

INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN UND NETZE, DIGITALISIERUNG UND ENERGIEWIRTSCHAFT

ZWISCHENBERICHT IM AUFTRAG DES

Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Aachen, 10. Juli 2023



NETZBETRIEBSMITTEL UND SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN IM HOCH- UND HÖCHSTSPANNUNGSNETZ

Durchgeführt von

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN UND NETZE, DIGITALISIERUNG UND
ENERGIEWIRTSCHAFT

Unter der Mitarbeit von

M. Sc. Thomas Krampert
+ 49 (0) 241 80-94920
t.krampert@iaew.rwth-aachen.de

M. Sc. Nicolas Götte
+ 49 (0) 241 80-93042
n.goette@iaew.rwth-aachen.de

M. Sc. Jonas Mehlem
+ 49 (0) 241 80-97890
j.mehlem@iaew.rwth-aachen.de

M. Sc. Matthias Quester
+ 49 (0) 241 80-97691
m.quester@iaew.rwth-aachen.de

M. Sc. Robert Schmidt
+ 49 (0) 241 80-92471
r.schmidt@iaew.rwth-aachen.de

Dr.-Ing. Patrick Schwerdt
+ 49 (0) 241 80-97655
p.schwerdt@iaew.rwth-aachen.de

Dr.-Ing. Marvin Bendig
+ 49 (0) 241 80-90008
m.bendig@iaew.rwth-aachen.de

M. Sc. Tim Ballweber
+ 49 (0) 241 80-94897
t.ballweber@iaew.rwth-aachen.de

Datengrundlage und Gültigkeit der Angaben

Die in diesem Bericht gesammelten Daten stützen sich im Wesentlichen auf öffentlich zugängliche und wissenschaftlich fundierte Quellen. Nicht zuletzt, da die gesuchten Angaben zu Netzbetriebsmitteln teilweise nicht in ausreichender Qualität öffentlich verfügbar sind, Angaben teilweise stark variieren, sehr projektabhängig sind oder sich mit der Zeit verändert haben, fand darüber hinaus eine Konsultation der Ergebnisse mit verschiedenen Stakeholdern, beispielsweise mit Netzbetreibern und Herstellern von Netzbetriebsmitteln, statt. Neben den angegebenen Quellen stützen sich einzelne Angaben entsprechend auf das Fachwissen der an der Konsultation beteiligten Expertinnen und Experten.

Die Hinweise aus dem Stakeholderkreis wurden nach bestem Wissen und Gewissen geprüft und eingearbeitet. Gleichwohl konnte nicht jeder Hinweis übernommen werden. Dies kann unterschiedliche Gründe haben.

- Teilweise ließen sich die Hinweise nicht ausreichend durch Quellen belegen, sodass eine Übernahme nicht möglich war.
- Teilweise widersprachen sich Hinweise. In diesen Fällen wurde versucht die Bandbreite der Angaben zu übernehmen.
- Teilweise gingen die Hinweise an der Zielrichtung des Berichtes vorbei oder gingen deutlich über die angestrebte Detailtiefe hinaus.

An dieser Stelle bedanken wir uns bei allen Teilnehmenden an der Konsultation für die Hinweise und die konstruktive Zusammenarbeit. Es sei darauf hingewiesen, dass für die Inhalte des Berichts ausschließlich die angegebenen Autorinnen und Autoren verantwortlich sind. Eine Freigabe durch die an der Konsultation beteiligten Stakeholder erfolgte nicht.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	7
2	Begrenzende Faktoren der Höherauslastung	9
2.1	Maximale Strombelastbarkeiten des Übertragungsnetzes	9
2.1.1	Dauerhaft zulässige thermische Strombelastbarkeit von Betriebsmitteln (PATL _{Thermisch})	10
2.1.2	Temporär zulässige thermische Strombelastbarkeit von Betriebsmitteln (TATL _{Thermisch})	11
2.2	Thermische Alterung von Stromkreiskomponenten	15
2.2.1	Freileitungsseile	16
2.2.2	Hochspannungsdrehstromkabel mit VPE-Isolierung	18
2.2.3	Hochspannungstransformatoren	20
2.3	Spannungsgrenzen und Spannungsstabilität	21
3	(Netz-)betriebliche Maßnahmen zur Höherauslastung	25
3.1	Engpassmanagement	25
3.1.1	(n-1)-Sicherheit	26
3.1.2	Engpassbehebung	27
3.2	Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB)	30
3.2.1	Funktionsweise	31
3.2.2	Potenzial zur Höherauslastung durch WAFB	33
3.2.3	Erforderliche Voraussetzungen zur Nutzung von WAFB	34
3.3	Wirkleistungsflusssteuerung	36
3.3.1	Funktionsweise der Wirkleistungsflusssteuerung	36
3.3.2	Potenzial zur Höherauslastung durch Wirkleistungsflusssteuerung	41
3.4	Kurative Netzführung	44
3.4.1	Funktionsweise der kurativen Netzführung	44
3.4.2	Potenzial zur Höherauslastung durch kurative Netzführung	46
4	Systemdienstleistungen	47

4.1	Frequenzhaltung: Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve)	49
4.1.1	Technische Anforderungen	50
4.1.2	Technisch-regulatorische Anforderungen	50
4.1.3	Beschaffungsbezogene Anforderungen	51
4.2	Frequenzhaltung: Regelleistung	52
4.2.1	Technische Anforderungen	52
4.2.2	Technisch-regulatorische Anforderungen	53
4.2.3	Beschaffungsbezogene Anforderungen	53
4.3	Spannungshaltung: Dienstleistung zur Spannungsregelung (Blindleistungsbereitstellung)	55
4.3.1	Technische Anforderungen	56
4.3.2	Technisch-regulatorische Anforderungen	56
4.3.3	Beschaffungsbezogene Anforderungen	57
4.4	Spannungshaltung: Kurzschlussstrom & dynamische Blindstromstützung	59
4.4.1	Technische Anforderungen	59
4.4.2	Technisch-regulatorische Anforderungen	60
4.4.3	Beschaffungsbezogene Anforderungen	61
4.5	Netzwiederaufbau: Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit	62
4.5.1	Technische Anforderungen	62
4.5.2	Technisch-regulatorische Anforderungen	63
4.5.3	Beschaffungsbezogene Anforderungen	64
5	Steckbriefe	65
5.1	Beispielsteckbrief und Erklärung der Kategorien	66
5.1.1	Betriebsmitteltyp	66
5.2	Passive Betriebsmittel	71
5.2.1	Leiterseil (Aluminium-Stahl, Aldrey, HTLS, Armaturen)	71
5.2.2	Kabel (VPE, Öl-Papier, MI, Garnituren)	82
5.2.3	Gasisolierte Leitung	90
5.2.4	Transformatoren (Kraftwerk, Netzkupplung)	93

5.2.5	Schaltgeräte (Leistungsschalter, Trennschalter).....	98
5.2.6	Messwandler (Stromwandler, Spannungswandler, Kombiwandler)	104
5.2.7	Schaltanlagen (Leiter, Sammelschienen, Gasisolierte Sammelschienen, Durchführungen)	108
5.3	Aktive Betriebsmittel zur Höherauslastung	113
5.3.1	Phasenschiebertransformator (PST)	113
5.3.2	Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC).....	122
5.3.3	Static Synchronous Series Compensator (SSSC)	129
5.3.4	Hochspannungsgleichstromübertragungssysteme (HGÜ-Systeme)	140
5.3.5	Batteriespeicher	149
5.4	Aktive Betriebsmittel zur Systemdienstleistungserbringung	168
5.4.1	Mechanically Switched Capacitor (with Damping Network) (MSC(DN)).....	168
5.4.2	Mechanically Switched Reactors (MSR).....	172
5.4.3	Static Var Compensators (SVC).....	176
5.4.4	Static Synchronous Compensator (STATCOM).....	181
5.4.5	Voltage Source Converter (VSC)	188
5.4.6	Synchronmaschine.....	196
5.4.7	Rotierender Phasenschieber	201
5.4.8	Asynchronmaschine (ASM).....	207
5.4.9	Doubly Fed Induction Generator (DFIG).....	212
5.4.10	Regelbarer Ortsnetztransformator (RONT).....	223
6	Betriebsmittelmatrizen.....	227
7	Anhang.....	241
7.1	Gesetzliche Vorgaben und Grenzen.....	241
7.2	Glossar.....	243
8	Literaturverzeichnis	249

1 Einleitung

Im Zuge der Energiewende erfährt das elektrische Energieversorgungssystem derzeit einen tiefgreifenden strukturellen Wandel. Der sukzessive Rückgang konventioneller Kraftwerkskapazitäten im Kontext des Kernenergie- und Kohleausstiegs sowie der zeitgleiche Ausbau erneuerbarer Energien stellen den Stromnetzbetrieb vor neue Herausforderungen. Insbesondere der zunehmende europäische Stromhandel und der verbrauchsferne Ausbau der Windenergie führen zu einem erhöhten Transportbedarf in den Hoch- und Höchstspannungsnetzen. Neben dem notwendigen Netzausbau kommt dabei der Optimierung und Höherauslastung der Bestandsnetze eine zentrale Rolle zu. Infolge des Rückgangs konventioneller Kraftwerkskapazitäten müssen zudem alternative Formen der Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL) gefunden werden.

Unter dem Begriff **Höherauslastung** kann eine höhere Auslastung bestehender Übertragungskapazitäten unter Einhaltung der relevanten Betriebsgrenzen aller stromführenden Betriebsmittel sowie aller systemischen Grenzen des Übertragungsnetzes verstanden werden. Es wird dabei zwischen zwei Arten der Höherauslastung unterschieden. Die erste Art verfolgt den Ansatz einer höheren Auslastung unter Einhaltung von dauerhaft zulässigen Betriebsgrenzen zu jedem Zeitpunkt. Dazu sind die dauerhaft zulässigen Betriebsgrenzen sowohl im ungestörten Normalbetrieb als auch im gestörten Betrieb strikt einzuhalten. Die zweite Art verfolgt dagegen den Ansatz, im gestörten Betrieb Potentiale einer temporären Auslastung oberhalb der dauerhaft zulässigen Betriebsgrenzen zu realisieren. Das Konzept beruht maßgeblich auf der Ausnutzung der thermischen Trägheit stromführender Betriebsmittel. Es erfordert daher die Kenntnis über den räumlichen und zeitlichen Temperaturverlauf in den stromführenden Betriebsmitteln unter verschiedenen Betriebsbedingungen. Unter der Voraussetzung, dass im gestörten Betrieb Potentiale oberhalb der dauerhaft zulässigen Betriebsgrenzen zur Verfügung stehen, ist eine höhere Auslastung des Netzes im ungestörten Normalbetrieb ohne Gefährdung der Netzsicherheit möglich. Ziel beider Arten der Höherauslastung ist es, die heutigen und zukünftigen Kapazitäten des Übertragungsnetzes optimiert auszunutzen.

Netzbetriebsmittel werden meist anhand von Worst-Case-Annahmen spezifiziert und ausgelegt, um eine Mindestlebensdauer zu erreichen. Diese treten im Realbetrieb jedoch nur selten auf, weshalb einzelne Betriebsmittel unterhalb ihrer physikalischen Grenzen wie beispielsweise der zulässigen Höchsttemperatur betrieben werden. Mit geeigneten **Maßnahmen** wie dem witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb kann das Netz situativ höher ausgelastet werden.

Durch Wirkleistungsflusssteuerung kann zudem eine homogenere Auslastung des Netzes erreicht werden, sodass hoch ausgelastete Netzgebiete entlastet werden. In Abhängigkeit ihrer thermischen Trägheit können Netzbetriebsmittel darüber hinaus kurzzeitig oberhalb ihrer Dauerbelastbarkeit betrieben werden. Im Rahmen der kurativen Netzführung werden diese temporären Potentiale in Fehlersituationen gezielt ausgenutzt, um im ungestörten Normalbetrieb geringere Sicherheitsmargen im System vorhalten zu müssen.

Um das **Potenzial** der Höherauslastung belastbar abzuschätzen, sind mehrere Schritte notwendig. Zunächst haben eine Vielzahl an wissenschaftlichen Untersuchungen anhand von Modelluntersuchungen ein grundsätzliches Potenzial zur Höherauslastung des Netzes nachgewiesen. Um dieses Potenzial in der Praxis zu erschließen, ist im nächsten Schritt die Zulässigkeit der angenommenen Strombelastbarkeiten auf Anlagen- bzw. Komponentenebene zu prüfen. Die vorliegende Studie nimmt dazu eine Klassifizierung der aktuell im Übertragungsnetz eingesetzten Betriebsmitteltypen vor und betrachtet diese unter dem Blickwinkel der Höherauslastung. Dabei wird insbesondere auf die **Grenzen einer möglichen Höherauslastung aus Betriebsmittelsicht** eingegangen. Ergänzt wird diese Betrachtung um innovative Lösungen in den Bereichen Netztechnik und Netzbetrieb, die einen **Beitrag zur Höherauslastung** des Netzes und zur **Erbringung von Systemdienstleistungen** leisten können. Der vorliegende Bericht fasst die Ergebnisse der ersten Projektphase (Literaturrecherche) übersichtlich zusammen. Die betroffenen Stakeholder (Hersteller und Netzbetreiber) hatten Gelegenheit, sich im Rahmen eines schriftlichen Konsultationsverfahrens in den Prozess einzubringen. In den folgenden Projektphasen stehen vertiefende Betrachtungen ausgewählter Betriebsmitteltypen an. Daneben sollen auch regulatorische Hemmnisse für den Einsatz innovativer Betriebsmitteltechnologien identifiziert werden.

Der vorliegende Zwischenbericht nimmt in den einleitenden Kapiteln zunächst eine allgemeine Einordnung begrenzender Faktoren im Kontext der Höherauslastung (Kapitel 2) vor, gefolgt von einer Übersicht netzbetrieblicher Maßnahmen in den Bereichen Höherauslastung (Kapitel 3) und Systemdienstleistungen (Kapitel 4). In dem folgenden Kapitel 5 werden die recherchierten Ergebnisse systematisch in **Technologie-Steckbriefen** erfasst. Diese geben unter anderem einen Überblick über die prinzipielle Funktionsweise und typische Nutzungsdauern der verschiedenen Betriebsmittelarten. Darüber hinaus werden technische Betriebsmittelgrenzen beleuchtet und mögliche Auswirkungen einer Höherauslastung auf die Nutzungsdauer dargestellt. Das abschließende Kapitel 6 nimmt eine vergleichende Gegenüberstellung technologischer Alternativen in den Bereichen Höherauslastung und Systemdienstleistungen vor. Diesem Zweck dienen die sogenannten **Betriebsmittelmatrizen**, die in tabellarischer Form einen anwendungsspezifischen Vergleich verschiedener Technologieansätze ermöglichen.

2 Begrenzende Faktoren der Höherauslastung

Im Folgenden werden begrenzende Faktoren der Höherauslastung durch eine Erhöhung des Betriebsstroms dargestellt. In Kapitel 2.1 wird erläutert, wie sich die maximale Strombelastbarkeit einzelner Betriebsmittel bestimmt, wobei zwischen dauerhaft zulässigen und temporär zulässigen Grenzwerten unterschieden wird. Dabei müssen spezifische Auswirkungen auf die thermische Alterung der betroffenen Betriebsmittel (vgl. Kapitel 2.2) sowie übergreifende systemische Einschränkungen betrachtet werden. Stellvertretend für den Bereich der systemischen Einschränkungen findet sich in Kapitel 2.3 ein Exkurs zu den Auswirkungen auf die Spannungsstabilität. Im Rahmen dieser Studie wird die Höherauslastung technisch auf Komponenten- bzw. Anlagenebene beurteilt, weshalb auf eine detaillierte Darstellung weiterer systemischer Grenzen, beispielsweise der Winkelstabilität, verzichtet wird. Auch stehen regulatorische Vorgaben oder Schutzeinstellungen nicht im Fokus dieser Studie. Grundsätzlich sind diese Aspekte jedoch für jeden Betriebspunkt zu überprüfen, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten.

2.1 Maximale Strombelastbarkeiten des Übertragungsnetzes

Die maximal zulässigen Strombelastbarkeiten bestimmen maßgeblich die Übertragungskapazität des bestehenden Netzes. Können die maximal zulässigen Strombelastbarkeiten erhöht werden, so ergibt sich gleichzeitig eine Erhöhung der Übertragungskapazität. Dabei ist zwischen dauerhaft zulässiger Strombelastbarkeit und temporär zulässiger Strombelastbarkeit zu unterscheiden [1].

Die dauerhaft zulässige Strombelastbarkeit (*PATL*, engl. für „Permanent Admissible Transmission Loading“) ist als diejenige Belastung definiert, die für einen unbegrenzten Zeitraum anliegen darf [1].

Die temporär zulässige Strombelastbarkeit (*TATL*, engl. für „Temporary Admissible Transmission Loading“) ist als diejenige Belastung definiert, die unter einer angenommenen Vorbelastung für einen vorgegebenen Zeitraum anliegen darf. Der Begriff *TATL* umfasst dabei immer eine Strombelastbarkeit verknüpft mit einer Vorbelastung und einem vorgegebenen Zeitraum. Unterschiedlichen Zeiträumen und unterschiedliche Vorbelastungen können also

unterschiedliche Strombelastbarkeiten und zugeordnet werden [1]. Weitergehende Erläuterungen und Abbildungen sind Kapitel 2.1.2 zu entnehmen.

PATL und *TATL* sind als betrieblich erlaubte Grenzwerte zu verstehen, die sich aus der Schnittmenge verschiedener Grenzwerte zusammensetzen. Der am stärksten einschränkende Grenzwert bestimmt die Höhe von *PATL* und *TATL*. Die Höhe von *PATL* und *TATL* wird einerseits durch die betriebsmittelspezifischen Grenzwerte bestimmt. Andererseits wirken sich betriebsmittelunabhängige systemische Einschränkungen auf die Höhe von *PATL* und *TATL* aus. So dürfen beide Grenzwerte bspw. nicht zu einer Verletzung der Spannungsstabilität (vgl. Kapitel 2.3) führen. Außerdem müssen Betriebsströme eindeutig von Strömen, die im Fehlerfall zur Auslösung des Schutzes führen, unterschieden werden können. Auch regulatorische Vorgaben zur Einhaltung von Immissionsgrenzwerten (vgl. Anhang 7.1) können zu einer zusätzlichen Einschränkung führen. Die Prüfung der rechtlichen und regulatorischen Zulässigkeit von *PATL* und *TATL*-Werten, die höher sind als ursprünglich geplant, kann ggf. die Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens erfordern. Die betriebsmittelabhängigen Stromgrenzwerte werden vorrangig durch die maximale thermische Belastbarkeit der Betriebsmittel vorgegeben und werden deshalb im Folgenden $PATL_{Thermisch}$ und $TATL_{Thermisch}$ genannt.

2.1.1 Dauerhaft zulässige thermische Strombelastbarkeit von Betriebsmitteln ($PATL_{Thermisch}$)

Die dauerhaft zulässige thermische Strombelastbarkeit $PATL_{Thermisch}$ wird durch die maximal zulässige Dauertemperatur der Betriebsmittel limitiert. Im stationären, d.h. nach einer dauerhaften Belastung eingeschwungenen Zustand, ergibt sich die Wärmebilanzgleichung der Betriebsmittel entsprechend Formel (2-1) [2].

$$P_{Erwärmung}(T) = P_{Kühlung}(T) \quad (2-1)$$

Die das Betriebsmittel erwärmenden Wärmeleistungen und das Betriebsmittel kühlenden Wärmeleistungen befinden sich im Gleichgewicht. Die durch den Betriebsstrom hervorgerufenen ohmschen Verluste erwärmen das Betriebsmittel, während bspw. Abstrahlung und Konvektionskühlung das Betriebsmittel abkühlen. Die spezifischen Wärmeleistungen sind hierbei vom jeweiligen Betriebsmittel und von der Temperatur T des Betriebsmittel abhängig [2].

Wird für die Temperatur $T = T_{Max}$ angenommen, ergibt sich durch Auflösen nach dem Strom die dauerhaft zulässige thermische Strombelastbarkeit $PATL_{Thermisch}$. Vorherrschende

Witterungsbedingungen gehen als kühlende oder erwärmende Wärmeleistungen direkt in die Gleichungen ein [3].

2.1.2 Temporär zulässige thermische Strombelastbarkeit von Betriebsmitteln ($TATL_{Thermisch}$)

Limitierend für die temporär zulässige thermische Strombelastbarkeit $TATL_{Thermisch}$ ist die maximale Temperatur der Betriebsmittel, die für einen bestimmten Zeitbereich anliegen darf. Da sich stromführende Netzbetriebsmittel thermisch träge verhalten, führt die Belastung mit einem Strom erst nach einer zeitlichen Verzögerung zu einer korrespondierenden stationären Betriebsmitteltemperatur. Die Änderung der Betriebsmitteltemperatur über der Zeit bei einer Änderung des Stromes ergibt sich aus der allgemeinen Wärmebilanz der Betriebsmittel entsprechend Formel (2-2) [2]. Zur vereinfachten Darstellung wird im Folgenden nicht betrachtet, dass sich entlang des Betriebsmittels in der Regel räumlich inhomogene Temperaturverläufe ergeben.

$$Masse \cdot \text{spezifische Wärmekapazität} \cdot \frac{dT}{dZeit} = P_{K\u00fchlung}(T) - P_{Erw\u00e4rmung}(T) \quad (2-2)$$

Die durch den Strom hervorgerufenen ohmschen W\u00e4rmeverluste erw\u00e4rmen das Betriebsmittel mit einer durch seine Masse und spezifischen W\u00e4rmekapazit\u00e4t beeinflussten Verz\u00f6gerung. Bei der W\u00e4rmebilanz aus Formel (2-2) handelt es sich bezogen auf die Temperatur-Zeit-Ebene um eine Differenzialgleichung 1. Ordnung, die mathematisch durch den Verlauf einer Exponentialfunktion beschrieben werden kann. Der zeitliche Verlauf der Betriebsmitteltemperatur bei einem Stromsprung, der bspw. durch eine Ausfallsituation (vgl. Kapitel 3.1.1) hervorgerufen werden k\u00f6nnte, ist in Abbildung 2-1 dargestellt. Hierbei wird angenommen, dass der Stromsprung zu einer Strombelastung oberhalb der dauerhaft zul\u00e4ssigen Strombelastbarkeit f\u00fchrt.

Ausgehend von einer Strombelastung I_{Vorhe} und einer Temperatur T_{Vorher} wird das Betriebsmittel zum Zeitpunkt t_{Sprung} mit einem zus\u00e4tzlichen Strom I_{Sprung} belastet. Es ist zu erkennen, dass die Betriebsmitteltemperatur dem Stromsprung, bedingt durch die thermische Tr\u00e4gheit, entlang der e-Funktion verz\u00f6gert nachfolgt. Dies hat zur Folge, dass die maximal zul\u00e4ssige Betriebsmitteltemperatur T_{Max} erst ab dem Zeitpunkt $t_{\u00dcberlastung}$ \u00fcberschritten wird. Eine unzul\u00e4ssige Belastung des Betriebsmittels, d.h. eine \u00dcberlastung, liegt also erst ab diesem Zeitpunkt vor. Daraus ergibt sich ein Zeitfenster, in dem das Betriebsmittel mit einem Strom I_{Sprung} belastet werden kann. In Abbildung 2-1 ist dieses Zeitfenster zwischen den Zeitpunkten t_{Sprung} und $t_{\u00dcberlastung}$ verortet. Das Zeitfenster ist jedoch nicht fest, sondern

abhängig von I_{Sprung} , weil die Anstiegsgeschwindigkeit der Betriebsmitteltemperatur abhängig vom Betriebsmittelstrom ist. Ein höherer Sprung der Stromstärke resultiert somit auch in einem schnelleren Anstieg der Temperatur im Zeitverlauf. Vor Erreichen der Maximaltemperatur T_{Max} müssen daher in einem individuellen Zeitfenster Maßnahmen ergriffen werden, um die Strombelastbarkeit wieder auf einen Wert unterhalb der dauerhaft zulässigen Strombelastbarkeit $I_{max,Dauer}$ zu senken und den Temperaturanstieg zu stoppen. Dieses Zeitfenster wird im Folgenden Reaktionszeit genannt, da es den maximalen Zeitbereich angibt, der für die Aktivierung und die Umsetzung der Maßnahmen zur Verfügung steht.

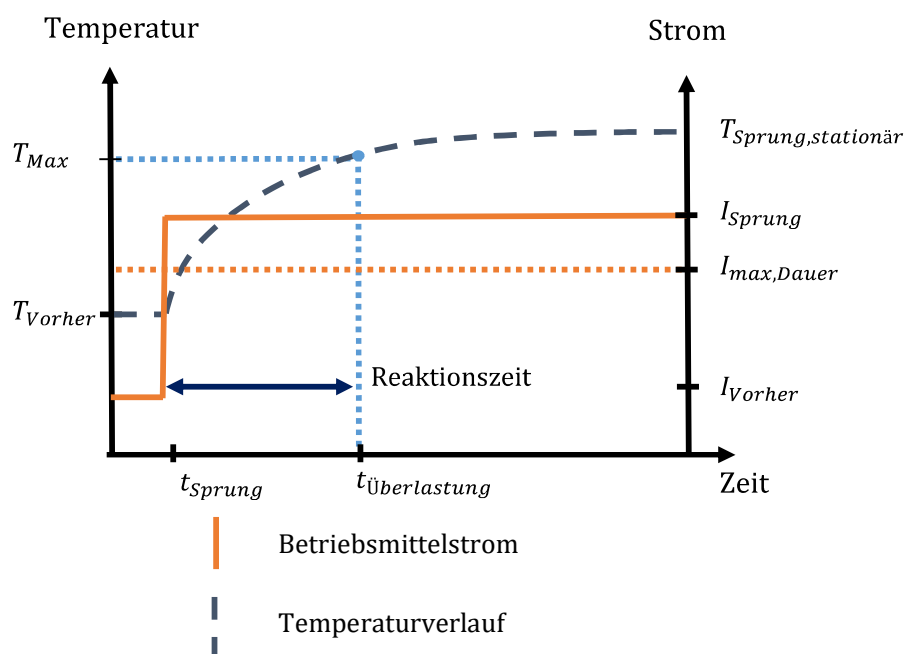


Abbildung 2-1: Temperaturverlauf über der Zeit nach einem Stromsprung

2.1.2.1 Gegenseitige Abhängigkeit der temporären Strombelastbarkeit und Reaktionszeit

Die gleichzeitige Angabe eines Stroms I_{Sprung} mit der für diesen Stromsprung geltenden maximal zulässigen Belastungszeit, der Reaktionszeit, definieren die temporär zulässige thermische Strombelastbarkeit $TATL_{Thermisch}$. Für unterschiedliche Höhen des Stromsprungs ergeben sich also unterschiedliche Reaktionszeiten und somit unterschiedliche $TATL_{Thermisch}$. Dies wird anhand von Abbildung 2-2 deutlich. Ausgehend von der identischen Strombelastung $I_{Vorher,1/2}$ im ungestörten Netzbetrieb wird das Betriebsmittel mit zwei unterschiedlich hohen Stromsprüngen $I_{Sprung,1}$ und $I_{Sprung,2}$ belastet. Aufgrund der stärker ansteigenden e-Funktion im Fall eines hohen Stromsprungs (Fall 2) im Vergleich zu einem geringeren Stromsprung (Fall 1), steht eine geringere Zeitspanne bis zur Überschreitung der

maximal zulässigen Temperatur zur Verfügung. Je kürzer die Reaktionszeit von $TATL_{Thermisc}$ desto höher fällt der korrespondierende Stromgrenzwert aus.

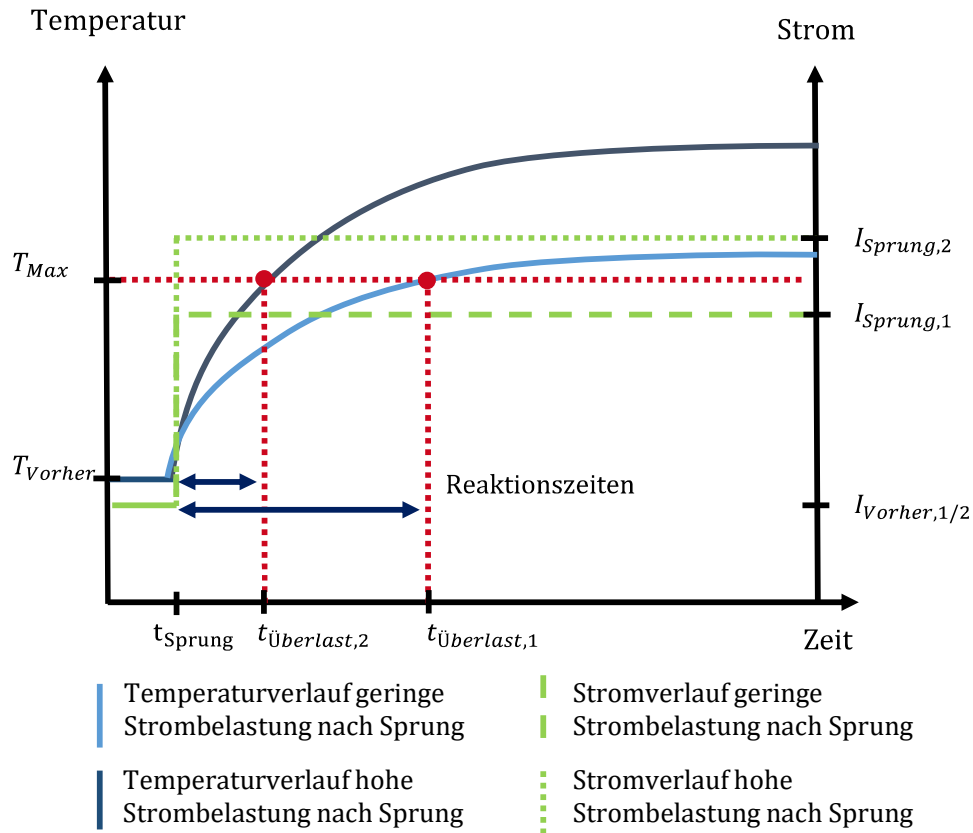


Abbildung 2-2: Temperaturverlauf und erforderliche Reaktionszeiten unterschiedlicher temporärer Strombelastungen

2.1.2.2 Einfluss der Betriebsmittelvorbelastung auf die kurzfristige Strombelastbarkeit

Zusätzlich zu der gegenseitigen Abhängigkeit der Stromgrenzwerte und der Reaktionszeit des $TATL_{Thermisch}$ zeigen beide Größen eine Abhängigkeit von der Vorbelastung I_{Vorh} des Betriebsmittels. Je höher die Vorbelastung, desto höher ist die Betriebsmitteltemperatur vor Eintritt eines Stromsprungs und desto geringer sind Reaktionszeit und temporärer Stromgrenzwert. Läge die Vorbelastung des Betriebsmittels schon vor Stromsprung auf der dauerhaft zulässigen Strombelastbarkeit, so wäre die maximale Betriebsmitteltemperatur bereits erreicht und eine temporäre Höherauslastung nicht mehr möglich. In Abbildung 2-3 ist die Abhängigkeit des temporären Stromgrenzwerts des $TATL_{Thermisch}$ sowie die Abhängigkeit der Reaktionszeit des $TATL_{Thermisch}$ von der Vorbelastung dargestellt.

Bei den Temperaturverläufen in Abbildung 2-3 wird die zulässige Reaktionszeit fixiert. Es ist zu erkennen, dass eine geringere Vorbelastung (Fall 1) zu einem höheren temporären

Stromgrenzwert führt. Steigt die Vorbelastung, so sinkt der mögliche temporäre Stromgrenzwert (Fall 2).

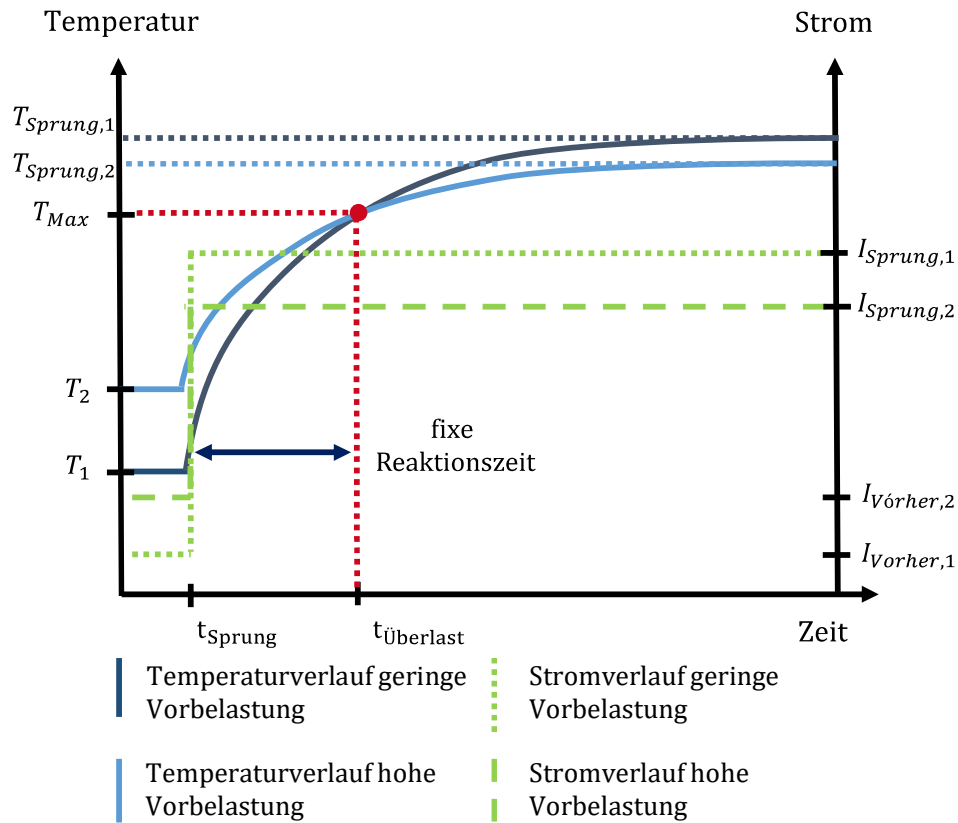


Abbildung 2-3: Abhängigkeit der temporären Strombelastbarkeit von der Vorbelastung

Bei den Temperaturverläufen in Abbildung 2-4 wird der Stromsprung I_{Sprung} fixiert. Da die Temperatur des Betriebsmittels bei einer höheren Vorbelastung (Fall 2) bereits näher an der maximal zulässigen Temperatur T_{Max} liegt, muss die Reaktionszeit im Vergleich zum Fall mit einer niedrigeren Vorbelastung (Fall 1) kürzer sein. Je höher also die Vorbelastung vor Stromsprung ist, desto geringer ist die Reaktionszeit, die zur Entlastung des Betriebsmittels zu Verfügung steht, um mit demselben temporären Stromgrenzwert belastet werden zu können.

