

Westermann, Dirk; Schlegel, Steffen; Kayser, Johannes; Becker, Christian;
Engel, Merlin; Deters, Sebastian; Hutabarat, Ratna:

Perspektive zur Höherauslastung des Verteilernetzes mit Gleichstrom (DC)

(Stand: 28.03.2023)

DOI: [10.22032/dbt.57068](https://doi.org/10.22032/dbt.57068)

URN: [urn:nbn:de:gbv:ilm1-2023200122](https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:gbv:ilm1-2023200122)

Published: 2023-05-10

© by the Author(s)

Perspektive zur Höherauslastung des Verteilernetzes mit Gleichstrom (DC)

Stand: 28.03.2023

Autoren:

- Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann (Technische Universität Ilmenau)
- Dr.-Ing. Steffen Schlegel (Technische Universität Ilmenau)
- Johannes Kayser (Technische Universität Ilmenau)
- Univ.- Prof. Dr.-Ing. Christian Becker (Technische Universität Hamburg)
- Merlin Engel (Stromnetz Hamburg GmbH)
- Sebastian Deters (Stromnetz Hamburg GmbH)
- Ratna Hutabarat (Stromnetz Hamburg GmbH)

Inhalt

1	Motivation	3
1.1	Aktuelle Herausforderungen	3
1.2	Netzausbau im Verteilnetz	3
1.2.1	<i>Beauftragung</i>	3
1.2.2	<i>Entwurfsplanung</i>	4
1.2.3	<i>Beschaffung</i>	4
1.2.4	<i>Hoch- und Tiefbau, Betriebsmittelmontage</i>	5
1.2.5	<i>Prüfung und Inbetriebnahme</i>	5
2	Was ist Höherauslastung?	5
2.1	Definition	5
2.2	Technologische und methodische Möglichkeiten	6
3	Höherauslastung mit Gleichstrom.....	8
3.1	Netzführung mit DC-Technologie	8
3.1.1	<i>Aktuelle Netzführung im AC-Netz</i>	8
3.1.2	<i>Netzführung im AC/DC-Netz</i>	8
3.1.3	<i>Netzführung im DC-Netz</i>	9
3.2	Ausführungsformen und Sonderanwendungen der DC-Technik in AC-Netzen	9
3.2.1	<i>Back-to-Back (B2B)</i>	10
3.2.2	<i>Point-to-Point (P2P)</i>	10
3.2.3	<i>Multi-Terminal-DC (MTDC) als Radialausführung</i>	10
3.2.4	<i>Multi-Terminal-DC (MTDC) mit Vermaschungen</i>	11
3.2.5	<i>Soft Open Point (SOP)</i>	11
3.2.6	<i>Leistungselektronischer Verknüpfungspunkt</i>	11
3.2.7	<i>Horizontale DC – Netzkopplung</i>	11
3.3	Einschätzung TRL der notwendigen DC-Komponenten	12
3.4	Steigerung der Übertragungsfähigkeit von Kabeln und Leitungen mit DC	12
3.4.1	<i>DC-Umrüstung von Freileitungen</i>	12
3.4.2	<i>DC-Umrüstung von Mittelspannungskabeln</i>	13
4	Fallstudien zur Demonstration der Einsatzmöglichkeiten der DC-Technologie im Verteilnetz.....	16
4.1	Fallstudie A: Leistungsflusssteuerung im HS-Netz zur Engpassbehandlung	16
4.2	Fallstudie B: DC-Umrüstung von MS-Kabeln zur Höherauslastung einer Versorgungsregion	17
5	Zusammenfassung.....	20
6	Quellenangaben	22

1 Motivation

1.1 Aktuelle Herausforderungen

Die klimapolitischen Ziele führen zur Substitution von fossilen Energieträgern in den Verbrauchssektoren Industrie, Gewerbe, Haushalte und Verkehr. Die Folge ist ein Last- und Erzeugungshochlauf im elektrischen Energiesystem mit einer erwarteten Zunahme des elektrischen Energiebedarfs zwischen 48 – 116% gegenüber dem Vergleichsjahr 2020 je nach Szenario der Langfristszenarien z.B. nach [1]. Zusätzlich sorgen geopolitische Ereignisse für steigende Energiepreise fossiler Energieträger und bergen das Risiko eines Versorgungsausfalls vor allem im Gas-Sektor. Die Konsequenz ist eine Beschleunigung der Transformationsprozesse.

Die rapide Zunahme erneuerbarer Energieerzeuger am Netz brachte die Netzausbaukapazitäten der Netzbetreiber bereits in den vergangenen Jahren an ihre Grenzen. Während die Deutsche Energie-Agentur (dena) bereits im Jahr 2017 auf die Notwendigkeit einer Höherauslastung von Bestandsnetzen [2] verwies, musste 2019 mit der Einführung des NABEG [3] durch politische Eingriffe eine Netzausbaubeschleunigung mittels Vereinfachung der Genehmigungsprozesse erfolgen, um dem Ausbaubedarf gerecht zu werden. Nach [2] wurden Netzengpässe bisher als Thema der Übertragungsnetzebene behandelt. Die aufgeführten strukturellen Transformationen im Last- und Erzeugungssektor erfordern jedoch einen massiven Netzausbau auf Verteilnetzebene in naher Zukunft. Die Frage, wann welche Netzanschlussleistungen zur Verfügung stehen, ist zentral für den Erfolg der Transformation.

1.2 Netzausbau im Verteilnetz

Um eine Leistungserhöhung in einem Versorgungsgebiet zu erreichen, stehen dem Verteilnetzbetreiber grundsätzlich technologische Anpassungs- und Erweiterungsmaßnahmen innerhalb von Umspannwerken (Punktprojekte) und der Umbau oder Neubau von Leitungen (Linienprojekte) zur Verfügung, welche vor allem im urbanen Raum zumeist als Kabelstrecke umgesetzt werden. Bei der praktischen Bewertung einer Ausbaumaßnahme spielt neben der Wirksamkeit der Maßnahme für den Netzbetrieb auch die Komplexität der Realisierung eine entscheidende Rolle. Hierbei kann die Abhängigkeit von projektspezifischen Rahmenbedingungen zu deutlichen Unterschieden im Aufwand und damit auch in den Kosten und der Realisierungsdauer der verschiedenen Ausbaumaßnahmen führen. Dadurch sind die Ansätze nicht pauschal vergleichbar. Im Folgenden sind die einzelnen Realisierungsschritte für Punkt- und Linienprojekte gegenübergestellt.



Abbildung 1.1 Realisierungsschritte bei Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen

1.2.1 Beauftragung

Basierend auf festgestellten Veränderungsbedarfen am Netz erfolgt eine interne Beauftragung von Aus- und Umbaumaßnahmen. Im Rahmen der internen Beauftragung gibt es keine nennenswerten Unterschiede zwischen Kabelbau- und Umspannwerksprojekten.

1.2.2 Entwurfsplanung

Den Anfang der Projektierungsphase bildet die Entwurfsplanung, in welcher unter Berücksichtigung von Technik, Wirtschaftlichkeit und Umwelt die optimale Realisierungslösung entworfen wird. Je nach Komplexität des Projektes kann die Entwurfsplanung im Verteilernetz von wenigen Monaten bis zu mehreren Jahren in Anspruch nehmen. Der größte Unterschied zwischen Kabelbau- und Umspannwerksprojekten besteht im Bereich der Technik und der Umwelt. Während die technischen Unterschiede der Betriebsmittel primär in der internen Planung eine Rolle spielen, ergeben sich im Bereich Umwelt erhebliche Unterschiede in den externen Abhängigkeiten.

Unterscheidung: Punktprojekte

Umspannwerksprojekte werden normalerweise auf eigenen Grundstücken realisiert, die entsprechend der Hoheit des Netzbetreibers unterliegen. Dem Vorteil der eigenen Hoheit über das Gelände steht der Nachteil gegenüber, dass nur begrenzter Platz zur Verfügung steht. So lassen sich bestehende Flächen im städtischen Raum kaum erweitern oder verlegen. Neben den räumlichen Begrenzungen durch Grundstücksgrenzen und ggf. vorhandene Bestandsgebäude sind vor allem einschlägige rechtliche Vorgaben, z. B. bezüglich des Baumschutzes, in der Planung zu berücksichtigen.

Unterscheidung: Linienprojekte

Kabelbaumaßnahmen erfolgen hingegen in der Regel auf öffentlichem Grund und sind entsprechend genehmigungspflichtig. Hieraus ergeben sich projektspezifische Aufwände für die Koordination mit diversen Stakeholdern wie Behörden, der Polizei, Anwohnern und Gewerbetreibenden, dem ÖPNV und anderen Infrastruktur- und Versorgungsunternehmen, bei denen Abhängigkeiten in der ober- und unterirdischen Raumnutzung bestehen. Im Bereich der Umwelt sind neben sozialen, gesellschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen auch Aspekte wie Natur- und Baumschutz, Altlasten und Kampfmittel, Gewässer und Hochwasserschutz sowie die Statik umliegender Gebäude oder zu überquerender Brücken zu berücksichtigen, die teilweise aufwändige Fachgutachten erfordern. Für die Wahl der Trasse stehen häufig verschiedene Optionen zur Verfügung. Dies erhöht den Planungs- und Prüfaufwand zusätzlich, bietet aber auch den Vorteil, dass Ausweichmöglichkeiten bestehen.

1.2.3 Beschaffung

Je nach Art der benötigten Betriebsmittel und Dienstleistungen sowie des Investitionsvolumens erfolgt die Beschaffung in Form einer oder mehrerer Ausschreibungen, Rahmenvertragsabrufe oder Direktvergaben. In Abhängigkeit der Anzahl und Leistungsfähigkeit der Zulieferer sowie der Verfügbarkeit von Personal und Material kann auch die Dauer des Beschaffungsprozesses stark variieren. In der Regel werden Umspannwerksprojekte pro Werk gebündelt ausgeschrieben und durch einen Generalunternehmer abgewickelt, während bei Kabelbauprojekten Technik und Dienstleistungen eher separat beschafft werden. Unterschiede ergeben sich darüber hinaus aus der betroffenen Spannungsebene. Die Beschaffung in der Hochspannung erfolgt für jedes Projekt individuell. In der Mittel- und Niederspannung wird stärker standardisierte Technik teilweise in Massenprozessen beschafft.

1.2.4 Hoch- und Tiefbau, Betriebsmittelmontage

Im nächsten Schritt erfolgt die Umsetzung der erforderlichen baulichen Maßnahmen. Neben klassischem Hoch- und Tiefbau zur Vorbereitung der Umspannungsgelände und Kabeltrassen werden in dieser Phase auch notwendige Kreuzungsbauwerke errichtet. Im Anschluss oder bereits parallel erfolgt die Lieferung und Montage der Betriebsmittel. Die bereits im Kontext der Entwurfsplanung dargestellten Unterschiede der Rahmenbedingungen beeinflussen auch die Umsetzung baulicher Maßnahmen und die Betriebsmittelmontage. Hiervon können unter anderem die Zugänglichkeit und zeitliche Vorgaben betroffen sein.

