, no. 3, Aug. 2012.
- [11] L. Xu, L. Yao and M. Bazargan, DC Grid Management of a Multi-Terminal HVDC Transmission System for Large Offshore Wind Farms, in Proc. International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, 2009.
- [12] T. K. Vrana, J. Beerten, R. Belmans and O. B. Fosfo, A classification of DC node voltage control methods for HVDC grids, *Electric Power System Research*, vol. 103, p. 137-144, 2013.
- [13] A.-K. Marten, D. Westermann, L. Vento and P. Favre-Perrod, Factors influencing oscillations within meshed HVDC grids and implications for DC voltage control, in Proc. 9th International Conference on Critical Information Infrastructures Security, Oct. 2014.
- [14] A.-K. Marten and D. Westermann, Power flow participation in an interconnected power system with an embedded HVDC grid, in Proc. ISGT Europe, 10/2012.