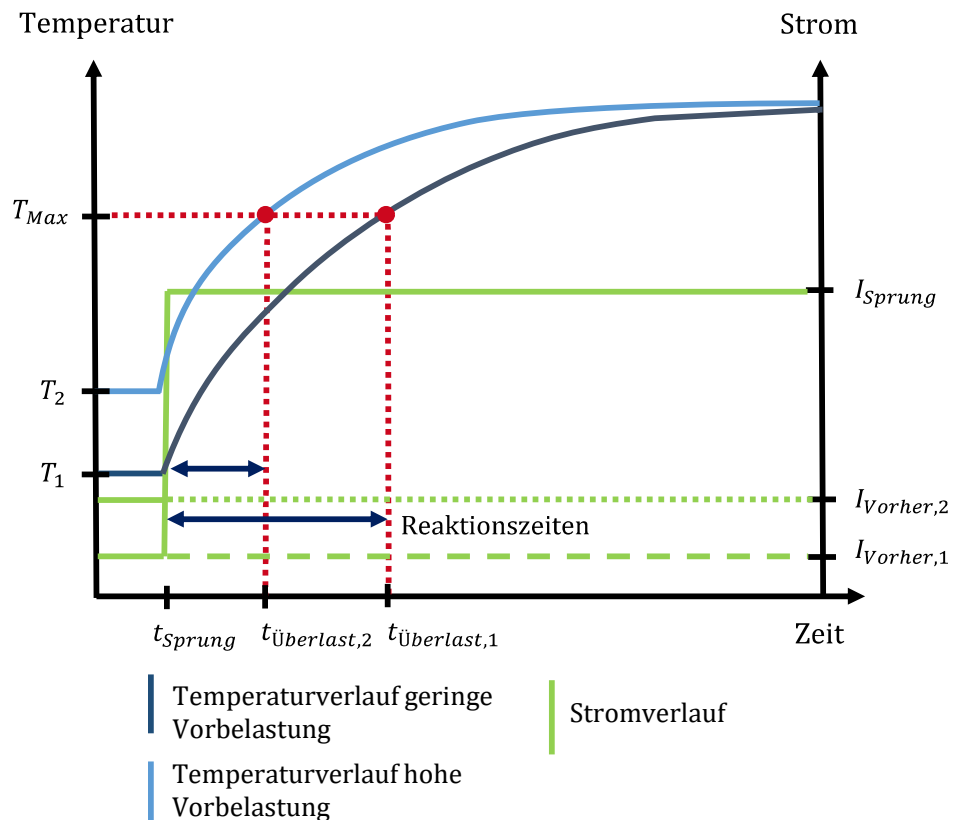


Abbildung 2-4: Abhängigkeit der Reaktionszeit von der Vorbelastung

2.2 Thermische Alterung von Stromkreiskomponenten

Die Alterung von Stromkreiskomponenten beschreibt eine irreversible Veränderung oder Schädigung von Betriebsmitteln, die im späteren Verlauf zu einem Ausfall der Komponente führen kann. Die Geschwindigkeit von Alterungsvorgängen ist unter anderem abhängig von den verwendeten Materialien, den lokalen thermischen und mechanischen Beanspruchungen und der eingesetzten Technologie. Da die Komponenten der Energieübertragung zu einem großen Teil der Umwelt direkt ausgesetzt sind, haben äußere Einflussgrößen wie die lokalen Wetterbedingungen oder Verschmutzung einen großen Einfluss auf das Alterungsverhalten. Dadurch ist die Bewertung der Lebensdauer einer Stromkreiskomponente nicht ausschließlich anhand der Betrachtung des kalendarischen Alters möglich, vielmehr müssen Betriebs- und Umweltbedingungen mit einbezogen werden. Manche Alterungsmechanismen lassen sich durch einen regelmäßigen Wartungszyklus entschärfen, wodurch die Lebensdauer der Komponente deutlich verlängert werden kann.

Unter Stromkreiscomponenten werden im Folgenden die stromführenden Componenten eines Energieübertragungsnetzes verstanden, die von einer höheren Auslastung in Form eines höheren Stromes betroffen sind. Dazu zählen die Übertragungsstrecken wie Freileitungen oder Kabel und alle stromführenden Componenten einer Schaltanlage oder eines Umspannwerks.

In der Literatur ist die Analyse im Realbetrieb gealterter Stromkreiscomponenten eine oft vorzufindende Untersuchungsmethodik für Alterungsprozesse. Dabei werden entweder Untersuchungen an noch im Betrieb befindlichen Componenten, an bereits ausgefallenen Componenten oder an Proben von aus dem Betrieb genommenen Componenten durchgeführt. Darüber hinaus existieren einige mathematische Modelle, welche die Alterung von Stromkreiscomponenten oder Materialien beschreiben.

Infolge einer höheren Auslastung von Betriebsmitteln durch die dauerhafte oder kurzfristige Erhöhung des Betriebsstroms in den Grenzen von PATL und TATL kommt es zu einer höheren thermischen Beanspruchung. Das kann zu einer beschleunigten Alterung der stromführenden Betriebsmittel führen und somit die Lebens- bzw. Nutzungsdauer reduzieren. Im Folgenden liegt der Fokus auf den thermischen Alterungsmechanismen, da diese durch höhere Betriebsströme maßgeblich beeinflusst werden, wohingegen sich die äußeren Einflüsse nicht ändern. Eine Erhöhung der maximalen Betriebsspannung führt ebenfalls zu einer höheren Auslastung, wird an dieser Stelle aber nicht weiter betrachtet. Eine entsprechende Betrachtung findet sich in [4].

Anhand von Freileitungsseilen, VPE-Kabeln (VPE - Vernetztes Polyethylen) und Transformatoren werden exemplarisch die relevanten thermischen Alterungsmechanismen für Componenten der Energieübertragung in Hoch- und Höchstspannungsnetzen erläutert. Für die in diesen Betriebsmitteln auftretenden thermischen Alterungsmechanismen kann auf eine breite Literaturbasis zurückgegriffen werden. Des Weiteren finden die in den beschriebenen Betriebsmitteln eingesetzten Technologien, wie bspw. Öl-Papier-Isolierungen, auch in weiteren Betriebsmitteln Anwendung. Die erläuterten Alterungsmechanismen treten entsprechend ebenfalls in diesen auf. Die für die jeweiligen Betriebsmittel wichtigsten Alterungsmechanismen sind in den Steckbriefen ebenfalls erläutert.

2.2.1 Freileitungsseile

Freileitungsseile machen den größten Anteil der stromführenden Componenten im europäischen Übertragungsnetz aus. Dazu kommen hauptsächlich Aluminium-Stahl-Leiteseile (internationale Bezeichnung ACSR) zum Einsatz. Ein Leiteseil ist dabei in der Regel aus Runddrähten aufgebaut, die mit wechselnder Schlagrichtung um einen Kerndraht wendelförmig verseilt sind. In Abbildung 2-5 ist der Querschnitt eines solchen Verbundleiters dargestellt.

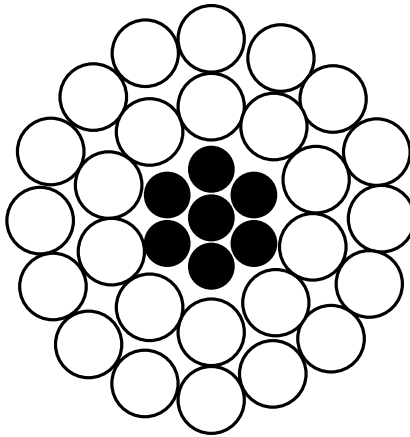


Abbildung 2-5 Querschnitt eines Verbundleiters aus Aluminium und Stahl (Kern) [5]

Aluminium weist bei geringem Gewicht eine sehr gute elektrische Leitfähigkeit auf. Stahl besitzt eine hohe Zugfestigkeit und wird daher zur Aufnahme der mechanischen Zugkräfte eingesetzt. In der für Deutschland gültigen Norm ist eine maximale Dauerbetriebstemperatur von 80 °C für herkömmliche Aluminium-Stahl-Leiteseile festgelegt [5]. Eine Freileitung wird so ausgelegt, dass der Durchhang bei der maximalen Betriebstemperatur nicht zum Unterschreiten der notwendigen Bodenabstände führt. Die Grenztemperatur wird dabei von den Aluminiumdrähten bestimmt, da es ab Temperaturen zwischen 90 °C bis 100 °C zu einer Abnahme der mechanischen Festigkeit kommt. Diese Entfestigung lässt sich auf die Änderungen des kristallinen Metallgefüges bei höheren Temperaturen zurückführen [5–7]. Zusätzlich kann es zu Kriechprozessen des Aluminiums kommen, die bei höheren Temperaturen begünstigt werden. Dieser Prozess tritt bereits bei Raumtemperaturen auf und sorgt für ein Diffusionskriechen entlang der Korngrenzen (Coble-Kriechen). Die Kriechrate ist dabei linear abhängig von der mechanischen Kraftwirkung sowie der Temperatur und ist nicht reversibel [8]. Die mechanische Festigkeit des Stahlkerns wird bei Temperaturen unter 250 °C nicht beeinflusst [9]. Durch die Längung der Aluminiumdrähte durch die Kriechprozesse kommt es zu einer Lastübertragung von den Aluminiumdrähten auf den Stahlkern. Dieser wird deshalb so ausgelegt, dass er die Gesamtlast des Seils tragen kann. Bei weiterer Längung der Aluminiumseile durch den Temperatureinfluss kann es zu einem Abheben der Drähte von dem Stahlkern (Aufkorbung) kommen. Dabei entstehen Luftzwischenräume zwischen Stahl und Aluminiumdrähten welche die radiale thermische Leitfähigkeit im Leiterseil verringern und zu einer stärkeren Erwärmung des stromführenden Stahlkerns und der Aluminiumdrähte führen [8]. Durch die beschriebenen Alterungsprozesse kommt es zu einer Längung der Leiterseile über der Zeit und damit zu einem zunehmenden Durchhang. Um Beeinträchtigungen oder einen Ausfall im Betrieb auszuschließen, wird die zu erwartende Längung bereits bei der Installation der Freileitungen berücksichtigt und die verwendete Zugkraft entsprechend gewählt [10].

Die chemische Alterung durch Korrosion ist stark von den Witterungsbedingungen, der Technologie und der Temperatur abhängig [8, 11]. Für diesen Alterungsprozess muss grundsätzlich ein Elektrolyt vorhanden sein. Salzablagerungen im maritimen Bereich oder Verschmutzungsprodukte in der Luft sowie durch Teilentladungen (Korona) entstehende Spaltprodukte, können in Kombination mit Feuchtigkeit zur Bildung eines Elektrolyten führen. An Freileitungen können verschiedene Korrosionsvorgänge auftreten, wobei alle Prozesse bei einer erhöhten Temperatur beschleunigt ablaufen [12–14].

Für Leiterseile werden oftmals Fette als Korrosionsschutz eingesetzt. Diese Fette können aufgrund von Übertemperatur oberhalb der Tropfpunkttemperatur des Fettes aus dem Leiterseil tropfen oder thermisch altern. Insbesondere ältere Leiterseile wurden in der Vergangenheit auf eine niedrigere Dauerbetriebstemperatur ausgelegt als den heute üblichen 80 °C. Aus diesem Grund wurden oftmals Fette eingesetzt, deren Tropfpunkt unter 80 °C liegen kann. Aus mechanischer Sicht können diese Leiterseile jedoch auch bis 80 °C betrieben werden. Ist dies der Fall so, kann es zu einer beschleunigten thermischen Alterung und/oder zu einem Austreten des Fettes aus dem Leiterseil und somit zum Verlust der Schutzwirkung des Fettes kommen, was wiederum die Korrosionsprozesse beschleunigt [8, 12].

Ein weiterer, thermisch beeinflusster Alterungsprozess ist die Erhöhung von Übergangswiderständen von elektrischen Verbindungen. Die tatsächliche Kontaktfläche ist abhängig von der Kontaktkraft und den mechanischen Eigenschaften des Kontaktmaterials. Die Kontaktalterung lässt sich durch die Mechanismen Fremdschichtbildung, Gleitverschleiß (Fretting), Elektromigration, Kraftabbau und Fremddiffusion beschreiben. Alle Alterungsprozesse sind abhängig von der Temperatur und laufen gleichzeitig ab [15]. In vielen Fällen sind die Kontakte durch Schmiermittel geschützt. Eine Zersetzung des Schmiermittels durch Alterungsprozesse kann zu einem Abrieb der Kontakte führen, der aufgrund einer aufgerauten Oberfläche zu einer Erhöhung des Kontaktwiderstands führt [16].

2.2.2 Hochspannungsdrehstromkabel mit VPE-Isolierung

Hochspannungsdrehstromkabel sind axialsymmetrisch aus einem Innenleiter aus Aluminium oder Kupfer, einer Isolierschicht und einem geerdeten Außenleiter aufgebaut (vgl. Abbildung 2-6) Der Innenleiter (1) besteht häufig aus einem Bündel verseilter Leiter oder Segmentleiter. Zur Homogenisierung des elektrischen Feldes wird zwischen Innenleiter und Isolierung (3) und zwischen Isolierung und Außenleiter (5) eine ebene, schwach leitfähige Schicht (2,4) aufgebracht. Dadurch können lokale Feldüberhöhungen in der Isolierung vermieden werden. Die mechanische Festigkeit eines Kabels ist gegenüber Freileitungen vernachlässigbar, da ein Erdkabel im Betrieb keine Zugkräfte aufnehmen muss.

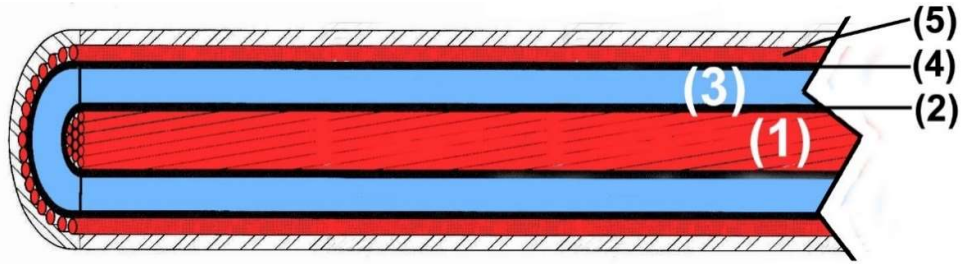


Abbildung 2-6 Schnittdarstellung eines Hochspannungsdrehstromkabels [17]

Bei modernen Hochspannungskabeln wird VPE als Isoliermedium verwendet. Durch den Vernetzungsprozess werden die linearen Kettenmoleküle des thermoplastischen Polyethylens zu einem dreidimensionalen Netzwerk verknüpft. Dabei entsteht ein Werkstoff, der eine verbesserte Formbeständigkeit bei Wärmebeanspruchung gegenüber Polyethylen aufweist. Gegenüber einfachen Thermoplasten können damit höhere Leitertemperaturen im Regelbetrieb und im Kurzschlussfall zugelassen werden [18]. Die Dauertemperatur ist bei VPE Kabeln auf 90 °C festgelegt [19].

Einen bedeutenden Einfluss auf die Temperatur des Kabels hat neben der Auslastung und der Umgebungstemperatur die Verlegungsart des Kabels. Neben einer direkten Verlegung im Boden oder in ein zusätzliches Schutzrohr gibt es die Möglichkeit Kabelsysteme in einem Tunnel zu verlegen. Benachbarte Leitungen können dabei zu einer weiteren Temperaturerhöhung führen. Bei der direkten Verlegung im Boden und bei der Verlegung in einem Schutzrohr werden häufig thermische Bettungsmaterialien eingesetzt, die dazu dienen, die Wärmeableitung an das Erdreich zu verbessern [18, 19].

Eine höhere mittlere Betriebstemperatur führt zu einer beschleunigten Alterung des VPE, wodurch sich die elektrischen und mechanischen Eigenschaften des Werkstoffs verschlechtern. Es wird davon ausgegangen dass bei schwacher thermischer Belastung die anliegende Spannungsbelastung maßgeblich zur Alterung des Kabel führt [10]. Die Lebensdauer kann in der Praxis über zeittraffende Versuche bei erhöhter Temperatur abgeschätzt werden [20]. Die IEC Norm 60216 enthält Richtlinien für die Bestimmung der thermischen Beständigkeit von Isolierstoffen für elektrische Anwendungen [21]. Es wird angenommen, dass die Alterung exponentiell von der Auslastung, also der Temperatur des Kabels abhängt [20]. Es wird angenommen, dass bei einer Dauerbetriebstemperatur unter 90 °C eine Lebensdauer von 30 - 40 Jahren erreicht wird. [20, 22]

2.2.3 Hochspannungstransformatoren

Hochspannungstransformatoren werden eingesetzt, um zwei unterschiedliche Spannungsebenen zu verknüpfen. Durch das Erzeugen hoher Spannungen im Übertragungsnetz werden die Übertragungsverluste beim Transport der elektrischen Energie verringert. Ein Hochspannungstransformator (vgl. Abbildung 2-7) besteht aus einem Aktivteil, welcher in einem bspw. ölgefüllten, geerdeten Stahlgefäß verbaut ist. Die elektrischen Anschlüsse werden durch Durchführungen aus dem Gefäß herausgeführt. Der Aktivteil besteht aus einem geblechten Eisenkern und ober- und unterspannungsseitigen Wicklungen, die von einer Öl-Papier-Isolierung umgeben sind. Das Öl erfüllt dabei in Kombination mit dem Papier die Aufgabe der elektrischen Isolierung. Außerdem dient es dazu, die entstehende Abwärme abzuführen.

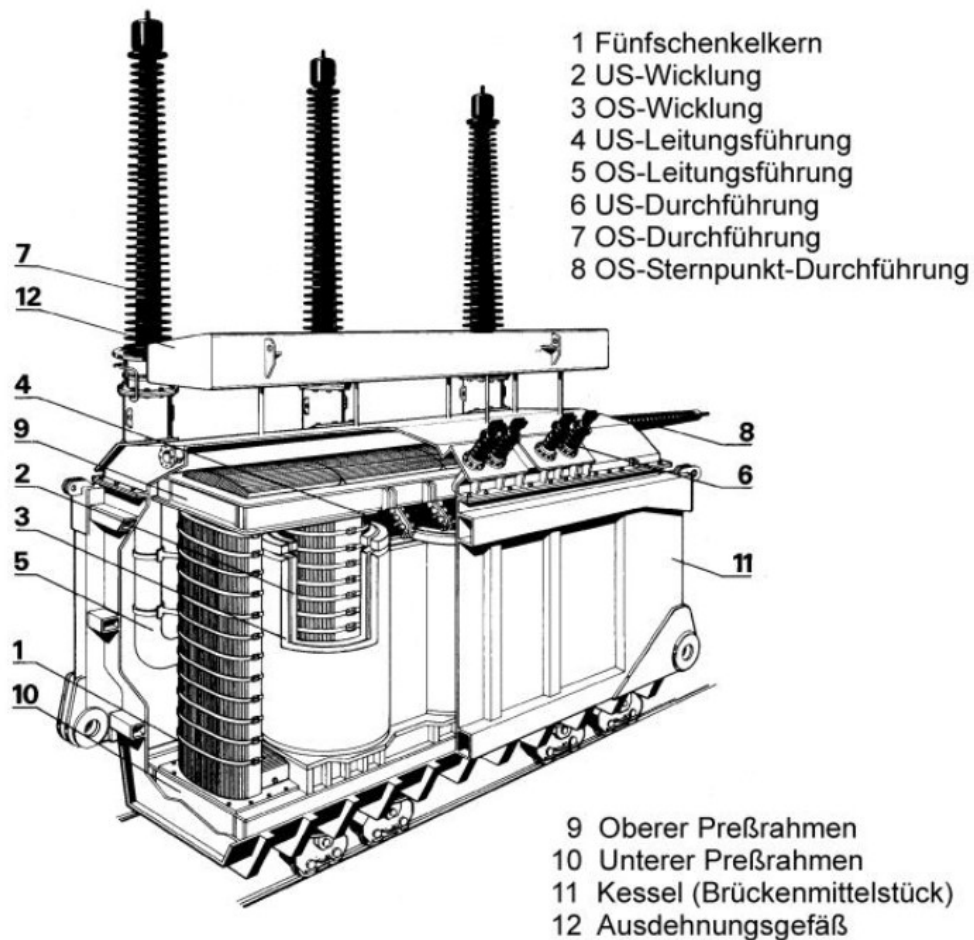


Abbildung 2-7 Schnittdarstellung eines Hochspannungstransformators [23]

Die Alterung eines Transformators wird durch viele Einzelkomponenten und Wechselwirkungen bestimmt. Sowohl die Alterung des Isoliersystems, des Stahlgehäuses, der Durchführungen und

weiterem zugehörigen Equipment können die erreichte Lebensdauer bestimmen. Dabei beeinflusst die Auslastung des Transformators die temperaturabhängigen Alterungsmechanismen, wobei hier das Isoliersystem besonders betroffen ist.

In der IEC Norm 60076-2 wird bei einer mittleren Umgebungstemperatur von 20 °C eine maximale relative Übertemperatur an der heißesten Stelle im Transformator von 78 K definiert [24]. Die thermische Belastung führt zu einer Zersetzung der eingesetzten Zellulose (Papier und Holz) und somit zu einer Schwächung der Isolierung [25, 26]. Die Alterung der Zellulose ist abhängig von der Temperatur und dem Vorhandensein von Sauerstoff und Feuchtigkeit [27]. Durch Alterung nimmt ebenfalls die mechanische Festigkeit der Papierisolierung ab. Dadurch nimmt die Gefahr eines Windungsschlusses, durch die mechanische Belastung, bei einem Kurzschluss zu [10]. Hohe Temperaturen führen zusätzlich zu einer Zersetzung des Transformator-Öls und somit zu einer weiteren Verringerung der Isolierfähigkeit [27]. Kommt es zu einem Versagen des Isoliersystems und in der Folge zu einem Durchschlag, ist eine irreversible Beschädigung des Transformators anzunehmen. Durch Monitoring der Auslastung und regelmäßige Ölanalysen kann der Zustand des Transformators und die verbleibende Lebensdauer abgeschätzt werden [27].

Für die Annahme einer maximalen Feuchtigkeit von 0,5 % in der Feststoffisolierung, einer konstanten maximalen Auslastung, die zu der maximal zulässigen Übertemperatur im Transformator führt und einer konstanten Umgebungstemperatur lässt sich mit Hilfe einer Arrhenius-Gleichung die zu erwartende Lebensdauer des Isoliersystems zu 21 Jahren berechnen [28]. Transformatoren in Umspannwerken erreichen typische Lebensdauern im Bereich von 40 Jahren, hoch ausgelastete Transformatoren in Kraftwerken erreichen deutlich früher ihr Lebensdauerende [27].

2.3 Spannungsgrenzen und Spannungsstabilität

Limitierend für die Möglichkeit, das Übertragungsnetz höher auszulasten, ist neben der Limitierung durch die maximalen thermischen Stromgrenzwerte der Betriebsmittel ($PATL_{Thermisch}$, $TATL_{Thermisch}$) die Spannungsstabilität des Übertragungsnetzes. Neben der Einhaltung der maximalen thermischen Belastbarkeit von Betriebsmitteln müssen betrieblich vorgegebene Grenzen der Spannungsbeträge im Übertragungsnetz eingehalten werden. Eine Überschreitung dieses sogenannten Spannungsbandes kann zu einer beschleunigten Alterung und damit zu einem Versagen der Isolationen oder dem Abtrennen von Erzeugungsanlagen

über Verbrauchern sowie zu der Verletzung vertraglicher Grenzen führen. Eine Unterschreitung des Spannungsbandes kann zu einer Verletzung vertraglicher Grenzen und zu einem Verlust der Spannungsstabilität führen [19, 29]. Der Verlust der Spannungsstabilität kann dazu führen, dass die eingespeiste Wirkleistung nicht mehr übertragen werden kann. Im schlimmsten Fall kann die Instabilität zum Blackout oder zur Zerstörung von Betriebsmitteln führen [30]. Die Einhaltung von festgelegten Spannungsgrenzen durch den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist auch in europäischen Verordnungen geregelt [31].

In Abbildung 2-8 ist der Spannungsbetrag am Ende einer Leitung in Abhängigkeit der über die Leitung übertragenen Wirkleistung dargestellt. Die dargestellte Kurve ist die sogenannte Nasenkurve oder PV-Kurve.

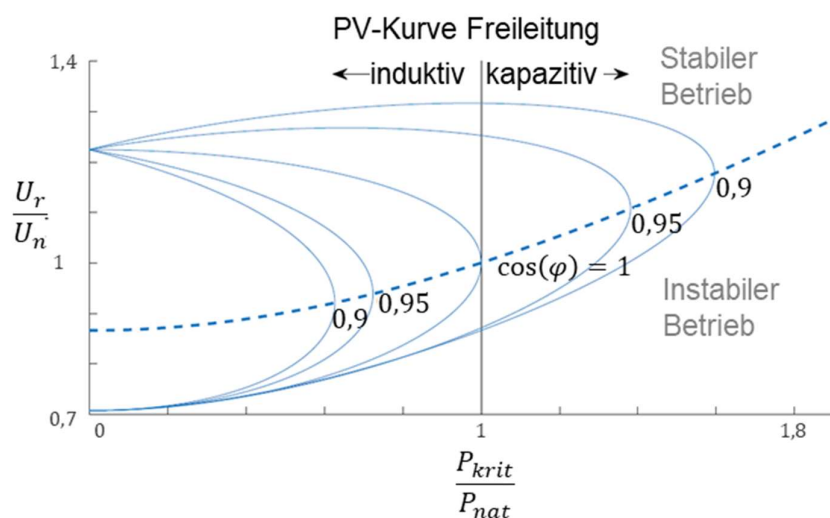


Abbildung 2-8: PV-Kurve (Nasenkurve) einer Übertragungsleitung [30]

Dabei wird von dem festen Spannungsbetrag $\frac{U_r}{U_n} = 1$ am Anfang der Leitung ausgegangen. Die Kurve bei einem $\cos(\varphi) = 1$ stellt dabei den Betrieb ohne zusätzliche Bereitstellung von induktiver oder kapazitiver Blindleistung dar. Wird induktive Blindleistung bereitgestellt, so sinkt der Spannungsbetrag bei gleicher Wirkleistungsübertragung. Wird kapazitive Blindleistung bereitgestellt, so steigt der Spannungsbetrag bei gleicher Wirkleistungsübertragung. Es ist zu erkennen, dass kapazitive Blindleistung bereitgestellt werden muss, um eine erhöhte Übertragung von Wirkleistung zu ermöglichen. Die Höherauslastung des Übertragungsnetzes ist daher tendenziell mit einem steigenden Bedarf an kapazitiver Blindleistungsbereitstellung verbunden [30].

Ein Verlust der Spannungsstabilität liegt genau dann vor, wenn die „Nase“, d.h. der Kippunkt am rechten Rand der Kurve, überschritten wird. Sinkt der Spannungsbetrag also unter einen

gewissen Wert und wird gleichzeitig der Versuch einer weiteren Steigerung der übertragenen Wirkleistung unternommen, so droht der Verlust der Spannungsstabilität. Aus der dargestellten Kurve wird deutlich, dass der Spannungsbetrag, ab dem ein Verlust der Spannungsstabilität droht, bei kapazitiver Kompensation steigt. Wird das Übertragungsnetz also höher ausgelastet und somit kapazitive Kompensation eingesetzt, so droht der Verlust der Spannungsstabilität bei immer höheren Spannungsbeträgen. Sofern diese Spannungsbeträge innerhalb des heutzutage definierten betrieblichen Spannungsbandes liegen, ist es im Netzbetrieb nicht möglich, durch Einhaltung des Spannungsbandes auch gleichzeitig die Spannungsstabilität zu gewährleisten [30].

Die Bewertung der Spannungsstabilität ist mit der Lösung von komplexen trigonometrischen und quadratischen Funktionen verbunden und erfordert daher detaillierte Simulationen im Rahmen einer Betriebssicherheitsanalyse. Um einen instabilen Betrieb zu vermeiden, werden Übertragungsstrecken in der Netzplanung so ausgelegt, dass der Punkt der Instabilität unterhalb von 360 kV liegt [10]. Die Einhaltung des Spannungsbandes im Betrieb stellt dann gleichzeitig die Sicherung der Spannungsstabilität dar. In der Betriebssicherheitsanalyse werden somit neben Stromgrenzwerten auch die Spannungsgrenzen beachtet. Die Ergebnisse der Betriebssicherheitsanalysen wirken ebenso begrenzend auf die mögliche Wirkleistungsübertragung entlang von Leitungen wie thermische Grenzwerte. Maßnahmen für eine Höherauslastung müssen stets hinsichtlich der Einhaltung des Spannungsbands an allen Netzknoten und der Spannungsstabilitätsgrenzen an allen Leitungen überprüft werden. Neben der maximalen thermisch möglichen Betriebsmittelbelastbarkeit kann also auch die Spannungsstabilität limitierend auf die mögliche Höherauslastung des Übertragungsnetzes wirken und muss daher zwingend für alle angestrebten Betriebspunkte untersucht werden [32].

3 (Netz-)betriebliche Maßnahmen zur Höherauslastung

Das vorliegende Kapitel behandelt Maßnahmen und Konzepte zur Höherauslastung. Im Folgenden werden die verschiedenen Maßnahmen anhand ihrer Funktionsweise und ihres Potenzials zur Höherauslastung charakterisiert. Vorangestellt gibt Kapitel 3.1 einen Überblick über die Grundlagen des Engpassmanagements.

Eine bereits im Realbetrieb eingesetzte Maßnahme stellt der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb dar. Dieses Konzept zielt auf die situative Erhöhung des $PATL_{Thermisch}$ (vgl. Kapitel 2.1.1) in Abhängigkeit der tatsächlichen Umgebungsbedingungen ab. Durch Überwachung und Berechnung der realen thermischen Belastbarkeit können Freileitungen witterungsabhängig höher ausgelastet werden. Die Grundlagen und Potenziale des witterungsabhängigen Freileitungsprinzips werden in Kapitel 3.2 behandelt.

In Kapitel 3.3 wird das Konzept der Wirkleistungsflusssteuerung für einen optimierten Netzbetrieb erläutert. Dabei ist der Leistungsfluss im Übertragungsnetz nicht allein durch die Netztopologie vorgegeben, sondern kann aktiv beeinflusst und gelenkt werden. Dies ermöglicht eine gleichmäßigere Auslastung des Übertragungsnetzes und trägt damit zur Höherauslastung bei.

In Kapitel 3.4 wird mit der kurativen Netzführung ein neuartiges Systemführungskonzept behandelt. Bei diesem Konzept wird die im Fehlerfall temporär zulässige Strombelastbarkeit $TATL$ (vgl. Kapitel 2.1) ausgenutzt, um das Netz im ungestörten Normalbetrieb höher auszulasten. Dies setzt die Verfügbarkeit reaktionsschneller Betriebsmittel voraus, die nach einem ungeplanten Betriebsmittelausfall in der Lage sind, die von einer temporären Höherauslastung betroffenen Betriebsmittel in der erforderlichen Reaktionszeit (vgl. Kapitel 2.1.2) zu entlasten.

3.1 Engpassmanagement

Der Handel mit elektrischer Energie und die physikalische Übertragung im Netz erfolgen innerhalb eines Marktgebietes prinzipiell voneinander losgelöst. Die physikalischen Übertragungskapazitäten werden ausschließlich im grenzüberschreitenden Stromhandel

zwischen zwei Ländern bzw. Marktgebieten explizit berücksichtigt. Innerhalb eines Landes bzw. Marktgebiets bildet der Handel die Grenzen des physikalischen Energietransports jedoch nicht ab.

Im Rahmen des Engpassmanagements wird seitens der ÜNB die Möglichkeit der physikalischen Übertragung der gehandelten Energie geprüft. Die ÜNB sind dabei gemäß § 13 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des gesamten Elektrizitätsversorgungssystems verantwortlich [33]. Kraftwerksbetreiber, die ihre Stromerzeugung am Elektrizitätsmarkt verkaufen, müssen den ÜNB zu diesem Zweck die gehandelten Kraftwerkseinsatzfahrpläne übermitteln. Dies wird auch Dispatch genannt. Auf Basis dieser Handelsdaten und zusätzlicher Prognosen über die Einspeisung erneuerbarer Energie sowie über die voraussichtlichen Lasten werden elektrische Leistungsflüsse im Übertragungsnetz mithilfe von simulativen Rechenverfahren prognostiziert. Diese Leistungsflüsse werden laufend überprüft und auf Basis neuerer Prognosen und Daten aktualisiert.

Anhand der simulierten Leistungsflüsse führen die ÜNB eine sogenannte Netzsicherheitsbewertung durch. Hierbei werden verschiedene Aspekte der Netzsicherheit und Netzstabilität betrachtet. Neben der Einhaltung von Stromgrenzwerten aller stromführenden Netzbetriebsmittel müssen auch Spannungsgrenzwerte, insbesondere die Einhaltung des zulässigen Spannungsbands, überprüft werden. Zusätzlich sind alle Grenzwerte vor dem Hintergrund der (n-1)-Sicherheit zu bewerten.

3.1.1 (n-1)-Sicherheit

Die (n-1)-Sicherheit ist ein zentraler Grundsatz des Netzbetriebs, welcher sicherstellt, dass auch bei plötzlichem Ausfall eines Betriebsmittels, beispielsweise einer Leitung, im verbleibenden Netz keine Grenzwertverletzungen auftreten. Dieser Grundsatz wurde im Betriebshandbuch des europäischen Verbands der ÜNB (ENTSO-E) und im Rahmen der Verordnung 2017/1485 der europäischen Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb als zentrales Mittel zur Vermeidung von Mehrfachausfällen und Instabilitäten im europäischen Verbundnetz bekräftigt [1, 31].

Die (n-1)-Sicherheit ist dann erfüllt, wenn alle betrieblichen Grenzen sowohl im ungestörten Betrieb, als auch bei dem Auftreten von unerwarteten Fehlern eingehalten werden. Die Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit stellt im Rahmen der kontinuierlich durchgeführten Netzsicherheitsbewertung eine besondere Herausforderung dar, weil für jeden relevanten Betriebsmittelausfall eine sogenannte Ausfallsimulation durchgeführt und die Netzsicherheit nach Ausfall bewertet werden muss. Die Erfüllung dieser Aufgabe ist nur mithilfe von

computergestützte Rechnungen möglich. Im Rahmen der Ausfallsimulation werden sogenannte Ausfallvarianten berechnet, bei denen der Ausfall eines Betriebsmittels simuliert und die Einhaltung der Grenzwerte auf den verbleibenden Betriebsmitteln überprüft wird. Zu betrachtende Ausfallsituationen bei der Bewertung der (n-1)-Sicherheit sind der Einfachausfall folgender Betriebsmittel [32]:

- ein Transformator
- ein Stromkreis
- eine Hochspannungsgleichstromübertragung-Konverterstation (HGÜ-Konverterstation)
- eine Erzeugungsanlage
- eine Blindleistungskompensationsanlage
- eine Fernübertragungsverbindung
- ein Betriebsmittel zur Wirkleistungsflusssteuerung
- eine Sammelschiene bzw. ein Sammelschienenabschnitt

Hierbei sind Sammelschienenanfälligkeiten bezüglich der Fehlerauswirkungen einer besonderen Einzelfallbetrachtung zu unterziehen, da eine Vielzahl von angeschlossenen Betriebsmitteln betroffen sein kann [32].