Unterscheidung: Punktprojekte

Ein wichtiger Aspekt bei Umbaumaßnahmen in Umspannwerken besteht darin, dass die baulichen Anpassungen an Gelände und Gebäuden sowie die Installation der Primär- und Sekundärtechnik im laufenden Betrieb erfolgen müssen.

Unterscheidung: Linienprojekte

Bei Kabelbaumaßnahmen erfolgt im ersten Schritt die Herstellung der Trassen und die Verlegung der Leerrohre. Hierauf folgt der Kabeleinzug und die Verbindung von Kabelteilstücken durch die Montage der Muffen. Abschließend wird die Anbindung der Kabel an die Schaltanlagen, an Kundenanlagen oder an Freileitungen realisiert.

1.2.5 Prüfung und Inbetriebnahme

Den Abschluss der Aus- und Umbaumaßnahme bildet die Prüfung der neuen Anlage und die finale Inbetriebnahme. Die Prüfverfahren hängen von der Art des Betriebsmittels ab und sind sehr individuell. Nach erfolgreichem Abschluss der Prüfverfahren, erfolgt das Umschwenken von Altsystemen oder Provisorien auf das Neusystem, womit dieses in den Betrieb übergeht.

Fazit

Die dargestellten Unterschiede in der Durchführung von Kabelbau- und Umspannungsprojekten zeigen, dass es vorteilhaft sein kann, wenn eine Kabelbaumaßnahme durch eine Anpassung im Umspannwerk ersetzt werden kann und umgekehrt. Durch die Einführung neuer Technologien und Ausbaumethoden kann demnach die Handlungsfähigkeit der Verteilnetzbetreiber erweitert werden. Mit dem Einsatz innovativer Technologien und Methoden kann darüber hinaus eine Höherauslastung der Bestandsnetze erreicht werden, die i.d.R. als kurzfristig umsetzbare effizienzsteigernde Maßnahme, eine Abhilfe zum verzögerten Netzausbau darstellen kann [2].

2 Was ist Höherauslastung?

2.1 Definition

Als Höherauslastung bestehender Netzstrukturen versteht man eine kontrolliert gesteigerte Übertragungs- bzw. Verteilkapazität unter Berücksichtigung der Netzsicherheitskriterien [2]. Das bedeutet konkret, dass von einem Netz mehr Energie aufgenommen werden kann und somit die Anschlussleistungen von Lasten und Erzeugern erhöht werden können. Durch eine Höherauslastung bestehender Netze kann der Bedarf an Netzausbaumaßnahmen reduziert und eine Verbesserung der Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Effizienz der elektrischen Infrastruktur erreicht werden.

2.2 Technologische und methodische Möglichkeiten

Eine Höherauslastung von Bestandsnetzen kann über technologische oder betriebliche Umgestaltungen der elektrischen Infrastruktur erreicht werden und ist nach dem im EnWG §11 Abs. 1 festgelegtem NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen) stets einer Netzausbaumaßnahme vorzuziehen. Grundsätzlich existieren mit

- dem Freileitungsmonitoring (FLM),
- der Hochtemperaturbeseilung (HTL, HTLS),
- der Supraleitung,
- leistungsflusssteuernden Netzbetriebsmitteln,
- dem kurativer Netzbetrieb,
- einem automatisierten Assistenzsystemeinsatz und Netzzustandsmonitoring,
- dem Blindleistungsmanagement,
- der DC-Umrüstung von AC-Leitungen

verschiedene Ansätze zum Erreichen einer Höherauslastung, die in Abbildung 2.1 grafisch anhand des groben Reifegrads eingeordnet sind und im Folgenden kurz erläutert werden.

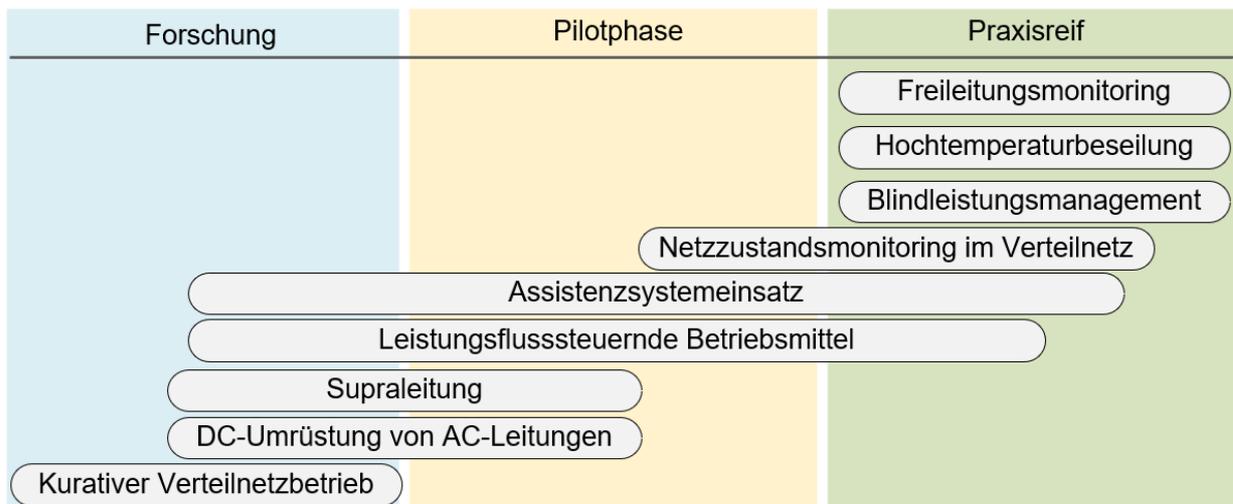


Abbildung 2.1 Einordnung von Ansätzen zur Höherauslastung von Bestandsnetzen nach dem Reifegrad (technologisch, regulatorisch und operativ)

Höherauslastungsmaßnahmen wurden bisher vor allem auf den Netzebenen ab 110 kV aufwärts praktiziert. Dabei ist das **Freileitungsmonitoring (FLM)** eine bewährte Methode, bei der die zunehmende Kühlleistung des Windes in Starkwindsituationen berücksichtigt wird, um größere Transportleistungen zulassen zu können. Höhere Auslastungen in Schwachwindsituationen oder über Trassen, die sich im Windschatten befinden, werden i.d.R. mit einer **Hochtemperaturbeseilung (HTL, HTLS)** mit niedrigem Durchhang erreicht.

Eine weitere weitverbreitete Methode ist die Steigerung des Lastfaktors mittels **Blindleistungsmanagement**. Dabei wird lokal der Blindleistungsbedarf und somit der Blindleistungsfluss über die Leitungen kompensiert. Zudem wird das Blindleistungsmanagement genutzt, um das Spannungsniveau anzuheben und somit die thermische Leiterbelastung, aufgrund niedrigerer Ströme, zu reduzieren.

Praktiziert wird Blindleistungsmanagement vor allem mittels Erzeugungsanlagen, stufbaren Kompensationseinrichtungen oder Stufensteller Transformatoren. Darüber hinaus ist der Einsatz von leistungselektronikbasierten Betriebsmitteln zur Spannungsregelung (z.B. STATCOM) bereits im Netzentwicklungsplan (NEP) [4] vorgesehen.

Eine weitere Möglichkeit zur Höherauslastung von Bestandsnetzen ist die Einführung von **leistungsflusssteuernden Netzbetriebsmitteln**. Durch die flexible Steuerbarkeit von Wirk- und Blindleistungsflüssen können Netzlasten von hoch- zu schwachausgelasteten Netzabschnitten verschoben werden. Dadurch entsteht eine gleichmäßigere Verteilung der Netzbelastung und vorhandene Transport- bzw. Verteilkapazitäten werden effizienter genutzt. Während leistungsflusssteuernde Betriebsmittel auf Übertragungsnetzebene zunehmend eingesetzt werden, gibt es auf Verteilnetzebene mit z.B. [5] erste Pilotprojekte.

Alternativ dazu kann eine Erhöhung der Leistungsdichte durch **Supraleitung** erreicht werden. Dabei werden mittels aufwändiger Kühlung die materialspezifischen Widerstände nahezu vollständig kompensiert, wodurch die Stromtragfähigkeit signifikant erhöht werden kann. Supraleitende Mittelspannungssysteme können das Leistungspotenzial von Hochspannungssystemen übersteigen. Mit AmpaCity [6] und SuperLink [7] gibt es erste Pilotversuche zur Supraleitung im Bereich der Energieversorgung.

Ein Ansatz zur Steigerung der Leistungsdichte von bestehenden Übertragungsstrecken ist die **Umrüstung von Drehstromleitungen auf den Betrieb mit Gleichstrom**. Dadurch kann nach [8]–[10] die Übertragungsleistung über das bestehende Kabel um ein Vielfaches gesteigert (Siehe Kap.3.4) und gleichzeitig die Leistungsflüsse im lokalen AC-Netz geregelt sowie Blindleistungsmanagement bzw. Spannungsregelung betrieben werden. Mit diesem Ansatz wird eine hohe Leistungsdichte bei gleichzeitig geringem Raumbedarf erreicht. Auch Neuinstallationen von DC-Systemen können mit Drehstromkabeln (die dann mit Gleichstrom betrieben werden) ausgestattet werden. Der Vorteil darin besteht in der hohen Verfügbarkeit von produktivierten Standardkomponenten. Mit [11], [12] existieren bereits Typprüfungen von Mittelspannung(MS)-Drehstromkabeln für den DC-Betrieb. Ein erster Pilotversuch wird seit 2020 im „Angle-DC“-Projekt von Scottish Power Energy Networks [10] umgesetzt.

Eine Steigerung der Netzauslastung kann auch über **Netzzustandsmonitoring und einen automatisierten Assistenzsystemeinsatz** erreicht werden. Bei diesem Ansatz wird durch kontinuierliche Messung bzw. Bewertung des Netzzustandes das nutzbare Auslastungspotential erkenntlich gemacht. Begrenzungen aus planerischen Worst-Case-Betrachtungen können somit aufgelockert und die Auslastung gesteigert werden. Ansätze, wie die ursprünglich für das Übertragungsnetz vorgesehene dynamische Netzsicherheitsbewertung (DSA) [13] können u.U. auch in den Verteilnetzbetrieb integriert werden. DSA ist ein Beispiel für ein Assistenzsystem zur Steigerung der Netzauslastung, das sich in der Überführung in die Praxis befindet [2].