Zusätzlich zu den oben genannten Einfachausfällen werden der Ausfall von genau zwei Stromkreisen oder gekuppelten Sammelschienen mit gleicher Ursache als sogenannte besondere Ausfallvarianten (engl. Exceptional Contingencies) bei der Bewertung der Netzsicherheit berücksichtigt. Wird die (n-1)-Sicherheit nicht eingehalten oder tritt eine zu erwartende Verletzung der Netzsicherheit unter Berücksichtigung von Einfachausfällen und besonderen Ausfallvarianten auf, liegt ein Engpass vor, der mit Netzsicherheitsmaßnahmen behoben werden muss [31, 32].

3.1.2 Engpassbehebung

Sowohl im Basisfall des ungestörten Normalbetriebs, als auch in den (n-1)-Ausfallsimulationen stellt jede Grenzwertverletzung einen Engpass dar. Die dauerhaft zulässige Strombelastbarkeit *PATL* (vgl. Kapitel 2.1) stellt dabei den limitierenden Grenzwert dar. Im Engpassfall übersteigt der marktlich bestimmte Transportbedarf die zur Verfügung stehende physikalische Übertragungskapazität. Der zuständige ÜNB muss daher nachträglich in das Marktergebnis eingreifen, um einen sicheren und stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten.

Hierfür stehen den ÜNB verschiedene gesetzlich festgelegte Instrumente und Maßnahmen zur Verfügung. Diese sind in §13 Abs. 1 EnWG aufgeführt und umfassen netzbezogene Maßnahmen, marktbezogene Maßnahmen sowie den Einsatz von Reserven.

Die Behebung der auftretenden Engpässe erfolgt derzeit überwiegend präventiv, d.h. im Vorfeld einer möglichen Ausfallsituation. Die Netzsicherheitsmaßnahmen werden dabei so dimensioniert, dass sie sowohl Grenzwertverletzungen im Normalbetrieb (n-0) als auch in den möglichen (n-1)-Ausfallvarianten beheben können. Folglich werden Betriebsmittel nur so belastet, dass sie in jeder erdenklichen (n-1)-Ausfallsituation die zusätzliche Strombelastung, die sich aufgrund des Ausfalls eines anderen Betriebsmittels ergibt, tragen können. Die Auslastung des Netzes liegt damit im Normalbetrieb unterhalb der maximal zulässigen Grenzwerte. Dieses Vorgehen wird auch präventives Engpassmanagement genannt.

Das Prinzip des präventiven Engpassmanagements und die vorgehaltene Sicherheitsmarge ist an der Entlastung einer Leitung in Abbildung 3-1 exemplarisch dargestellt.

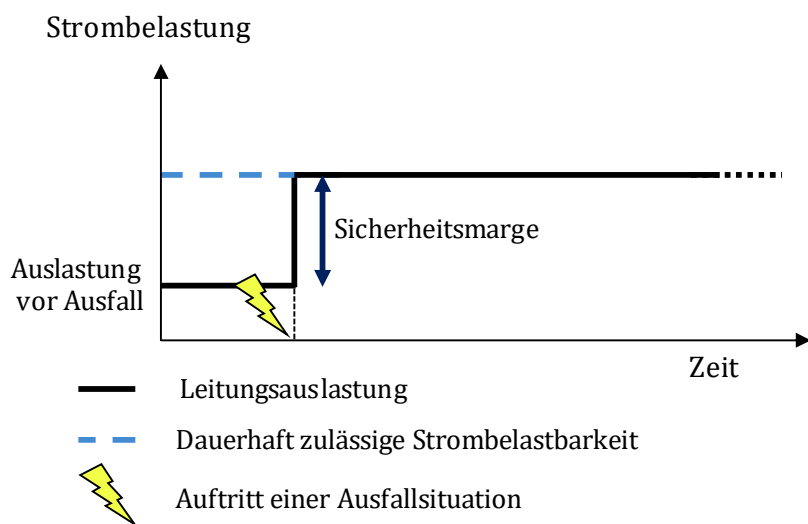


Abbildung 3-1: Strombelastungen vor und nach Auftritt einer Ausfallsituationen im präventiven Engpassmanagement

Um die dauerhaft zulässigen Strombelastbarkeit *PATL* (blau) der Leitung auch in unerwarteten Ausfallsituationen einhalten zu können, wird das Netz im ungestörten Normalbetrieb unterhalb der dauerhaft zulässigen Strombelastbarkeiten *PATL* betrieben. Durch das Vorhalten einer Sicherheitsmarge wird sichergestellt, dass die betrieblichen Grenzen in einer Ausfallsituation eingehalten werden. Ein analoges Vorgehen ergibt sich für die Einhaltung weiterer Grenzwerte wie bspw. dem Spannungsbetrag.

Die netzbezogenen Maßnahmen umfassen insbesondere Netzschaltungen zur Änderung der Netztopologie sowie den Einsatz und die Steuerung von aktiven Netzbetriebsmitteln. Diese Maßnahmen kommen im alltäglichen Netzbetrieb kontinuierlich zum Einsatz. Es treten jedoch trotz Ausschöpfung aller netzbezogenen Maßnahmen regelmäßig Netzengpässe im

Übertragungsnetz auf. Im Folgenden werden daher die weiteren Instrumente, sogenannte Netzsicherheitsmaßnahmen, auch Netzengpassbehebungsmaßnahmen genannt, betrachtet.

Die zeitlich am frühesten angeforderte Netzsicherheitsmaßnahme ist die Anforderung von Reservekraftwerken. Mit bis zu einer Woche Vorlauf werden Netzengpässe auf Basis von Marktprognosen identifiziert und Reservekraftwerke aus der Netzreserve angefordert. Diese besteht aus systemrelevanten Erzeugungsanlagen, für die ursprünglich eine Stilllegung angezeigt worden ist. Nach Feststellung der Systemrelevanz durch die Bundesnetzagentur müssen solche Anlagen vorgehalten werden und auf Anforderung des ÜNB frühzeitig in Betrieb gehen, um Netzengpässe zu entlasten. Die gesetzliche Grundlage ist § 13d Abs. 1 EnWG [33].

Eine weitere Netzsicherheitsmaßnahme ist der sogenannte Redispatch. Dieser wird nach Übersendung der Kraftwerkseinsatzfahrpläne (Dispatch) durchgeführt. Im Rahmen des Redispatch werden die übermittelten Kraftwerkseinsatzfahrpläne zur Entlastung der auftretenden Netzengpässe angepasst. In der Regel verursacht eine lastferne Erzeugung die Netzengpässe. Daher wird im Rahmen des Redispatch die Erzeugung aus lastnahen Kraftwerken hochgefahren und die Erzeugung aus lastfernen Kraftwerken entsprechend reduziert. Die Grundlage für diesen Eingriff ist § 13a Abs. 1 EnWG [33]. Der Redispatchbedarf wird erstmalig am Vortag ermittelt. Bis zur Stunde, auf die sich das Marktergebnis bezieht, wird der Bedarf mehrmals aktualisiert und in Echtzeit überprüft [10].

Die in der Priorisierung und zeitlichen Staffelung zuletzt ergriffene Netzsicherheitsmaßnahme ist die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen. Diese auch Einspeisemanagement genannte Maßnahme ist gemäß § 14 Abs. 1 EEG nur dann zulässig, sofern sich der Netzengpass nicht mit anderen Maßnahmen beseitigen lässt. Dies ist auf den Einspeisevorrang nach § 11 Abs. 1 EEG zurückzuführen, der die vorrangige Abnahme elektrischer Energie aus Erneuerbare-Energien-Anlagen vorschreibt [34].

Wie aus dem Bericht der Bundesnetzagentur über die Netz- und Systemsicherheit für das Jahr 2019 hervorgeht, wurden 20 % bis 30 % der Energiemenge an Netzsicherheitsmaßnahmen durch Einspeisemanagement gedeckt, während Reservekraftwerke etwa 5 % und Redispatch 65 % bis 75 % des Bedarfs deckten. Dieser verhältnismäßig hohe Anteil an Einspeisemanagement ist auf strukturelle Engpässe in Nord-Süd-Richtung zurückzuführen. Deshalb ergibt sich ein großes Entlastungspotential durch die Abregelung von Windkraftanlagen [35].

Diesem Umstand wird durch das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13. Mai 2019 (BGBl I 2019 Nr. 19) Rechnung getragen [36]. Das Gesetz setzt eine Reihe von Gesetzesänderungen für das EnWG, das EEG, das Netzausbaubeschleunigungsgesetz

(NABEG) sowie für einige weitere Gesetze um. Insbesondere wird § 14 EEG, welches die absolute Nachrangigkeit des Einspeisemanagements regelt, zum 01.10.2021 gestrichen. Statt einer gesetzlich vorgegebenen Reihenfolge der Netzsicherheitsmaßnahmen wird das individuelle Kosten-Nutzen-Verhältnis der Maßnahmen in den Vordergrund gestellt. Eine Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen ist daher grundsätzlich zulässig. Jedoch sind für die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen kalkulatorische Preise anzusetzen. Um die grundlegende Vorrangigkeit der Einspeisung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen weiterhin zu garantieren, müssen diese Preise derart bestimmt werden, dass durch die Abregelung der jeweiligen Anlage ein Vielfaches von alternativen Netzsicherheitsmaßnahmen vermieden wird. Der zugrundeliegende Faktor der Vermeidung wird im Gesetz Mindestfaktor genannt. Die genauere Bestimmung des Mindestfaktors durch die Bundesnetzagentur ist am 30.11.2020 erfolgt [37].

3.2 Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB)

Ein maßgeblicher Parameter bei der Berechnung der dauerhaft zulässigen thermischen Strombelastbarkeit $PATL_{Thermisch}$ (vgl. Kapitel 2.1.1) von Freileitungen ist die maximale Leitertemperatur (vgl. Kapitel 2.2.1) der Leiterseile. Durch die Belastung der Leiterseile mit elektrischem Strom entstehen ohmsche Wärmeverluste, die zu einer Temperaturerhöhung der Leiterseile führen. Die maximale Strombelastbarkeit ist daher direkt durch die maximale Leitertemperatur vorgegeben. Die maximale Leitertemperatur eines Leiterseils darf zu keinem Zeitpunkt überschritten werden. Die beiden relevanten Effekte, welche die maximale Leitertemperatur beschränken, sind die Temperaturobergrenze, ab der das Leiterseil irreversibel beschädigt wird, und der maximal zulässige Durchhang einer Freileitung (vgl. Kapitel 2.2.1).

Wird eine Temperaturobergrenze überschritten, kann es zu einem Weichglühen der verwendeten Leitermaterialien und infolgedessen zu einer dauerhaften Beschädigung oder Zerstörung des Leiterseils kommen. Die zweite beschränkende Größe der maximalen Leitertemperatur ist der Durchhang des Leiterseils. Durch die Erwärmung des Leiterseils dehnt sich das Material aus. Dies resultiert in einem größeren Durchhang und verringert somit den Abstand zwischen Leiterseil und dem Boden. Aufgrund minimal notwendiger Isolierabstände und der je nach Aufstellungsort gültigen Vorschriften über die maximal zulässigen elektrischen und magnetischen Feldstärken unterhalb der Freileitung müssen maximal akzeptable

Freileitungsdurchhänge berücksichtigt werden (vgl. Gesetzliche Vorgaben und Grenzen - Abschnitt 7.1).

Die Erwärmung des Leiterseils ist zudem insbesondere von den am Leiterseil herrschenden Witterungsbedingungen abhängig. Eine hohe oder geringe Außentemperatur erwärmt oder kühlt das Leiterseil. An sonnigen Tagen erwärmt die Solarstrahlung das Leiterseil zusätzlich. Liegt ein windiger Tag vor, so kann der Luftstrom, der durch den Wind entsteht, warme Luft in der unmittelbaren Umgebung des Leiterseils vom Leiterseil wegbewegen und durch kühlere Luft ersetzen. So findet eine zusätzliche Kühlung des Leiterseils durch Konvektion statt.

Klassischerweise werden für die Berechnung der maximal zulässigen Strombelastbarkeit $PATL_{Thermisch}$ Worst-Case Witterungsbedingungen, die sogenannte Hochsommerwetterlage, angenommen. Für die Hochsommerwetterlage wird dabei eine Temperatur von $T = 35\text{ }^{\circ}\text{C}$, eine Windgeschwindigkeit von $v = 0,6\text{ m/s}$ und eine Globalstrahlung von $Q = 900\text{ W/m}^2$ festgelegt [38, 39]. Für den Übertragungsnetzbetrieb und die Angabe der Betriebsmittelbelastbarkeiten in Datenblättern werden bisher überwiegend basierend auf dieser Annahme aus der maximal zulässigen Leitertemperatur starre Obergrenzen für $PATL_{Thermisch}$ von Freileitungen berechnet. Die konservativ angenommene Hochsommerwetterlage liegt im Realbetrieb jedoch selten vor. Stattdessen führen stärkere Winde und niedrigere Temperaturen in der Regel zu einer höheren Kühlung des Leiters und folglich zu einem erhöhten $PATL_{Thermisch}$ der Freileitungen. Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb ermöglicht die Berücksichtigung dieses Effekts. Durch eine Messung der tatsächlich vorherrschenden Witterungsbedingungen wird die Berechnung des real vorliegenden, witterungsabhängigen $PATL_{Thermisch}$ erreicht. Folglich ist eine Erhöhung des $PATL_{Thermisch}$ der Freileitungen, ohne die Grenze der maximalen Leitertemperatur zu verletzen, durch den Einsatz des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs in der Regel möglich. Je nach zusätzlicher Einschränkung des $PATL$ können die durch den witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb errechneten $PATL_{Thermisch}$ das $PATL$ (vgl. Kapitel 2.1) erhöhen und ändern somit direkt die Grenzwerte, die im Rahmen des Engpassmanagements (vgl. Kapitel 3.1) eingehalten werden müssen.

3.2.1 Funktionsweise

Bei der Berechnung der maximalen Strombelastbarkeit $PATL_{Thermisch}$ aus der maximalen Leitertemperatur sind mehrere physikalische Effekte zu berücksichtigen. Neben den ohmschen Wärmeverlusten, die sich auf die elektrische Stromstärke zurückführen lassen, sind auch die Sonneneinstrahlung, die Wärmeabstrahlung der Leitung sowie die Konvektionskühlung durch Wind relevant. Für eine adäquate Bestimmung der maximalen Strombelastbarkeit muss daher zunächst die stationäre Wärmebilanzgleichung (vgl. Kapitel 2.1.1) für Freileitungsseile

aufgestellt werden. Im thermischen Gleichgewicht gilt, dass die Temperatur konstant ist und die Kühlleistung der Heizleistung entspricht. Die detaillierte stationäre Wärmebilanzgleichung der Freileitung ist im Folgenden für die konstante maximale, dauerhafte Temperatur $T_{c,max}$ des Leiterseils in Formel (3-1) aufgestellt [3, 40].

$$q'_c + q'_r = q'_j + q'_s = PATL_{Thermisch}^2 \cdot R'(T_{c,max}) + q'_s \quad (3-1)$$

Hierbei ist q'_c die Konvektionskühlleistung und q'_r die radiale Wärmeabstrahlung der Freileitung, welche die Terme der Kühlleistung darstellen. Die Heizleistung drückt sich durch q'_j , der ohmschen Wärmeverlustleistung, und q'_s , der Sonneneinstrahlung, aus. Die ohmsche Wärmeverlustleistung q'_j wird rechts durch den Term $PATL_{Thermisch}^2 \cdot R'(T_{c,max})$ ersetzt. Hierbei ist $R'(T_{c,max})$ der ohmsche Widerstand der Leitung bei Belastung mit der maximalen Temperatur $T_{c,max}$. Durch Umstellung der Gleichung (3-2) nach $PATL_{Thermisch}$ ergibt sich die maximale Strombelastbarkeit einer Freileitung [3, 40].

$$PATL_{Thermisch} = \sqrt{\frac{q'_c + q'_r - q'_s}{R'(T_{c,max})}} \quad (3-2)$$

Die maximale Strombelastbarkeit I_{th} steigt mit höherer Konvektionskühlung (q'_c) sowie mit niedrigerer Sonneneinstrahlung (q'_s). Die Höhe der Konvektionskühlung steigt wiederum mit steigender Windgeschwindigkeit und sinkender Außentemperatur. Diese Überlegung stellt den Ansatz für einen witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb dar. Durch konstante Überwachung und Messung dieser Größen kann das $PATL_{Thermisch}$ der Leitung in Echtzeit angepasst werden [3, 40]. Hierbei ist der niedrigste $PATL_{Thermisch}$ eines Freileitungsabschnitts begrenzend für die gesamte Freileitung.

Zur konkreten Umsetzung eines witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs werden in der operativen Betriebsplanung Wetterprognosen verwendet, um das $PATL_{Thermisch}$ der Betriebsmittel in den jeweiligen Tagesstunden abzuschätzen. Eine Abweichung der realen Wettersituation von der Prognose stellt ein erhebliches Risiko im Netzbetrieb dar. Die Prognosen müssen daher auf Worst-Case-Annahmen basieren und kontinuierlich überprüft werden. Abweichungen von der Prognose müssen in Echtzeit überwacht werden. Dies wird in der Betriebsführung durch entsprechende Überwachung der Leitertemperatur umgesetzt. Hierbei reicht es nicht aus, die Freileitung an einer repräsentativen Stelle zu überwachen. Stattdessen müssen die unterschiedlichen Freileitungsabschnitte separat überwacht werden. In der Praxis existieren mehrere Verfahren, mit denen die Leiterseiltemperatur der Freileitungsabschnitte direkt oder indirekt gemessen und ein witterungsabhängiger

Freileitungsbetrieb umgesetzt werden kann. Direkte Methoden beruhen bspw. auf der Messung von Durchhang oder Temperatur des Leiterseils. Hierbei werden beispielsweise Temperatursensoren direkt am Leiterseil oder Zugkraftsensoren an den Abspannpunkten der Leiterseile angebracht. Durch die Messung kann die verbleibende Differenz zwischen aktueller und maximaler Temperatur berechnet werden. Die direkte Temperaturmessung ist jedoch nicht hinreichend genau für eine Abschätzung von $PATL_{Thermisch}$, da die Temperatur entlang des Leiterseils innerhalb eines Leitungsabschnittes schwankt [41]. Um eine angemessene Überwachung sicherzustellen sind zusätzliche Daten über Wetterbedingungen wie Einstrahlung, Umgebungstemperatur und Windgeschwindigkeit erforderlich. Direkte Methoden zur Messung der Temperatur müssen für einen witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb daher immer durch indirekte Methoden ergänzt werden. Bei indirekten Methoden werden Echtzeit-Wetterdaten von installierten Wetterstationen verwendet, um die aktuelle Temperatur und schließlich das wetterabhängige $PATL_{Thermisch}$ der beobachteten Freileitungsabschnitte abzuschätzen. Zudem ist es möglich, Wetterprognosen für das Engpassmanagement zu erstellen. Die installierten Wetterstationen können dabei direkt auf Leiterseilhöhe angebracht werden, um Diskrepanzen bei der Messung von Windgeschwindigkeiten in unterschiedlichen Höhen zu vermeiden. Insgesamt sind die simultane Verwendung von direkten und indirekten Messmethoden sowie die alleinige Verwendung von indirekten Messmethoden denkbare Konzepte für die Umsetzung von WAFB [42].

Der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb wird bereits heute vermehrt eingesetzt. Es existieren verschiedene Normen zur Umsetzung der indirekten und direkten Methoden und der Berechnung der Leitertemperatur und $PATL_{Thermisch}$ [38, 43–45]. Die vier deutschen ÜNB nutzen bereits teilweise den witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb und implementieren diesen derzeit an zusätzlichen Übertragungsstrecken in verschiedenen Projekten. Hierbei wird hauptsächlich die indirekte Methode der Erfassung von Wetterdaten herangezogen, um das aktuelle $PATL_{Thermisch}$ von Freileitungen witterungsabhängig zu bestimmen. Die hierfür notwendigen Wetterstationen werden beispielsweise an Messmasten innerhalb der Umspannanlagen oder an Strommasten angebracht [10, 46].

3.2.2 Potenzial zur Höherauslastung durch WAFB

Ein Potenzial zur Höherauslastung durch die Anwendung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs ergibt sich insbesondere in der Korrelation der Windkrafteinspeisung mit hoher durch den Wind hervorgerufenen Konvektionskühlung der Leiterseile. An windreichen Tagen steigt sowohl die Einspeisung aus Windkraftanlagen als auch das Potenzial des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs aufgrund verstärkter Konvektionskühlung. Abbildung 3-2 verdeutlicht diesen Zusammenhang. Hierbei wird die Abhängigkeit des

$PATL_{Thermisch}$ von den Parametern Windgeschwindigkeit und Temperatur in Relation zum $PATL_{Thermisch}$ der Hochsommerwetterlage dargestellt.

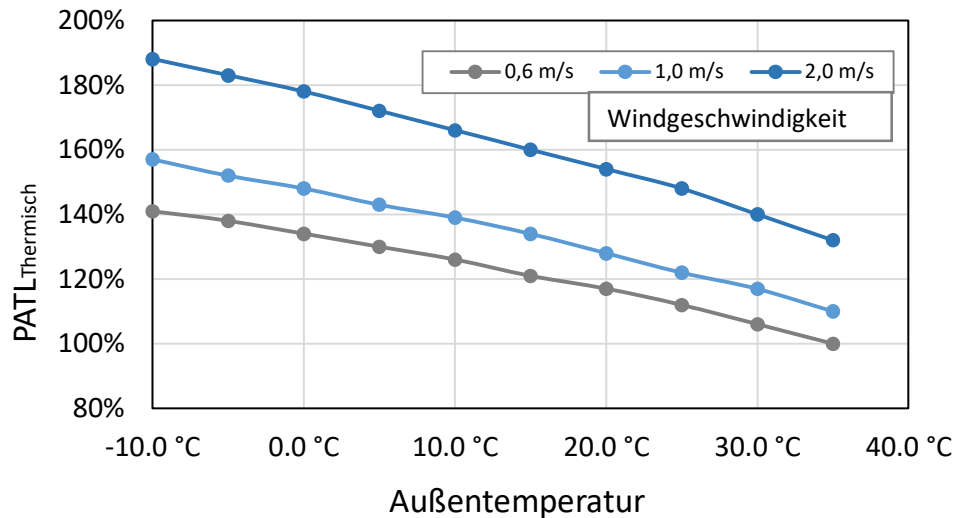


Abbildung 3-2: $PATL_{Thermisch}$, relativ zur Hochsommerwetterlage, in Abhängigkeit von Außentemperatur und Windstärke bei einer Einstrahlung von 900 W/m^2 (eigene Darstellung) [46]

Die Umsetzung eines WAFB ist mit hohem Aufwand verbunden. Im Betrieb muss sichergestellt sein, dass die prognostizierten Wetterdaten eine hohe Güte aufweisen und in der operativen Betriebsführung überprüft werden. Auf dem gesamten Verlauf der Leitung ist dabei die höchste auftretende Leitertemperatur limitierend für die mögliche Höherauslastung. Beispielsweise aufgrund von Windverschattung kann es auf einzelnen Abschnitten des Leiterseils zur erhöhten Leitertemperaturen kommen. Die zur Kontrolle der Prognose gemessenen Größen bzw. die verwendeten Echtzeit-Wetterdaten müssen also den zur höchsten Leitertemperatur führenden Fall darstellen. Dies kann in der Notwendigkeit einer Messung an mehreren Leitungsabschnitten entlang der Freileitung resultieren [47].

3.2.3 Erforderliche Voraussetzungen zur Nutzung von WAFB

Die Voraussetzungen zur Nutzung von WAFB sind in der Anwendungsregel „Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb“ des VDE|FNN festgehalten [38]. Sie umfassen im Wesentlichen die notwendigen Überprüfungen der primärtechnischen Komponenten, beispielsweise Leistungsschaltern, Transformatoren oder Stromwandlern, hinsichtlich der Strombelastbarkeit sowie die Überprüfung von Immissionen und der Beeinflussung benachbarter Infrastrukturen. Im Folgenden werden einige der Voraussetzungen näher ausgeführt.

In der Planungsphase einer WAFB-Maßnahme muss für die bei Höherauslastung auftretenden Stromstärken sichergestellt werden, dass relevante Grenzwerte für die elektrische und insbesondere die magnetische Feldstärke am Boden gemäß Bundesimmissionsschutzgesetz bzw. der 26. Verordnung zur Durchführung des Bundesimmissionsschutzgesetzes eingehalten werden (vgl. Abschnitt 7.1). Auch die Einkopplung von Strömen und Spannungen in parallel verlaufende Gasleitungen, Stromleitungen des Verteilungsnetzes und weiteren Infrastrukturen ist neu zu bewerten [47–49]. Hierbei sind grundsätzlich die entsprechende Norm DIN EN 50443 „Auswirkungen elektromagnetischer Beeinflussungen von Hochspannungswechselstrombahnen und/oder Hochspannungsanlagen auf Rohrleitungen“ sowie die technischen Empfehlungen der Schiedsstelle für Beeinflussungsfragen zu beachten [50, 51].

Zusätzlich muss der gesamte Stromkreis hinsichtlich der höheren Strombelastungen evaluiert werden. Insbesondere muss festgestellt werden, ob Transformatoren, Messwandler und andere Betriebsmittel des Stromkreises für die höheren Stromstärken geeignet sind oder ertüchtigt werden müssen [38, 47]. Für den Betrieb müssen darüber hinaus auch systemische Aspekte, beispielsweise die Spannungshaltung, berücksichtigt werden. Gegebenenfalls sind zusätzliche Neubauten von Blindleistungskompensationsanlagen erforderlich, welche ebenfalls einen Planungs- und Genehmigungsprozess durchlaufen müssen.

Für jeden Stromkreis, der mit WAFB betrieben werden soll, muss eine Genehmigung der zuständigen Behörden eingeholt werden [10]. Gegebenenfalls ist ein Planfeststellungsverfahren nach § 43 EnWG erforderlich. In diesem Zusammenhang ist das Gesetz zur Änderung des Energiesicherungsgesetzes und anderer energiewirtschaftlicher Vorschriften vom 08.10.2022 (BGBl. 37 vom 12.10.2022) bedeutsam, mit welchem dem EnWG der § 49a hinzugefügt wurde [52]. Die Gesetzesänderung regelt unter anderem die Anzeige- und Informationspflichten der Übertragungsnetzbetreiber über Änderungen des Betriebskonzepts des Übertragungsnetzes und legt die Zusammenarbeit von Übertragungsnetzbetreiber und Betreiber einer potentiell elektromagnetisch beeinflussten Infrastruktur bei der Ermittlung einer wirtschaftlichen Lösung bezüglich notwendiger Schutzmaßnahmen dar. Ziel der Gesetzesänderung ist die Beschleunigung des Einigungsprozesses zwischen den Parteien und somit eine Beschleunigung der Umsetzung von Betriebsführungskonzepten wie dem WAFB [53].

Das in Abbildung 3-2 dargestellte Potential ist insgesamt als rein theoretisches Potential zu interpretieren, welches allein auf den beschriebenen physikalischen Zusammenhängen der Wärmebilanzgleichung aufbaut. Es entspricht nicht zwangsweise einem wirtschaftlich oder regulatorisch realisierbaren Potential.

3.3 Wirkleistungsflusssteuerung

Im Elektrizitätsversorgungssystem kommt es über den vorhandenen Leitungen zu einem Wirkleistungsfluss ausgehend von den Energiequellen hin zu den vorhandenen Energiesenken. In einem vermaschten Wechselstromnetz ergeben sich dabei in der Regel mehrere mögliche Übertragungsstrecken, um die erzeugte Energie zu den Lastzentren zu transportieren. Die Länge und Impedanzverhältnisse der vermaschten Leitungen bestimmen den Wirkleistungsfluss über diese. Je länger die Leitungen und je höher der Widerstand der Leitungen einer Übertragungsstrecke, desto geringer ist der Wirkleistungsfluss über diese Übertragungsstrecke.

Durch den Einsatz von leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln kann der Wirkleistungsfluss über einzelnen Leitungen im Wechselstromnetz gezielt beeinflusst werden. Zusätzlich kann der Wirkleistungsfluss über eventuell vorhandene Gleichstromverbindungen über die angeschlossenen Netzumrichter vorgegeben werden. Mit Hilfe der Wirkleistungsflusssteuerung lassen sich ungleiche Belastungen vergleichmäßigen. Die Verschiebung des Wirkleistungsflusses von hoch belasteten Leitungen auf gering belastete Leitungen kann die in der Netzbetriebsplanung identifizierten Netzengpässe beheben oder reduzieren und so zu einer gleichmäßigeren Ausnutzung der Übertragungskapazität und einer insgesamt höheren Auslastung des gesamten Netzes führen. Die Wirkleistungsflusssteuerung ist als netzbedingte Netzsicherheitsmaßnahmen klassifiziert und steht mit ihrer Wirkung dem Engpassmanagement (vgl. Kapitel 3.1) zur Verfügung.

Im Folgenden wird zunächst auf die Funktionsweise der Wirkleistungsflusssteuerung eingegangen, um anschließend das Potenzial zur Höherauslastung detailliert zu erläutern.

3.3.1 Funktionsweise der Wirkleistungsflusssteuerung

Die physikalische Funktionsweise der Wirkleistungsflusssteuerung im Hoch- und Höchstspannungsnetz lässt sich über das Übertragungsverhalten einer Leitung nachvollziehen. Dieses lässt sich anhand des vereinfachten Ersatzschaltbildes einer Leitung ableiten. Aufgrund ihres geringen Einflusses auf das Übertragungsverhalten werden dabei der serielle, die Verluste bestimmende Widerstand R , sowie die Querwiderstände vernachlässigt. Für die Bestimmung des Übertragungsverhaltens wird die Leitung also lediglich über ihre serielle Reaktanz X_l abgebildet. Die Spannungsphasenwinkeldifferenz δ beschreibt die Differenz zwischen dem

Spannungsphasenwinkel θ_1 von Knoten 1 und dem Spannungsphasenwinkel θ_2 von Knoten 2. In Abbildung 3-3 ist das vereinfachte Ersatzschaltbild einer Leitung dargestellt.

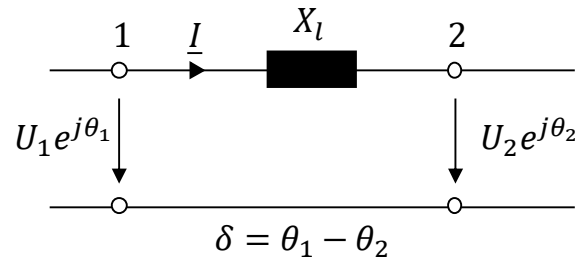


Abbildung 3-3: Vereinfachtes Ersatzschaltbild einer Leitung des Hoch- oder Höchstspannungsnetzes

Der über die Leitung fließende komplexe Strom \underline{I} berechnet sich über das Ohm'sche Gesetz entsprechend Formel (3-3).

$$\underline{I} = \frac{U_1 - U_2}{jX_l} \quad (3-3)$$

Zur Berechnung des Wirkleistungsflusses wird zunächst mit Hilfe des komplexen Stromes \underline{I} der Scheinleistungsfluss an Knoten 1 entsprechend Formel (3-4) bestimmt:

$$\underline{S}_1 = \underline{U}_1 \cdot \underline{I}^* \quad (3-4)$$

Aus dem Scheinleistungsfluss lässt sich anschließend entsprechend Formel (3-5) der Wirkleistungsfluss P_1 , der sich ausgehend von Knoten 1 über die Leitung zu Knoten 2 einstellt, bestimmen.

$$P_1 = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_l} \cdot \sin(\delta) \quad (3-5)$$

Es ist zu erkennen, dass der Wirkleistungsfluss über einer Leitung von den Spannungsbeträgen U_1 und U_2 am Anfangs- und am Endknoten der Leitung, von der seriellen Reaktanz der Leitung X_l sowie von der Knotenspannungsphasenwinkeldifferenz δ der Spannungen am Anfangs- und am Endknoten der Leitung abhängt. Eine Änderung einer dieser drei Parameter führt zu einem veränderten Wirkleistungsfluss über die Leitung. Dabei ist zu beachten, dass sich der gesamte Wirkleistungsfluss bei gegebener Einspeise- und Lastsituation nicht verändert. Wird also der Wirkleistungsfluss auf einer Leitung verändert, so folgt daraus automatisch eine Veränderung des Wirkleistungsflusses über weitere mögliche Übertragungsstrecken. Eine Beeinflussung des Wirkleistungsflusses ist also nicht nur durch Verschaltung eines

Betriebsmittels in die jeweilige Übertragungsstrecke möglich, sondern kann auch durch Beeinflussung des Wirkleistungsflusses auf alternativen Übertragungswegen stattfinden [54].

3.3.1.1 Variation der Spannungsbeträge der Anfangs- und Endknotenspannung

Eine Anpassung der Spannungsbeträge der Eingangs- und Ausgangsspannungen eignet sich physikalisch gesehen zur Änderung des Wirkleistungsflusses. Zu beachten ist hierbei jedoch, dass Verteilnetzbetreiber und ÜNB ein enges Spannungsband als betriebliche Grenze vorgeben. Zusätzlich hat eine Veränderung der Spannungsbeträge einen erheblichen Einfluss auf die Blindleistungsflüsse im elektrischen Netz und sowohl Verteilnetzbetreiber, als auch ÜNB optimieren die Spannungsbeträge im Rahmen einer Spannungsblindleistungsoptimierung mit dem Ziel die Übertragungsverluste zu minimieren. Aufgrund des sich daraus ergebenden geringen Potenzials zur Steuerung des Leistungsflusses werden leistungsflusssteuernde Betriebsmittel in der Regel nicht zur gezielten Beeinflussung der Spannungsbeträge eingesetzt [54].

3.3.1.2 Variation der seriellen Leitungsreaktanz

Durch das zusätzliche Einbringen einer seriellen Reaktanz entsteht eine Reihenschaltung aus der zusätzlichen seriellen Reaktanz und der seriellen Leitungsreaktanz. Dadurch wird das Übertragungsverhalten der Leitung verändert. Die maximal über die Leitung übertragbare Wirkleistung steigt oder sinkt je nachdem ob eine kapazitive oder induktive Reaktanz eingebracht wird. Dazu ist in Abbildung 3-4 das um die serielle Reaktanz erweiterte Ersatzschaltbild einer Leitung aus Abbildung 3-3 dargestellt.