Darüber hinaus ist in der Forschung der **kurative Netzbetrieb** [14]–[16] ein vielversprechender Ansatz zur Höherauslastung von Bestandsnetzen. Dabei kommen im Fehlerfall schnelle koordinierte Arbeitspunkt-Korrekturmaßnahmen zum Einsatz, die das Vorhalten von Redundanzen und Netzkapazitäten reduzieren. Diese freiwerdenden Kapazitäten können entsprechend genutzt werden, um Betriebsmittel im Normalbetrieb höher auszulasten. Als eine spezielle Unterform des kurativen Netzbetriebs sind Special Protection Schemes (SPS) als Stand der Technik zu betrachten. Die in Pilotierung befindlichen Ansätze zum Netzbooster [17] sind ebenfalls als eine spezielle Form des kurativen Netzbetriebes anzusehen. Im Gegensatz zum kurativen

Übertragungsnetzbetrieb ist die Forschung zum Einsatz dieser Methode auf Verteilnetzebene noch in einem frühen Stadium.

Der Einsatz der Gleichstromtechnologie bietet gleich mehrere Möglichkeiten eine Höherauslastung in Bestandsnetzen zu erreichen. Während die Umrüstung von AC-Betriebsmitteln für einen DC-Betrieb ein direkter Anwendungsfall der Gleichstromtechnologie ist, basieren z.B. das Blindleistungsmanagement, der kurative Netzbetrieb oder die Leistungsflusssteuerung auf einer flexiblen Steuerbarkeit von Wirk- und Blindleistung, die durch die Umrichter bereitgestellt werden kann. Aufgrund der vielfältigen Beitragsmöglichkeiten zu einer Höherauslastung im Verteilnetz wird der Einsatz der DC-Technologie im weiteren Verlauf näher betrachtet.

3 Höherauslastung mit Gleichstrom

Während im Bereich moderner Industrie- und maritimer Bordnetze, die DC-Technologie, aufgrund von Effizienzgewinnen, hoher Leistungsdichten, guter Steuerbarkeit, vereinfachter Integration von Erzeugern und Speichern sowie Platz- und Gewichtersparnissen bereits weit verbreitet ist [18]–[21], existieren zwar vielversprechende Ansätze für die öffentliche Versorgung, die allerdings bisher kaum praktiziert werden. Im Folgenden liegt der Fokus auf Ansätzen für die öffentliche Versorgung.

3.1 Netzführung mit DC-Technologie

3.1.1 Aktuelle Netzführung im AC-Netz

Die Leistungsflussverteilung in AC-Netzen basiert auf den Impedanzverhältnissen der Leistungsflusspfade. Einzige netzseitige Steuermöglichkeiten bieten i.d.R. Topologieänderungen (Schalterstellungen) sowie Blindleistungsmanagement mittels diskreten Stufenschalter-Transformatoren oder stufbaren Kompensationseinrichtungen. Mit den Flexible AC Transmission Systems Geräten (FACTS-Geräte) [22] sind leistungselektronische Betriebsmittel zur Steuerung und Regelung von Blind- und Wirkleistungen in Netzzweigen und -knoten kommerziell verfügbar. Für die aktive Steuerung von Leistungsflüssen in Netzzweigen finden diese aber in Kontinentaleuropa nur sehr vereinzelt Einsatz.

Schrägregler (Phasenschieber) [23], die ebenfalls leistungsflusssteuernd agieren können, finden heute ausschließlich in der Übertragungsnetzebene Anwendung. Da heutige Netze eine deutlich höhere Flexibilität erfordern, als die netzseitigen Steuergrößen bereitstellen, wird häufig auf den Eingriff in die Erzeugungsstruktur als Engpassmanagementmaßnahme zurückgegriffen. Solche kostenintensiven Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen können durch die Steigerung der Steuerbarkeit elektrischer Netze reduziert werden [24].

3.1.2 Netzführung im AC/DC-Netz

Eine Integration von DC-Systemen in ein AC-Netz erzeugt eine hybride Netzstruktur, die mit der vollständigen Steuerbarkeit von Wirk- und Blindleistung des DC-Systems zusätzliche Stellgrößen bietet. Dadurch kann nach [24] eine Vielzahl an Anwendungsfällen bedient werden. Die Auslastung einzelner DC-Strecken kann durch Sollwertvorgaben der Umrichter technisch frei gewählt und im Gegensatz zu einer AC-Strecke auf ein nahezu beliebiges Maximum (z.B. Nennleistung) begrenzt werden, sodass die DC-Strecke selbst Engpassresistent ist.

Der steuerbare Einsatz von DC-Systemen kann für eine gleichmäßigere Leistungsflussverteilung im AC-Netz sorgen, das Auftreten von Engpässen reduzieren und somit für eine bessere

Nutzung bestehender Netzkapazitäten sorgen. Dadurch wird eine Alternative zur Abregelung von Erzeugungsanlagen zur Leistungsflussumverteilung geschaffen. Mit z.B. dem Flexible Power Link [5] im Netzgebiet der Western Power Distribution (jetzt: National Grid PLC) existieren bereits vereinzelte Hybridstrukturen auf Verteilnetzebene. Grundsätzlich kann der Betrieb von DC-Strecken zentral durch die Ableitung geeigneter Sollwerte aus Optimierungsprozessen [25], [26] umgesetzt oder alternativ autonom mit dezentralen Reglern gewährleistet werden. Der Mehraufwand für den Operator ist demnach gegenüber dem sich ergebenden Flexibilitätspotential als eher gering einzuschätzen.

Um das Gesamtpotenzial von DC-Strecken im Verteilnetz darstellen zu können, bedarf es jedoch aktuell noch Forschungsaufwand bzgl. einer Betriebsführungsmethode, die die sich ergebenden multiplen Netznutzungsfälle koordiniert berücksichtigen und bedienen kann. Hybride AC/DC-Netze existieren aktuell auf Verteilnetzebene lediglich vereinzelt als Versuchsanlagen oder für Spezialanwendungen. Daher existieren weder notwendige Standardisierungen noch darauf abgestimmte regulatorische Rahmenbedingungen. Vor allem eine angemessene Berücksichtigung in der Netzplanung ist kaum möglich und die Umsetzungsdauer bzw. der Umsetzungsaufwand von DC-Systemen erhöht sich. Dennoch kann man davon ausgehen, dass der Betrieb hybrider AC/DC-Netzstrukturen mit Standardalgorithmen der Netzführung zu bewerkstelligen ist.

3.1.3 Netzführung im DC-Netz

Im Gegensatz zu einzelnen DC-Strecken (z.B. Punkt-zu-Punkt, P2P) kann der Betrieb eines vermaschten DC-Systems, je nach Design, Ausdehnung und Spannungsebene recht komplex sein. Besonders relevant ist dabei die selektive Fehlerklärung, die bei vermaschten DC-Netzen aufgrund des fehlenden Stromnulldurchgangs nicht durch herkömmliche Abschalteneinrichtungen gewährleistet werden kann. Allerdings sind aktuell kommerzielle DC-Leistungsschalter im einstelligen kV-Bereich für Industrieanwendungen verfügbar. Zudem befinden sich mit z.B. [27]–[29] alternative Fehlerklärungsstrategien, auf Basis vordefinierter Schutzzonen mit partieller temporärer Abschaltung in der Entwicklung.

Bei einer Vermaschung des DC-Systems zu einem Netz, sinkt darüber hinaus die DC-seitige Leistungsflusssteuerbarkeit, da sich die Anzahl der Stränge erhöht, auf die einzelne Umrichter wirken. Eine Rückgewinnung der Leistungsflusssteuerbarkeit kann nach [30] z.B. mit der Einführung von DC-DC-Convertern, resistiven Widerständen oder Serienspannungsquellen erreicht werden. Analog zum hybriden AC/DC-Betrieb existieren auch für ganze DC-Netze zentrale und dezentrale Betriebsansätze sowie deren Kombinationen.

3.2 Ausführungsformen und Sonderanwendungen der DC-Technik in AC-Netzen

In ein AC-Netz eingebettete DC-Systeme bilden zusammen ein hybrides Netz. Neben der hohen Leistungsdichte des DC-Systems selbst, kann das DC-System durch seine Steuerbarkeit den AC-Netzbetrieb unterstützen und somit zu einer besseren Ausnutzung bestehender Kapazitäten führen. DC-Systeme können je nach Anwendungsfall auf verschiedene Arten in ein AC-Netz integriert werden. Die Varianten b, c, d und g aus *Abbildung 3.1* sind als symmetrische monopolare Systeme dargestellt. Diese Variante wird für DC-Systeme unterhalb der HÖS-Ebene favorisiert [31]. Varianten a, e und f aus *Abbildung 3.1* basieren aufgrund der individuellen Anforderungen der Systeme auf spezifischen technologischen Umsetzungen. Im Folgen-

den werden Ausführungen erläutert, die als gängigste Varianten aus vielfältigen Kombinationen gelten, sowie Sonderanwendungen dieser Varianten.

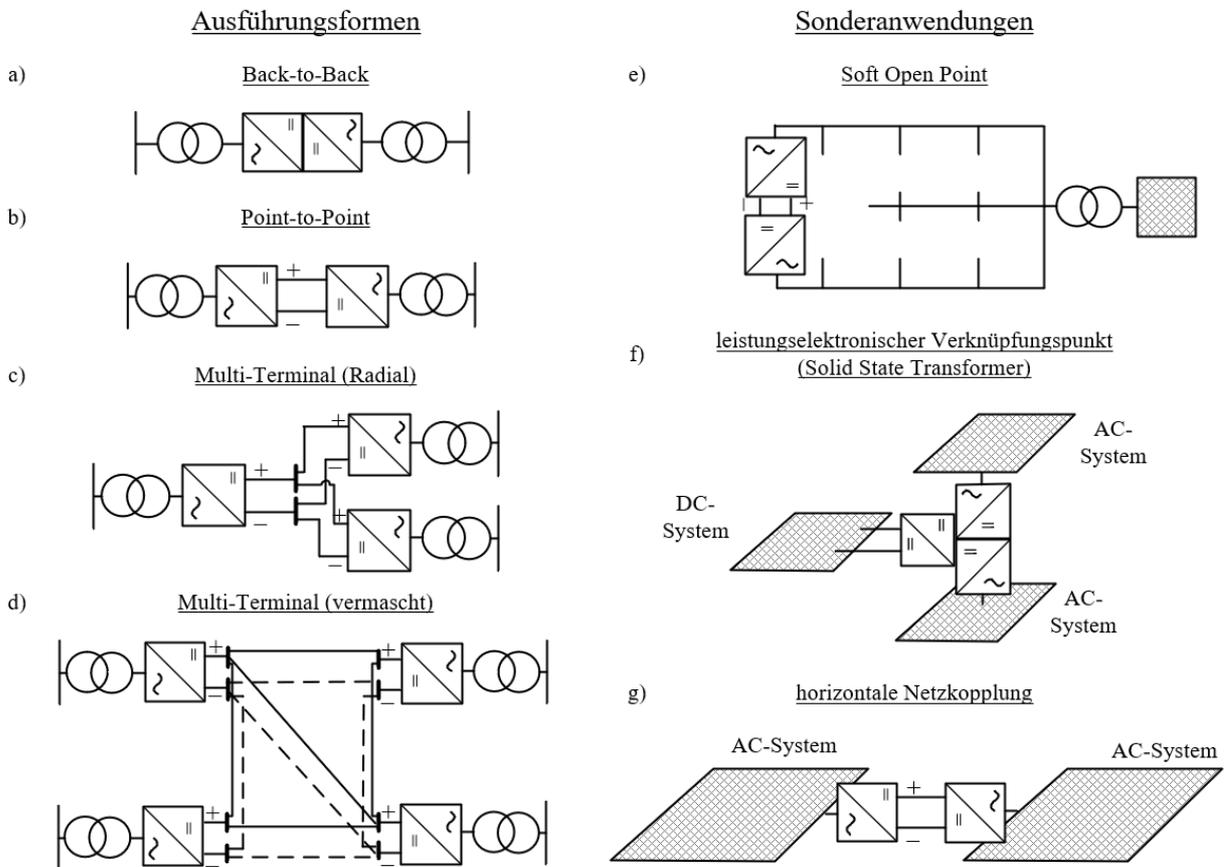


Abbildung 3.1 Ausführungsformen der DC-Technik in AC-Netzen

3.2.1 Back-to-Back (B2B)

Als Back-to-Back Anlagen werden DC-Systeme bezeichnet, die lediglich einen DC-Zwischenkreis aufgrund der geografischen Nähe der Anschlusspunkte kein Übertragungsmedium besitzen. Solche Anlagen können zur Kopplung verschiedener Stromkreise oder sogar Synchronzonen mit unterschiedlicher Frequenz (z.B. Bahnnetz) genutzt werden. Dadurch wird ein steuerbarer Leistungsaustausch zwischen sonst getrennten Systemen geschaffen.