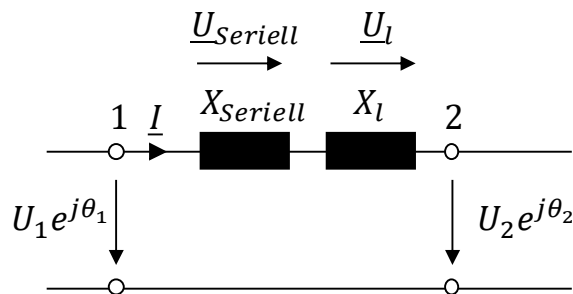


Abbildung 3-4: Ersatzschaltbild einer Leitung mit Kompensation durch serielle Reaktanz

Freileitungen in der Hoch- und Höchstspannungsebene verhalten sich hauptsächlich induktiv. Wird also in Serie zu einer Freileitung eine serielle induktive Reaktanz eingebracht ($X_{Seriell} > 0$), so verringert sich der Wirkleistungsfluss über diese Leitung. Wird in Serie zu einer Freileitung eine serielle kapazitive Reaktanz eingebracht ($X_{Seriell} < 0$), so steigt der Wirkleistungsfluss über diese Leitung. Entsprechend Formel (3-6) sinkt also der Wirkleistungsfluss, wenn die Reaktanz betragsmäßig vergrößert wird und steigt, wenn die Reaktanz betragsmäßig verringert wird.

$$P_1 = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_l + X_{\text{seriell}}} \cdot \sin(\delta) \quad (3-6)$$

Die tatsächliche Kompensationswirkung der seriellen Reaktanz findet dabei über den Spannungsabfall über der Reaktanz statt. Der Spannungsabfall über die serielle Reaktanz ergibt sich nach Formel (3-7) aus dem Produkt der Reaktanz und dem Leitungsstrom.

$$\underline{U}_{\text{Kompensation}} = \underline{U}_{\text{seriell}} = j \cdot \underline{I} \cdot X_{\text{seriell}} \quad (3-7)$$

Die Höhe der Kompensation der eingebrachten seriellen Reaktanz ist daher von dem auf der Leitung fließendem Leitungsstrom abhängig. Bei gleicher eingebrachter serieller Reaktanz steigt also die Kompensationswirkung mit steigendem Stromfluss.

Da die Kompensationswirkung der seriellen Reaktanz über den über ihr erzeugten Spannungsabfall hervorgerufen wird, lässt sich die Kompensationswirkung auch über das direkte Einbringen eines analogen Spannungsabfalls erzeugen. Wird als Impedanz eine reine Reaktanz eingebracht, so ist der Spannungsabfall dem Leitungsstrom um 90 Grad phasenverschoben. Der Vorteil eines eingepprägten Spannungsabfalls im Vergleich zum Einbringen einer seriellen Reaktanz liegt darin, dass die Kompensationswirkung des eingepprägten Spannungsabfalls unabhängig vom Strom eingestellt werden kann. So ist auch bei einem geringen Stromfluss eine hohe Kompensationswirkung möglich [54].

Wird die serielle Reaktanz zur Reduktion der Leitungsimpedanz eingesetzt, so kann zudem die Spannungsstabilität erhöht werden. Je höher die Spannungsstabilität ist, desto geringer ist die Veränderung des Spannungsbetrages am Ende der Leitung, die durch die Übertragung von Wirkleistung hervorgerufen wird. Am Beispiel der Freileitung, deren Reaktanz sich induktiv verhält, würde die Kompensation durch eine serielle kapazitive Reaktanz die Spannungsstabilität erhöhen [54].

Neben der Spannungsstabilität kann durch das Einbringen einer seriellen Reaktanz auch die transiente Stabilität erhöht werden. Analog zur Erhöhung der Spannungsstabilität erfolgt dies am Beispiel einer Freileitung durch eine serielle kapazitive Reaktanz, also eine Verringerung der gesamten effektiven Reaktanz einer Freileitung. Die Reduktion der gesamten effektiven Reaktanz erhöht die übertragbare Wirkleistung über eine Leitung und limitiert so Schwingungen des Spannungsphasenwinkels nach Widerzuschalten einer fehlerhaften Leitung. Wird die serielle Reaktanz durch eine schnelle Regelung auf Basis von auftretenden Leistungsschwankungen angepasst, so ist eine Dämpfung dieser Leistungsschwankungen möglich [54].

Bei der Wirkleistungsflusssteuerung durch das Einbringen einer seriellen Reaktanz ist zu beachten, dass es zu einer subsynchronen Resonanz kommen kann. Wird eine Freileitung kapazitiv kompensiert, so formt diese einen Resonanzkreis mit der Leitungsreaktanz und den induktiven Reaktanzen angeschlossener Transformatoren und Generatoren. Wird die serielle kapazitive Reaktanz zu groß, so kann es in den Generatoren zu unerwünschten Schwingungen des mechanischen Drehmoments und schließlich zu der Zerstörung von Generatoren kommen. Wird eine serielle Reaktanz zur Wirkleistungsflusssteuerung eingesetzt muss diese subsynchrone Resonanz entsprechend im möglichen Stellbereich berücksichtigt oder geeignete Gegenmaßnahmen getroffen werden [54].

3.3.1.3 Variation der Phasenwinkeldifferenz der Eingangs- und Ausgangsspannung

Durch das Einprägen einer Phasenverschiebung α mittels einer phasenverschiebenden Spannung kann die Phasenwinkeldifferenz zwischen der Eingangs- und Ausgangsspannung verändert werden. Entsprechend Formel (3-8) ändert sich dadurch der Wirkleistungsfluss über der Leitung.

$$P_1 = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_l} \cdot \sin(\delta - \alpha) \quad (3-8)$$

Die Anpassung der Phasenwinkeldifferenz erhöht dabei nicht die natürliche Leistung der Leitung, sondern verschiebt den Wirkleistungsfluss entlang einer sinusförmigen Kurve in Richtung höherem oder geringerem Wirkleistungsfluss.

Im Vergleich zur Wirkleistungsflusssteuerung über eine Variation der seriellen Reaktanz findet keine inhärente Verbesserung der Spannungsstabilität statt. Durch eine schnelle Anpassung des Phasenwinkels ist analog zur Wirkleistungsflusssteuerung über eine serielle Reaktanz eine Verbesserung der transienten Stabilität und eine Dämpfung von Leistungsschwankungen möglich. Eine Verschlechterung des subsynchronen Resonanzverhaltens tritt bei der Wirkleistungsflusssteuerung durch die Variation des Phasenwinkels nicht auf, sofern die Variation des Phasenwinkels nicht mit einer gleichzeitigen Variation der Reaktanz der Leitung einhergeht [54].

3.3.1.4 Wirkleistungsflusssteuerung über Gleichstromleitungen

Werden zwei Punkte des Wechselstromnetzes über Umrichter mit einem Gleichstromnetz gekoppelt, so ist durch die Regelung der Umrichter der Wirkleistungsfluss zwischen den beiden Punkten des Wechselstromnetzes steuerbar. Die Wirkleistungsflusssteuerung über die Umrichter ist dabei durch die Dimensionierung der Umrichter begrenzt [55].

3.3.2 Potenzial zur Höherauslastung durch Wirkleistungsflusssteuerung

Das Potenzial zur Höherauslastung durch Wirkleistungsflusssteuerung ist physikalisch abhängig von der betrachteten Netzstruktur und den Netzimpedanzen sowie von systemischen Netzsicherheitsbeschränkungen wie dem (n-1)-Kriterium. Eine quantitative Berechnung des Potentials erfordert in der Regel rechenintensive Netzsimulationen, welche für jede Maßnahme zur Umsetzung von Wirkleistungsflusssteuerung einzeln durchgeführt werden müssen. Daher wird in diesem Kapitel lediglich der Wirkmechanismus des Potentials dargelegt und ein Beispiel für ein theoretisches Potential besprochen.

Das Potential ergibt sich durch die Möglichkeit, ungleiche Leitungsauslastungen zu vergleichmäßigen. Bei ungleichen Belastungen im Wechselstromnetz limitieren wenige hoch ausgelastete Leitungen in der Regel die Übertragungskapazität, während alternative Übertragungsstrecken unterhalb ihrer maximalen Auslastungsgrenze betrieben werden. Dies ist exemplarisch an einem Aufbau aus zwei Doppelleitungen entsprechend Abbildung 3-5 dargestellt.

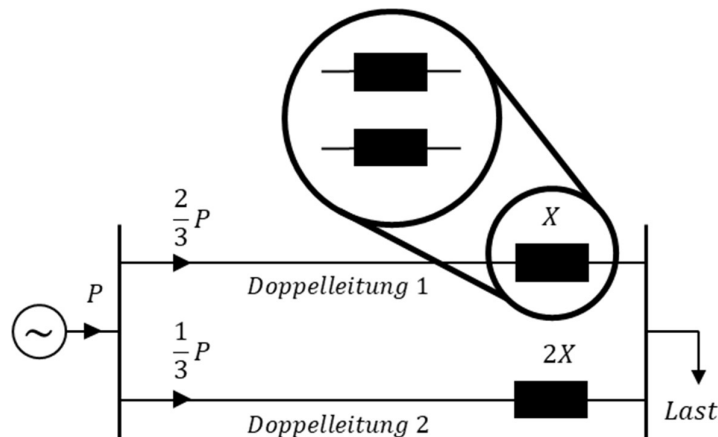


Abbildung 3-5: Exemplarischer Wirkleistungsfluss

Die dargestellten Leitungen stehen jeweils für eine Doppelleitung. Die dargestellten Reaktanzen sind die zusammengefassten Reaktanzen der Doppelleitung. Doppelleitung 1 hat in diesem Beispiel eine Reaktanz X , während Doppelleitung 2 die doppelte Reaktanz $2X$ besitzt. Die Leitungen übertragen initial die Wirkleistung P ausgehend von der Energiequelle zur Last. Dadurch stellt sich auf Doppelleitung 1 ein Leistungsfluss von $\frac{2}{3}P$ und auf Leitung 2 ein Leistungsfluss von $\frac{1}{3}P$ ein. Es wird nun für jede der einzelnen Leitungen eine Belastungsgrenze von $\frac{2}{5}P$ angenommen. Diese Belastungsgrenze ist identisch mit dem $PATL$ (vgl. Kapitel 2.1) der Leitungen. Dies bedeutet eine Belastungsgrenze von $\frac{4}{5}P$ je Doppelleitung im Normalbetrieb. In

der Betriebssicherheitsanalyse würden nun Ausfallsimulationen vorgenommen werden, um zu identifizieren, ob der Ausfall einer einzelnen Leitung zu unzulässig hohen Beanspruchungen der parallelen Leitungen führt. Bei einem Ausfall einer Leitung der Doppelleitung 2 würde sich die Reaktanz der Doppelleitung 2 auf $4X$ verdoppeln. Die neue Lastaufteilung zwischen den Doppelleitungen würde sich so einstellen, dass Doppelleitung 1 einen Leistungsfluss von $\frac{4}{5}P$ trägt, während Doppelleitung 2 einen Leistungsfluss von $\frac{1}{5}P$ trägt. Somit wäre in dieser Ausfallvariante die Doppelleitung 1 an der Belastungsgrenze angelangt. Die (n-1)-Sicherheit wird knapp eingehalten. Eine höhere Auslastung ist nicht möglich, da die (n-1)-Sicherheit dann nicht mehr gewährleistet ist.

Durch den Einsatz von Wirkleistungsflusssteuerung kann der Wirkleistungsfluss auf Leitung 1 reduziert und der Wirkleistungsfluss auf Leitung 2 erhöht werden. Dadurch wird im Normalbetrieb eine gleichmäßige Aufteilung der Wirkleistungsflüsse auf beiden Doppelleitungen ermöglicht. Bei Simulation der soeben behandelten Ausfallvariante (Ausfall in Doppelleitung 2) würde sich der Leistungsfluss des (n-1)-Falls nun zu $\frac{1}{3}P$ auf Doppelleitung 2 und zu $\frac{2}{3}P$ auf Doppelleitung 1 ausbilden. Mithin würde jede einzelne noch im Betrieb befindliche Leitung $\frac{1}{3}P$ tragen bei einer maximalen Auslastung von $\frac{2}{5}P$. Die (n-1)-Sicherheit wird daher unter Berücksichtigung aller drei verbliebenden Leitungen mit einer Marge von $3 \cdot \left(\frac{2}{5}P - \frac{1}{3}P\right) = \frac{1}{5}P$ eingehalten. Diese Marge kann für einen zusätzlichen Wirkleistungsfluss im Normalbetrieb ausgenutzt werden. Die mögliche übertragbare Wirkleistung wird somit von P auf $\frac{6}{5}P$ erhöht. Die Belastung der beiden Leitungen nach Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung und dem Einsatz von Wirkleistungsflusssteuerung ist in Abbildung 3-6 zu sehen.

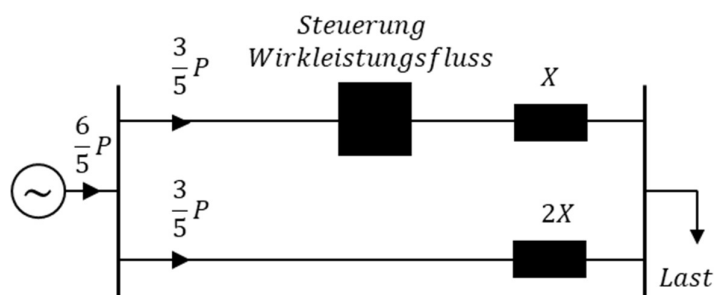


Abbildung 3-6: Exemplarischer Wirkleistungsfluss nach Wirkleistungsflusssteuerung

Limitierend für die Erhöhung der Übertragungskapazität und Höherauslastung durch Wirkleistungsflusssteuerung ist daher das zulässige *PATL* sowie die verbleibende freie Übertragungskapazität, die auf alternativen Übertragungstrecken zur Verfügung steht. Da leistungsflusssteuernde Betriebsmittel den Wirkleistungsfluss durch die Beeinflussung der

elektrischen Systemgrößen des Netzes anpassen, ist eine Kenntnis des Systemzustands wichtig. Insbesondere, um den Wirkleistungsfluss auch unter Berücksichtigung von möglichen Ausfallsituationen zur Bewertung der (n-1)-Sicherheit sinnvoll anzupassen, ist eine Einbindung von wirkleistungsflusssteuernden Betriebsmittel in die Prozesse der Engpassbehebung zielführend. Im Einzelfall muss die Wirtschaftlichkeit jedoch vor dem Hintergrund der Kosten für den bautechnischen Aufwand in den vorhandenen Umspannstationen bewertet werden.

3.4 Kurative Netzführung

Die kurative Netzführung, auch reaktive Netzführung genannt, ist ein neuartiges Betriebsführungskonzept, das eine Erweiterung des präventiven Engpassmanagements (vgl. Kapitel 3.1) darstellt. Bei der Erweiterung des präventiven Engpassmanagements durch die kurative Netzführung werden einzelne Netzsicherheitsmaßnahmen erst unmittelbar nach Auftritt einer Ausfallsituation eingesetzt. Dies wird möglich durch die temporäre Höherauslastbarkeit, d.h. die Angabe einer oder mehrerer $TATL$ (vgl. Kapitel 2.1). Durch den schnellen Eingriff von kurativen Netzsicherheitsmaßnahmen nach Auftritt der Ausfallsituation werden die Strombelastungen der Betriebsmittel anschließend wieder auf einen Wert gleich oder unterhalb der dauerhaft zulässigen Strombelastbarkeiten $PATL$ zurückgeführt. In Abgrenzung zum witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb, welcher die dauerhaft zulässigen Strombelastbarkeiten $PATL_{Thermisch}$ entsprechend der Witterungsverhältnisse anpasst, werden hier demnach temporäre Strombelastbarkeiten $TATL$ in einer Ausfallsituation ausgenutzt, um Betriebsmittel im Normalbetrieb höher auslasten zu können. Bei der Bestimmung der durch die Betriebsmittel vorgegebenen temporär möglichen Strombelastbarkeiten $TATL_{Thermisch}$ kann analog zur Bestimmung der dauerhaft zulässigen Strombelastbarkeiten $PATL_{Thermisch}$ eine Witterungsabhängigkeit berücksichtigt werden.

Im Folgenden wird das Funktionsprinzip der kurativen Netzführung und die Erweiterungen im Vergleich zum präventiven Engpassmanagement aufgezeigt. Abschließend wird das Potenzial zur Höherauslastung durch kurative Netzführung diskutiert.

3.4.1 Funktionsweise der kurativen Netzführung

Die beim präventiven Engpassmanagement vorgehaltene Sicherheitsmarge kann bei kurativer Netzführung verringert werden. Dadurch steigt die mögliche Strombelastbarkeit im ungestörten Normalbetrieb. Der zeitliche Ablauf der Strombelastungen bei Auftreten einer Ausfallsituation mit anschließender Durchführung einer kurativen Netzsicherheitsmaßnahmen ist in Abbildung 3-7 dargestellt.

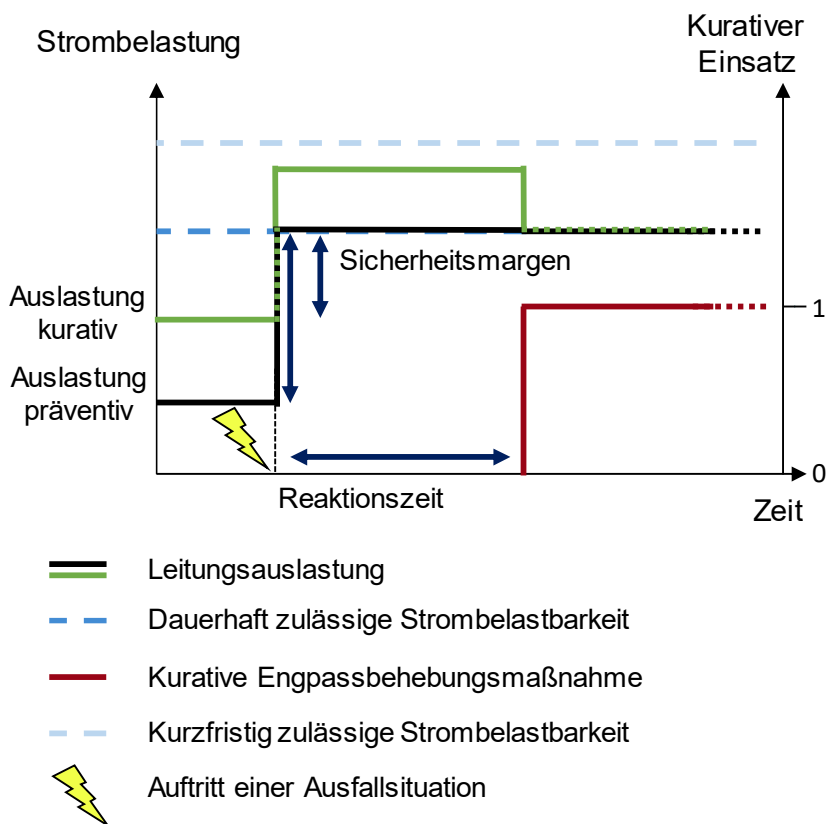


Abbildung 3-7: Strombelastungen vor und nach Auftritt einer Ausfallsituationen im präventiven Engpassmanagement und bei kurativer Netzführung

Wird eine kurative Netzsicherheitsmaßnahme zur Entlastung des Betriebsmittels vorgehalten, so wird das Betriebsmittel in der Ausfallsituation kurzzeitig oberhalb der dauerhaft zulässigen Strombelastbarkeit $PATL$ betrieben. Die kurative Netzsicherheitsmaßnahme greift anschließend innerhalb ihrer Reaktionszeit ein und reduziert die Strombelastung, sodass diese anschließend unterhalb der dauerhaft zulässigen Strombelastbarkeit $PATL$ liegt. In der Ausfallsituation darf die kurzfristig zulässige Strombelastbarkeit $TATL$ (hellblaue Linie) nicht überschritten werden. Um die Einhaltung der kurzfristig zulässigen Strombelastbarkeiten $TATL$ zu gewährleisten, werden präventive Netzsicherheitsmaßnahmen eingesetzt. Zudem werden weiterhin präventive Netzsicherheitsmaßnahmen eingesetzt, um die Einhaltung der dauerhaft zulässigen Strombelastbarkeit im ungestörten Netzbetrieb zu gewährleisten [56]. Begrenzend für den $TATL$ sind thermische Erwärmungseffekte der Betriebsmittel ($TATL_{Thermisch}$) sowie die Spannungsstabilität (vgl. Kapitel 2.3).

3.4.2 Potenzial zur Höherauslastung durch kurative Netzführung

Durch die kurzfristig zulässige Höherauslastbarkeit der Betriebsmittel kann die präventiv vorgehaltene Sicherheitsmarge reduziert werden, sodass im ungestörten Normalbetrieb eine höhere Übertragungskapazität zur Verfügung steht. Die Strombelastungen der Betriebsmittel können im ungestörten Betrieb dadurch näher an dem möglichen $PATL$ liegen.

Das Potenzial zur Höherauslastung durch die kurative Netzführung ergibt sich aus den möglichen kurzfristigen Strombelastbarkeiten $TATL_{Thermisch}$ der einzelnen Betriebsmittel. Neben der thermischen Trägheit der Betriebsmittel haben zudem die Reaktionszeiten der kurativen Netzsicherheitsmaßnahmen einen maßgeblichen Einfluss auf das Potenzial zu Höherauslastung. Je schneller die kurative Netzsicherheitsmaßnahme reagieren kann, desto geringer kann die Reaktionszeit des $TATL_{Thermisch}$ ausfallen. Je geringer die Reaktionszeit ist, desto höher kann die Strombelastbarkeit des Paares aus Reaktionszeit und Strombelastbarkeit des $TATL_{Thermisch}$ gewählt werden. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Schnelligkeit der kurativen Netzsicherheitsmaßnahme mit weiteren automatischen Prozessen im Netzbetrieb, z.B. der automatischen Wiedereinschaltung nach einem Netzfehler, abgestimmt werden muss. Darüber hinaus können mehrere Zeitfenster mit unterschiedlichen $TATL_{Thermisch}$ theoretisch aneinandergereiht werden. So kann bei auftretendem (n-1)-Fall zunächst eine hohe Strombelastung von Betriebsmitteln zugelassen werden, die anschließend im Zeitverlauf mit entlastenden Maßnahmen reduziert wird. Entsprechende Konzepte wurden beispielsweise im Verbundforschungsprojekt „Innosys“ diskutiert [57].

Bei der Potentialabschätzung der Höherauslastung durch kurative Netzführung sind neben den $TATL_{Thermisch}$ einzelner Betriebsmittel umfangreiche weitere Aspekte zu beachten, die eine erhebliche Auswirkung auf das Potential haben. So können die einzelnen Betriebsmittel neben den rein thermischen Grenzen auch weitere technische oder regulatorische Grenzen, beispielsweise magnetische Sättigung von Eisenkernen in Wandlern und Transformatoren oder Begrenzungen bezüglich der Lärmbelastung (vgl. Kapitel 7.1), aufweisen. Zudem ist auch die Netzstabilität (vgl. Kapitel 2.3) zu berücksichtigen. Darüber hinaus ist das Potential abhängig von weiteren getroffenen Maßnahmen für die Höherauslastung. So wirkt sich eine allgemeine Erhöhung des $PATL_{Thermisch}$ durch bspw. WAFB (vgl. Kapitel 3.2) reduzierend auf das Potential der kurativen Netzführung aus, da sich $PATL_{Thermisch}$ und $TATL_{Thermisch}$ annähern. Außerdem ist zu beachten, dass jede kurative Maßnahme redundant abgesichert sein muss, um die Netzsicherheit gewährleisten zu können. Dies verringert das vorhandene Potential zusätzlich.

4 Systemdienstleistungen

Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL) hat das Ziel, zu jeder Zeit einen stabilen und sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Dabei kann zwischen SDL zur Stabilisierung und Rückführung der Frequenz auf 50 Hz (Frequenzhaltung) und SDL zur Gewährleistung eines stabilen Betriebs des Netzes innerhalb der festgelegten Spannungsgrenzwerte (Spannungshaltung) unterschieden werden. Die Frequenzhaltung unterscheidet dabei zwischen der SDL *Trägheit der lokalen Netzstabilität* (Momentanreserve), die instantan auf Leistungsschwankungen reagiert und der SDL *Regelleistung*, die nachgelagert auf größere Schwankungen der Last- und Einspeisesituation reagieren kann. Im Rahmen der Spannungshaltung wird die SDL *Spannungsregelung* im ungestörten Betrieb (Blindleistungsbereitstellung) eingesetzt. Hiervon abzugrenzen sind die SDL *Kurzschlussstrom* und *dynamische Blindstromstützung*, welche im gestörten Betrieb bzw. im Fehlerfall die Netzspannung stützen, eine zuverlässige Identifikation und Abschaltung des Netzfehlers erlauben und die Stabilität im Übertragungsnetz gewährleisten sollen. Darüber hinaus sorgt die SDL *Netzwiederaufbau* dafür, dass das elektrische Energieversorgungssystem nach Großstörungen im Übertragungsnetz und teilweisen oder kompletten Netzausfällen schrittweise wieder aufgebaut werden kann [58].

Sollen netzbetriebliche Maßnahmen zur Höherauslastung des Bestandsnetzes eingesetzt werden, so müssen dabei stets auch Auswirkungen auf den Bereich der Systemdienstleistungen berücksichtigt werden. So geht eine höhere Netzauslastung mit einem erhöhten Spannungsabfall einher. Dies ist mit einem zusätzlichen Bedarf an Blindleistungskompensation für die Spannungshaltung verbunden. Auch vor dem Hintergrund des beschlossenen Ausstiegs aus Kohle und Atomenergie und des damit verbundenen Rückgangs von Synchrongeneratoren werden alternative Formen der SDL-Bereitstellung zunehmend wichtiger, um auch in Zukunft einen stabilen Netzbetrieb sicherzustellen. Dazu werden die im Rahmen dieser Studie betrachteten Betriebsmittel anhand ihrer Eignung zur SDL-Bereitstellung klassifiziert. Der Bereich der aktiven Betriebsmittel lässt sich unter diesem Blickwinkel in zwei Gruppen einteilen:

- Betriebsmittel, deren Hauptzweck die Erbringung von SDL ist (z.B. STATCOM)
- Betriebsmittel, die vorrangig zur Höherauslastung beitragen (z.B. PST), in begrenztem Maße aber auch SDL bereitstellen können

Ob ein Betriebsmittel, eine Erzeugungsanlage, eine Energiespeicheranlage oder eine steuerbare Last netzdienlich eingesetzt werden kann, ergibt sich aus den technischen Anforderungen der betreffenden SDL. Daneben existieren entflechtungsrechtliche Anforderungen, die die Bereitstellung von SDL einschränken können. Im Folgenden werden die verschiedenen SDL mit ihren jeweiligen technischen Anforderungen und regulatorischen Einschränkungen vorgestellt. Dieses Kapitel bildet somit die Grundlage für die Einordnung der technischen und regulatorischen Eignung im Rahmen der Steckbriefe (siehe Kapitel 5.3). Anhand der technischen Anforderungen und der regulatorischen Einschränkungen wird in den Steckbriefen der aktiven Betriebsmittel systematisch dargestellt, inwiefern diese zur Bereitstellung von SDL geeignet sind. Die technisch-regulatorischen Anforderungen an Erzeugungs- und Energiespeicheranlagen sowie Lasten werden in Deutschland weitgehend über Anwendungsregeln des Forums Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) im Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) festgelegt. Nach § 49 Abs. 2 EnWG wird bei Einhaltung dieser Anwendungsregeln implizit die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik vermutet. Über den VDE erfolgt nach § 19 Abs. 4 EnWG auch die nationale Umsetzung entsprechender EU-Verordnungen (sogenannte Network Codes).

Bei der Definition der Anforderungen an Erzeugungsanlagen bezüglich der Bereitstellung von SDL wird in den Anwendungsregeln des VDE|FNN grundlegend zwischen Erzeugungsanlagen elektrischer Energie (EA) vom Typ 1 und EA vom Typ 2 unterschieden. Im Allgemeinen werden an EA vom Typ 1 höhere Anforderungen bezüglich der Bereitstellung von SDL gestellt. EA vom Typ 1, oft auch als direkt-gekoppelte Erzeugungsanlagen bezeichnet, stellen elektrische Energie mit Hilfe von Synchrongeneratoren bereit. EA vom Typ 2 sind dagegen definiert als alle EA, die nicht vom Typ 1 sind [59]. Ein Beispiel für EA vom Typ 2 sind nicht synchron drehende Generatoren, welche auch Asynchrongeneratoren genannt werden. Außerdem können alle über Leistungselektronik angeschlossenen Erzeugungseinheiten, wie etwa umrichtergekoppelte EE-Anlagen oder Energiespeicheranlagen, in diese Kategorie eingeordnet werden [58–60].

Energiespeicheranlagen unterliegen hinsichtlich ihrer Eigentumsverhältnisse zusätzlichen Beschränkungen. Diese ergeben sich aus der Richtlinie (EU) 2019/944 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 („Strombinnenmarkt-Richtlinie“), welche in Deutschland derzeit in nationales Recht überführt wird. Gemäß den Vorgaben der Richtlinie (EU) 2019/944 dürfen Energiespeicheranlagen grundsätzlich nicht im Eigentum eines Netzbetreibers stehen. Ausgenommen davon sind sogenannte „vollständig integrierte Netzkomponenten“ (ViNK). Entsprechend der Begriffsdefinition der Richtlinie werden damit Netzkomponenten bezeichnet, welche in das Übertragungs- oder Verteilnetz integriert sind und allein dazu dienen, einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des Netzes zu gewährleisten. ViNK dürfen dabei weder zum Systemausgleich (Regelleistungserbringung) noch zum

Engpassmanagement (Redispatch) eingesetzt werden. Die Anerkennung einer Energiespeicheranlage als ViNK erfolgt gemäß Artikel 54 Abs.2 der Richtlinie durch Genehmigung der Regulierungsbehörde. Typische ViNK sind bspw. Schwungräder oder Kondensatoren [58].

Anhand der technischen Anforderungen und der regulatorischen Einschränkungen wird in den Steckbriefen der aktiven Betriebsmittel systematisch dargestellt, inwiefern diese zur Bereitstellung von SDL geeignet sind.

4.1 Frequenzhaltung: Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve)

Beim Betrieb eines Elektrizitätsversorgungssystems auf Basis von Wechselstrom stellt die Frequenzhaltung einen relevanten Aspekt der Systemstabilität dar. Eine Abweichung der Frequenz von der Nennfrequenz des Systems weist auf ein Wirkleistungsungleichgewicht hin, bei welchem sich die Erzeugung und die Last nicht decken. Kritisch für die Systemstabilität sind hierbei insbesondere größere Störungen des Wirkleistungsgleichgewichts. Ein Beispiel sind plötzlich auftretende Kraftwerksausfälle, welche zu einem negativen Gradienten der Netzfrequenz führen [61]. Die *Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve)* bezeichnet eine inhärente Reaktion auf ein solches Wirkleistungsungleichgewicht und die resultierende Frequenzabweichung im Elektrizitätsversorgungssystem. Ziel der Vorhaltung ausreichender Trägheit ist es, der Frequenzabweichung durch Aufnahme oder Abgabe von Energie entgegenzuwirken und diese zu begrenzen, bevor kritische Grenzwerte überschritten werden. Der Bedarf an Trägheit im Elektrizitätsversorgungssystem leitet sich dabei aus dem maximal zulässigen Frequenzgradienten nach Fehlereintritt ab [62].

Es ist zwischen der *Momentanreserve*, welche inhärent und unverzüglich wirkt, und einer verzögerten, regelungstechnisch umgesetzten Reaktion, der sogenannten schnellen Frequenzregelung, zu unterscheiden. Die *Momentanreserve* kann entweder von Synchronmaschinen als Schwungmassen oder von netzbildenden Umrichtern im Rahmen einer synthetischen Schwungmasse erfolgen. Die synthetische Schwungmasse ist hierbei wirkungsgleich mit echten Schwungmassen. Die ausreichende Vorhaltung von *Momentanreserve* bzw. *Trägheit* ist notwendig, um den Frequenzgradienten unmittelbar nach Störungseintritt im Ursprung zu begrenzen. Dies bildet die Basis für die Frequenzstabilität des Gesamtsystems. Bei der schnellen Frequenzregelung handelt es sich um eine Reaktion von

schnell regelbaren Anlagen, die auf eine Stabilisierung der Frequenz auf konstantem Niveau abzielt. Hierbei wird eine Wirkleistung in Abhängigkeit der aktuellen Netzfrequenz (schnelle P/f)-Regelung) eingespeist. Die schnelle Frequenzregelung kann jedoch nicht den Gradienten der Frequenzänderung im Ursprung beeinflussen. Stattdessen wirkt sie ergänzend noch vor Einsatz von Primärregelleistung, um das System schneller zu stabilisieren. Sie ist allgemein von der Regelleistung abzugrenzen. [63].

4.1.1 Technische Anforderungen

Für *Momentanreserve* müssen Betriebsmittel ohne zeitliche Verzögerung Energie abgeben oder aufnehmen können. Da das Ziel der *Momentanreserve* die Begrenzung von Frequenzgradienten bei größeren Störungen des Leistungsgleichgewichts ist, müssen die bereitstellenden Betriebsmittel in der Lage sein, auch bei hohen Frequenzgradienten mit dem Netz verbunden zu bleiben. Eine Netztrennung kann zur Systeminstabilität führen und ist dementsprechend nicht zulässig.

Bei einer regelungstechnisch umgesetzten schnellen Frequenzregelung (schnelle P(f) Regelung) erfolgt die Abgabe oder Aufnahme der Energie zeitlich nach der unverzüglich reagierenden *Momentanreserve* und vor dem Einsatz der Primärregelleistung.

4.1.2 Technisch-regulatorische Anforderungen

ÜNB können auf Grundlage von europäischen Verordnungen über den Anschluss von Erzeugern und Lasten und der national gültigen VDE-Normen innerhalb ihrer Regelzone Frequenzbereiche und maximale Frequenzgradienten definieren, bei denen sich Erzeugungsanlagen und Lasten allgemein nicht vom Netz trennen dürfen [64, 65]. Im quasistationären Betrieb, welcher durch maximale Frequenzgradienten von 0,25 Hz/min definiert ist, dürfen sich weder Erzeugungsanlagen noch Lasten im Frequenzbereich 47,5 Hz bis 51,5 Hz instantan trennen [59]. Außerhalb des quasistationären Betriebs verlangt EirGrid für konventionelle Erzeuger und für Windturbinen, dass sich diese bis zu einem Frequenzgradienten von 0,5 Hz/s nicht vom Netz trennen dürfen [62]. Die technischen Anschlussregeln Höchstspannung (TAR Höchstspannung) des VDE/FNN geben für Deutschland einen maximal zulässigen Frequenzgradienten von 2 Hz/s für Erzeugungsanlagen an [59]. Diese Robustheitsanforderungen an Lasten und Erzeugungsanlagen sind die Basis für den frequenzstabilen Netzbetrieb. Die Bereitstellung ausreichender Trägheit bzw. Momentanreserve mittels rotierender Massen soll garantieren, dass die oben aufgeführten Grenzwerte nicht überschritten werden. Die Momentanreserve begrenzt Frequenzgradienten und sichert ausreichend Zeit für die Aktivierung der nachgelagerten Primär- und

Sekundärreserve im Rahmen der Leistungsfrequenzregelung sowie im Notfall die Aktivierung von unterfrequenzabhängigem Lastabwurf ab einer Frequenz unterhalb von 49,2 Hz [66, 67]. Bezüglich der Momentanreserve existieren jedoch keine Anforderungen in den nationalen TAR. Die ÜNB haben die Systemverantwortung und stellen in diesem Zusammenhang ausreichend Trägheit im System sicher. ÜNB können vorschreiben, dass bei schnellen Frequenzänderungen für EA vom Typ 2 synthetische Schwungmasse bereitzustellen ist und das Funktionsprinzip des jeweiligen Regelungssystems der Anlage festlegen [64].

4.1.3 Beschaffungsbezogene Anforderungen

Nach aktuellem Stand wird die Systemdienstleistung nicht marktlich beschafft. Seit Inkrafttreten der Strommarkttrichtlinie 2019/944 des europäischen Parlamentes und des Rates im Jahr 2019 ist jedoch auf europäischer Ebene vorgeschrieben, dass die Beschaffung von Momentanreserve grundsätzlich marktgestützt zu beschaffen ist. Mit dem neuen § 12h EnWG wurde diese Vorgabe in nationales Recht überführt [33]. Aktuell ist von der Bundesnetzagentur jedoch eine Ausnahme für die Systemdienstleistung Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve) vorgesehen [68].

4.2 Frequenzhaltung: Regelleistung

Der Einsatz von *Regelleistung* dient dem Ausgleich der Systembilanz und damit allgemein der Einhaltung des zulässigen Frequenzbandes. Die ÜNB führen hierbei ein marktbasierendes Auktionsverfahren unter Berücksichtigung verschiedener Regelleistungsprodukte durch. Diese sind Primärregelleistung (Frequency Containment Reserve - FCR), Sekundärregelleistung (automatic Frequency Restoration Reserve - aFRR) und Minutenreserve (manual Frequency Restoration Reserve - mFRR). Die Regelleistungsprodukte weisen unterschiedliche Zeitspannen auf, die bis zur Lieferung vergehen können. Die Produkte sind seit 2018 aufgrund des Inkrafttretens der System Operation Guideline am 14.09.2017 einheitlich in 4-Stunden-Zeitscheiben gegliedert, welche am Vortag der Leistungserbringung gehandelt werden. *Regelleistung* wird nach Leistungs- und Arbeitspreis ausgeschrieben, wobei sich der Leistungspreis auf die unabhängig vom Abruf bereitgehaltene *Regelleistung* bezieht. Der Arbeitspreis wird dagegen nur für den Abruf einer tatsächlich gelieferten Energiemenge berechnet.

Die Primärregelleistung wird automatisch mittels lokaler Frequenzmessung aktiviert. Sekundärregelleistung wird zentral und automatisch von Reglersystemen der ÜNB abgerufen und löst die Primärregelleistung ab. Minutenreserveleistung dient der langfristigen Ablösung der Sekundärregelleistung und wird in der Regel nur bei größeren Leistungsungleichgewichten abgerufen [69].

Zusätzlich werden am Regelleistungsmarkt durch die ÜNB auch Produkte von abschaltbaren Lasten ausgeschrieben und beschafft. Abschaltbare Lasten stellen Verbraucher dar, die auf Anweisung des ÜNB ihre bezogene Leistung reduzieren, um einem Leistungsungleichgewicht im Netz entgegenzuwirken. Seit Inkrafttreten der abschaltbare Lasten Verordnung (AbLaV) im Jahr 2016 wurden von Januar 2017 bis Juli 2020 insgesamt 15,5 GWh abschaltbare Lasten abgerufen. In etwa dieselbe Energiemenge wurde im Januar 2020 an Minutenreserve abgerufen, welche das am seltensten abgerufene Regelleistungsprodukt darstellt.

4.2.1 Technische Anforderungen

Die grundlegende technische Anforderung einer Regelleistungserbringung an elektrische Betriebsmittel ist die Fähigkeit, gemäß den regulatorischen Anforderungen eine festgelegte Wirkleistung über einen definierten Zeitraum abgeben und/oder aufnehmen zu können. Hierbei

sind insbesondere die Betriebsmittel zur elektrischen Anbindung von Erzeugungsanlagen, Speicher und Lasten, demnach Umrichter oder elektrische Maschinen, relevant. Es muss somit insbesondere möglich sein, mit diesen Betriebsmitteln die Wirkleistungsbilanz der Anlage, gegebenenfalls unter Zuhilfenahme weiterer Regeleinrichtungen, aktiv zu steuern.

Zur Erbringung von Primärregelleistung muss ein Betriebsmittel die ausgeschriebene Leistung innerhalb von 30 s vollständig erbringen können und dabei in der Lage sein, Leistung sowohl aufzunehmen als auch abzugeben. Sekundärregelleistung muss innerhalb von 5 min durch regelzonenverantwortlichen ÜNB automatisch aktiviert werden können. Dazu ist die Installation einer IT-technischen Fernwirkanbindung notwendig. Minutenreserveleistung muss innerhalb von 15 min in voller Höhe zur Verfügung stehen [69].

4.2.2 Technisch-regulatorische Anforderungen

Der Netzbetreiber kann vorgeben, dass jede am Netz angeschlossene Erzeugungsanlage technisch zur Abgabe von *Regelleistung* fähig sein muss. Anlagen, die an der Hoch- und Höchstspannungsebene angeschlossen sind, müssen dann entsprechend der Parametrierung nach VDE-AR-N-4130 (TAR Höchstspannung) und VDE-AR-N-4120 (TAR Hochspannung) in der Lage sein, die Wirkleistungsabgabe frequenzabhängig anzupassen [59, 60].

4.2.3 Beschaffungsbezogene Anforderungen

Um *Regelleistung* bereitzustellen, muss ein Anbieter am Regelleistungsmarkt teilnehmen können. Dementsprechend können Anlagen, die im Eigentum von Netzbetreibern stehen (z.B. als ViNK eingestufte Energiespeicheranlagen), keine *Regelleistung* bereitstellen. Ein Anbieter von *Regelleistung* muss ein Präqualifikationsverfahren durchlaufen und nachweisen, dass die dynamischen Anforderungen, die Zuverlässigkeit, die IT-Anbindung sowie das Vorhaltungs- und Erbringungskonzept eingehalten werden [69]. Tabelle 4-1 bietet einen Überblick über die verschiedenen Regelleistungsprodukte und die jeweils geltenden Marktbedingungen. Die Regelleistungsprodukte müssen über die komplette Produktlänge erbracht werden können und sind grundsätzlich technologieoffen. Es ist vorgeschrieben, dass jede Erzeugungsanlage ab einer Nennleistung von 100 MW primärregelfähig sein muss. Primärregelleistung muss gleichzeitig positiv und negativ angeboten werden. Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung kann entweder positiv oder negativ angeboten werden. Bei Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung liegt die Mindestangebotsgröße bei 5 MW. Wird pro Produktzeitscheibe und Regelzone nur ein Angebot abgegeben, ist es für kleinere Marktteilnehmer möglich, Angebote unterhalb von 5 MW abzugeben [69].

Produkt/ Spezifikationen	Primärregel- leistung	Sekundärregel- leistung	Minutenreserve- leistung
Auktionsende	Wochenanfang	Vortag	Vortag
Produktlänge	24 h	4 h	4 h
Mindestgröße	± 1 MW	+ 5 oder - 5 MW	+ 5 oder - 5 MW

Tabelle 4-1: Produktspezifikationen des Regelleistungsmarktes

4.3 Spannungshaltung: Dienstleistung zur Spannungsregelung (Blindleistungsbereitstellung)

Dienstleistungen zur Spannungsregelung (Blindleistungsbereitstellung) umfassen manuelle oder automatische Regelungshandlungen mit dem Ziel, einen Spannungs- oder Blindleistungssollwert zu halten. Diese können sich auf das Verhalten von Netznutzern am Netzverknüpfungspunkt, auf HGÜ-Systeme, Transformatoren oder weitere Vorrichtungen beziehen. Die Bereitstellung von Blindleistung hat das Ziel, schnelle (dynamische) und langsame (quasistationäre) Spannungsänderungen in den vertraglichen Grenzen zu halten [63]. Die SDL wird dafür eingesetzt, die vorgegebenen betrieblichen Spannungsgrenzen (vgl. Kapitel 2.3) sowohl im ungestörten Netzbetrieb als auch in Ausfallsituationen nach erfolgreicher Fehlerklärung einzuhalten. Den langsameren, quasistationären Spannungsänderungen des Netzes kann durch gezielte Blindleistungsabgabe bzw. –aufnahme entgegengewirkt werden. Dies wird durch eine Vorgabe von Blindleistungssollwerten realisiert, d.h. durch die Einspeisung statischer Blindleistung. Bei schnellen Änderungen der Netzspannung bedarf es der dynamischen Einspeisung von Blindleistung mit Hilfe von Spannungsreglern, wie etwa der Generatorspannungsregelung (AVR) von Synchronmaschinen. Dabei wird basierend auf einem Spannungssollwert die Blindleistungsbereitstellung angepasst [61]. Abzugrenzen von der Dienstleistung zur Spannungsregelung ist die Spannungshaltung durch Einspeisung eines Kurzschlussstromes oder dynamischen Blindstroms im Kurzschlussfall vor Klärung des Fehlers [63].

Blindleistung kann bspw. durch folgende Komponenten und Maßnahmen bereitgestellt werden, welche entsprechend den betrieblichen Erfordernissen des Netzbetreibers ausgewählt werden:

- Einsatz der Spannungs- bzw. Blindleistungsregler von Erzeugungsanlagen
- Kompensationsanlagen
 - Drosselspulen (vgl. Kapitel 5.4.2)
 - Kondensatorbänke (vgl. Kapitel 5.4.1)
 - Static Var Compensator (SVC, vgl. Kapitel 5.4.3)
 - STATCOM (vgl. Kapitel 5.4.4)
- Ertüchtigung stillgelegter Kraftwerke zum rotierenden Phasenschieber (vgl. Kapitel 5.4.7)
- Einsatz von HGÜ-Konvertern (vgl. Kapitel 5.3.4)

Insbesondere die sogenannten Querkompensationselemente (Kompensationsanlagen) stellen geeignete Betriebsmittel für die Blindleistungsbereitstellung bzw. die Spannungshaltung dar. Hierbei bildet sich der bereitgestellte Quer-Blindstromfluss eines Querkompensationselements weitgehend unabhängig von dem entlang der Leitung fließenden Wirkstromfluss aus. Umgekehrt bewirkt der Quer-Blindstromfluss somit, dass der Betrag der Spannung lokal gestützt wird, ohne den Wirkleistungsfluss zu beeinflussen.

Neben der Bereitstellung von Blindleistung gibt es weitere Maßnahmen zur Spannungsregelung, u.a.

- Spannungsbedingter Redispatch
- Stufung von Transformatoren
- Ändern der Netztopologie [70]

Die Wirkung von Transformatorstufungen auf die Spannung erfolgt im Wesentlichen auf der Unterspannungsseite, da der Einfluss auf die Blindleistungsbilanz der Oberspannungsseite gering ist.

4.3.1 Technische Anforderungen

Bei der *Spannungsregelung* durch Blindleistung erfordern Spannungsüberhöhungen bei geringer Auslastung spannungssenkende, induktive Blindleistung und Unterspannungen bei hohen Leistungsübertragungen spannungshebende, kapazitive Blindleistung. Diese muss durch entsprechende Anlagen bereitgestellt werden können. Dazu ist es erforderlich, dass Anlagen geeignete Regler zur Einspeisung bzw. Kompensation von Blindleistung besitzen.

Im Allgemeinen muss Blindleistung durch entsprechende Anlagen möglichst lokal bereitgestellt bzw. kompensiert werden. Wird Blindleistung nicht lokal an einem Netzknoten kompensiert, entsteht ein Blindleistungsbedarf am Netzknoten. Entsprechend wird Blindleistung über Leitungen zum jeweiligen Netzknoten transportiert. Blindleistungstransporte binden somit Übertragungskapazitäten, die für Wirkleistungstransporte genutzt werden könnten. Zudem verursacht der Transport von Blindleistung einen Spannungsabfall entlang von Leitungen, welcher die Einhaltung des Spannungsbands gefährdet. Daher ist die Möglichkeit des Blindleistungstransports begrenzt.

4.3.2 Technisch-regulatorische Anforderungen

Ans Übertragungsnetz angeschlossene Erzeugungseinheiten und Speicher müssen grundsätzlich technisch in der Lage sein, eine Blindleistungsregelung umzusetzen [59]. Auf

europäischer Ebene werden leistungsabhängige Betriebsbereiche vorgegeben [64]. Innerhalb dieser Bereich sind Anlagen verpflichtet, jeden Betriebspunkt anzufahren und über einen beliebig langen Zeitraum halten zu können [61]. In den TAR werden dazu Anforderungsvarianten bezüglich der Blindleistungsbereitstellung für Erzeugungseinheiten definiert, welche auf Verlangen des Netzbetreibers für anzuschließende Anlagen gültig sind. Die konkrete Umsetzung der Blindleistungsregelung, demnach der Regelbereich, das Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung und die Variante der Sollwertvorgabe für das Verfahren, wird somit vom relevanten ÜNB vorgegeben [59].

Der Netzbetreiber kann für Erzeugungsanlagen vom EA Typ 1 vorgeben, dass der synchrone Generator mit einem Generatorspannungsregler ausgestattet sein muss. Der Spannungsregler steuert die magnetische Erregung des Generators und regelt so die Generatorklemmenspannung auf einen festgelegten Sollwert. Die Blindleistungsabgabe bzw. -aufnahme ans Netz muss schließlich über die Stufung des Netztransformators gesteuert werden. Eine direkte Regelung der Blindleistung oder des Leistungsfaktors ist für synchrone Generatoren nicht zulässig [59].

Für Erzeugungsanlagen vom EA Typ 2 kann der Netzbetreiber eine von drei möglichen Regelungsarten zur Blindleistungsbereitstellung entsprechend der VDE-AR-4130 vorschreiben. Diese umfassen einen übergeordneten Stromregler mit Q(U)-Statik gemäß einer angegebenen Kennlinie, der Blindleistungsbereitstellung mit Spannungsbegrenzungsfunktion und der Vorgabe eines festen Verschiebungsfaktors $\cos(\varphi)$. Zusätzlich kann der Netzbetreiber fordern, dass die Erzeugungsanlage bei Blindleistungsbereitstellung unter- oder übererregt betrieben werden können muss. Von den drei Regelungsarten stellt die Q(U)-Statik die regelungstechnisch schnellste Maßnahme dar. [59]

Der Netzbetreiber kann für als Kompensationsanlagen klassifizierte Netzbetriebsmittel Vorgaben zur Begrenzung der Schalthäufigkeit, zu der durch den Einsatz hervorgerufenen maximal zulässiger Spannungsänderung sowie zu Mindestpausenzeiten zwischen Spannungsänderungen festlegen [59].

4.3.3 Beschaffungsbezogene Anforderungen

Nach aktuellem Stand wird die Systemdienstleistung nicht marktlich beschafft. Seit Inkrafttreten der Strommarktrichtlinie 2019/944 des europäischen Parlamentes und des Rates im Jahr 2019 ist jedoch auf europäischer Ebene vorgeschrieben, dass die Beschaffung von Blindleistung grundsätzlich marktgestützt zu beschaffen ist. Mit dem neuen § 12h EnWG wurde diese Vorgabe in nationales Recht überführt [33].

4.4 Spannungshaltung: Kurzschlussstrom & dynamische Blindstromstützung

Im Kurzschlussfehlerfall müssen transiente Stabilitätsprobleme beherrscht werden können und Spannungseinbrüche lokal begrenzt werden. Als Maß, inwiefern ein Netz in der Lage ist, im Kurzschlussfehlerfall die Spannung zu halten, wird die Kurzschlussleistung herangezogen. Sie ist eine fiktive Bemessungsgröße und dient zusätzlich zur Auslegung von Betriebsmitteln und Schutzelementen. Technisch kann Kurzschlussleistung durch Einspeisung eines *Kurzschlussstromes* bereitgestellt werden oder es können Spannungseinbrüche im Kurzschlussfehlerfall durch *dynamische Blindstromstützung* beherrscht werden.

Als *Kurzschlussstrom* wird der von einer synchronen Stromerzeugungsanlage (EA Typ 1) oder durch einen netzbildenden Umrichter eingespeiste Strom aufgrund einer durch einen Kurzschlussfehler verursachten Spannungsabweichung bezeichnet. Auslegungsrelevant ist hierbei der Anfangskurzschlusswechselstrom, welcher den Effektivwert des Wechselstromanteils eines zu erwartenden Kurzschlussstroms im Augenblick des Kurzschlusseintritts darstellt. [63]

Dynamische Blindstromstützung bezeichnet den von einer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage (EA Typ 2) oder einem HGÜ-System aktiv eingespeisten Strom in Folge einer durch einen elektrischen Fehler verursachten Spannungsabweichung.

Der von synchronen Stromerzeugungsanlagen (EA Typ 1) eingespeiste *Kurzschlussstrom* ist abhängig von der Reaktanz der Generatoren und beeinflusst direkt inhärent im Kurzschlussfehlerfall positiv die Spannungseinbruchtiefe. Nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen wie z.B. wechselrichterbasierte Erzeugungseinheiten oder HGÜ-Systeme können im Kurzschlussfehlerfall einen Blindstrom einspeisen und somit die Spannung während des Fehlers stützen. Verfügen Wechselrichter über ein netzbildendes Regelungssystem und weisen ein spannungseinprägendes Klemmenverhalten auf, reagieren diese instantan auf eine Änderung der Netzspannung und können auch einen Kurzschlussstrom bereitstellen.

4.4.1 Technische Anforderungen

Zur Einspeisung eines *Kurzschlussstromes* muss eine Anlage über rotierenden Massen verfügen oder über einen Umrichter mit netzbildendem Regelungssystem verfügen.

Nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen müssen technisch in der Lage sein, im Fehlerfall mit dem Netz verbunden zu bleiben. Während des Fehlers und des folglich auftretenden Spannungseinbruchs müssen sie einen Blindstrom ΔI_b gemäß einer Blindstromstatik zusätzlich zu dem vor dem Fehlerfall bereitgestellten Blindstrom I_b einspeisen. Dazu muss grundsätzlich die Einspeisung eines Blindstroms von mindestens 100 % des Bemessungsstroms möglich sein [59, 60].

4.4.2 Technisch-regulatorische Anforderungen

Wie bei der Netzfrequenz existieren auch Robustheitsanforderungen bezüglich der Spannung. Kundenanlagen, sowohl Lasten als auch Erzeugungsanlagen, müssen im quasistationären Betrieb innerhalb von definierten Spannungsgrenzen am Netz verbleiben. Diese Grenzen betragen für die 380-kV-Netzebene 360 kV und 420 kV. Im Störfall, beispielsweise bei kurzzeitigen Spannungseinbrüchen aufgrund von Kurzschlüssen, dürfen sich Kundenanlagen nur zur Abwendung von Gefahren für Menschen oder Anlagen vom Netz trennen. Für Erzeugungsanlagen gelten darüber hinaus zusätzliche Anforderungen, die auf eine aktive Stützung der Spannung im Fehlerfall abzielen.

Eine solche Stützung der Spannung im Fehlerfall durch EA ist in allen Spannungsebenen möglich. Energiespeicher können die Spannung im Fehlerfall in der jeweils angeschlossenen Netzebene stützen [59–61]. An EA vom Typ 1 und Typ 2 werden unterschiedliche Anforderungen in den TAR definiert.

Für EA vom Typ 1 ist das Blindstromverhalten durch die Eigenschaften des Generators bestimmt. Synchrongeneratoren leisten einen inhärenten Beitrag zum Kurzschlussstrom und stützen damit die Spannung im Kurzschlussfall. Der Netzbetreiber fordert daher in den TAR, dass Spannungseinbrüche innerhalb definierter Grenzkurven nicht zu einem instabilen Verhalten führen dürfen [59, 60].

Nichtsynchrone Anlagen vom Typ 2 müssen zunächst Fault-Ride-Through (FRT) fähig sein und dürfen sich entsprechend dieser Robustheitsanforderung innerhalb eines definierten Spannungsbands nicht vom Netz trennen. Zusätzlich wird eine aktive Netzstützung gefordert, welche durch das Einspeisen eines spannungsabhängigen Blindstroms erfolgt. Der Umfang der Netzstützung unterscheidet sich nach Spannungsebene. Für das Hochspannungsnetz kann eine vollständige Netzstützung gefordert werden. Der zusätzliche Blindstrom Δi wird richtet sich nach einer Statik mit $\Delta i = k \cdot \Delta U$ und ist abhängig von der Spannungseinbruchtiefe ΔU und dem k -Faktor, welcher maximal 6 betragen darf. Falls nicht anders durch den Netzbetreiber vorgegeben, wird als Standardwert in der Hoch- und Höchstspannung $k = 5$ gewählt [59, 60].

Des Weiteren werden weitere Anforderungen an das Regelverhalten definiert. So wird eine Anschlagzeit von 30 ms und eine Einschwingzeit von 60 ms gefordert [59, 60].

4.4.3 Beschaffungsbezogene Anforderungen

Nach aktuellem Stand werden die Systemdienstleistungen nicht marktlich beschafft. Seit Inkrafttreten der Strommarkttrichtlinie 2019/944 des europäischen Parlamentes und des Rates im Jahr 2019 ist jedoch auf europäischer Ebene vorgeschrieben, dass die Beschaffung von Blindleistung grundsätzlich marktgestützt zu beschaffen ist. Mit dem neuen § 12h EnWG wurde diese Vorgabe in nationales Recht überführt [33]. Aktuell ist von der Bundesnetzagentur jedoch eine Ausnahme für die Systemdienstleistung Kurzschlussstrom & dynamische Blindstromstützung vorgesehen [71, 72].

4.5 Netzwiederaufbau: Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit

Die Systemdienstleistung *Netzwiederaufbau* hat das Ziel, nach Großstörungen (Blackouts) die elektrische Energieversorgung wiederherzustellen. Dazu müssen ÜNB in Zusammenarbeit mit Verteilnetzbetreibern innerhalb kürzester Zeit auf Basis eines zentralen Konzepts im ersten Schritt kleinere bis mittlere, schwarzstartfähige Kraftwerke hochfahren, welche dann ein Inselnetz bilden und das Zuschalten nicht schwarzstartfähiger Großkraftwerke ermöglichen. Dann werden Lasten und weitere Erzeugungsanlagen dazu geschaltet. Anschließend können die entstandenen Teilnetze verbunden und synchronisiert werden [73].

Schwarzstartfähigkeit ist hierbei die Fähigkeit einer Stromerzeugungs- oder Energiespeicheranlage, aus vollständig abgeschaltetem Zustand wieder hochzufahren, einen Netzabschnitt wieder unter Spannung zu setzen und schließlich Spannung und Frequenz stabil zu halten, ohne dass der Anlage elektrische Energie zugeführt werden muss. Gegebenenfalls kann der Schwarzstart mithilfe einer eigenen Hilfsstromquelle erfolgen. [63]

Inselbetriebsfähigkeit ist die Fähigkeit zur Regelung von Spannung und Frequenz bei unabhängigem Betrieb eines ganzen Netzes oder Teilnetzes, das nach der Trennung vom Verbundnetz isoliert ist. [63].

4.5.1 Technische Anforderungen

Betriebsmittel, die die SDL *Netzwiederaufbau* bereitstellen, müssen schwarzstartfähig sein, d.h. Erzeugungsanlagen, Energiespeicher oder andere Betriebsmittel müssen ohne elektrische Energiezufuhr von außen aus abgeschaltetem Zustand hochfahren können. Zusätzlich müssen sie sich innerhalb der vom Netzbetreiber festgelegten Frequenzbereiche und Spannungsbänder synchronisieren können. Wird zusätzlich *Inselbetriebsfähigkeit* gefordert, müssen die Betriebsmittel auch in einem unabhängigen Betrieb eines Teilnetzes, welches vom Verbundnetz isoliert ist, ihren Einsatzzweck erfüllen und die Spannung und Frequenz des Teilnetzes eigenständig regeln können.

Die Schwarzstartfähigkeit eines Betriebsmittels, das für den Netzwiederaufbau genutzt werden soll, setzt zusätzlich ein schwarzfallfestes Kommunikationssystem voraus. Nur dann ist eine Koordination zwischen den verschiedenen Akteuren im Prozess des Netzwiederaufbaus möglich.

4.5.2 Technisch-regulatorische Anforderungen

Schwarzstartfähigkeit wird für Erzeugungsanlagen gemäß den europäischen Richtlinien nicht zwingend gefordert, kann jedoch vom relevanten ÜNB bzw. Netzbetreiber für synchrone Erzeugungseinheiten (EA Typ 1) in der Hoch- und Höchstspannungsebene gefordert werden [61]. Konkret kann der relevante Netzbetreiber den Betreiber der Erzeugungsanlage zur Erstellung eines Angebots für die Schwarzstartfähigkeit auffordern [59, 60].

Bezüglich der Schwarzstartfähigkeit wird vorgeschrieben, dass schwarzstartfähige Erzeugungseinheiten mit weiteren Erzeugungseinheiten innerhalb eines Teilnetzes synchronisiert und parallel betrieben werden können müssen [59]. Detaillierte Anforderungen zwischen Netzbetreiber und Erzeugungsanlagenbetreiber werden bei Angebotserstellung abgestimmt. Gemäß den TAR kann der ÜNB bzgl. der Schwarzstartfähigkeit folgende Anforderungen stellen [59]:

- Automatische Ausregelung von Spannungssprüngen aufgrund von Lastzuschaltungen
- Automatische Spannungsregelung während Netzwiederherstellung
- Frequenzregelung bei Über- und Unterfrequenzen
- Paralleler Betrieb und Synchronisation mit anderen Erzeugungsanlagen innerhalb eines Teilnetzes

Für einen vollständigen Inselnetzbetrieb, der sich durch den stabilen Betrieb einer Kundenanlage mit Erzeugungseinheiten zur Deckung des Eigenbedarfs ohne Anbindung an das öffentliche Netz charakterisiert, schreibt der Netzbetreiber keine Mindestanforderungen vor. Es existieren jedoch Mindestanforderungen bezüglich der sogenannten Teilnetzbetriebsfähigkeit für Erzeugungsanlagen mit Anschluss in der Höchstspannungsebene [59]. Eine Teilnetzbildung liegt vor, sofern Teile des öffentlichen Höchstspannungsnetzes voneinander getrennt werden und in einen unabhängigen Parallelbetrieb übergehen. Aufgrund der unerwünschten Auftrennung können sich ein plötzliches Leistungsungleichgewicht mit entsprechender Frequenzänderung, ein Spannungssprung, Änderungen der Kurzschlussleistung sowie Änderungen der Systemträgheit ausbilden [59]. Für den Nachweis der Teilnetzbetriebsfähigkeit werden gemäß den TAR folgende Anforderungen an Erzeugungsanlagen gestellt [59]:

- Blindleistungsregelung mit Q(U) Regelung
- Möglichkeit der Reduzierung der Wirkleistung bis mindestens 55 % der Leistung (EA Typ 1) bzw. 10 % der Leistung (EA Typ 2)
- Fähigkeit zur Ausregelung von stoßartigen Lastzuschaltungen von bis zu 10 % der Leistung (maximal 50 MW), welche mindestens 5 min auseinanderliegen

4.5.3 Beschaffungsbezogene Anforderungen

Nach aktuellem Stand wird die Systemdienstleistung nur teilweise marktlich beschafft. Hierbei schließt der relevante ÜNB bzw. Netzbetreiber mit Betreibern von Erzeugungs- oder Energiespeicheranlagen bilaterale Verträge, um im Falle einer elektrischen Großstörung auf die schwarzstartfähigen Anlagen direkten Zugriff zu erhalten. Seit Inkrafttreten der Strommarktrichtlinie 2019/944 des europäischen Parlamentes und des Rates im Jahr 2019 ist jedoch auf europäischer Ebene vorgeschrieben, dass die Beschaffung von Blindleistung grundsätzlich marktgestützt zu beschaffen ist. Mit dem neuen § 12h EnWG wurde diese Vorgabe in nationales Recht überführt [33]. Aktuell ist von der Bundesnetzagentur jedoch eine Ausnahme für die Systemdienstleistung Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit vorgesehen [74].

5 Steckbriefe

Eine Höherauslastung des Bestandsnetzes setzt die Verfügbarkeit geeigneter Betriebsmittel voraus. Dabei sind zwei Dimensionen zu unterscheiden:

- Einerseits sind bei einer angestrebten Höherauslastung die physikalischen, systemischen und regulatorischen Grenzen des bestehenden stromführenden Betriebsmittelparks zu berücksichtigen. Dabei handelt es sich überwiegend um Netzbetriebsmittel, die in unterschiedlichen Generationen und in großer Zahl im Bestandsnetz verbaut sind. Im Sinne der Höherauslastung handelt es sich dabei um **passive Betriebsmittel**, die von einem höheren Stromfluss betroffen sind, jedoch nicht aktiv für eine Höherauslastung sorgen.
- Andererseits müssen für die Realisierung netzbetrieblicher Höherauslastung verschiedene Betriebsmittel eingesetzt werden, die die Nutzbarkeit des jeweiligen Wirkmechanismus sicherstellen. Beispielsweise werden für die Wirkleistungsflusssteuerung Betriebsmittel benötigt, die eine Steuerbarkeit von Leistungsflüssen ermöglichen. Betriebsmittel dieser Kategorie werden daher im Folgenden als **aktive Betriebsmittel zur Erzielung einer Höherauslastung** bezeichnet. Betriebsmittel dieser Kategorie können in der Regel auch zur Erbringung von Systemdienstleistungen beitragen.
- Des Weiteren kann der Zweck von Betriebsmitteln in der Bereitstellung von Systemdienstleistungen liegen. Betriebsmittel, die aktiv zur Erbringung von Systemdienstleistungen eingesetzt werden und keinen direkten Beitrag zur Höherauslastung leisten, werden daher im Folgenden als **aktive Betriebsmittel zur Erbringung von Systemdienstleistungen** bezeichnet.

Im Folgenden werden die genannten Betriebsmittelarten in Steckbriefen erfasst und anhand verschiedener Kategorien charakterisiert. Der in Kapitel 5.1 vorgestellte Beispiel-Steckbrief dient der Erläuterung der einzelnen Kategorien.

5.1 Beispielsteckbrief und Erklärung der Kategorien

Disclaimer: Die in den folgenden Steckbriefen recherchierten Informationen basieren auf öffentlich verfügbaren Literaturquellen, sowie Ergebnissen aus dem Konsultationsprozess durch Angaben von Herstellern und Anwendern.

5.1.1 Betriebsmitteltyp

5.1.1.1 Funktionen und Aufgaben

Beschreibung der Funktion und Aufgabe des Betriebsmittels

5.1.1.2 Ausführungen und Betriebsmittelgenerationen

Beschreibung der unterschiedlichen Ausführungen und Generationen des Betriebsmittels

1. Modularität

Skalierbarkeit durch modularen Aufbau des Betriebsmittels

2. Mobilität

Mobile Ausführbarkeit und damit verbundene Transportfähigkeit des Betriebsmittels

5.1.1.3 Technische Kenngrößen

Angabe nur für aktive Betriebsmittel

1. Leistungsbereich

Leistungsbereich, in welchem das Betriebsmittel typischerweise zur Verfügung steht

2. Reaktionszeit

Angabe nur für aktive Betriebsmittel zur Höherauslastung.

Zeitspanne, in der ein Betriebsmittel seinen Betriebspunkt ändert und die Einschwingvorgänge weitgehend abgeschlossen sind. Nach Möglichkeit werden Änderungen einzelner Betriebspunkte sowie ein vollständiges Abfahren des Stellbereichs betrachtet.

5.1.1.4 Nutzungsdauer

Spezifizierte Nutzungsdauer des Betriebsmittels entsprechend der Herstellerangabe (gemäß Datenblatt). Zusätzlich Angabe typischer Nutzungsdauern aus Anwendersicht (Netzbetreiber) und auf Grundlage von Erfahrungswerten. Teilweise konservative Abschätzungen über angenommene Abschreibungsdauer.

5.1.1.5 Betriebsmittelgrenzen

1. Physikalische Grenzen

Thermisch bedingte Stromgrenzwerte (z.B. maximaler Betriebsstrom oder maximaler Nennstrom eines Betriebsmittels)

2. Systemische Grenzen

Qualitative Angabe von systembedingten Grenzen (Übertragungsnetz als Gesamtsystem), bspw. Grenzen der Spannungsphasenwinkel

3. Regulatorische Grenzen

Regulatorische Vorgaben (bspw. technische Anschlussregeln). Eine detaillierte Erläuterung der regulatorischen Grenzen findet sich in Abschnitt 7.1

5.1.1.6 Einführungsjahr

Zeitpunkt oder Jahr, in dem ein Betriebsmittel international zum ersten Mal in der Hochspannungsebene eingesetzt wurde

5.1.1.7 Betriebserfahrung

Nationale und internationale Betriebserfahrung im Bereich der Hoch- und Höchstspannungsebene

5.1.1.8 Kosten

Für die passiven Betriebsmittel sind in den Steckbriefen die Kategorien Kapitalkosten und Betriebskosten aufgeführt. Dabei wird auf Quellen von weltweiten Netzbetreiber-Befragungen und den NEP Strom 2035 zurückgegriffen. Aufgrund der lückenhaften Datenlage bei den aktiven Betriebsmitteln wird allgemein auf die im NEP Strom 2035 angenommenen Kosten verwiesen und diese Kategorie nicht explizit aufgeführt.

1. Kapitalkosten (CAPEX)

Angabe nur für passive Betriebsmittel

Investitionsausgaben, die für Beschaffung sowie Installation und Inbetriebnahme des Betriebsmittels anfallen.

2. Betriebskosten (OPEX)

Angabe nur für passive Betriebsmittel

Jährliche Betriebskosten, die für Wartung, Instandhaltung und weitere Leistungen anfallen.

5.1.1.9 Realisierungszeitraum

1. Genehmigungszeiträume

Im Rahmen des Netzentwicklungsplans beantragen die ÜNB konkrete Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Netzinfrastruktur. Die Bestätigung des Netzentwicklungsplans durch die Bundesnetzagentur stellt die verwaltungsrechtliche Feststellung des Bedarfs dar. Für die konkrete Umsetzung der bestätigten Maßnahmen und Projekte müssen jedoch noch weitere verwaltungsrechtliche Schritte, insbesondere das Planfeststellungsverfahren sowie ein Genehmigungsverfahren nach BImSchG, durchlaufen werden. Die tatsächliche Umsetzung und die Kosten des Projekts sind im hohen Maße von den lokalbehördlichen Genehmigungsprozessen abhängig, die in dieser Kategorie erfasst werden sollen.

2. **Bauzeiträume**

Errichtungszeitraum (Bau und Installation) eines Betriebsmittels oder einer Anlage

5.1.1.10 Pilotprojekte

Dauer des Probebetriebs (insbesondere bei neuartigen Betriebsmitteln). Bei etablierten Betriebsmitteln ist in der Regel kein ausführlicher Probebetrieb erforderlich [10]. Es werden daher insbesondere Probebetriebe aus erfolgten Pilotprojekten erfasst.

5.1.1.11 Alterungsmechanismen

Beschreibung der spezifischen Alterungsmechanismen

5.1.1.12 Technische Eignung zur Höherauslastung

Angabe nur für seriell angeschlossene, stromführende Betriebsmittel

1. **Auswirkungen der Höherauslastung**

Mögliche Auswirkungen einer Höherauslastung auf das Betriebsmittel (z.B. beschleunigte Alterung)

2. **Stromgrenzwerte ($TATL_{Thermisch}$)**

Potenzial zur kurzzeitigen Höherauslastung des Betriebsmittels unter Einhaltung aller betrieblichen Grenzen. Dazu werden der kurzzeitig zulässige Stromgrenzwert und die zulässige Belastungsdauer nach Möglichkeit als Wertepaar angegeben.