3.2.2 Point-to-Point (P2P)

Ein Point-to-Point-System besitzt genau zwei, geografisch voneinander getrennte, Anschlusspunkte, die mittels eines Übertragungsmediums über eine gewisse Distanz verbunden sind. Durch die örtliche Trennung ist es einerseits möglich, distanzierte Erzeugungs- und Lastzentren zu verbinden, als auch eine leistungsflusssteuernde Wirkung über weite Bereiche zu gewährleisten.

3.2.3 Multi-Terminal-DC (MTDC) als Radialausführung

Multi-Terminal DC-Strukturen sind Verbindungen mit mehr als zwei Ein- bzw. Ausspeisepunkten. MTDC eignet sich bspw., um große Leistungen an verschiedenen Standorten einsammeln zu können, bzw. an verschiedene Verbrauchszentren zu verteilen. Während radiale MTDC-Systeme aus technischer und betrieblicher Sicht die geringe Komplexität von P2P-

Ausführungen kaum übersteigen, führen bereits einzelne Maschen zu größeren Herausforderungen für Design und Betrieb.

3.2.4 *Multi-Terminal-DC (MTDC) mit Vermaschungen*

Eingebettete vermaschte DC-Netze bieten einen hohen Flexibilitätsgrad und können effektiv große Leistungen in Bedarfsregionen verschieben. Allerdings ist durch die Vermaschung die vollständige Steuerbarkeit des DC-Systems (jeder Strang ist steuerbar) unter Umständen nicht mehr gegeben. Zudem befinden sich notwendige Fehlerklärungsstrategien für höhere Spannungsebenen noch in der Forschung. Prominente Pilotanlagen von DC-Netzen sind das MVDC-Forschungsnetz in Aachen [32] sowie das Zhangbei Projekt in China [33]. Letzteres hat 2020 als erstes HVDC-Netz einer öffentlichen Energieversorgung den kommerziellen Betrieb aufgenommen hat.

3.2.5 *Soft Open Point (SOP)*

MS-Ringe werden i.d.R. über zwei Einspeisepunkte versorgt, wovon einer über einen geöffneten Schalter (Open Point) getrennt ist, um ungewollte Schutzbeeinflussungen, Leistungsstransite sowie Fehlerstromausbreitungen zu vermeiden. Eine DC-Kopplung der Trennstelle (Soft Open Point) gewährleistet eine zweiseitige Versorgung und somit höhere Versorgungsleistungen ohne die genannten negativen Auswirkungen [34].

3.2.6 *Leistungselektronischer Verknüpfungspunkt*

Die DC-Technologie kann, z.B. in Form von B2B-Verbindungen oder Solid State Transformern (SST) [35], zur vertikalen Kopplung zweier Netze eingesetzt werden. Durch die Leistungsflusssteuerbarkeit können bspw. effektiv ungewollte Transitflüsse direkt verhindert, der vertikale Leistungsbezug gleichmäßiger verteilt (Peak-Shaving) oder engpassverursachende Rückspeiseleistungen punktuell und präzise begrenzt werden. Zudem kann ein SST gleichzeitig AC- und DC-Systeme speisen und je nach Ausführung auch informative Signale [36] verarbeiten, wodurch eine bessere Integration von DC-Lasten und -Erzeugern (Ladesäulen, PV, etc.) gewährleistet werden.

3.2.7 *Horizontale DC – Netzkopplung*

Eingebettete (embedded) horizontale DC-Kopplungen verschiedener Netze existieren mit z.B. INELFE [37] und Alegro [38] bereits auf Übertragungsnetzebene und weitere sind mit z.B. Süd-Link, Süd-Ost-Link und Ultranet in der Planungs- bzw. Bauphase [4].

Im Forschungsvorhaben VNB-DC [24] wurde der Einsatz von horizontalen Verteilnetzkopplungen in der 110 kV - Ebene untersucht. Verteilnetzkopplungen sind mit AC-Technologie i.d.R. nicht oder nur mit hohem Aufwand umsetzbar, da Erdungssysteme und Schutzkonzepte negativ beeinflusst werden können sowie potentiell große Austauschleistungen über ungesteuerte AC-Kopplungen Engpässe entstehen lassen können. Eine steuerbare Verteilnetzkopplung bietet dagegen, mit der Möglichkeit der überregionalen Leistungsverlagerung, eine neue Art der Flexibilität, die sich nach [24] vor allem zur Beteiligung am Engpassmanagement eignet aber auch zur generellen Höherauslastung der Verteil- und Übertragungsnetze durch eine gleichmäßigere Leistungsflussverteilung. Die Kopplung verschiedener 110-kV-Systeme ist regulatorisch noch nicht sinnvoll behandelt, da der aktuelle regulatorische Rahmen keine Anreize für diese netztechnischen Anlagen setzt. Die Kopplung von getrennten Netzgruppen unterschiedlicher Netzbetreiber ist in dem aktuellen System der Netzentgelte noch nicht vorgesehen.

3.3 Einschätzung TRL der notwendigen DC-Komponenten

Nachfolgend sind die Komponenten von Mittelspannungs-DC-Systemen (MVDC) durch Einschätzung der Autoren nach ihrem Technology Readiness Level (TRL) [39] sowie dem Regulatory Readiness Level (RRL) [40] bewertet worden. Dabei wurde in die Strang- (P2P) und die Netzausführung (MTDC) unterschieden, da sich alle weiteren Ausführungsformen aus den sich ergebenden Komponenten darstellen lassen.

Tabelle 3.1 TRL, RRL-Einschätzungen von MVDC-Systemen in P2P- oder MTDC(Netz)-Anwendung

Technology Readiness Level (1-9)	P2P	MTDC(Netz)
Primärtechnik	9	8 - 9
Sekundärtechnik (Schutz)	9	6 -7
Betriebsführung (embedded)	8 - 9	6 – 8
Regulatory Readiness Level (1-5)	P2P	MTDC(Netz)
Normung & Standards	3	3
Genehmigungsverfahren	5	4

Während der Einsatz von MVDC-Systemen in der P2P-Ausführung technologisch praxisreif ist, sind fehlende Standards und Normen sowie mangelnde regulatorische Anreize die größten Hürden für die Planung und den Einsatz dieser Technologie.

Für vermaschte DC-Netze liegt der Innovationsbedarf vor allem im Bereich geeigneter Schutzkonzepte. Ebenso gestaltet sich die Betriebsführung je nach Anforderung unterschiedlich komplex. Nach [41] können fehlende Aspekte zur Industrialisierung von MT-MVDC-Systemen jedoch aus den umfangreichen Erfahrungen aus den Bereichen der Höchstspannung (HVDC) und Niederspannung (LVDC) abgeleitet werden. Generell sind DC-Netze im Vergleich zu P2P-Anwendungen noch weiter entfernt von der praktischen Umsetzung. Ausnahmen sind LVDC-Netze im Industriebereich, wie z.B. die vier Modellanlagen der Mercedes-Benz Group AG, KHS GmbH und der Homag GmbH im Rahmen des Projekts DC-Industrie 2 [42], sowie Bordnetze im Schiffsverkehr [21]. Für MVDC-Netze existieren demnach noch keine geeigneten Standards, Normen und Regulatorik.

3.4 Steigerung der Übertragungsfähigkeit von Kabeln und Leitungen mit DC

3.4.1 DC-Umrüstung von Freileitungen

Die Überführung von AC-Betriebsmitteln in den DC-Betrieb ist international vor allem auf Freileitungssysteme der HS/HöS-Ebene fokussiert. Das US-amerikanische Electric Power Research Institute (EPRI) hat in einer umfangreichen Studie [43] alle wesentlichen Aspekte einer DC Umrüstung von Freileitungssystemen beleuchtet. Treibender Faktor für eine DC Umrüstung sind dabei die deutlich geringeren Kosten für die Umrüstung gegenüber einem Trassenneubau [43]. Neben den Konverterkosten fällt bei einer Umrüstung von Freileitungstrassen, je nach angestrebter Spannungserhöhung, lediglich der Austausch der Isolatoren entlang der gesamten Trasse ins Gewicht [43], während neue Masten und Leiterseile erspart bleiben. Darüber hinaus kann der Zuwachs an Übertragungsleistung zum Teil die Kapazität neuer AC-Trassen übersteigen. In Abbildung 3.2 sind die potentiellen Leistungssteigerungseffekte unter

Berücksichtigung der thermischen und spannungsbedingten Begrenzungen ermittelt und dargestellt.