5.1.1.13 Nutzbarkeit als aktives Betriebsmittel im Netzbetrieb

Angabe nur für aktive Betriebsmittel zur Höherauslastung

Angabe, ob und wie das Betriebsmittel zur Wirkleistungsflusssteuerung oder im Rahmen einer kurativen Netzführung eingesetzt werden kann. Außerdem die Angabe zusätzlicher benötigter Informationen, um das Betriebsmittel im Rahmen innovativer Systemführungskonzepte zur

Höherauslastung einsetzen zu können. Dabei sind folgende Betriebskonzepte zu berücksichtigen:

1. **Wirkleistungsflusssteuerung**
2. **Kurative Netzführung**

5.1.1.14 Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Angabe nur für aktive Betriebsmittel

Die Bereitstellung folgender Systemdienstleistungen ist zu prüfen:

- Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve)
- Regelleistung
- Dienstleistung zur Spannungsregelung
- Kurzschlussstrom und dynamischer Blindstromstützung
- Netzwiederaufbau: Schwarzstart- und Inselnetzbetriebsfähigkeit

Die mögliche Erbringung der dargestellten Systemdienstleistungen wird dabei anhand verschiedener Kriterien systematisch dargestellt. Für jede der dargestellten Systemdienstleistungen die technische Eignung sowie gegebenenfalls geltende entflechtungsrechtliche Anforderungen, technisch-regulatorische Anforderungen und gegebenenfalls auch beschaffungsbezogene Anforderungen analysiert.

Die technische Eignung bezeichnet die grundsätzliche Fähigkeit des Betriebsmittels, die jeweilige Systemdienstleistung bereitstellen zu können. Hierbei werden regulatorische Anforderungen nicht betrachtet.

Technisch-regulatorische Anforderungen ergeben sich aus technischen Normen und Anwendungsregeln. Dabei wird grundlegend zwischen Erzeugungsanlagen des Typs 1 (mit Synchrongenerator) und des Typs 2 (sonstige Erzeugungsanlagen) unterschieden.

Entflechtungsrechtliche Anforderungen ergeben sich aus den entflechtungsrechtlichen Vorgaben, die in bestimmten Fällen kein Eigentum des Netzbetreibers zulassen. Von zentraler Bedeutung ist dabei der Begriff der „vollständig integrierten Netzkomponenten“, die sich üblicherweise im Eigentum des Netzbetreibers befinden. Entflechtungsrechtliche Anforderungen werden nur im Bedarfsfall, d.h. bspw. bei Erweiterung des Betriebsmittels um einen Energiespeicher, dargestellt.

Beschaffungsbezogene Anforderungen liegen vor, wenn die betreffende Systemdienstleistung einem marktlichen Beschaffungsregime unterliegt. Dies ist aktuell in Deutschland nur für die

Systemdienstleistung Regelleistung der Fall und umfasst bspw. das Präqualifikationsverfahren und die Produkthanforderungen des Regelleistungsmarkt (vgl. Kapitel 4.2.3). Entsprechend § 12h EnWG müssen alle vorgestellten SDL zukünftig in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren beschafft werden [33]. Mit Beschlüssen der Bundesnetzagentur sind davon aktuell jedoch die Systemdienstleistungen Kurzschlussstrom, dynamische Blindstromstützung, Inselbetriebsfähigkeit und Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve) ausgenommen [68, 71, 72, 74].

Zusätzlich werden, falls vorhanden, Wechselwirkungen der Bereitstellung der jeweiligen Systemdienstleistung mit der gleichzeitigen Verwendung des Betriebsmittels für betrieblichen Maßnahmen zur Höherauslastung untersucht.

5.2 Passive Betriebsmittel

Unter den passiven Betriebsmitteln werden im Folgenden alle stromführenden Komponenten verstanden, die von einer höheren Auslastung im Übertragungsnetz betroffen sind und nicht selbst zu einer höheren Auslastung beitragen (vgl. Abbildung 5-1).

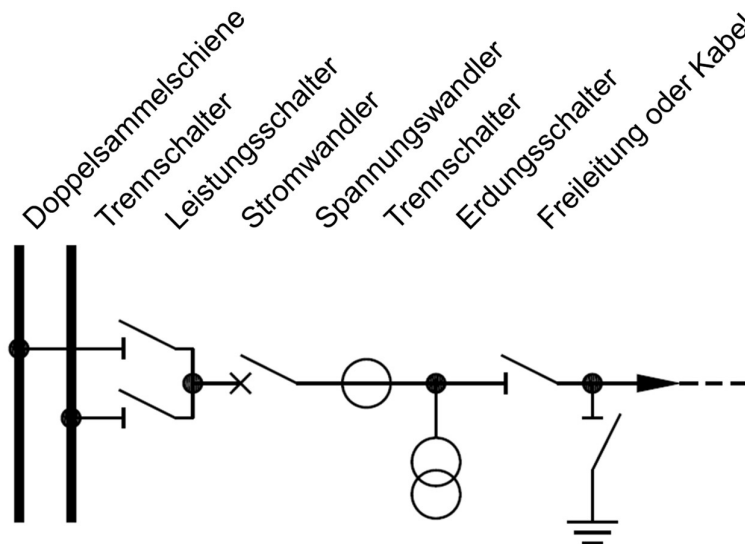


Abbildung 5-1: Übersicht über typische passive Betriebsmittel in einem Stromkreis die von einer Höherauslastung betroffen sind.

5.2.1 Leiterseil (Aluminium-Stahl, Aldrey, HTLS, Armaturen)

5.2.1.1 Funktionen und Aufgaben

Freileitungssysteme sind eine wichtige Komponente der elektrischen Energieübertragung. Neben notwendigen Verbindern und weiteren Armaturen stellen vor allem die Leiterseile die stromführenden Komponenten eines Freileitungssystems dar und dienen im Hoch- und Höchstspannungsnetz der Übertragung des elektrischen Stromes zwischen Umspannwerken. Als Leiterseile kommen hauptsächlich konzentrisch verseilte Drähte aus Stahl in der Innenlage und Aluminium in der Außenlage zum Einsatz [5]. Zusätzlich besteht eine Freileitung aus den Masten und Isolatoren, an denen die Leiterseile mithilfe von Armaturen aufgehängt werden. Zum Blitzschutz werden häufig an der Spitze der Masten Erdseile montiert.

5.2.1.2 Ausführungen und Betriebsmittelgenerationen

Bei Leiterseilen wird zwischen Verbundleitern, beispielsweise aus Aluminium und Stahl, und Einwerkstoffleitern unterschieden. Bei Aluminium-Stahl-Leiterseilen werden verseilte Stahldrähte zur Aufnahme der Zugkräfte eingesetzt. Die Aluminiumdrähte werden um den Kern geschlagen und dienen hauptsächlich der Leitung des elektrischen Stroms. Einwerkstoffleiter bestehen ausschließlich aus einem Werkstoff, dabei kommen i.d.R. Aluminiumlegierungen aus Aluminium, Magnesium und Silizium zum Einsatz. Bei Spannungen größer 110 kV kommen in der Regel Bündelleiter zur Verringerung der elektrischen Randfeldstärken zum Einsatz. Zum Schutz vor Korrosion werden die Stahldrähte üblicherweise mit einer Zinkschicht überzogen. Weiterhin können zum Korrosionsschutz von Leiterseilen Fette zum Einsatz kommen, die das Eindringen von Verschmutzungspartikeln und Feuchtigkeit verhindern. Die Anforderungen an diese Fette werden in der Norm EN 50326:2003 festgelegt [75]. Durch die maximale Betriebstemperatur einer Freileitung wird der maximal zulässige Durchhang des Leiterseils definiert. In Deutschland liegt die maximale Betriebstemperatur von Leiterseilen in der Regel bei 80 °C [5]. Ältere Leiterseile wurden jedoch teilweise für geringere maximale Betriebstemperaturen ausgelegt [12]. Aluminium-Stahl, kurz ACSR (Aluminium-Conductor-Steel-Reinforced) Leiterseile werden mit unterschiedlichen Zugfestigkeiten und Stromtragfähigkeiten eingesetzt [76]. Dabei unterscheiden sich die eingesetzten Leiterseile bei den Querschnitten von Stahl und Aluminium, der Länge und der Bündelkonfiguration oder – anordnung. Das Querschnittsverhältnis typischer, in Deutschland eingesetzter Leiterseile liegt meist zwischen 6:1 und 11:1 (Aluminium:Stahl) [5].

Um die mechanische Festigkeit eines Leiterseils zu erhöhen werden Aluminium-Magnesium-Silizium-Legierungen (Markenname: Aldrey) eingesetzt. Diese Leiterseile finden bei hohen Ansprüchen an die Festigkeit, z.B. bei extremen Spannweiten, Anwendung [5]. Dabei kommen sowohl Einwerkstoffleiter als auch Verbundleiter zum Einsatz. Die mechanische Entfestigung bei höheren Temperaturen gilt für diese Typen nahezu in gleicher Weise wie für Aluminium-Stahl Leiterseile, weshalb die Dauerbetriebstemperatur dieser Leiterseile in der Regel ebenfalls auf 80 °C festgelegt ist [5].

Neben den Aluminium-Stahl-Leiterseilen gibt es eine große Anzahl an Hochtemperaturleiterseilen (TAL – Thermisch belastbares Aluminium) und Hochtemperaturleiterseilen mit geringem Durchhang (HTLS – High Temperature Low Sag). Dabei wird i.d.R. der Aluminium-Leiter durch eine Aluminium-Zirkonium-Legierung oder durch weichgeglühtes Reinaluminium ersetzt, was Dauerbetriebstemperaturen von 150 °C bis zu 250 °C ermöglicht [9, 77]. Leiter aus Aluminium-Zirkonium-Legierungen mit Stahlkern (Stalum) können mit einer Dauerbetriebstemperatur von 150 °C betrieben werden, wobei sich dabei entsprechend größere Durchhänge einstellen. Eine direkte Substitution von ACSR Leiterseilen

ohne zusätzliche Mastererhöhung ist somit i.d.R. nicht möglich. Um diesem Problem zu begegnen wurden HTLS-Leiter entwickelt, bei denen zusätzlich Kernmaterialien mit einem deutlich geringeren Längenausdehnungskoeffizienten als Stahl zum Einsatz kommen. Dabei werden verschiedene metallische Legierungen, Karbonfasern (Markenname: ACCC® - Aluminium Conductor Composite Core) oder Aluminiumkeramiken (Markenname: ACCR - Aluminium Conductor Composite Reinforced) eingesetzt [9]. Durch den geringeren Längenausdehnungskoeffizienten der HTLS-Leiter ist es möglich, trotz höherer Betriebstemperaturen den Durchhang des Leiters zu reduzieren und bestehende Trassen ohne bzw. mit nur wenigen Masterhöhungen stärker auszulasten [78]. Der geringere Durchhang im Vergleich zum ACSR-Leiterseil kommt dadurch zustande, dass der Kern des HTLS-Leiterseils einen sehr geringen thermischen Ausdehnungskoeffizienten besitzt, der ab einer bestimmten Temperatur die komplette Zuglast übernimmt. Diese Temperatur ist abhängig vom verwendeten Seiltyp und von der Vorbelastung des Leiterseils [10].

Armaturen von Freileitungssystemen werden unter anderem eingesetzt, um die Leiterseile an den Isolatoren aufzuhängen, die Bündelleiter auf Abstand zuhalten oder Seilsegmente miteinander zu verbinden. Von einer höheren Auslastung sind vor allem stromführende Armaturen, wie Verbinder, betroffen. Als Material für Leiterseil-Armaturen wird in der Regel Aluminium verwendet [5]. Durch die größere Oberfläche der Armaturen gegenüber dem Leiterseil ist die Temperatur der Armatur i.d.R. geringer als die des Leiterseils [5].

Die Modularität einer Freileitung ergibt sich durch die Möglichkeit mehrere Freileitungssysteme an einen Mast anzubringen. Große Masten (z.B. Donaumasten) tragen bis zu vier 380-kV-Systeme und zwei weitere 110-kV-Systeme. Weiter ist eine Trassenbündelung mit weiteren Freileitungssystemen möglich [5].

5.2.1.3 Nutzungsdauer

Die Nutzungsdauer eines Leiterseils ist über das Gesamtsystem Freileitung definiert. Dabei wird vom Bundesministerium der Finanzen für Freileitungen über 50 kV eine Nutzungsdauer von 35 Jahre festgelegt [79].

Ein Großteil der bestehenden Leiterseile sind heute 50 Jahre und länger im Einsatz [5]. Die typische Nutzungsdauer liegt damit deutlich über der spezifischen Nutzungsdauer. Weitere Quellen geben eine Gesamtlebensdauer eines Freileitungssystems von 80 – 120 Jahren an [9]. Dabei wird eine gute Instandhaltung und der Austausch einzelner Komponenten (Leiterseile und Armaturen 40 – 60 Jahre, Korrosionsschutz und Fette 25 – 35 Jahre) angenommen [9]. Eine von der CIGRE durchgeführte, weltweite Befragung von ÜNB ergibt eine mittlere geschätzte Lebensdauer von 54 Jahren bei einer Standardabweichung von 14 Jahren für ACSR-Leiterseile

[25]. Für Leiterseile die einer hohen Verschmutzung ausgesetzt sind wird eine mittlere Lebensdauer von 46 Jahren bei einer Standardabweichung von 15 Jahren angegeben [80].

Für HTLS-Leiter liegen keine Erfahrungswerte der typischen Nutzungsdauer vor, da diese erst in den frühen 2000er Jahren eingeführt wurden [9]. Die Hersteller von HTLS-Leiterseilen geben eine erwartete Lebensdauer von mehr als 40 Jahren an [78].

5.2.1.4 Betriebsmittelgrenzen

1. Physikalische Grenzen

Die physikalischen Grenzen eines Leiterseils werden maßgeblich über die Temperatur definiert. Bei Standard Aluminium-Stahl-Leiterseilen findet eine Materialentfestigung des Aluminiums ab Temperaturen zwischen 90 °C bis 100 °C statt [9]. Die Dauerbetriebstemperatur ist in Deutschland auf 80 °C spezifiziert [81].

Für HTLS-Leiter werden je nach Typ Temperaturen zwischen 150 °C und 250 °C als Dauerbetriebstemperatur angegeben [9].

Stromführende Armaturen werden auf den Leiter abgestimmt, sodass die physikalischen Grenzen des Leiters relevant sind [10]. Die Armatur nimmt aufgrund der vergrößerten Oberfläche dabei in der Regel eine geringere Temperatur als das Leiterseil an. Jedoch ist auch die Qualität des elektrischen Kontaktes zwischen Leiter und Armatur entscheidend. Eine pauschale Aussage zu der maximal möglichen Temperatur der Armatur ist nicht möglich [10].

2. Systemische Grenzen

Die systemischen Grenzen einer Freileitung ergeben sich aus der Spannungsstabilität und der Winkelstabilität.

3. Regulatorische Grenzen

Regulatorische Grenzen in Bezug auf eine höhere Auslastung ergeben sich durch das magnetische und elektrische Feld unter der Leitung. Bei höherer Auslastung eines Leiterseils steigt die Temperatur an und durch den Längenausdehnungskoeffizienten von Stahl und Aluminium nimmt die Länge zu. Damit erhöht sich der Durchhang des Leiterseils zwischen zwei Masten, wodurch sich der Abstand zum Boden entsprechend verringert. Die Grenzwerte für die maximalen elektrischen und magnetischen Felder werden am Punkt des maximalen Durchhangs der Freileitung oder dem Punkt mit dem geringsten Bodenabstand bestimmt. Dabei ist der Aspekt der Verkehrssicherheit zu gewährleisten, indem die

Vorgaben der DIN EN 50341 eingehalten werden [10]. Das elektrische Feld darf an Orten des nicht nur vorübergehenden Aufenthalts einen Grenzwert von 5 kV/m nicht überschreiten [5]. Das magnetische Feld darf an diesen Stellen Werte von 100 μ T nicht überschreiten. Bei der Ermittlung der Magnetfeldstärke an einem Bemessungspunkt unter oder neben der Leitung sind dabei sowohl die Stromstärke als auch der Durchhang der Leitung entscheidend [5]. Darüber hinaus können an Freileitungen aufgrund von Oberflächenentladungen (Korona) Geräuschemissionen und Funkstörungen entstehen. Die entsprechenden Immissionsrichtwerte, beispielsweise für Wohngebiete, müssen dabei eingehalten werden [5]. Im Abschnitt 7.1 werden die regulatorischen Grenzen der auftretenden Immissionen detailliert ausgeführt.

5.2.1.5 Einführungsjahr

Die erste Freileitung in der 110-kV-Ebene wurde 1911 zwischen Lauchhammer und Riesa in Deutschland in Betrieb genommen [5]. 1929 wurde zwischen Brauweiler und Hoheneck die erste 220-kV-Leitung gebaut. Die erste 380-kV-Leitung wurde 1952 in Schweden zwischen Halsberg und Harspranget in Betrieb genommen [5].

Hochtemperaturleiter werden seit den 60er Jahren in Japan eingesetzt [10].

HTLS-Leiter wurden in den frühen 2000er Jahren vorgestellt [9].

5.2.1.6 Betriebserfahrung

Betriebserfahrung mit Hochspannungsfreileitungssystemen besteht in Deutschland seit der ersten Inbetriebnahme einer 110-kV-Leitung im Jahr 1911. In Deutschland beträgt die höchste Spannungsebene 380 kV, in anderen Ländern werden Wechselspannungsnetze bei bis zu 1200 kV betrieben [5].

In den USA und Japan ist der Einsatz von HTLS-Leiterseilen seit einigen Jahren gängige Praxis. Weltweit sind bereits über 100.000 km HTLS-Leiterseile mit Kohlefaserkern installiert [82]. In Deutschland wurden bisher nur vereinzelte Pilotprojekten realisiert [78, 83].

5.2.1.7 Kosten

1. Kapitalkosten (CAPEX)

Die Investitionskosten sind stark von der Leistungsklasse, der Spannungsebene und weiteren äußeren Gegebenheiten abhängig. In Tabelle 5-1 sind die Investitionskosten von 220-kV- und 380-kV-Systemen mehrerer europäischer Projekte angegeben [9].

Tabelle 5-1: Investitionskosten Hochspannungs-Freileitungen ohne Finanzierungskosten [84]

	Mittelwert in €/km	Min-Max Range €/km	Median €/km	Anzahl Projekte
380 - 400 kV (2 Systeme)	1.060.919	579.771 – 1.401.585	1.023.703	39
380 – 400 kV (1 System)	598.231	302.664 – 766.802	597.841	32
220 - 225 kV (2 Systeme)	407.521	354.696 – 461.664	437.263	15
220 - 225 kV (1 System)	288.289	157.926 -298.247	218.738	5

Die Gesamtinvestitionskosten setzen sich dabei wie in Tabelle 5-2 angegeben aus mehreren Positionen zusammen.

Tabelle 5-2: Aufteilung der Investitionskosten [84]

Entwicklung	3 %
Installation	31 %
Material und Herstellung	47 %
Sonstiges (Projektmanagement, Regulierung, Studien, etc.)	19 %

In Tabelle 5-3 sind die Kosten der unterschiedlichen reinen Leiterseile im direkten Vergleich angegeben.

Tabelle 5-3: Kosten für Leiterseile pro 3-phasigem System [85]

Leiterseil Typ	Querschnitt	Kosten in €/km ¹
Standard Aluminium-Stahl (ACSR)	645 mm ²	24.986
	806 mm ²	33.920
HTLS, Kern aus Aluminiumoxid- Keramik (ACCR)	645 mm ²	124.930
	806 mm ²	169.602
HTLS, Kern aus Kohlefasern	645 mm ²	141.768
	806 mm ²	175.792

Im Netzentwicklungsplan Strom 2035 werden folgende Standardkosten angenommen [86].

Tabelle 5-4: Kostenschätzung für AC-Freileitungen [86, 87]

Maßnahme	Kosten in Mio. €/km
220-kV-Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung auf Bestandsleitung	0,40 ²
380-kV-Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung auf Bestandsleitung	0,50
380-kV-Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung mit HTL	0,70
380-kV-Neubau in bestehender Trasse Doppelleitung (auf Bestandstrasse 220 oder 380 kV, inkl. Rückbau der bestehenden Trasse)	2,8
380-kV-Neubau Doppelleitung	2,5

¹ Faktor 0,80 EUR/USD / 1,6 km/mi = 0,5

² Kostenschätzung aus Netzentwicklungsplan Strom 2030 [87].

Bei der Ertüchtigung einer Freileitung mittels HTLS werden die Leiterseile auf vorhandenen Masten ersetzt. Aus diesem Grund werden nur die Kosten für die Leiterseile und die Montage berücksichtigt. Die Investitionskosten für HTLS-Leiterseile mit Kohlefaserkern betragen ca. das 7-fache, die Kosten für einen ACCR-Leiter ca. das 9 bis 10 fache eines Standard-Aluminium-Stahl-Leiters [88].

Die Montagekosten von HTLS-Leiterseilen belaufen sich auf die circa 1 – 3 fachen Kosten von ACSR Leiterseilen [10].

2. Betriebskosten (OPEX)

Die Betriebskosten setzen sich aus der Verlustenergiebeschaffung und den übrigen Betriebs- und Wartungskosten zusammen. Die Betriebs- und Wartungskosten beinhalten dabei die Instandhaltungskosten, Zustandskontrolle der Komponenten sowie die Trassenfreihaltung. Die jährlichen Kosten sind davon abhängig wie viele Stromkreis-Systeme an einem Freileitungsmast montiert sind. Für ein System ergeben sich Kosten von ca. 2.300 € pro km und erhöhen sich bei zwei Systemen auf ca. 3.000 € pro km [78, 89]

Die Verluste einer Freileitung setzen sich aus den Verlusten der mitgeführten Stromkreise zusammen. Die Stromkreise weisen dabei stromabhängige Verluste sowie spannungsabhängige Korona-Verluste auf. Die spannungsabhängigen Korona-Verluste bei einer Standardbeseilung (4x264-AL1/34-ST1A) betragen bei 380 kV ca. 2,5 kW/km. Bei feuchter Witterung können sie deutlich höher ausfallen [89]. Die stromabhängigen Leitungsverluste eines Viererbündels betragen bei einem Gesamtstrom von 1.000 A ca. 88,5 kW/km, bei einem Gesamtstrom von 2.000 A ca. 354 kW/km [89]. Die stromabhängigen Leitungsverluste sind abhängig von der Temperatur des Leiters und verhalten sich quadratisch zur Stromstärke.

Die spannungsabhängigen Verluste (Korona-Verluste) eines HTLS Leiters sind aufgrund der gleichen Betriebsspannung unverändert zu denen von ACSR-Leitern. Da HTLS-Leiter typischerweise für signifikant höhere Betriebsströme und Temperaturen ausgelegt werden, sind die thermischen Verluste im Betrieb entsprechend höher als beim Nennbetrieb mit konventionellen Leitern. Bei einer Verdoppelung des Stromes ergibt sich mindestens eine Vervierfachung der stromabhängigen Übertragungsverluste [78]. Zusätzlich nimmt die Leitfähigkeit von Metallen mit steigender Temperatur ab, was zu einer weiteren Erhöhung der Verluste führt [78]. Die Leitfähigkeit von Leitern aus Aluminium-Magnesium-Silizium-Legierungen (Aldrey) liegt zwischen 86 % und 93 % der Aluminiumleitfähigkeit, die Leitfähigkeit von Aluminium-Zirkonium-Legierungen liegt bei 98 % der

Aluminiumleitfähigkeit [5]. Die Leitfähigkeit von geglühtem Aluminium liegt bei 103 % der Standard Aluminiumleitfähigkeit.

Bei Leiterseilen mit Kompositkernen haben die Kernmaterialien eine geringere Masse im Vergleich zu denen aus Stahl. Dadurch kann bei gleichem Außendurchmesser des Leiters mehr Aluminium-Querschnittsfläche hinzugefügt werden, ohne dass sich das Gewicht des Leiters verringert. Dadurch werden die Leitungsverluste gesenkt, wenn die HTLS mit den Nennströmen der alten ACSR betrieben werden [90].

5.2.1.8 Realisierungszeitraum

1. Genehmigungszeiträume

Der Genehmigungszeitraum hängt sehr stark von dem Umfang der Maßnahme ab und kann von einigen Monaten bis zu 10 Jahren und in Einzelfällen noch länger dauern [10].

Für den Planungs- und Genehmigungszeitraum einer Freileitungstrasse wird ein Zeitraum von 15 – 30 Jahre angegeben [5].

Der Genehmigungszeitraum für die Umbeseilung liegt in der Größenordnung > 6 Monate [10]. Bei Neubau ist eine Dauer von mindestens 8 Jahren zu erwarten [10].

2. Bauzeiträume

Die Bauzeit ist stark von den äußeren Gegebenheiten abhängig und liegt im Bereich von einigen Monaten bis zu einigen Jahren [5, 10, 91]. Entscheidende Abhängigkeiten ergeben sich aus Genehmigungsaufgaben, örtlichen Gegebenheiten, Umfang der Baumaßnahme und der Freisichtplanung [10].

Der Planungs- und Bauzeitraum für die erstmalige Installation eines HTLS-Leiterseiltyps verlängern sich im Vergleich zu dem Planungszeitraum- und Bauzeitraum für die Installation eines ACSR-Leiterseils um ca. 1 Jahr aufgrund der vorab zu prüfenden Seilparameter und der Prüfung der Kombination aus Leiterseil und Armaturen (mechanische und thermische Prüfung) [10].

Für neu entwickelte Armaturen verlängert sich der Planungs- und Bauzeitraum um ca. 1 Jahr aufgrund der vorher notwendigen Prüfungen [10].

5.2.1.9 Alterungsmechanismen

Durch Alterung von Leiterseilen kommt es letztlich immer zu einem mechanischen Versagen. Der Alterungsvorgang selbst kann zu diesem Versagen führen oder es kommt zu einem Versagen durch Alterungsvorschädigungen in Folge von hoher Belastung durch z.B. Eislast oder starke Winde [9].

Bedingt durch die eingesetzten Werkstoffe können Leiterseile nur bis zu einer bestimmten maximalen Betriebstemperatur betrieben werden. Die Limitierung dieser maximalen Betriebstemperatur wird durch das thermisch/mechanische Langzeitverhalten der eingesetzten Werkstoffe bestimmt und liegt in Deutschland für herkömmliche Leiterseile bei maximal 80 °C (zulässige Dauerbetriebstemperatur) [5]. Oberhalb einer Temperatur von 90 °C kommt es zu einer Abnahme der mechanischen Festigkeit bei dem für ACSR-Leiter eingesetzten hartgezogenen Aluminium [5, 6]. Diese Abnahme der Festigkeit entsteht durch Rekristallisation des Aluminiums, die auf Änderungen des kristallinen Metallgefüges bei höheren Temperaturen zurückzuführen sind [5].

Für Hochtemperaturleiterseile (HTLS und TAL) ergeben sich durch den Einsatz von Aluminium-Legierungen oder weichgeglühtem Aluminium deutlich höhere Dauerbetriebstemperaturen. Die Alterung wird ebenfalls durch die mechanische Entfestigung des Leiters definiert [25].

Ein wichtiger Alterungsmechanismus bei Freileitungen ist Korrosion. Die Korrosion kann dabei die Leiterseile, Armaturen und Masten betreffen [25]. Bei Einsatz von Fetten zum Korrosionsschutz der Leiterseile kann es zur thermischen Alterung oder Verflüssigung und Heraustropfen der Fette kommen [75]. Als Folge kann es dann zu einer Korrosion der Leiter kommen. Zusätzlichen Schutz gegen Korrosion bietet die Verzinkung der Stahldrähte.

Ein wichtiger Alterungsmechanismus für Armaturen, die eine elektrische Verbindung herstellen, ist die Vergrößerung des Kontaktwiderstands welche vom Kontaktmaterial und dem Zustand der Kontaktoberflächen abhängig ist. Die tatsächliche Kontaktoberfläche ist abhängig von der Kontaktkraft und den mechanischen Eigenschaften des Kontaktmaterials. Eine Erhöhung des Kontaktwiderstands führt zu größeren thermischen Verlust und somit zu einer weiteren Zunahme der Temperatur. In vielen Fällen sind die Kontakte durch Schmiermittel geschützt. Eine Zersetzung des Schmiermittels durch Alterungsprozesse kann zu einem Abrieb der Kontakte führen, der aufgrund einer aufgerauten Oberfläche zu einer Erhöhung des Kontaktwiderstands führt [16].

5.2.1.10 Technische Eignung zur Höherauslastung

1. Auswirkung der Höherauslastung

Eine höhere Auslastung einer Freileitung in den Betriebsgrenzen, d.h. bei Einhaltung der Dauerbetriebstemperatur von 80 °C ist grundsätzlich möglich. In der Regel wird die tatsächliche Temperatur des Leiterseils im Betrieb nicht bestimmt, was zu einer konservativen Auslastung führt. Zur Auslegung wird eine Worst-Case-Annahme, die sogenannten Hochsommerwetterlage herangezogen (Außentemperatur 35 °C, Wind 0,6 m/s, Sonnenstrahlung 900 W/m²) [5]. Unter Annahme der Hochsommerwetterlage wird der Strom derart bestimmt, dass die maximale Dauerbetriebstemperatur von 80 °C erreicht wird. Zudem werden Hochspannungsnetze im (n-1)-Betrieb geführt, benachbarte Leitungen müssen also immer in der Lage sein, den Lastfluss einer ausfallenden Leitung ohne Unterbrechung zu übernehmen. Die tatsächlich erreichten Temperaturen liegen damit i.d.R. deutlich unter den spezifizierten 80 °C. Eine Überschreitung der Nenntemperatur führt nicht nur zu einer beschleunigten Alterung des Leiters, sondern aufgrund des Durchhangs zu unzulässigen Bodenabständen [81].

2. **Stromgrenzwerte ($TATL_{Thermisch}$)**

Die temporäre Höherauslastung einer Freileitung ist technisch möglich, da die eingesetzten Leiter eine thermische Zeitkonstante besitzen und die Grenztemperatur somit erst verzögert erreicht wird. Diese temporäre Höherauslastbarkeit wird für die Auslegung der Leiter bei Kurzschlussströmen verwendet [92]. Abhängig vom Leitertyp, der aktuellen Leitertemperatur und den Umgebungsbedingungen ergeben sich Zeitkonstanten im Bereich zwischen 5 – 25 Minuten [92, 93].

5.2.1.11 Zusätzlich benötigte Informationen bei Einsatz im Netzbetrieb

1. **Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB)**

Der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb ermöglicht bei windigen und kühlen Umgebungsbedingungen eine höhere Auslastung einer Freileitung. Zur Erfassung dieser Zustände werden unterschiedliche Methoden eingesetzt. Zum einen kann über direkte Messungen beispielsweise die Temperatur an den Leiterseilen durch geeignete Sensoren erfasst werden oder der Durchhang der Freileitung wird über optische Systeme bestimmt. Alternativ oder zusätzlich werden die Witterungsbedingungen entlang der Freileitung durch Wetterstationen ermittelt. Durch ein geeignetes Berechnungsmodell zur Bestimmung der Leitertemperatur kann der Netzbetreiber zu jedem Zeitpunkt die mögliche Auslastung der Freileitung berechnen.

5.2.2 Kabel (VPE, Öl-Papier, MI, Garnituren)

5.2.2.1 Funktionen und Aufgaben

Hochspannungskabel haben, ähnlich wie Freileitungen, die Aufgabe der Übertragung des elektrischen Stromes zwischen Umspannwerken. Kabel werden in Deutschland vor allem in der Nieder- und Mittelspannung eingesetzt. In der Hochspannungsebene kommen sie für Drehstromübertragungen nur vereinzelt zum Einsatz, z.B. als Baueinsatzkabel-Provisorium in Umspannwerken oder zur anderweitigen Verkabelung in Stationen. Auf 380kV-Ebene werden zudem VPE-isolierte Drehstromkabel (AC) durch die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen von ausgewiesenen Pilotvorhaben getestet. Für den Einsatz bei HGÜ-Leitungen übernehmen dagegen Gleichstromkabel (DC) eine entscheidende Rolle. Grundsätzlich kann demnach bei Hochspannungskabeln zwischen den Technologien AC / DC und Seekabel / Landkabel unterschieden werden.

5.2.2.2 Ausführungen und Betriebsmittelgenerationen

Hochspannungskabel bestehen im Wesentlichen aus einem Kupfer- oder Aluminium Leiter, einer Isolierung und einem geerdeten Schirm. Durch eine innere und äußere Leitschicht wird das elektrische Feld im Isolator homogenisiert. Der Schirm dient der Abschirmung des elektrischen Felds nach Außen und als Rückleiter für den Strom bei einer Beschädigung des Kabels. Die Feststoffisolierung eines Kabels sorgt für eine kompakte Bauweise und muss über die gesamte Lebensdauer den hohen elektrischen Feldern standhalten. Dabei wird seit den 1920er Jahren Öl bzw. Masse imprägniertes Papier (MI-Kabel) als Isoliermedium für Spannungen größer 60 kV eingesetzt [94]. Öl-Papier-Kabel sind in Deutschland nicht mehr genehmigungsfähig und werden nicht mehr hergestellt [10]. Durch den komplexen Aufbau und die begrenzte Temperaturfestigkeit der MI-Kabel (Mass-impregnated) haben sich seit den 80er Jahren Kunststoffkabel in vielen Bereichen durchgesetzt [18]. MI-Kabel werden aktuell nur noch im Offshore-Bereich eingesetzt [10].

Durch den Vernetzungsprozess von Polyethylen (PE) wird das Material erheblich temperaturbeständiger und eignet sich damit als Isoliermedium für Hochspannungskabel.

Zusätzliche wichtige Komponenten eines Kabelsystems sind Muffen und Endverschlüsse. An Land ist die maximal verlegbare Länge eines Kabels je nach Design auf ca. 1,5 - 2 km beschränkt [10]. Bei langen Kabelstrecken werden deshalb Verbindungsmuffen eingesetzt, welche eine potenzielle Fehlerquelle darstellen können, da Verbindungsmuffen elektrisch belastete Grenzflächen aufweisen und jede Muffe individuell vor Ort verlegt wird [10, 95]. In Kabelendverschlüssen wird das hohe elektrische Feld in der Feststoffisolierung durch eine Feldsteuerung abgebaut und in eine Gas- oder Freiluftisolierung überführt.

Bei langen Drehstromkabelsystemen werden aufgrund der hohen Eigenkapazität des Kabels Kompensationsdrosseln benötigt, die den übertragbaren Wirkstrom erhöhen. Für HGÜ-Kabel kommen sowohl Öl-Papier, masseimprägnierte als auch VPE-Kabel zum Einsatz. Als Mantelwerkstoff kommt teilweise auch vernetztes Polypropylen zum Einsatz [10].

5.2.2.3 Nutzungsdauer

Die Nutzungsdauer eines Hochspannungskabels wird vom Bundesministerium der Finanzen für Spannungen über 50 kV auf 35 Jahre festgelegt [79].

Die Nutzungsdauer von VPE-Kabeln wird, basierend auf Laboruntersuchungen, mit 40 Jahren angegeben [9]. Bei der Installation in Kabelschächten ist das Austauschen oder Reparieren des Kabels einfacher und günstiger. Eine weltweite Befragung der CIGRE von ÜNB ergibt eine mittlere geschätzte Lebensdauer von Öl-Papier-Kabeln bei Spannungen größer 110 kV von 51 Jahren bei einer Standardabweichung von 20 Jahren [25]. Für VPE-Kabel liegen entsprechende Daten nicht vor, da diese Technologie erst seit 20 – 30 Jahren großflächig eingesetzt wird [25].

5.2.2.4 Betriebsmittelgrenzen

1. Physikalische Grenzen

Die maximale Dauerbetriebstemperatur von VPE ist 90 °C (AC) bzw. 70-90 °C (DC), die Kurzschlussstemperatur (1 Sekunde) beträgt 250 °C [10, 96]. Für Öl-Papier bzw. MI-Kabel ist die maximale Betriebstemperatur typischerweise auf 50 °C – 60 °C festgelegt, die Kurzschlussstemperaturen liegen bei ca. 160 °C [95, 97]. Es gibt aktuelle Entwicklungen zu höheren Maximaltemperaturen bis 80 °C von MI-Kabeln [97].

2. Systemische Grenzen

Die systemischen Grenzen ergeben sich aus der Spannungsstabilität und der Winkelstabilität.

3. Regulatorische Grenzen

Die regulatorischen Grenzen ergeben sich aus dem magnetischen Feld auf der Oberfläche des Bodens in dem das Kabel verlegt ist (100 µT) und sind abhängig von der Verlege-Tiefe des Kabels und dem Strom der höchsten betrieblichen Anlagenauslastung. Diese Grenzwerte finden nur für BlmSchG-relevante Orte Anwendung. Je nachdem ob es sich um ein See- oder Landkabel handelt müssen unterschiedliche maximale Erwärmungen der Sedimente eingehalten werden (z.B. 2K-Kriterium - maximale Erwärmung der Sedimente am Meeresboden). Es treten keine elektrischen Felder außerhalb des Kabels auf, da dieses

durch den Außenschirm des Kabels abgeschirmt werden [98]. Im Abschnitt 7.1 werden die regulatorischen Grenzen der auftretenden Immissionen detailliert ausgeführt.

5.2.2.5 Einführungsjahr

Im Jahre 1920 wurden die ersten 60-kV-Kabel mit Öl-Papier-Isolierung in Betrieb genommen [94].

Eindringendes Wasser und das darauffolgende Entstehen von elektrischen Bäumen (electrical treeing) hat zu großflächigen Ausfällen in der Anfangszeit der VPE-Technologie geführt. Seit Mitte der 80er Jahre konnten diese Probleme behoben werden [98]. VPE-Kabel werden in der Mittelspannung seit Ende der 70er Jahre eingesetzt [98]. In der Hochspannungsebene stehen seit 1988 VPE-isolierte Hochspannungsdrehstromkabel bis 500 kV zur Verfügung [95]. Das erste 400-kV-VPE-Kabel wurde 1996 in Kopenhagen installiert [9], in Deutschland wurde 1997 das erste 400-kV-VPE-Kabel installiert [95]. VPE-Kabel werden seitdem auch in der Hochspannungsebene gegenüber Öl-Papier oder MI-Kabeln bevorzugt eingesetzt.

5.2.2.6 Betriebserfahrung

Betriebserfahrung für Öl-Papier oder MI-Kabel liegen seit 1920 vor. Das erste 400-kV-VPE-Kabel wurde 1996 in Kopenhagen installiert [9], in Deutschland wurde 1997 das erste 400-kV-VPE-Kabel installiert [19]. Es ist bisher nur wenig Erfahrungen mit 380 kV-Drehstrom-Erdkabeln vorhanden [10]. Einen detaillierten Überblick über bisherige Erfahrungen mit Erdkabeln im Hochspannungs-Drehstrom-Bereich gibt der Erfahrungsbericht der vier deutschen ÜNB [99]. Im Bereich der Gleichstromkabel (DC) kommen 320 kV-HGÜ-Kabel sowohl als Landerkabel als auch als Anbindung für Offshore-Windparks seit ein paar Jahren in Deutschland zum Einsatz [10]. Betriebserfahrungen mit 525-kV DC-Technologien liegen bisher nicht vor.

5.2.2.7 Kosten

1. Kapitalkosten (CAPEX)

Die Kapitalkosten von Kabeln werden häufig direkt mit Freileitungen verglichen. Dabei wird ein Faktor von 5 – 10 gegenüber den Investitionskosten einer vergleichbaren Freileitung angeführt [9]. Bei besonderen Anforderungen an das Kabelsystem, wie beispielsweise bei der Verlegung in Kabelschächten, können 15-mal höhere Investitionskosten entstehen. In

Tabelle 5-5 sind die Investitionskosten von 46 europäischen Hochspannungskabelprojekten, aufgeteilt nach Spannungsebene und Systemanzahl, angegeben. Aus Gründen der Vergleichbarkeit sind die Daten derselben Quelle wie die Investitionskosten der Freileitungen entnommen und mit der gleichen Methodik erfasst

worden. Die durchschnittliche Aufteilung der Kosten aus allen angeführten Kabelprojekten ist in Tabelle 5-6 aufgeführt.

Tabelle 5-5: Investitionskosten für Hochspannungskabel ohne Finanzierungskosten [84]

	Mittelwert (€/km)	Min-Max Range (€/km)	Median (€/km)	Anzahl Projekte
380 - 400 kV (2 Systeme)	4.905.681	3.557.853 – 5.895.748	5.729.628	5
320 – 225 kV (2 Systeme)	3.314.047	3.982.813 – 4.115.441	4.063.557	6
220 - 225 kV (1 System)	2.224.630	1.920.846 – 2.444.014	2.260.036	20
150 kV (2 Systeme)	1.511.846	885.759 – 1.891.647	886.109	5
150 kV (1 System)	695.704	454.208 – 816.016	782.212	10

Tabelle 5-6: Aufteilung der Investitionskosten [84]

Entwicklung	3 %
Installation	27 %
Material und Herstellung	57 %
Sonstiges (Projektmanagement, Regulierung, Studien, etc.)	12 %

Im den Netzentwicklungsplänen Strom 2030 und 2035 werden für die Teilverkabelung einer 380-kV-Doppelleitung (AC-Kabel inkl. Kabelübergangsanlage) Standardkosten von 11,5 Mio. € pro km angenommen [86, 87]. Für DC-Erdkabel werden im NEP Strom 2035 für den Neubau einer 2 GW-Trasse Kosten von 6,5 Mio. € pro km angenommen [86].

2. Betriebskosten (OPEX)

Die Betriebskosten setzen sich aus der Verlustenergiebeschaffung und den übrigen Betriebs- und Wartungskosten zusammen. Die Betriebs- und Wartungskosten beinhalten dabei die Trassenfreihaltung, Zustandskontrollen der Komponenten inklusiv möglicher Kompensationsanlagen sowie Wartung und Betrieb der Sekundärtechnik. Für eine 2x27-

km-lange Kabeltrasse werden Betriebskosten (ohne Verluste) von 800 €/(km a) angegeben [89].

Für zwei Stromkreise mit 10 km Länge werden ca. 500 MVar an Kompensation benötigt [99].

Durch die größeren Querschnitte des Kabel-Leiters im Vergleich zu einer Freileitung sind die stromabhängigen Verluste bei einem Kabelsystem ca. 3,2-mal geringer als bei einer vergleichbaren Freileitung [89]. Die spannungsabhängigen Verluste eines Kabelsystems liegen durch das kapazitive Verhalten und die damit notwendige Kompensation höher als bei einer vergleichbaren Freileitung. Sie sind bei einer Spannungsebene hauptsächlich von der Anzahl der verlegten Kabel (pro System/Stromkreis) abhängig, und nur sehr gering von der Kabelkonstruktion [10].

Die stromabhängigen Leitungsverluste eines 2.000 mm²-Kabels betragen bei einem Gesamtstrom von 1.000 A ca. 32,7 kW/km, bei einem Gesamtstrom von 2.000 A ca. 130,7 kW/km [89]. Die stromabhängigen Leitungsverluste sind abhängig von der Temperatur des Leiters und verhalten sich quadratisch zur Stromstärke.

5.2.2.8 Realisierungszeitraum

1. Genehmigungszeiträume

Es ist wenig Erfahrung vorhanden. Insgesamt erfordern eine umfangreichere Ausführungsplanung, Voruntersuchungen und der, im Vergleich zur Freileitung, viel höhere Aufwand für die Errichtung unabhängig vom Bauverfahren mehr Zeit und Aufwand für die Realisierung von Erdkabel-Abschnitten [10, 99]. Die Planungs- und Genehmigungszeiträume sind dabei stark von der Größe des Vorhabens abhängig. Der Planungs- und Genehmigungszeitraum für das Vorhaben Alegro (BBPIG Nr. 30) betrug zwischen 2013 und 2018 etwa 5 Jahre [10]. Hingegen dauert das Planungs- und Genehmigungsverfahren für das Projekt Suedlink (BBPIG Nr. 3 & 4), welches ebenfalls im Jahr 2013 begann, weiter an, wobei sich die Genehmigungsprozesse der einzelnen Teilabschnitte mittlerweile im Planfeststellungsverfahren befinden [100]. Eine Inbetriebnahme wird für 2028 angestrebt. Für MI-Kabel bei Offshore-Projekten wird eine Dauer größer 5 Jahre angenommen [10].

2. Bauzeiträume

Es ist wenig Erfahrung vorhanden. Die Bauzeit des 380-kV-Erdkabel Raesfeld betrug ca. 2 Jahre [99]. Das Vorhaben Alegro ist nach finaler Genehmigung im Jahr 2018 etwa zwei Jahre später in Betrieb genommen worden [10].

Insbesondere eine Teilerdverkabelung im Wechselstromnetz ist kaum erprobt. Eine Begrenzung auf Pilotvorhaben ist weiterhin erforderlich, da die Auswirkungen auf das Gesamtnetz, z.B. die Systemintegration, noch nicht geklärt sind [10].

5.2.2.9 Alterungsmechanismen

Die Alterung eines Kabels wird maßgeblich durch seine Feststoffisolierung bestimmt. Die Alterungsmechanismen von Kunststoffkabeln und Öl-Papier- bzw. MI-Kabeln unterscheiden sich deshalb grundlegend.

Die Zellulose, der Hauptbestandteil der Papierisolierung (Öl-Papier, MI), zersetzt sich bei Vorhandensein von Wasser, was zu einem Verlust der physikalischen, mechanischen und elektrischen Eigenschaften führt. Durch eine erhöhte Temperatur wird dieser Prozess beschleunigt [98]. Durch Lastzyklen und die Spannungsbelastung kann es dabei zu kleinen Lufteinschlüssen in der Isolierung kommen. In diesen kann es dann durch die hohen elektrischen Feldstärken zu Teilentladungen und damit einer beschleunigten Alterung kommen. Durch eine erhöhte Teilentladungsaktivität treten Erosion und Rußablagerungen auf die zu einer Schwächung der lokalen elektrischen Festigkeit führen. Diese Vorschädigung kann schließlich durch einen Durchschlag zu einem Gesamtversagen der Isolierung führen [98].

Ein in der Vergangenheit häufig aufgetretener Alterungsmechanismus von VPE-Kabeln ist die Bildung von „elektrischen Bäumen“, die durch bei hohen elektrischen Feldstärken eindringendes Wasser entstehen. Diese leitfähigen Verbindungen können über lange Zeiträume entstehen und schließlich zu einem Durchschlag und somit zu einem Gesamtversagen führen [95, 98]. Durch Weiterentwicklung des Isolierstoffs konnten die anfänglichen Probleme durch „elektrische Bäume“ in VPE-Isolierungen weitestgehend eliminiert werden [98]. Ähnlich wie bei Papier-Isolierungen kann es durch Verunreinigungen und Luft- oder Wasserscheinschlüsse in der Isolierung und die hohe lokale elektrische Feldstärke zu Teilentladungen im VPE kommen [98]. Je nach Einsatzspannung und Ausprägung der Teilentladungen können diese zu einer Beschädigung der Isolierung führen. Ein Überschreiten der zulässigen Betriebstemperatur führt zu einer thermisch aktivierten Reaktion des Polymers, welche die mechanischen Eigenschaften

des Werkstoffs verändert. Die Lebensdauer ist dabei von der thermischen Belastung abhängig und nimmt mit steigender Betriebstemperatur ab [21].

Bei VPE Kabeln für den HGÜ Einsatz ist die Rolle von Raumladungen bei der Alterung noch Stand der Forschung [10].

5.2.2.10 Technische Eignung zur Höherauslastung

1. Auswirkung der Höherauslastung

Durch eine höhere Auslastung heizt sich das Kabel stärker auf. Dadurch erhöht sich der Verlustfaktor, wodurch sich wiederum die elektrischen Verluste erhöhen, was zu einer weiteren Temperaturerhöhung führt. Zu hohe Temperaturen über einen langen Zeitraum verkürzen die Lebensdauer eines Kabels. Im schlimmsten Fall kann es zu einem Wärmedurchschlag kommen, der das Kabel in dem jeweiligen Abschnitt irreparabel beschädigt. Bei VPE-Kabeln sollte eine Dauertemperatur von 90 °C nicht überschritten werden [19]. Einen bedeutenden Einfluss auf die Temperatur des Kabels hat neben der Auslastung und der Umgebungstemperatur die Verlegungsart des Kabels. Diese bestimmt sich über die Anzahl der verlegten Systeme, deren Abstand zueinander sowie die Art der Wärmeableitung [18, 19]. Bei Hochspannungskabeln, die direkt im Boden oder in ein Schutzrohr verlegt werden, kommen i.d.R. Bettungsmaterialien mit einer hohen Wärmeleitfähigkeit zum Einsatz. Sie sorgen für eine gleichmäßige Wärmeabfuhr an das umgebende Erdreich und verhindern so eine Austrocknung bei einer gleichzeitig höheren Auslastung des Kabels [18, 95].

2. Stromgrenzwerte ($TATL_{Thermisch}$)

Die zulässige temporäre Höherauslastung ist von der Auslegung des Kabels, der Qualität der Kabelverlegung dem Bettungsmaterial, dem vorhandenen Erdreich und der Vorlast abhängig [18]. Die thermische Zeitkonstante eines Kabels ist abhängig von der Wärmeableitung und liegt im Bereich einiger Stunden bis zu einiger Tage [93]. Beispielsweise kann während einer Schwachlastzeit ein Kabelsystem für bis zu 24 Stunden um 20 – 30 % überlastet werden [93]. In modernen Kabelprojekten werden teilweise Glasfasern in der Nähe des Kabels oder direkt in das Kabel eingebracht. Durch geeignete Monitoringsysteme ist es so möglich die Temperatur entlang des gesamten Kabels kontinuierlich orts aufgelöst zu bestimmen [101, 102]. Dadurch ist der Kabelbetreiber in der Lage, kritische Temperaturhotspots zu identifizieren und das Kabel ohne Überschreitung der lokalen Grenztemperatur optimal auszulasten. Dabei werden örtliche Auflösungen von 0,2 m bis 10 m bei einem Messintervall von ca. 15 Minuten erreicht. Die Auflösung der

Temperaturmessung liegt dabei im Bereich von 0,1 °C bis 6 °C. Temperaturmonitoring wird von Kabelbetreibern hauptsächlich zur Bewertung der Sicherheit, der Auslastung und der Ermittlung des Wartungsbedarfs eingesetzt [102].

5.2.3 Gasisolierte Leitung

5.2.3.1 Funktionen und Aufgaben

Gasisolierte Leitungen übernehmen dieselbe Aufgabe wie Kabel oder Freileitungen, die Übertragung des elektrischen Stromes zwischen Umspannwerken. Gasisolierte Leitungen werden in Deutschland bisher kaum und dabei nur auf kurzen Abschnitten eingesetzt, können aber in manchen Fällen ein Kabelsystem durch die vergleichsweise hohe Übertragungsleistung ersetzen [9]. Bislang gibt es nur GIL-Anlagen für Wechselspannungsanwendungen (AC) [10].

5.2.3.2 Ausführungen und Betriebsmittelgenerationen

Eine gasisolierte Leitung besteht aus einem Innenleiter aus Aluminium und einem Mantelrohr aus Aluminium [9]. Der Leiter wird innerhalb des Mantelrohrs durch Isolatoren aus Epoxidharz symmetrisch positioniert [103]. Der Gasraum der gasisolierten Leitung wird mit dem Isoliergas SF₆ (Schwefelhexafluorid) bei erhöhtem Druck gefüllt. Da SF₆ das stärkste bekannte Treibhausgas ist, wird bei aktuellen Anlagen der SF₆ Anteil verringert, indem Stickstoff beigemischt wird. Gasisolierte Leitungen haben nach dem heutigen Stand der Technik ein SF₆ Anteil von 5 % - 20 % bei typischen Fülldrücken von 7 bar [103]. Auch alternative Gase mit niedrigem Global Warming Potential sind in Entwicklung [10]. Die GIL-Technologie ermöglicht prinzipielle Leitungslängen bis zu 100 km, da die Betriebskapazität verglichen mit Kabeln gering ist [10]. Bislang installierte Längen liegen jedoch im Bereich von unter 10 km [103]. Typische Herausforderungen mit GIL liegen bei der Verlegung, der Instandhaltung und der Längenausdehnung durch Temperaturschwankungen [10].

Für große Übertragungslängen kommen nur gasdicht geschweißte Lösungen in Betracht, da die Flansche Dichtungen aufweisen. Eine Gasraumüberwachung hinsichtlich Gasdichte ist abschnittsweise obligatorisch. Üblicherweise werden GIL oberirdisch (auf Betriebsgelände) oder in Tunnels gelegt. Erdverlegte Lösungen gibt es nur vereinzelt. [10]

5.2.3.3 Nutzungsdauer

Die typische Nutzungsdauer einer gasisolierten Leitung liegt bei ca. 50 Jahren [104].

5.2.3.4 Betriebsmittelgrenzen

1. Physikalische Grenzen

Die Grenztemperatur des Innenleiters beträgt 95 °C, die Oberflächentemperatur des Außenleiters ist von der Verlegeart abhängig und wird in der Norm zu 60 °C angegeben [105].

2. Systemische Grenzen

Die systemischen Grenzen ergeben sich aus der Spannungsstabilität und der Winkelstabilität.

3. Regulatorische Grenzen

Durch den mechanischen Aufbau einer gasisolierten Leitung treten sehr geringe magnetische Felder auf. Es werden Werte um den Faktor 10 geringer als bei vergleichbaren Kabeln beobachtet [97]. Es tritt kein elektrisches Feld durch das Mantelrohr außerhalb der gasisolierten Leitung auf [98]. Die maximale Erwärmung des Bodens darf 40°C nicht übersteigen [10].

Im Abschnitt 7.1 werden die regulatorischen Grenzen der auftretenden Immissionen detailliert ausgeführt.

5.2.3.5 Einführungsjahr

Die erste GIL wurde 1971 in Ohio, USA mit einer Betriebsspannung von 345 kV in Betrieb genommen [106]. 1976 wurde die erste europäische GIL in Deutschland, Schluchsee mit 400 kV bei einer Länge von 670 m in Betrieb genommen [106].

5.2.3.6 Betriebserfahrung

Die erste GIL in Deutschland wurde 1976 am Schluchsee mit 400 kV und einer Länge von 670 m in Betrieb genommen [106]. Insgesamt gibt es für GIL wenig Betriebserfahrung, da die Technologie im Netz kaum verbreitet ist [10].

5.2.3.7 Kosten

1. Kapitalkosten (CAPEX)

Die Kapitalkosten einer GIL hängen stark von den jeweiligen Rahmenbedingungen ab (Übertragungsleistung, Erd- oder Tunnelverlegung, Anzahl der Stromkreise, etc.). Für GIL Projekte im Leistungsbereich von 2.000 MVA pro Stromkreis werden Kosten in Höhe von 2,4 Mio € bis 4,6 Mio. € pro km bei einem Stromkreis bzw. von 4,13 Mio. € bis 8,8 Mio. € pro km bei zwei Stromkreisen angegeben [89, 107].

Die Tiefbaukosten sind vergleichbar mit Kabeln, wobei Richtungsänderungen bei GIL teurer sind [10].

2. Betriebskosten (OPEX)

Die Betriebskosten betragen für 380-kV-GIL mit einem Stromkreis ca. 900 € pro km bis 1.500 € pro Jahr, für 380-kV-GIL mit zwei Stromkreisen ca. 1.400 € bis 1.800 € pro km pro Jahr [78].

Aufgrund der Gasisolation sind dielektrische Verluste bei GIL vernachlässigbar. Die Übertragungsverluste liegen bei ca. 33 % von denen einer Freileitungen bei gleicher Übertragungsleistung [103].

5.2.3.8 Alterungsmechanismen

Korrosion stellt den wichtigsten Alterungsmechanismus einer GIL dar [103]. Die elektrische Beanspruchung der GIL in den Systemgrenzen führt zu keiner nennenswerten Beschleunigung der Alterung [106]. Die Stützisolatoren und Gasbarrieren die in GIL eingesetzt werden sind einem hohen elektrischen Feld ausgesetzt. Bei dieser Technologie kann jedoch auf die langjährige Erfahrung aus gasisolieren Schaltanlagen zurückgegriffen werden, welche hohe Lebensdauern und geringe Ausfallraten aufweisen [103].

5.2.3.9 Technische Eignung zur Höherauslastung

1. Auswirkung der Höherauslastung

Die hohe thermische Leitfähigkeit des eingesetzten Gasgemisches führt zu einem schnellen Abtransport der Wärme des Innenleiters. Durch die große Oberfläche des Mantelleiters kann diese dann schnell an die Umgebung abgeführt werden [108]. Eine höhere temporäre Auslastung auch über die Grenztemperatur des Innenleiters hinaus wird in der Literatur als unkritisch beschrieben [107]. Es muss sichergestellt sein, dass bei höherem Strom infolge der Erwärmung und Ausdehnung der GIL die Gleitkontakte noch ausreichend Spiel aufweisen [10].

2. Stromgrenzwerte ($TATL_{Thermisch}$)

Durch die hohe thermische Leitfähigkeit der GIL ist ein temporäre Höherauslastung von 1,9 – 2,4 fachen des Nennstromes für eine Dauer von 12 Stunden ohne Überschreitung der Grenztemperatur des Innenleiters von 95 °C möglich [107].

5.2.4 Transformatoren (Kraftwerk, Netzkupplung)

5.2.4.1 Funktionen und Aufgaben

Die Übertragung hoher Ströme über längere Strecken ist mit ohmschen Verlusten verbunden. Durch Erhöhung der Spannung lässt sich die gleiche Energiemenge verlustärmer transportieren. Im Bereich der Übertragungsnetze werden zu diesem Zweck Leistungstransformatoren eingesetzt, die die Spannungen auf 110 kV, 220 kV oder 380 kV transformieren.

5.2.4.2 Ausführungen und Betriebsmittelgenerationen

In der Hoch- und Höchstspannungsebene werden Transformatoren zum einen in Kraftwerken als sogenannte Blocktransformatoren eingesetzt, zum anderen als Netzkupplungstransformatoren zur Kupplung der Hochspannungsnetze z.B. 380 kV/220 kV oder 220 kV/110 kV [94]. Kraftwerkstransformatoren sind auf die Leistung der Generatoren angepasst und bilden zusammen mit der Turbine den Kraftwerksblock. Netzkupplungstransformatoren dienen zur Verbindung der Übertragungsnetze mit unterschiedlichen Spannungsebenen. Häufig werden für diese Aufgabe Spartransformatoren eingesetzt. Im Gegensatz zu Volltransformatoren werden bei diesen Transformatoren keine galvanisch getrennten Wicklungen eingesetzt, sodass ein Kostenvorteil durch die Materialersparnis entsteht. Je weiter die zu transformierenden Spannungen auseinanderliegen, desto eher lohnt sich der Einsatz eines Volltransformators. Transformatoren werden i.d.R. als dreiphasige Einheit eingesetzt, bei sehr hohen Leistungen kommen auch drei einpolige Einheiten zum Einsatz [94].

Der grundsätzliche Aufbau und die Funktionsweise von Transformatoren hat sich in den letzten 100 Jahren kaum verändert. Als umweltfreundliche Alternative zum Mineralöl werden seit einigen Jahren synthetische organische Ester als Isolierflüssigkeit in Transformatoren bis 420 kV eingesetzt [109]. Da natürliche Ester biologisch abbaubar sind, muss für diese Transformatoren keine Wassergefährdungskategorie ausgewiesen werden. Weiter ergeben sich Vorteile durch ein geringeres Brandrisiko und eine kompaktere Ausführung gegenüber herkömmlichen ölsolierten Transformatoren [109].

Häufig werden zwei baugleiche Transformatoren parallel betrieben und somit nur zur Hälfte ausgelastet. Diese Redundanz ermöglicht bei einer Wartung, einer Reparatur oder einem Fehlerfall den Weiterbetrieb der Anlage.

5.2.4.3 Nutzungsdauer

Die kalkulatorische Nutzungsdauer eines Transformators wird vom Bundesministerium der Finanzen auf 20 Jahre festgelegt [79].

Die tatsächliche Nutzungsdauer von Transformatoren kann bei guter Wartung 50 Jahre übersteigen. Eine weltweite Befragung der CIGRE von ÜNB ergibt eine mittlere geschätzte Lebensdauer von 42 Jahren bei einer Standardabweichung von 8 Jahren [25].

5.2.4.4 Betriebsmittelgrenzen

1. Physikalische Grenzen

Die physikalische Grenze eines Transformators ist über die Temperatur definiert und damit direkt von der Auslastung abhängig. Die zulässige Übertemperatur am heißesten Punkt des Transformators ist laut IEC 60076 78 K [24, 110]. Die Windungen dürfen eine Temperaturdifferenz von 65 K nicht überschreiten, die Übertemperatur des Öls 60 K [24, 27].

2. Systemische Grenzen

-

3. Regulatorische Grenzen

Mit einer höheren Auslastung des Transformators nimmt die Geräusentwicklung zu. Je nach Aufstellungsort und Uhrzeit ergeben sich unterschiedliche Grenzwerte für die maximale Geräuschemission. Die Geräuschlimits liegen dabei zwischen 35 dB – 70 dB [106]. Im Abschnitt 7.1 werden die regulatorischen Grenzen der auftretenden Immissionen detailliert ausgeführt.

5.2.4.5 Einführungsjahr

1912 wurde der erste 110-kV-Transformator mit 8 MVA, 1929 der erste 220-kV-Transformator mit 50 MVA in Deutschland in Betrieb genommen [5, 111]. Der erste 380-kV-Transformator mit einer Leistung von 660 MVA wurde 1957 in Rommerskirchen in Deutschland in Betrieb gesetzt [111].

5.2.4.6 Betriebserfahrung

Der erste Hochspannungstransformator in Deutschland wurde 1912 in Betrieb genommen [111].

5.2.4.7 Kosten

1. Kapitalkosten (CAPEX)

Die Kapitalkosten eines Transformators werden maßgeblich über die Leistung bestimmt. Weiter haben zusätzliche Anforderungen an die Kühlung, die Lärmemissionen usw. oder besondere Anforderungen an den Transport Einfluss auf die Gesamtinvestitionskosten. In Tabelle 5-7 sind Mittelwert und Bandbreite der Investitionskosten von 99 europäischen Leistungstransformatoren bezogen auf 1 MVA angegeben [84].

Tabelle 5-7: Spezifische Anschaffungskosten von Hochspannungstransformatoren [84]

	Mittelwert (€)	Min-Max Range (€)	Median (€)	Anzahl Systeme
Pro MVA des Transformators	9.903	6.865 – 12.709	9.500	99

Im NEP 2030 werden folgende Standardkostensätze für Transformatoren inkl. Nebenanlagen und Schaltfeld angenommen:

Tabelle 5-8: Kostenschätzung für Transformatoren inkl. Nebenanlagen ohne Schaltfelder nach NEP 2035 [86]

Maßnahme	Kosten in Mio. €/Stück
300 MVA 380/110-kV- Transformator	5,20
600 MVA 380/220-kV- Transformator	8,00
200 MVA 220/110-kV- Transformator	3,50

2. Betriebskosten (OPEX)

Die Betriebskosten sind von der Asset-Management-Strategie des Netzbetreibers abhängig. Diese Kosten setzen sich unter anderem aus Wartungskosten, Revisionskosten, Ausfallkosten, Reparaturkosten, sowie aus den Kosten der Verlustenergiebeschaffung zusammen. In [80] werden für eine 380-kV-Schaltanlage in Freiluftausführung mit fünf

Leistungsschaltern, einem Transformator, 25 Trennschaltern und 15 Wandlern Betriebskosten von 131.000 € pro Jahr angesetzt.

5.2.4.8 Realisierungszeitraum

1. Genehmigungszeiträume

Die Dauer der Genehmigungszeiträume ist vom Bauvorhaben und von den Gegebenheiten des Standorts (Siedlungsgebiet, Schutzgebiet etc.) abhängig. Für vollständig neu geplante Anlagen kann das Genehmigungsverfahren einer Schaltanlage in der Regel zwischen 6 und 12 Monaten ohne Vorbereitungszeiten in Anspruch nehmen [10]. Im Falle von komplexen Projekten, in den z.B. Freileitungsmasten versetzt oder neu gebaut werden müssen, oder wenn neue Transformatoren (mit neuen Fundamenten) eingesetzt werden müssen, ist es nicht ausgeschlossen, dass die Genehmigungszeiten länger als 12 Monate betragen [10].

2. Bauzeiträume

Es werden Bauzeiträume von 1-3 Jahren angenommen [112].

5.2.4.9 Alterungsmechanismen

Die Alterung eines Transformators wird sowohl über das Isoliersystem als auch über die Alterung des Stahlgehäuses, der Durchführungen, Dichtungen und des zugehörigen Equipments bestimmt. Die Alterung des Isoliersystems ist stark von der vorangegangenen Nutzung abhängig. Dazu zählen thermische Beanspruchungen durch Überlastungen sowie Strom- und Spannungsstöße. Diese Belastungen führen zu einer Zersetzung der Zellulose (Papier und Holz) und somit zu einer Schwächung der Isolierung [25, 26]. Hohe Temperaturen führen zusätzlich zu einer Zersetzung des Isolieröls und somit zu einer weiteren Verringerung der Isolierfähigkeit. Kommt es zu einem Versagen des Isoliersystems und in der Folge zu einem Durchschlag, ist eine irreversible Beschädigung des Transformators anzunehmen. Das Gehäuse altert hauptsächlich durch Korrosion. Die Alterung der Durchführungen ist ebenfalls abhängig von der thermischen und elektrischen Belastung (vgl. Steckbrief Durchführung 5.2.7).

5.2.4.10 Technische Eignung zur Höherauslastung

1. Auswirkung der Höherauslastung

Eine dauerhaft höhere Auslastung eines Transformators führt zu einer höheren mittleren Temperatur. Diese führt zu einer schnelleren Alterung des Isolieröls und des Papiers [27]. Regelmäßiges Überschreiten der zulässigen Hotspot-Temperaturen führt zu einer beschleunigten Alterung und einem frühzeitigen Versagen. Durch Monitoring und

regelmäßige Wartungen kann die Nutzungsdauer eines Transformators verlängert werden [27].

2. **Stromgrenzwerte ($TATL_{Thermisch}$)**

Die zulässige temporäre Höherauslastung ist von der Auslegung des Transformators, dem Kühlsystem und den Umgebungsbedingungen abhängig. Bei großen Leistungstransformatoren kann die thermische Zeitkonstante der Ölfüllung mehrere Stunden betragen [113]. Mit Online-Monitoring-Systemen lässt sich die mögliche temporäre Höherauslastung für den individuellen Fall ermitteln [113]. In der DIN IEC 60076-7 wird ein kurzzeitiger Notbetrieb definiert, bei dem es zu einer temporären Belastung oberhalb der Nennscheinleistung kommt [28]. Hierbei werden Stromstärken bis zur 1,5-fachen Nennstromstärke bei den hier betrachteten Leistungsklassen angegeben [10]. Zu beachten sind dabei jedoch auch die Temperatur der obersten Ölschicht und weitere Aspekte, sodass die temporär maximal zulässigen Stromstärken auch auf niedrigere Werte begrenzt werden können. Es wird von einer Dauer des Notbetriebs von weniger als 30 Minuten ausgegangen.

5.2.5 Schaltgeräte (Leistungsschalter, Trennschalter)

5.2.5.1 Funktionen und Aufgaben

Schaltgeräte haben die Funktion, im regulären Betrieb, Wartungs- oder Fehlerfall einzelne Betriebsmittel (u. A. Leitungen, Transformatoren) aus dem Energienetz freizuschalten und bei Wiederverfügbarkeit dem Netz zuzuschalten. Leistungsschalter haben dabei die Aufgabe, unter Last zu schalten, d.h. Betriebs- und Fehlerströme sicher schalten zu können. Eine wichtige Funktion ist dabei die sichere Ausschaltung von Fehlerströmen. Trennschalter sind i.d.R. in Serie mit einem Leistungsschalter verbaut und stellen eine zusätzliche, sichtbare Trennung für beispielsweise Wartungsmitarbeiter her. Sie können keine Betriebs- oder Fehlerströme unterbrechen, müssen jedoch in der Lage sein, Kommutierungsströme in der Größenordnung der Betriebsströme oder geringe kapazitive Ströme zu schalten [10]. Im Normalbetrieb führen die Schaltgeräte die Betriebsströme [114].

5.2.5.2 Ausführungen und Betriebsmittelgenerationen

Bei Leistungsschaltern und Trennschaltern wird zwischen einer freiluftisolierten (AIS) und einer gasisolierten (GIS) Bauweise unterschieden, wobei die Bauweise das äußere Isoliermedium beschreibt. Gasisolierte Schaltanlagen zeichnen sich durch einen deutlich reduzierten Platzbedarf gegenüber der freiluftisolierten Bauweise aus. In gasisolierten Schaltanlagen sind derzeit i.d.R. alle Komponenten einer Schaltanlage in dem Isoliergas Schwefelhexafluorid (SF_6) bei einem erhöhten Betriebsdruck verbaut, sofern keine Mischgase oder SF_6 -freie Isoliermedien zum Einsatz kommen.

Bei Leistungsschaltern für den Einsatz bei Spannungen in der Hochspannungsebene werden heute im europäischen Raum noch vorwiegend SF_6 -Gasleistungsschalter eingesetzt [10]. Die Schaltkammer ist dabei mit dem Schalt- und Isoliergas SF_6 gefüllt. Da diese Technologie erst seit den 1980er Jahren im großen Stil eingesetzt wird, sind vereinzelt noch ältere Schalttechnologien, wie Druckluft oder ölarme Leistungsschalter, im Einsatz. Diese werden jedoch sukzessive durch aktuelle SF_6 -Gasleistungsschalter oder bereits durch SF_6 -freie Leistungsschalter (derzeit bis zu einer Bemessungsspannung von 145 kV) ersetzt [10, 115]. In hohen Spannungsebenen (≥ 420 kV) werden häufig mehrere Schaltkammern in Reihe verwendet um die Isolier- und Ausschaltfähigkeit zu erhöhen [115].

Neue Ansätze für Leistungsschalter und gasisolierte Schaltanlagen greifen in der Hoch- und teilweise auch Höchstspannungsebene auf Alternativgase und/oder Vakuum-Schaltechnik zurück. Diese Technologien befinden sich aktuell in der Forschungs-, Entwicklungs- und Testphase [114]. Bei Spannungen bis einschließlich 145 kV werden SF_6 -freie Leistungsschalter

teilweise auch schon als Standardprodukt verwendet, da die Pilotphasen erfolgreich beendet wurden und die Produkte bereits eine industrielle Marktreife erreicht haben [10].