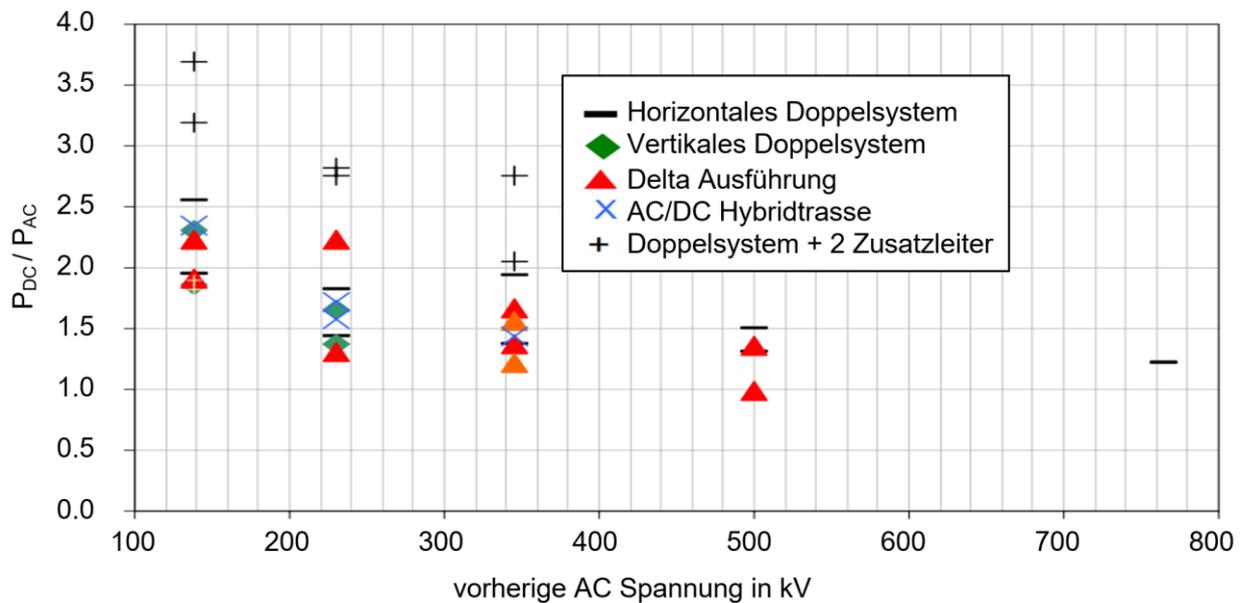


Abbildung 3.2 Möglicher Leistungszuwachs durch Umrüstung von AC-Freileitungstrassen in den DC-Betrieb nach [43]

Anhand der Darstellung wird vor allem das Einsparpotenzial der DC-Umrüstung bzgl. Ressourcen, Flächen und Umweltauswirkungen ersichtlich. Die Ergebnisse zeigen, dass eine DC-Trasse der HS- bzw. HöS-Ebene 2-3 AC-Trassen ersetzen kann.

Mit Blick auf deutsche Verteilnetze sind die Ergebnisse jedoch lediglich auf die 110 kV – Ebene übertragbar, da in den MS- und NS-Ebenen Kabelstrecken den dominierenden Anteil der Übertragungsstrecken ausmachen. In der Literatur existiert die DC Umrüstung von AC MS-Kabeln vor allem im Raum Großbritannien mit dem Projekt „Angle-DC“ [44], in Deutschland mit dem Projekt „AC2DC“ [8], den Niederlanden mit den Untersuchungen der TU Delft [9], Österreich mit Untersuchungen der TU Graz [45] sowie in den Untersuchungen der internationalen CIGRE-Forscherguppe WG C6.31 [41]. Die Erkenntnisse aus der Literatur sind im Folgenden zusammengefasst aufgeführt.

3.4.2 DC-Umrüstung von Mittelspannungskabeln

Die DC-Übertragung über ein Betriebsmittel unterscheidet sich im Wesentlichen in den folgenden Punkten zur AC-Übertragung [9]:

- Kapazitive Ströme,
- Skin- und Proximity-Effekt,
- Dielektrische Verluste,
- Lastfaktor ($\cos\varphi$),
- Spannungsniveau,
- Spannungsabfall am leistungsempfangenden Leiterende (P-U-Verhalten)

und werden im Folgenden näher detailliert.

Kapazitive Ströme

In AC-Kabeln verursachen Wechselfelder Verschiebungsströme im Isolationsmaterial. Diese existieren nicht im DC-Betrieb. Dadurch reduziert sich die thermische Erwärmung bei gleicher

Auslastung bzw. die Auslastung kann entsprechend bis zur max. thermischen Begrenzung gesteigert werden [9], [41].

Skin- und Proximity-Effekt

Skin- und Proximity-Effekt entstehen durch senkrechte Kräftwirkungen auf die Ladungsträger durch das Magnetfeld um den Leiter. Der Strom wird an den Leiterrand verdrängt und es bleiben Teile des Leiterquerschnitts ungenutzt. Im DC-Betrieb existiert kein zeitlich veränderlicher Strom, kein Wechselfeld und weder Skin- noch Proximity-Effekt. Demnach kann der Betriebsstrom gesteigert werden, um die gleiche thermische Belastung zu erreichen [10]. Da Kabel jedoch so entworfen werden, dass Skin- und Proximity-Effekt minimal ausfallen, ist bei einem DC-Betrieb nur ein Leistungssteigerungseffekt von etwa 2% [41] zu erwarten.

Dielektrische Verluste

Dielektrische Verluste und die dadurch entstehende thermische Belastung des Isolationsmaterials ist vor allem bei Kabeln relevant, die im Bereich der maximalen Betriebstemperatur betrieben werden. Während die wesentlichen dielektrischen Verluste auch bei DC-Kabeln bestehen bleiben, fällt jedoch der Anteil durch Wechselfelder weg [9] [41].

Lastfaktor

Der Lastfaktor $\cos\varphi$ gibt das Verhältnis zwischen der Wirk- und Blindleistungsübertragung an. Angestrebt wird stets ein möglichst hoher Lastfaktor z.B. $\cos\varphi > 0.95$, um die Blindleistungsübertragung zu minimieren und das Betriebsmittel maximal ausnutzen zu können. DC-Kabel übertragen ausschließlich Wirkleistung und werden somit stets unter optimalen Bedingungen betrieben [41], sodass nach [8] und [46] Steigerungen der Übertragungsleistung im zweistelligen Prozentbereich erreicht werden können.

Spannungsniveau

Die spannungsseitige Beanspruchung des Kabelisolationsmaterials liegt im AC-Betrieb deutlich über der im DC-Betrieb. In den Studien nach [8], [41], [45] kann die Betriebsspannung von 20 kV AC-Kabeln im DC-Betrieb auf Spannungen zwischen $\pm 24 \text{ kV}_{\text{dc}}$ und $\pm 60 \text{ kV}_{\text{dc}}$ gesteigert werden.

Neben positiven Auswirkungen, wie einer signifikanten Leistungssteigerung führt dieser Fakt jedoch auch zu der Notwendigkeit einer Neubewertung der Umgebungsbeeinflussung.

Spannungsabfall am Leiterende (P-U-Verhalten)

Beim Übertragen von Leistung tritt ein Spannungsabfall zwischen Anfang und Ende eines Leiters auf. Der Spannungsabfall wird sowohl durch den ohmschen als auch den frequenzabhängigen Anteil der Leitungsimpedanz verursacht. Im DC-Betrieb fällt der frequenzabhängige Anteil weg, wodurch sich der Gesamtspannungsabfall reduziert. Spannungsbedingte Leistungsgrenzen können somit für DC-Strecken höher angesetzt werden [9].

Gesamtpotential

Die aufgeführten Effekte haben zur Folge, dass bei identischer Auslastung der DC-Betrieb von AC-Kabeln zu einer geringeren thermischen Belastung führt, sodass die Übertragungsleistung über das Medium deutlich gesteigert werden kann. Zusätzlich führt eine mögliche Anhebung der Betriebsspannung nochmals zu einer signifikanten Steigerung der Übertragungsleistung. Die einzelnen Beiträge durch die jeweiligen Effekte sind in *Tabelle 3.2* abschließend zusammengefasst.

Tabelle 3.2 Gesamtsteigerungspotenzial der Übertragungsleistung bei AC zu DC-Umrüstung von Kabeln

Effekt	Steigerung P_{DC} gegenüber P_{AC}	Literatur
Kapazitive Ströme	$P_{DC} > P_{AC,Nenn}$ (keine Quantifizierung)	[9], [41]
Skin- und Proximity-Effekt	ca 2% $P_{AC,Nenn}$	[41]
Dielektrische Verluste	$P_{DC} > P_{AC,Nenn}$ (keine Quantifizierung)	[9], [41]
Lastfaktor	>10% $P_{AC,Nenn}$	[8], [41], [46]
Spannungsniveau	1,63 – 4 x $P_{AC,Nenn}$	[8], [41], [45]
Spannungsabfall am Leiterende	$P_{DC} > P_{AC,Nenn}$ (keine Quantifizierung)	[9]

Da gegenseitige Beeinflussungen bei der Ausnutzung der einzelnen Effekte zu erwarten sind, ist es nicht zweckmäßig, die Einzelbeiträge zur Ermittlung des Gesamtpotentials der möglichen Leistungssteigerung aufzusummieren. Da zudem bei einer DC Umrüstung ein Dreiphasensystem zu einem zweiphasigen System transformiert wird, ergibt sich der maximale Mehrwert bei einer Umrüstung eines dreiphasigen Doppelsystems [9]. In der Literatur bewegen sich die Angaben zum resultierenden Leistungssteigerungspotenzial zwischen dem 1,63 – 4-fachen [8], [9], [41] der Leistungsdichte im AC-Betrieb. Geprägt wird die genannte Spanne vor allem von der angenommenen Steigerung des Spannungsniveaus. Unter Verwendung des folgenden Zusammenhangs aus [45]

$$\frac{P_{dc}}{P_{ac}} = \frac{2 \cdot U_{dc} \cdot I_{dc}}{\sqrt{3} \cdot U_{ac} \cdot I_{ac} \cdot \cos \varphi} \quad 3.1$$

kann, die dafür notwendige DC-Spannung ermittelt werden. Folgende Tabelle gibt eine Übersicht der DC-Spannungen zur Leistungssteigerung unter der Annahme, dass $I_{ac} = I_{dc}$ sowie $\cos \varphi = 0,85$ sind.

Tabelle 3.3 Verhältnis DC-Spannungen zur Leistungssteigerung gegenüber dem AC-Betrieb eines 20 kV MS-Kabels mit $I_{ac} = I_{dc}$ und $\cos \varphi = 0,85$ in Anlehnung an [45]

DC-Betriebsspannung	P_{dc} / P_{ac}
±24 kV _{dc}	1,63
±30 kV _{dc}	2,03
±45 kV _{dc}	3,06
±60 kV _{dc}	4,08

Eine Betriebsspannungserhöhung sowie eine Leistungssteigerung kann zu einer beschleunigten Alterung des Betriebsmittels führen. Verlässliche Langzeituntersuchungen dazu liegen nicht vor. Ungeachtet dessen muss eine Neubewertung der Auswirkungen auf die Umgebung durch elektrische und magnetische Felder durchgeführt werden.

4 Fallstudien zur Demonstration der Einsatzmöglichkeiten der DC-Technologie im Verteilnetz

4.1 Fallstudie A: Leistungsflusssteuerung im HS-Netz zur Engpassbehandlung

Fallstudie A ist eine Untersuchung aus dem Forschungsprojekt „Verteilernetzverbund mittels Gleichstromübertragungstechnologie – VNB-DC“ [24]. In diesem Projekt wurde eine Kopplung der Landesnetze von Thüringen, Sachsen-Anhalt und Bayern auf der 110-kV-Ebene mittels mehrerer MVDC P2P-Anlagen hinsichtlich Machbarkeit, Nutzungsfälle und Einfluss auf den Netzbetrieb untersucht.

Problemstellung

In dieser Fallstudie soll der Beitrag einer möglichen Leistungsflusssteuerbarkeit über Netzgrenzen hinweg als Beitrag zum Engpassmanagement untersucht werden. Die konventionelle Gegenmaßnahme zur Engpassprävention ist Redispatch (früher: „Einspeisemanagement“ oder „Netzsicherheitsmaßnahmen“), also die kostenintensive Abregelung von EE-Anlagen und konv. Erzeugern nach §13.2 EnWG, um die Höhe der Leistungsflüsse zu begrenzen. In [24] wurde mit der Einführung einer Verteilnetzkopplung auf MVDC-Basis, die Wirkung der Leistungsflusssteuerbarkeit zur Verschiebung von Netzlasten untersucht, um den Redispatchbedarf zu senken.

Methodik

Für die Untersuchung wurden mit dem Umspannwerk (UW) Heldringen und dem UW Sömmerda nah beieinanderliegende Anschlusspunkte in den Netzrandgebieten gewählt, die eine hohe Wirkung auf die potentiellen Engpassregionen haben. Die MVDC-Anlage wurde mit 130 MW Übertragungsleistung dimensioniert. Zur Berechnung wurden die durch die VNB im Referenzjahr 2018 zu reduzierenden Engpassleistungen sowie die Austauschleistungen über die Netzverknüpfungspunkte genutzt, um die 15-minütigen Netzzustände zu rekonstruieren und daraufhin die mögliche Beteiligung der MVDC zur Redispatchvermeidung zu ermitteln [24]. Dafür wurde der zeitpunktspezifische mögliche Leistungsaustausch zwischen den 110-kV-Verteilnetzen (VN) mit der Sensitivität der MVDC auf die Engpassregionen verrechnet. Um zusätzlich einen Entwicklungstrend ableiten zu können, wurden anschließend durch eine Hochskalierung des EE-Zubaus ein Zeitpunkt in der Zukunft mit fortgeschrittenerer Energiewende dargestellt. Die Ergebnisse sowie das Wirkungsprinzip des MVDC-Einsatzes sind in Abbildung 4.1 dargestellt.

Ergebnisse

In Abbildung 4.1 b) ist dargestellt, wie eine MVDC-Netzkopplung in einem Netzrandgebiet auf die Engpässe zwischen Netzverknüpfungspunkten und MVDC wirken kann. Durch die Verschiebung überschüssiger Leistung ins Nachbarnetz wird ein Leistungsfluss forciert, der dem Leistungsfluss Richtung Netzverknüpfungspunkt NVP entgegenwirkt. Die Sensitivität auf die Engpassregion ist dabei in diesem Beispiel mit bis zu 92% um ein Vielfaches höher als die Sensitivität der abzuregelnden Erzeuger (selten über 10%). Dadurch wird eine sehr effektive Entlastungswirkung erzielt. Aus der Modellrechnung aus Abbildung 4.1 a) geht hervor, dass bereits heute eine einzige 130-MW-MVDC Anlage die Engpassenergie der Modellregion Nord

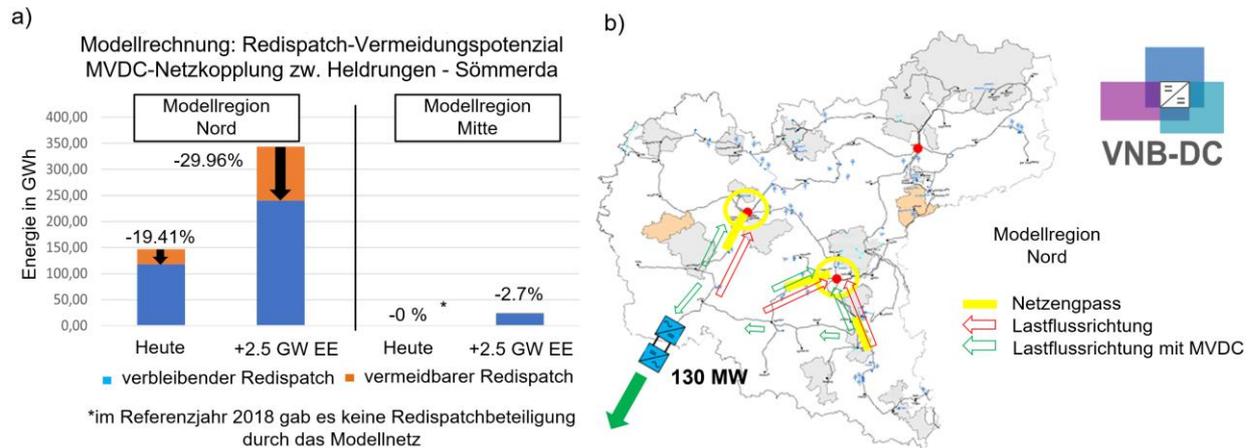


Abbildung 4.1 a) Beitrag einer MVDC-Netzkopplung am Engpassmanagement und b) Wirkungsweise der MVDC-Netzkopplung auf die Modellregion Nord [24]

um fast 20% senken könnte. Darüber hinaus ist ein steigender Trend mit der Zunahme an EE-Anlagen im Netz zu erwarten. Die Modellregion Mitte weist dem gegenüber kaum ein Reduzierungspotenzial auf, da der Redispatchbedarf generell eher gering ist und sich die Wirkung der MVDC auf mehr Netzabschnitte verteilt und somit eine geringere Sensitivität aufweist. Auch hier gewinnt das MVDC-Einsatzkonzept mit Zuwachs der EE-Einspeiseleistung an Bedeutung, wenn auch in einem geringeren Ausmaß.

Es kann geschlussfolgert werden, dass der leistungsflusssteuernde Einsatz der MVDC-Technologie auf HS-Ebene eine effektive Alternative zum konventionellem Redispatch sein kann, jedoch die Bedeutung dieses Anwendungsfalls je nach Netzgebiet und EE-Ausbaufortschritt sehr unterschiedlich ins Gewicht fällt. Die vermiedene Redispatchenergie entspricht aufgrund der typisch geringen Sensitivität der Erzeuger auf den Engpass, ein Vielfaches der Engpassenergie. Die Höherauslastung der Netze besteht in diesem Fall darin, dass durch den Einsatz der MVDC, diese Energie zusätzlich in das Netz eingespeist und verteilt werden kann.

4.2 Fallstudie B: DC-Umrüstung von MS-Kabeln zur Höherauslastung einer Versorgungsregion

Problemstellung

Die angeführte Fallstudie basiert auf dem Szenario des rapiden Anstiegs der zu versorgenden Last im städtischen MS-Netz. Eine Hochskalierung der Last erfordert Netzausbau- und Optimierungsmaßnahmen. Diese sind jedoch häufig durch lokale Gegebenheiten wie z.B. mangelnder Platz im UW oder eingeschränkte Trassenbreiten oder -verläufe beschränkt. Aus diesem Grund wird in dieser Fallstudie die Umrüstung von AC-Kabeln in den DC-Betrieb als zusätzliche effektive Netzausbaupoption eingeführt und mit konventionellen Methoden verglichen. Dabei soll die potentielle Steigerung der Versorgungsleistung in einem Netzgebiet je nach Annahme und Maßnahme aufgezeigt werden.

Methodik

Für die folgende Betrachtung wurden drei Ausbaumaßnahmen in drei Unterteilungen definiert, die in Abbildung 4.2 c) illustriert sind.

A. Leistungssteigerung durch AC-Kabel im DC-Betrieb

Für den DC-Betrieb von AC-Kabeln ergibt sich nach Kap 3.4. aus der Literatur ein Leistungssteigerungseffekt über das Kabel um den Faktor 1,63 .. 4. Dieser Bereich wurde wie folgt, in die drei groben Leistungsklassen unterteilt:

1. $2x S_{Nenn}$
2. $3x S_{Nenn}$
3. $4x S_{Nenn}$

B. Ergänzung des Kabels um weitere gleichdimensionierte parallele Kabel

Für die zweite konventionelle Ausbaumaßnahme wird eine Erhöhung der Übertragungsleistung zwischen zwei Netzknoten durch eine Ergänzung des bestehenden Kabels um parallele gleichdimensionierte Kabel angenommen. Damit ergeben sich für die Vergleichbarkeit der Ergebnisse folgende Varianten:

1. $2x S_{Nenn}$ (2 parallele Kabel)
2. $3x S_{Nenn}$ (3 parallele Kabel)
3. $4x S_{Nenn}$ (4 parallele Kabel)

C. Erhöhung der Stromtragfähigkeit durch Kabeltausch

Als potentielle Alternative wurde ein Kabeltausch zur Erhöhung des Leiterquerschnitts und damit der Übertragungsfähigkeit des AC-Kabels in Betracht gezogen. Für die Vergleichbarkeit der Ergebnisse wurde eine Erhöhung der Stromtragfähigkeit von:

1. $2x I_{Nenn}$
2. $3x I_{Nenn}$
3. $4x I_{Nenn}$

angenommen.

Wirtschaftliche Faktoren sowie technologische Machbarkeiten und Verfügbarkeiten wurden in dieser Untersuchung vernachlässigt. Für die Untersuchungen wurde das Cigre MV Distribution Network Benchmark System in der europäischen Konfiguration nach [47] verwendet, das sowohl einen ländlichen Strang (Feeder 2), als auch ein lastdominiertes Stadtnetz (Feeder 1) repräsentiert und in Abbildung 4.2 a) illustriert ist. Für die Untersuchungen wurde lediglich Feeder 1 betrachtet.

Für die Untersuchung wurde zunächst der Netzzustand aus [47] übernommen und kontinuierlich um je 1% (P und Q) erhöht. Sobald eine Kabelstrecke zu 100% ausgelastet wurde, wurde das Betriebsmittel durch eine Ausbaumaßnahme ersetzt. Der Kuppeltransformator wurde als stets engpassfrei angenommen. Nach der Implementierung einer Ausbaumaßnahme, wurde die Last weiter erhöht, bis die nächste Ausbaumaßnahme notwendig wurde. Das Verfahren wurde so lange wiederholt, bis eine bereits ausgebaute Strecke selbst zum Engpass wurde oder Spannungsgrenzen verletzt wurden. Dadurch ergibt sich die Aussage, wieviel zusätzliche Last je nach Art und Anzahl der Ausbaumaßnahmen im betrachteten Netzgebiet versorgt werden kann.

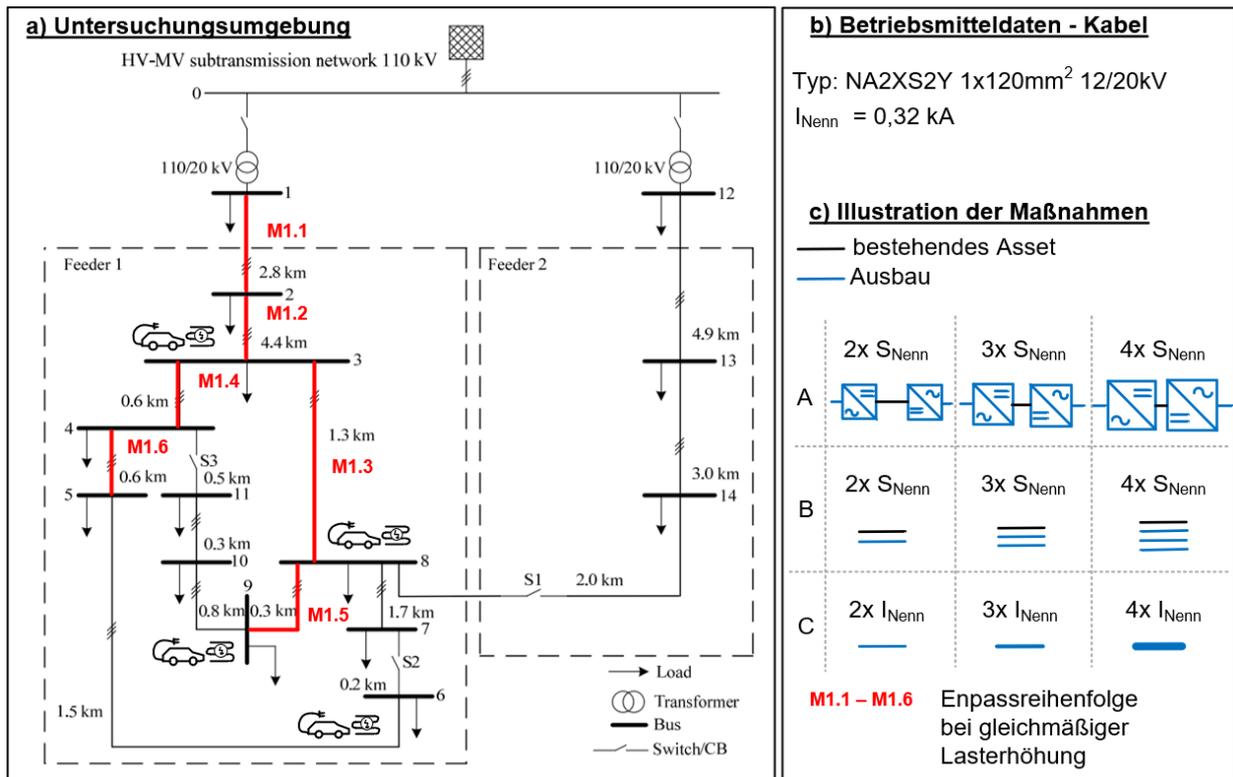


Abbildung 4.2 a) Netzmodell inklusive Engpassreihenfolge bei Auslastungserhöhung b) Betriebsmitteldaten und c) Illustration der Ausbaumaßnahmen

Als Umrichter-Verlustmodell wurde das durch PowerFactory 2020 SP3 vordefinierte MMC-Halbbrückenmodell [48] verwendet. Kabelverluste wurden gegenüber den Umrichterverlusten, aufgrund der kurzen Distanzen in der MS-Ebene als vernachlässigbar angenommen. Die Spannung der AC-Knoten, an denen ein Umrichter angeschlossen wurde, wurde mittels Umrichter entsprechend auf 1.1 pu geregelt, wodurch der lokale Blindleistungsbedarf kompensiert wurde und die Leistungsübertragung über die AC-Betriebsmittel, durch Erhöhung des Lastfaktors, positiv beeinflusst wurde.

Ergebnisse

In Abbildung 4.3 ist die potentiell mögliche Laststeigerung in der Versorgungsregion des Feeder 1 (Stadtnetz) unter Berücksichtigung der verschiedenen Ausbaumaßnahmen gegenübergestellt. Es ist zu erkennen, dass stets die erste Ausbaumaßnahme unabhängig von Art und Dimension der Maßnahme kaum einen Steigerungseffekt erbringt. Das liegt daran, dass die Segmente M1.1 und M1.2 gleichdimensioniert und in Reihe sind. Der Ausbau des Abschnitts M1.1 führt demnach nur zu einer geringfügigen Lastzunahme bis schließlich M1.2 zum Engpass wird. Während man bei einer Verdopplung der Stromtragfähigkeit des Kabels (Variante C) mit 2 Maßnahmen lediglich +30% der Maximallast erreichen kann, bewegt sich der mögliche Lastzuwachs durch eine Verdopplung der Kabeltrassen (Variante B) sowie durch Umrüstung auf den DC-Betrieb (Variante A) bei +97% bzw. +98%. Eine weitere Lasterhöhung würde zu einer erneuten Überlastung der bereits ausgebauten Trassen führen.

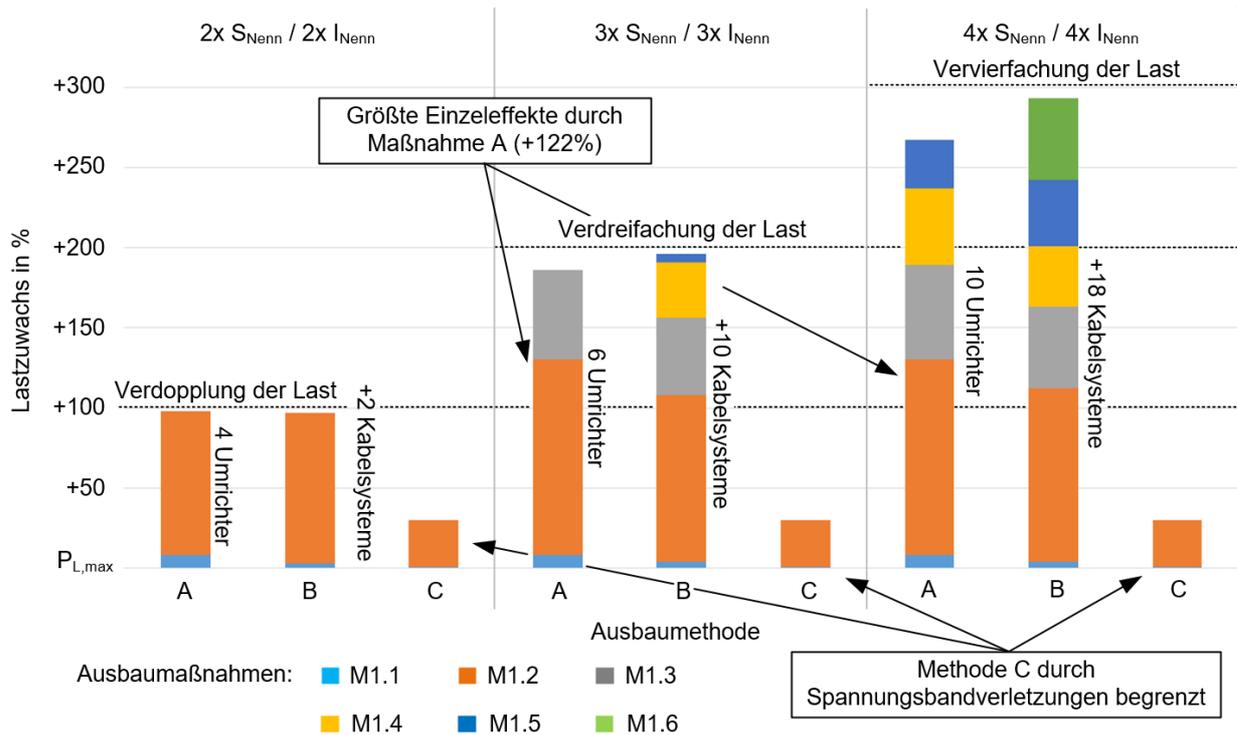


Abbildung 4.3 Möglicher Lastzuwachs in Feeder 1 nach Art und Anzahl der Ausbaumaßnahmen

Durch Annahme einer Verdreifachung der Übertragungsleistung bzw. des Nennstroms, ist mit 5 Maßnahmen der Variante B ein Lastzuwachs von +197% und mit 3 Maßnahmen der Variante A ein Lastzuwachs von +186% möglich. Variante A ist aufgrund des Erreichens der Spannungsbegrenzungen weiterhin auf eine Laststeigerung von max. +30% beschränkt. Bei einer Vervierfachung der Übertragungsleistung kann mittels Variante A, B und C ein Lastzuwachs von +267% (A mit 5 Maßnahmen), +293% (B mit 6 Maßnahmen) und +30% (C mit 2 Maßnahmen) erreicht werden. Generell können die höchsten Einzeleffekte durch Ausbaumaßnahmen der Variante A erreicht werden.

Die Ergebnisse zeigen, dass die AC zu DC-Umrüstung von Kabeltrassen eine vielversprechende Alternative zu herkömmlichen Netzausbauansätzen bieten kann. Eine einzelne Maßnahme kann unter Umständen mehrere notwendige Neubauten von Kabeltrassen ersetzen. Ein großer Mehrwert besteht aber vor allem in der Art der Netzausbaumethode. Während Variante B und C Linienprojekte (Siehe Kap. 1) sind, bei denen über die gesamte Kabellänge z.T. umfangreiche bauliche Maßnahmen getätigt werden müssen, ist eine AC zu DC-Umrüstung im Wesentlichen ein Punktprojekt, wo die Umbaumaßnahmen auf die UW begrenzt sind. Diese Ergänzung des methodischen Netzausbauportfolios der Netzbetreiber ist vor allem dann interessant, wenn Linienprojekte wie die Errichtung neuer Kabel- bzw. Leitungstrassen nur schwer oder gar nicht umgesetzt werden können.

5 Zusammenfassung

MVDC-Technologie ist eine vielversprechende Option, zur Meisterung der aktuellen netztechnischen Herausforderungen der Energiewende. Mit der streckenweisen Erhöhung der Leistungsdichte, der Leistungsflusssteuerung sowie einer Beteiligung am Blindleistungsmanagement kann die DC-Technologie gleich mehrere Ansätze zur Höherauslastung (Kap. 2) von Be-

standsnetzen als grundsätzliche Effizienzsteigerungsmaßnahme elektrischer Netze adressieren. Die Vorteile der DC-Technologie werden in Kap. 3 mit Blick auf den Netzbetrieb, die relevantesten Ausführungsformen, technologische und regulatorische Reifegrade sowie Anhand der Gegenüberstellung der Einzeleffekte bei der elektrischen Übertragung von Dreh- bzw. Gleichstrom vorgestellt.

Aus den numerischen Fallstudien aus Kap. 4 gehen signifikante Beiträge zum Engpassmanagement auf Basis der Leistungsflusssteuerbarkeit (Fallstudie A) bzw. zur Erhöhung der Versorgungsleistung in einem Netzgebiet durch Umrüstung von AC-Betriebsmittel für den DC-Betrieb (Fallstudie B) hervor. Der Einsatz von DC-Technologie zur Höherauslastung des Verteilernetzes ist demnach eine zusätzliche effizienzsteigernde und valide Option für VNB für den ressourcen-, flächen-, umweltschonenden sowie ökonomisch und sozialverträglichen Netzausbau.

Während die Industrie bereits Produkte im Bereich der MVDC – Technologie anbietet und einschlägige wissenschaftliche Arbeiten ein breites Spektrum an Einsatz- und Betriebsmöglichkeiten aufgezeigt haben, besteht eine wesentliche Hürde zur Realisierung von MVDC-Projekten in fehlenden Anreizen für Pilotanlagen, um notwendige Betriebserfahrung zu sammeln und den Einsatz der Technologie im Feld zu validieren. Damit einher geht die bislang fehlende Berücksichtigung in Netzplanungsprozessen, nicht zuletzt aufgrund des Neuheitsgrads dieser Technologie.

6 Quellenangaben

- [1] T. Fleiter, M. Rehfeldt, P. Manz, M. Neuwirth and A. Herbst, "Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3: Treibhausgasneutrale Hauptszenarien - Modul Industrie," Berlin, Dec. 2021, [Online]. Available: https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/Modul_TN_Hauptszenarien_Industrie.pdf (2022, Nov. 29).
- [2] S. Mischinger, E.-L. Limbacher, H. Seidl, M. Ritzau and D. Nailis, "Höhere Auslastung des Stromnetzes: Maßnahmen zur höheren Auslastung des Bestandsnetzes durch heute verfügbare Technologien," Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2017.
- [3] Bundesnetzagentur, "Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG)," [Online]. Available: <https://www.netzausbau.de/Wissen/GesetzeVerstehen/NABEG/de.html> (2022, Nov. 29).
- [4] "Bedarfsermittlung 2021 - 2035: Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom," Bonn, Jan. 2022, [Online]. Available: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP2035_Bestaetigung.pdf (2022, Nov. 29).
- [5] J. Berry, N. Murdoch and D. Hardman, "Design and integration of an MVDC system on a GB 33kV network," in *15th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2019)*: Institution of Engineering and Technology, Feb. 2019.
- [6] E. Marzahn, "AmpaCity: Drei Jahre Betriebserfahrung," Nexans Deutschland GmbH, Braunschweig, Jun. 2017, [Online]. Available: <https://docplayer.org/216962440-1-ampacity-drei-jahre-betriebserfahrung.html> (2022, Nov. 29).
- [7] "Start frei für Forschungsprojekt "SuperLink": Längster Hochspannungs-Supraleiter der Welt für München," München, 2020, [Online]. Available: <https://www.swm.de/presse/pressemitteilungen/2020/10-2020/forschungsprojekt-superlink> (2022, Dec. 13).
- [8] S. Kraemer, S. Rupp, R. Adam and K. Backhaus, et al, "Conversion of Existing AC into DC Cable Links in Distribution Grids: Benefits and Challenges," ETG Congress 2021, 2021.
- [9] A. Shekhar, E. Kontos, A. R. Mor, L. Ramirez-Elizondo and P. Bauer, "Refurbishing existing mvac distribution cables to operate under dc conditions," in *2016 IEEE International Power Electronics and Motion Control Conference (PEMC)*: IEEE, Sep. 2016 - Sep. 2016.
- [10] J. Yu, K. Smith, M. Urizarbarrena and N. MacLeod, et al, "Initial designs for the ANGLE DC project; converting existing AC cable and overhead line into DC operation," in *13th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2017)*: Institution of Engineering and Technology, Feb. 2017.
- [11] U. Schichler, "Prüfzertifikat Nr 2019-002," Graz, Sep. 2019.
- [12] U. Schichler, "Prüfzertifikat Nr. 2019-001," Graz, Sep. 2019.
- [13] P.W. Sauer and V. Vittal, "Dynamic Security Assessment," 2007, [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/267201754_Dynamic_Security_Assessment (2022, Nov. 29).
- [14] F. Sass and D. Westermann, "Beitrag zur Systemsicherheit durch kurative Maßnahmen von HGÜ-Systemen," Dissertation, Technische Universität Ilmenau, 2018.
- [15] ENTSO-E, "Network Code on Operational Security," 2015.
- [16] ENTSO-E, Subgroup "Protection and Dynamics", "Report on Special Protection Schemes," Brüssel.
- [17] Transnet BW GmbH, *Netzbooster: Für ein sicheres und belastbares Netz*. Available: <https://www.transnetbw.de/de/unternehmen/portraet/innovationen/netzbooster> (2022, Oct. 27).

- [18] S. Augustine, J. Quiroz, M. Reno and S. Brahma, "DC Microgrid Protection: Review and Challenges," 2018.
- [19] A. Ukil, Y. M. Yeap and K. Satpathi, *Fault Analysis and Protection System Design for DC Grids*. Singapore: Springer Singapore, 2020.
- [20] H. Borchering, E. Fosselmann, T. Kuhlmann and H. Stammberger, "Gleichstrom für eine nachhaltige Fabrik," Oct. 2020, [Online]. Available: https://dc-industrie.zvei.org/fileadmin/user_upload/Presse_und_Medien/Publikationen/2020/November/DC-INDUSTRIE-Gleichstrom-fuer-die-nachhaltige-Fabrik-final.pdf (2023, Feb. 06).
- [21] G. Chang, Y. Wu, S. Shao, Z. Huang and T. Long, "DC Bus System for Electrical Ships: Recent advances and analysis of a real case," Wuxi Silent Electric System Technology Co, Ltd, 2020.
- [22] T. U. Okeke and R. G. Zaher, "Flexible AC Transmission Systems (FACTS)," in *2013 International Conference on New Concepts in Smart Cities: Fostering Public and Private Alliances (Smart-MILE)*: IEEE, Dec. 2013 - Dec. 2013.
- [23] J. Verboomen, D. van Hertem, P. H. Schavemaker, W. L. Kling and R. Belmans, "Border-Flow Control by means of Phase Shifting Transformers," in *2007 IEEE Lausanne Power Tech*: IEEE, Jul. 2007 - Jul. 2007.
- [24] J. Kayser, S. Schlegel and et. al, "Verteilernetzverbund mittels Gleichstromübertragungstechnologie: VNB-DC," TIB Hannover, 2021, [Online]. Available: <https://doi.org/10.2314/KXP:1809048729>.
- [25] A. Pizano-Martinez, C. R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-PÉrez and E. Acha, "Modeling of VSC-Based HVDC Systems for a Newton-Raphson OPF Algorithm," *IEEE Trans. Power Syst*, vol. 22, no. 4, pp. 1794–1803, 2007.
- [26] R. Wiget and G. Andersson, "Optimal power flow for combined AC and multi-terminal HVDC grids based on VSC converters," in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*: IEEE, 2012.
- [27] R. S. Whitehouse and C. D. Barker, "An alternative approach to HVDC grid protection," in *10th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2012)*: Institution of Engineering and Technology, Dec. 2012.
- [28] W. Leterme and D. van Hertem, "Classification of Fault Clearing Strategies for HVDC Grids,"
- [29] S. Weck, J. Hanson, S. Wenig and T. Leibfried, et al, "Planning and design of a European HVDC grid divided into feasible protection zones," in *2016 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*: IEEE, Oct. 2016 - Oct. 2016.
- [30] M. Hajian, D. Jovcic, G. Asplund and H. Zhang, "Power flow control in DC transmission grids using mechanical and semiconductor based DC/DC devices," in *10th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2012)*: Institution of Engineering and Technology, Dec. 2012.
- [31] VDE, "VSC-basierte HGÜ-Technik - Erfahrungen und Trends," 2014, [Online]. Available: <https://www.vde.com/de/etg/arbeitsgebiete/informationen/mi2-14-vsc> (2022, Nov. 30).
- [32] Forschungscampus Flexible Elektrische Netze, *Forschungscampus FEN feiert die Inbetriebnahme des MVDC-Netzes auf dem Campus Melaten*. Aachen, 2019.
- [33] NR Electric, *NR Electric key equipment helps Zhangbei project put into operation successfully*.
- [34] Q. Hou, J. Zheng and N. Dai, "Application of Soft Open Point for Flexible Interconnection of Urban Distribution Network," in *2019 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*: IEEE, Dec. 2019 - Dec. 2019.

- [35] H. Shadfar, M. Ghorbani Pashakolaei and A. Akbari Foroud, "Solid-state transformers: An overview of the concept, topology, and its applications in the smart grid," *Int Trans Electr Energy Syst*, vol. 31, no. 9, p. 197, 2021.
- [36] Z. Zou, M. Liserre, Z. Wang and M. Cheng, "Modeling and Stability Analysis of a Smart Transformer-Fed Grid," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 91876–91885, 2020.
- [37] P. L. Francos, S. S. Verdugo, H. F. Alvarez, S. Guyomarch and J. Loncle, "INELFE — Europe's first integrated onshore HVDC interconnection," in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting: IEEE*, 2012.
- [38] Amprion GmbH, *ALEGRO*.
- [39] "Definition des technologischen Reifegrades," [Online]. Available: https://www.ptj.de/lw_resource/datapool/systemfiles/cbox/2373/live/lw_file/definition_des_technologischen_reifegrades.pdf (2023, Mar. 15).
- [40] P. Kobos, L. Malczynski, L. Walker and D. Borns, "Timing Is Everything: Quantifying Regulatory and Market Readiness Levels for Technology Transition Policy Analysis," Albuquerque, NM, USA, [Online]. Available: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1426879> (2023, Mar. 15).
- [41] R. Brown, S. Jupe and et. al, "Medium Voltage Direct Current (MVDC) Grid Feasibility Study: Reference 793," 2020.
- [42] H. Stammberger and H. Borcherdig, "DC-Industrie2 - open DC grid for sustainable factories," ZVEI, Sep. 2021, [Online]. Available: https://dc-industrie.zvei.org/fileadmin/DC-Industrie/Praesentationen/DC-INDUSTRIE2_Project-overview_en_E.pdf (2023, Mar. 15).
- [43] "AC-to-DC Power Transmission Line Conversion," Palo Alto, CA, 2010.
- [44] C. Long, J. Wu, K. Smith and A. Moon, et al, "MVDC link in a 33 kV distribution network," *CIGRE - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 1308–1312, 2017.
- [45] U. Schichler and A. Buchner, "Realisierung einer Mittelspannungs-Gleichstromübertragung mit extrudierten AC-Kabeln," *Elektrotech. Inftech*, vol. 135, no. 8, pp. 520–526, 2018.
- [46] X. Chen, J. Yu, L. Yu and H. Zhou, "Numerical Analysis of Thermo-Electric Field for AC XLPE Cable in DC Operation Based on Conduction Current Measurement," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 8226–8234, 2019.
- [47] K. Strunz, E. Abbasi and et al, "Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources," May. 2013.
- [48] DlgSILENT GmbH, "PowerFactory 2020 Technical Reference - PWM Converter," 2020.