Bei Freiluft-Trennschaltern (AIS) werden unterschiedliche mechanische Öffnungsmechanismen eingesetzt (Pantographentrenner, Drehtrenner, Scherentrenner etc.), die alle dem Herstellen einer sichtbaren Trennstrecke dienen.

5.2.5.3 Nutzungsdauer

Die Nutzungsdauer einer Schaltanlage wird vom Bundesministerium der Finanzen (AfA-Tabelle) auf 20 Jahre festgelegt. In [80] wird eine Abschreibungszeit für Leistungsschalter von 25 Jahren angegeben.

Eine weltweite Befragung der CIGRE von ÜNB ergibt eine mittlere geschätzte Lebensdauer von Leistungsschaltern bei Spannungen größer 110 kV von 38 bis 43 Jahren bei einer Standardabweichung von 6 Jahren [25]. Darunter sind sowohl Druckluftleistungsschalter, ölarme Leistungsschalter als auch Gasleistungsschalter. Für Trennschalter werden 42 Jahre bei einer Standardabweichung von 8 Jahren angegeben [25].

Bei deutschen ÜNBs werden Trenn- und Leistungsschalter für einen Einsatz von mindestens 40 Jahren vorgesehen und ausgeschrieben [10].

5.2.5.4 Betriebsmittelgrenzen

1. Physikalische Grenzen

Der abzuschaltende Kurzschlussstrom und die darauffolgende Wiederkehrspannung stellen wichtige physikalische Grenzen von Leistungsschaltern dar. Weiter sind die Nennstromkontakte von Leistungs- und Trennschaltern auf den maximalen Betriebsstrom ausgelegt, eine Überschreitung dieser Ströme kann je nach Umgebungsbedingungen, wie z.B. der Umgebungstemperatur, zu einer unzulässigen Überhitzung der Komponenten führen. Die Antriebe von Trenn- und Leistungsschaltern sind auf eine maximale Schaltspielzahl ausgelegt und müssen regelmäßig gewartet werden [114]. Durch wiederholtes Abschalten von Betriebs- oder Kurzschlussströmen verschleißten die jeweiligen Kontakte von Leistungsschaltern in Abhängigkeit der Schaltspielzahl und der zu schaltenden Ströme. Dies erfordert je nach Schalterdesign ggf. eine regelmäßige Wartung und eine Überwachung der Schaltvorgänge (z.B. Zählung der Schaltvorgänge).

Durch eine dauerhafte Höherbelastung von Leistungs- und Trennschaltern mit höheren Betriebsströmen (> Bemessungsbetriebsstrom) kann die thermische Belastung zu Schäden und beschleunigter Alterung führen, die je nach Typ und Gerät sehr unterschiedlich sind.

Schwachstellen können u.a. Klemmstellen oder Kontaktstellen, aber auch andere stromführende Bauteile sein. Eine pauschale Aussage zu konkreten Schwachstellen eines Geräts ist somit nicht möglich. [10]

2. Systemische Grenzen

Je nach Einbauort und Netztopologie müssen Leistungsschalter unterschiedliche Anforderungen an das Ein- und Ausschaltvermögen erfüllen. Eine wichtige Kenngröße ist dabei der maximale Bemessungskurzschlussausschaltstrom, der in dem abzusichernden Netzabschnitt auftreten kann und von dem Leistungsschalter sicher beherrscht werden muss. Typische Nenn-Kurzschlussströme in der Hoch- und Höchstspannungsebene sind dabei 31,5/40/50/63 oder 80 kA, wobei alle stromführenden Komponenten in der Lage sein müssen diese Ströme kurzzeitig zu führen [114]. Zusätzlich müssen gemäß IEC 62271 unterschiedliche Typprüfungen zu Schaltvorgängen bei verschiedenen Belastungsfällen durchgeführt werden [116]. Beispielsweise muss nachgewiesen werden, dass ein Leistungsschalter für den Schutz von Freileitungen in der Lage ist, einen Abstandskurzschlussfehler sicher zu beherrschen. Bei diesen Fehlern tritt direkt nach der Unterbrechung des Kurzschlussstromes ein Wanderwelle auf der Freileitung auf, die zu einem steilen Anstieg der wiederkehrenden Spannung führt und damit den Leistungsschalter zusätzlich belastet [114].

3. Regulatorische Grenzen

-

5.2.5.5 Einführungsjahr

Leistungsschalter werden seit der Einführung von vermaschten Hochspannungsnetzen eingesetzt. Dabei hat sich die Technologie im Laufe der Zeit mehrfach verändert, wodurch die Leistungsfähigkeit kontinuierlich erhöht werden konnte [115]. Öl-Leistungsschalter werden seit Ende des 19. Jahrhunderts eingesetzt und ab den 1950er Jahren durch Ölarne- und Druckluftschalter abgelöst. Seit den 1960er Jahren werden SF₆ Gasleistungsschalter eingesetzt. Seit ungefähr 2020 werden in den Spannungsebenen bis einschließlich 145 kV zunehmend auch SF₆-freie Leistungsschalter eingesetzt [10]. Trennschalter werden ebenfalls seit dem Beginn von Hochspannungsnetzen eingesetzt.

5.2.5.6 Betriebserfahrung

Ja, seit Einführung.

5.2.5.7 Kosten

1. Kapitalkosten (CAPEX)

Die Kapitalkosten von einem Leistungsschalter sind stark von der Spannungsebene, der Ausschaltfähigkeit und der Ausführung abhängig. Bei gasisolierten Anwendungen (GIS) werden die Schaltgeräte als Einheit einer gesamten Schaltanlage verkauft. In [117] werden für einen 110-kV-Leistungsschalter Investitionskosten von 25.000 € angenommen. In [80] werden für 245-kV-Leistungsschalter 75.000 €, für einen 420-kV-Leistungsschalter 220.000 € angesetzt.

2. Betriebskosten (OPEX)

Die Betriebskosten sind von der Asset-Management-Strategie des Netzbetreibers abhängig. Die Kosten ergeben sich aus Wartungskosten, Revisionskosten, Ausfallkosten, Reparaturkosten, Verlustkosten etc. In [80] werden für eine 380-kV-Schaltanlage in Freiluftausführung mit fünf Leistungsschaltern, einem Transformator, 25 Trennschaltern und 15 Wandlern Betriebskosten von 131.000 € pro Jahr angesetzt.

5.2.5.8 Realisierungszeitraum

Die Zeiträume werden bei einem Neubau auf eine gesamte Schaltanlage bezogen.

1. Genehmigungszeiträume

Die Dauer der Genehmigungszeiträume ist vom Bauvorhaben und von den Gegebenheiten des Standorts (Siedlungsgebiet, Schutzgebiet etc.) abhängig. Für vollständig neu geplante Anlagen kann das Genehmigungsverfahren einer Schaltanlage in der Regel zwischen 6 und 12 Monaten ohne Vorbereitungszeiten in Anspruch nehmen [10]. Im Falle von komplexen Projekten, in den z.B. Freileitungsmasten versetzt oder neu gebaut werden müssen, wenn neue Transformatoren (mit neuen Fundamenten) eingesetzt werden müssen oder wenn gerichtliche Klärungen erforderlich sind, ist es nicht ausgeschlossen, dass die Genehmigungszeiten länger als 12 Monate betragen [10].

2. Bauzeiträume

Der Bauzeitraum von Schaltanlagen richtet sich nach den durchzuführenden Maßnahmen. Er liegt für einzelne Geräte im Bereich mehrerer Tage bis zu mehreren Wochen. Bei einem Neubau einer Umspannanlage liegt die Gesamtdauer bei mehreren Jahren. [10, 112].

5.2.5.9 Alterungsmechanismen

Die Alterung von Schaltanlagen führt zu zwei wesentlichen Problemen: die mechanische Abnutzung und Isolationsprobleme. Die mechanische Alterung ist dabei hauptsächlich von der Nutzung und Abnutzung der beweglichen Teile und Kontakte abhängig [25]. Dabei spielen die Anzahl der Schalthandlungen und die Höhe des Stromflusses bei Kontakttrennung und -schließung eine wichtige Rolle. Als Folge können hohe Übergangswiderstände bedingt durch Überhitzung, Kontaktverschmutzung oder unzulässig hohe Kontakterosion auftreten [10, 25].

Bedingt durch häufige Änderungen der Netztopologie, unter anderem aufgrund der volatilen Einspeisung von regenerativen Energien, hat sich die Anzahl der Schaltvorgänge im Netz gegenüber der Situation vor beispielsweise 15 Jahren deutlich erhöht. Hierdurch verläuft die mechanische Belastung und die Kontakterosion teilweise deutlich beschleunigt und die Schaltgeräte erreichen ggf. nicht mehr die avisierte Lebensdauer von 40 Jahren. [10]

Isolationsprobleme nehmen mit der Zeit zu und sind i.d.R. auf die Alterung der Dichtungen und damit eintretende Leckagen (z.B. Gasverlust, Dichtereduzierung) sowie die Alterung der Isoliermedien (z.B. Zersetzungsprodukte, Feuchtigkeit, entstehende Säuren) und der Isolierstoffe (z.B. UV-strahlungsbedingte Alterung, Versprödung, Einwirkung von Zersetzungsprodukten und Feuchtigkeit) zurückzuführen. Auch ein dauerhafter Betrieb oberhalb der jeweiligen zulässigen Spannung führt zur beschleunigten Alterung der Isolation. Bei ölarmen Leistungsschaltern treten Probleme mit Wassereintritt und Luftleckagen auf [25]. Durch regelmäßige Zustandsbewertungen in Kombination mit typabhängigen Grenzwertkontrollen lassen sich die Alterungsphänomene relativ gut beherrschen, sodass üblicherweise, insofern ökonomisch noch sinnvoll, rechtzeitig Wartungs- und Reparaturmaßnahmen durchgeführt werden können. Durch die stochastische Natur von Durch- und Überschlägen steigt mit zunehmendem Alter der Isolierung und damit einer abnehmenden Isolationsfähigkeit auch das Betriebsrisiko bzgl. Wieder- und Rückzündungen bei induktiven oder kapazitiven Schalthandlungen an. Dies ist insbesondere bei Betriebsbedingungen mit temporär erhöhten Betriebsspannungen wie z.B. 440 kV relevant. Bei einigen Typen von Gasleistungsschaltern ist hier ab 35 Jahren eine erhöhte Fehlerrate bedingt durch Isolationsprobleme zu beobachten. [10]

Darüber hinaus ist zu beachten, dass sich die Stabilität von bspw. Betonfundamenten und, insofern noch eingesetzt, von Betonstützen mit der Zeit verschlechtert. Die Geschwindigkeit der Verschlechterung hängt dabei von den Umgebungsbedingungen ab. Bspw. haben Feuchtigkeit, Temperaturschwankungen und Belastung durch Schaltkräfte der Schaltgeräte einen Einfluss. Ähnliches gilt für die Alterung von Trennschaltern [25].

In Schaltanlagen führen Schalthandlungen der Schaltgeräte sowie die betrieblichen Belastungsfälle Betriebsstrom, Betriebsspannung und Kurzschlussstrom zur maßgeblichen Alterung der Betriebsmittel. Für Schaltanlagen wird die Alterung insbesondere der Isolierung durch Umwelteinflüsse als ein weiterer Alterungsfaktor genannt [114].

5.2.5.10 Technische Eignung zur Höherauslastung

1. Auswirkung der Höherauslastung

Ein erhöhter Kontaktverschleiß durch häufige Schaltvorgänge ist ein wichtiger Alterungsprozess von allen Schaltgeräten. Eine erhöhte Schaltspielzahl wird somit zu einer beschleunigten Alterung führen [114]. Darüber hinaus führen dauerhafte Betriebsströme oberhalb des Nennbetriebsstroms zu einer beschleunigten Alterung. Je nach angestrebter Stromstärke ist zu prüfen, ob die Schaltkammer noch in der Lage ist, den Strom sicher zu führen und zu schalten. [10]

5.2.6 Messwandler (Stromwandler, Spannungswandler, Kombiwandler)

5.2.6.1 Funktionen und Aufgaben

Messwandler haben die Aufgabe, die auftretenden Ströme und Spannungen in eine messtechnisch gut zu verarbeitende Größe umzuwandeln und für Schutztechnik, Mess- und Regelungszwecken zur Verfügung zu stellen. Dabei soll das Teilverhältnis über die Lebensdauer und den gesamten Messbereich möglichst konstant sein. Eine weitere Aufgabe ist die galvanische Trennung von Primär- und Sekundärtechnik, sodass die hohen Spannungen und mögliche Überspannungen von den Messeinrichtungen ferngehalten werden. Entsprechend der Funktion unterscheidet man zwischen Strom-, Spannungs- und Kombiwandlern [111].

5.2.6.2 Ausführungen und Betriebsmittelgenerationen

Messwandler werden in freiluftisolierten und gasisolierten Schaltanlagen eingesetzt. Es kommen öl-, feststoff- oder gasisolierte Typen zum Einsatz.

Stromwandler werden in dem Leiter auf Hochspannungspotential verbaut. Die Funktionsweise der konventionellen Wandler basiert auf dem Transformatorprinzip. Nicht-konventionelle Wandler nutzen verschiedene, z.B. optische Verfahren. Der Leiter dient als primäre, einfache Wicklung und ist von einem Eisenkern umgeben. Das Teilverhältnis ergibt sich aus der Anzahl der sekundären Wicklungen um den Eisenkern. Es werden unterschiedliche Typen von Stromwandlern eingesetzt, in der Hochspannungsebene sind die folgenden Typen am häufigsten vertreten:

- Eisenkerne im Kopf des Stromwandlers
- Haarnadel-Typen, bei denen der Eisenkern am Boden des Stromwandlers installiert ist.

Bei konventionellen Spannungswandlern kommen induktive und kapazitive Bauweisen zum Einsatz. Beim Einsatz in hohen Spannungsebenen sind induktive Bauweisen komplexer und kostenintensiver, weshalb dort auf eine kapazitive Bauweise zurückgegriffen wird [106]. Dabei wird ein kapazitiver Spannungsteiler i.d.R. in einem ölgefüllten Isolator verbaut.

Bei sogenannten Kombiwandlern (sowohl Kopf- als auch Fußbauweise) werden Strom- und Spannungswandler in einem Gehäuse verbaut. Dadurch wird weniger Platz und Material benötigt. Weitere Spannungsteiler stellen RC Spannungsteiler zur Auskopplung hochfrequenter und transientsignale zu Schutz- und Regelungszwecken dar.

5.2.6.3 Nutzungsdauer

Die Nutzungsdauer eines Wandlers wird vom Bundesministerium der Finanzen auf 15 Jahre festgelegt [79].

Eine weltweite Befragung der CIGRE von ÜNB ergibt eine mittlere geschätzte Lebensdauer von Strom- und Spannungswandlern bei Spannungen größer 110 kV von 39 Jahren bei einer Standardabweichung von 7 Jahren [25].

Bei deutschen ÜNBs werden Wandler für einen Einsatz von mindestens 40 Jahren vorgesehen und ausgeschrieben [10].

5.2.6.4 Betriebsmittelgrenzen

1. Physikalische Grenzen

Die physikalische Grenze eines Messwandlers ist über die Temperatur definiert und somit vom Betriebsstrom abhängig [16, 118]. Je nach Isolierstoff und Messpunkt sind Übertemperaturen zwischen 45 – 135 K zulässig [118]. Für ölgefüllte Messwandler ergibt sich die Grenze der Übertemperatur bei 65 K als durchschnittliche Wicklungstemperatur bei hermetisch abgeschlossenen Wandlern. Bei feststoff- oder gasisolierten Messwandlern wird die Grenze der Übertemperatur als durchschnittliche Windungstemperatur angegeben und ist dabei abhängig von der Isolierstoffklasse. Die Isolierstoffklasse wird vom Hersteller in Abhängigkeit der verwendeten Materialien festgelegt und gibt die höchste Dauerbetriebstemperatur eines Betriebsmittels an [119].

2. Systemische Grenzen

-

3. Regulatorische Grenzen

-

5.2.6.5 Einführungsjahr

Strom- und Spannungswandler werden seit der Einführung von vermaschten Hochspannungsnetzen eingesetzt [106].

5.2.6.6 Betriebserfahrung

Ja, seit Einführung.

5.2.6.7 Kosten

1. Kapitalkosten (CAPEX)

Die Investitionskosten eines 380kV Schaltfelds lassen sich mit 4-5 Mio € abschätzen [86, 87].

2. Betriebskosten (OPEX)

Die Betriebskosten sind von der Asset-Management-Strategie des Netzbetreibers abhängig. Die Kosten setzen sich unter anderem aus Wartungskosten, Revisionskosten, Ausfallkosten, Reparaturkosten, Verlustkosten zusammen. In [80] wird für eine 380-kV-Schaltanlage in Freiluftausführung mit fünf Leistungsschaltern, einem Transformator, 25 Trennschaltern und 15 Wandlern Betriebskosten von 131.000 € pro Jahr angesetzt.

5.2.6.8 Realisierungszeitraum

Die nachfolgend angegebenen Zeiträume beziehen sich auf den Neubau einer gesamten Schaltanlage.

1. Genehmigungszeiträume

Die Dauer der Genehmigungszeiträume ist vom Bauvorhaben und von den Gegebenheiten des Standorts (Siedlungsgebiet, Schutzgebiet etc.) abhängig. Für vollständig neu geplante Anlagen kann das Genehmigungsverfahren einer Schaltanlage in der Regel zwischen 6 und 12 Monaten ohne Vorbereitungszeiten in Anspruch nehmen [10]. Im Falle von komplexen Projekten, in den z.B. Freileitungsmasten versetzt oder neu gebaut werden müssen, oder wenn neue Transformatoren (mit neuen Fundamenten) eingesetzt werden müssen, ist es nicht ausgeschlossen, dass die Genehmigungszeiten länger als 12 Monate betragen [10].

2. Bauzeiträume

Der Bauzeitraum von Schaltanlagen inkl. Messwandler richtet sich nach den durchzuführenden Maßnahmen. Er liegt im Bereich mehrerer Tage bis zu mehreren Wochen. Bei einem Neubau einer Umspannanlage liegt die Gesamtdauer bei mehreren Jahren. [10, 112].

5.2.6.9 Alterungsmechanismen

Die Alterungsmechanismen von Wandlern unterscheiden sich je nach eingesetzter Technologie. Die Wesentlichen Alterungsmechanismen sind die Alterung der Dichtungen, Gasverlust und/oder das Abnehmen der Qualität des Isoliermediums. Für Messwandler in Öl-Papier-Isolierung gelten ähnliche Alterungsmechanismen wie für Transformatoren (vgl. Kapitel

5.2.4.9). Für gasisolierte Messwandler gelten vergleichbare Alterungsmechanismen wie bei gasisolierten Schaltanlagen und gasisolierten Leitern (vgl. Kapitel 5.2.3.8).

5.2.6.10 Technische Eignung zur Höherauslastung

1. Auswirkung der Höherauslastung

Bei Strom- und Kombiwandlern ist zwischen der thermischen Grenze und der messtechnischen Grenze zu unterscheiden. Die thermische Belastbarkeitsgrenze ergibt sich bei Anwendung von höheren Betriebsströmen als dem thermischen Bemessungsdauerstrom durch die Umgebungsbedingungen, wie z.B. der Sonneneinstrahlung, der Umgebungstemperatur und der Windgeschwindigkeit. Aus thermischer Perspektive ist eine Höherauslastung grundsätzlich unter Berücksichtigung dieser Umgebungsbedingungen möglich. Eine höhere Auslastung kann jedoch generell zu höheren Betriebstemperaturen führen, welche die Alterung der Öl-Papier-Isolierung sowie der eingesetzten Klemmen und Verbindungselemente beschleunigen können [10, 16]. Die messtechnische Grenze beschreibt die Grenze, bis zu der die Genauigkeit des Wandlers geprüft ist. D.h. eine Höherauslastung (Strom) über diese Grenze hinaus unter Einhaltung der Genauigkeitsklasse muss im Vorhinein geprüft werden. Des Weiteren ist vorher zu überprüfen, ob die sekundärseitigen Ströme bei Anwendung von höheren Betriebsströmen den zulässigen Bereich nicht verlassen, da es ansonsten zur Beschädigung von Sekundärtechnik führen kann. [10]

5.2.7 Schaltanlagen (Leiter, Sammelschienen, Gasisolierte Sammelschienen, Durchführungen)

5.2.7.1 Funktionen und Aufgaben

In Schaltanlagen kommen luftisolierte und gasisolierte Sammelschienen und Leiter als stromführende Verbindungen zwischen den unterschiedlichen Komponenten zum Einsatz. Sammelschienen dienen in Schaltanlagen als Knotenpunkte, an denen unterschiedliche Leitungsstränge zusammengeführt und umgeschaltet werden können. Elektrische Durchführungen werden bei einem Wechsel des Isolationsmediums (Transformator, GIS) oder als Durchführung durch eine Wand eingesetzt.

5.2.7.2 Ausführungen und Betriebsmittelgenerationen

Sammelschienen bestehen aus Aluminium-Seilen, aus Aluminium-Stahl-Seilen oder aus Aluminiumrohren oder Vollprofilen. Bei höheren Strömen oder in gasisolierter Ausführung werden Aluminiumrohre oder Vollprofile bevorzugt [111].

Durchführungen bestehen aus einem Innenleiter aus Aluminium oder Kupfer, der von einem Isolationsmedium und einem Hohlisolator umgeben ist. Als Isolationsmaterial kommt Öl- Papier, Kunstharz oder SF₆ zum Einsatz, die Hohlisolatoren werden aus Keramik oder glasfaserverstärktem Kunststoff mit Silikonbeschirmung gefertigt [27]. Durchführungen stellen eine Herausforderung an die Isolationskoordination dar, da auf kleinstem Raum sehr hohe Spannungen isoliert werden müssen. Aus diesem Grund werden bei hohen Spannungen häufig leitfähige Folien in die Isolierung eingebracht um eine Feldsteuerung zur Homogenisierung der auftretenden elektrischen Felder zu realisieren [106, 120]. Je nach Einsatzzweck und Typ werden Durchführungen individuell angepasst. Für Außenanwendungen und/oder stark verschmutzte Bereiche werden zusätzliche Kriechwegverlängerungen auf der Außenseite angebracht [106].

5.2.7.3 Nutzungsdauer

Die Nutzungsdauer einer Schaltanlage wird vom Bundesministerium der Finanzen auf 15 Jahre festgelegt [79]. Für einfache Durchführungen liegen keine konkreten Zahlen vor, die spezifische Nutzungsdauer eines Transformators mit Durchführungen wird vom Bundesministerium der Finanzen auf 20 Jahre festgelegt [79].

Typische Nutzungsdauern von Sammelschienen orientieren sich an den Nutzungsdauern von Freileitungen oder gasisolierten Schaltanlagen. Für Durchführungen kann die typische Nutzungsdauer von Transformatoren herangezogen werden.

Gemäß Herstellerangaben kann die Lebensdauer von Freiluft-Schaltanlagen (AIS) 40 Jahre erreichen, für gasisolierten Schaltanlagen (GIS) können 50 Jahre erreicht werden. Die betrieblichen Erfahrungen der ÜNBs in Deutschland zeigen, dass durch die Einhaltung der Revisionsintervalle und -Umfänge solche Zahlen realistisch sind [10].

Bei deutschen ÜNBs werden Durchführung zum Teil überdimensioniert, sodass sich eine Nutzungsdauer von circa 30-50 Jahren ergibt [10].

5.2.7.4 Betriebsmittelgrenzen

1. Physikalische Grenzen

Die physikalischen Grenzen für eine Sammelschiene ergeben sich aus der Materialfestigung von Aluminium welche ab 100 °C einsetzt [9]. Die maximal zulässige Dauerbetriebstemperatur von Leiterseilen und Sammelschienen ist in Deutschland auf 80 °C spezifiziert [81]. Für Durchführungen gelten je nach Technologie und Isolierstoffklasse unterschiedliche Grenztemperaturen zwischen 105 °C und 120 °C [10]. Für Öl-Papier-Isolierungen gelten die gleichen Grenzen wie für Transformatoren [27].

2. Systemische Grenzen

-

3. Regulatorische Grenzen

-

5.2.7.5 Einführungsjahr

Sammelschienen werden seit der Einführung von vermaschten Hochspannungsnetzen eingesetzt. Durchführungen werden seit der Einführung von Transformatoren und Wanddurchführungen in Hochspannungsnetzen eingesetzt.

5.2.7.6 Betriebserfahrung

Ja, seit Einführung

5.2.7.7 Kosten

1. Kapitalkosten (CAPEX)

Die Investitionskosten eines 380kV Schaltfelds lassen sich mit 4-5 Mio € abschätzen [86, 87].

2. Betriebskosten (OPEX)

Die Betriebskosten sind von der Asset-Management-Strategie des Netzbetreibers abhängig. Die Kosten ergeben sich aus Wartungskosten, Revisionskosten, Ausfallkosten, Reparaturkosten, Verlustkosten etc. In [80] werden für eine 380-kV-Schaltanlage in Freiluftausführung mit fünf Leistungsschaltern, einem Transformator, 25 Trennschaltern und 15 Wandlern Betriebskosten von 131.000 € pro Jahr angesetzt.

5.2.7.8 Realisierungszeitraum

Die nachfolgend angegebenen Zeiträume beziehen sich auf den Neubau einer gesamten Schaltanlage.

1. Genehmigungszeiträume

Die Dauer der Genehmigungszeiträume ist vom Bauvorhaben und von den Gegebenheiten des Standorts (Siedlungsgebiet, Schutzgebiet etc.) abhängig. Für vollständig neu geplante Anlagen kann das Genehmigungsverfahren einer Schaltanlage in der Regel zwischen 6 und 12 Monaten ohne Vorbereitungszeiten in Anspruch nehmen [10]. Im Falle von komplexen Projekten, in den z.B. Freileitungsmasten versetzt oder neu gebaut werden müssen, oder wenn neue Transformatoren (mit neuen Fundamenten) eingesetzt werden müssen, ist es nicht ausgeschlossen, dass die Genehmigungszeiten länger als 12 Monate betragen [10].

2. Bauzeiträume

Der Bauzeitraum von Schaltanlagen inkl. Messwandler richtet sich nach den durchzuführenden Maßnahmen. Er liegt im Bereich mehrerer Tage bis zu mehreren Wochen. Bei einem Neubau einer Umspannanlage liegt die Gesamtdauer bei mehreren Jahren. [10, 112].

5.2.7.9 Alterungsmechanismen

Ein wichtiger Alterungsmechanismus in Schaltanlagen ist die Vergrößerung des Kontaktwiderstands von elektrischen Verbindungen, welche vom Kontaktmaterial und dem Zustand der Kontaktoberflächen abhängig ist. Die tatsächliche Kontaktoberfläche ist abhängig von der Kontaktkraft und den mechanischen Eigenschaften des Kontaktmaterials. In vielen Fällen sind die Kontakte durch Schmiermittel geschützt. Eine Zersetzung des Schmiermittels durch Alterungsprozesse kann zu einem Abrieb der Kontakte führen, der aufgrund einer aufgerauten Oberfläche zu einer Erhöhung des Kontaktwiderstands führt [16]. Ein höherer Betriebsstrom führt zu einer höheren Temperatur des Kontakts und somit zu einer weiteren

Zunahme des Übergangswiderstandes. Wie bei allen metallischen Betriebsmitteln ist Korrosion ein wichtiger Alterungsmechanismus [16]. Wie bei Freileitungen können Übertemperaturen bei Seilsammelschienen zu Fettaustritt und einer beschleunigten Korrosion führen.

Die Alterung einer elektrischen Durchführung ist hauptsächlich vom verwendeten Isoliermedium und der Belastung abhängig. Zu niedrige Belastung führt bei Durchführungen zu einer erhöhten Gefahr von Feuchtigkeit. Bei der Verwendung einer Öl-Papier-Isolierung treten vergleichbare Alterungsprozesse wie in Transformatoren oder Öl-Papier-Kabeln auf (vgl. Kapitel 5.2.4.9 und Kapitel 5.2.2.9). Die thermische Belastungen führt zu einer Zersetzung der Zellulose und somit zu einer Schwächung der Isolierung [25, 26]. Die Alterung der Zellulose ist in einer komplexen Weise von der Temperatur und dem Vorhandensein von Sauerstoff und Feuchtigkeit abhängig [27].

5.2.7.10 Technische Eignung zur Höherauslastung

1. Auswirkung der Höherauslastung

Eine höhere Auslastung von Leitern oder Sammelschienen kann insbesondere zu Alterung der elektrischen Verbindungen führen [106]. Für freiluftisolierte Leiter kann ein ähnliches Verhalten wie bei Freileitungen angenommen werden.

Bei einer dauerhaft erhöhten Betriebstemperatur von Durchführungen muss mit einer beschleunigten Alterung der Isolierung gerechnet werden [16].

5.3 Aktive Betriebsmittel zur Höherauslastung

Im Folgenden werden aktiv einsetzbare Betriebsmittel vorgestellt, die zur Wirkleistungsflusssteuerung oder als kurative Netzsicherheitsmaßnahme eingesetzt werden können.

5.3.1 Phasenschiebertransformator (PST)

5.3.1.1 Funktionen und Aufgaben

Der primäre Einsatzzweck von Phasenschiebertransformatoren (PST) ist die Wirkleistungsflusssteuerung. Dazu werden PST in Serie zu Leitungen geschaltet, über die der Wirkleistungsfluss erhöht, verringert oder sogar umgekehrt werden soll. Sowohl die Primärseite als auch die Sekundärseite des PST wird in derselben Spannungsebene angeschlossen. Durch eine Spannungseinprägung wird eine Verschiebung des Phasenwinkels zwischen Primär- und Sekundärseite bewirkt, sodass sich der Wirkleistungsfluss verändert (vgl. Kapitel 3.3.1.3). Wird der Unterschied der Phasenwinkel zwischen Primär- und Sekundärseite größer, so steigt der Wirkleistungsfluss über den PST und die in Serie geschalteten Leitungen. Wird der Unterschied der Phasenwinkel verringert, so sinkt der Wirkleistungsfluss über den PST und alle in Serie geschalteten Leitungen. Bei Umkehr der Phasenverschiebung, d.h. Änderung des voraus- bzw. nacheilenden Knotenspannungsphasenwinkel, kehrt sich der Wirkleistungsfluss um [121–123].

Die Verschiebung des Phasenwinkels wird über die Stufenstellung des PSTs eingestellt. Durch eine Veränderung der Transformatorstufenstellungen kann somit die Verschiebung des Phasenwinkels stückweise angepasst werden. Je nachdem in welcher Bauart der PST ausgeführt wird, ändert sich die Spannungsbetragsdifferenz zwischen Primär- und Sekundärseite [121–123].

5.3.1.2 Ausführungen und Betriebsmittelgenerationen

Bei der Ausführung des PST wird zwischen direkter und indirekter Bauweise unterschieden. Direkte PST bestehen aus nur einem dreiphasigen Transformator. Die Phasenverschiebung wird durch eine entsprechende Verschaltung der Windungen erzeugt. Bei dem indirekten PST kommen zwei separate Transformatoren zum Einsatz. Ein Erregertransformator stellt über einen Stufensteller die Amplitude der phasenverschobenen Spannung ein, ein serieller Transformator prägt diese phasenverschobene Spannung anschließend auf die Leitung ein. Indirekte Transformatoren bieten dabei den Vorteil, dass sie aus zwei separaten Kernen

aufgebaut werden können und dadurch höhere Bemessungsleistungen ermöglichen. Indirekte PST können sowohl in einem Tank, als auch in zwei separaten Tanks ausgeführt werden. Direkte PST werden bei Spannungen unterhalb von 230 kV und Bemessungsleistungen unterhalb von 300 MVA eingesetzt. Indirekte PST werden oberhalb dieser Spannungen und Bemessungsleistungen eingesetzt [121, 123–125].

Abhängig von der Verschaltung der Windungen bzw. der Ausführung der Stufensteller lässt sich zusätzlich zwischen einem symmetrischen und einem asymmetrischen PST unterscheiden. Ein asymmetrischer PST speist eine der Eingangsspannung um 90°-phasenverschobene Spannung ein und verschiebt somit den Phasenwinkel der Ausgangsspannung im Vergleich zum Phasenwinkel der Eingangsspannung. Der asymmetrische PST verändert dabei immer auch die Spannungsamplitude der Ausgangsspannung. Zusätzlich nimmt die pro Stufe stellbare Phasenverschiebung mit steigender Abweichung von der Neutralstellung ab. Im Vergleich dazu können symmetrische PST eine Phasenverschiebung bereitstellen, die keine Rückwirkung auf die Spannungsamplituden hat. Dazu wird die durch den Stufensteller zuschaltbare Windung in zwei symmetrische Windungen mit eigenen Stufenstellern aufgeteilt [121, 123, 124].

Für indirekte PST gibt es Ausführungen, die den mechanischen Stufensteller durch Thyristoren ersetzen. Diese sogenannten „Thyristor controlled phase-shifting transformers“ (TCPST) verändern die Spannungsamplitude am Ausgang des Erregertransformators durch geeignetes Anschalten der Thyristoren so, dass am Eingang des seriellen Transformators innerhalb von Millisekunden eine variable Spannung eingestellt und angepasst werden kann. Zusätzlich zu der schnellen Reaktionszeit bieten TCPST den Vorteil eines kontinuierlichen Stellbereichs [54, 121]. TCPST sind derzeit jedoch noch Gegenstand der Forschung und Entwicklung und sind nicht kommerziell verfügbar.

1. Modularität

Ein PST kann bei Bedarf durch einen baugleichen, parallel betriebenen Transformator erweitert werden. Sofern beide dabei nur zur Hälfte ausgelastet werden, ermöglicht die Redundanz bei einer Wartung oder einer Reparatur den Weiterbetrieb der Anlage. Eine anderweitige Nachrüstung von PST ist allgemein nicht möglich. Eine Serienschaltung mehrerer bzw. zusätzlicher PST kann die bereitstellbare Phasenverschiebung erhöhen [123]. Jedoch ist hierbei die Winkelstabilität zu beachten, welche begrenzend wirkt.

2. Mobilität

Transformatoren in der Hoch- und Höchstspannungsebene wiegen mehrere 100 Tonnen [126]. Der Transport dieser Transformatoren ist mit hohem Aufwand verbunden, weshalb diese nur sehr eingeschränkt mobil einsetzbar sind.

Um Gewicht einzusparen können PST in maximal 6 Einheiten, 3 Erregerpole und 3 Serienpole, aufgeteilt werden. Eine Aufteilung in drei Einheiten mit je einem Erreger- und Serienpol pro Kessel, ist ebenfalls möglich. [10]

5.3.1.3 Technische Kenngrößen

1. Leistungsbereich

In der Höchstspannungsebene sind Phasenschiebertransformatoren in Leistungsklassen zwischen 100 bis über 2750 MVA verfügbar [125, 127, 128]. Bei einer Belastung mit 2750 MVA stoßen derzeitige Phasenschiebertransformatoren an die Grenze der Eisenkernsättigung [10].

Der durch den PST verschiebbare Phasenwinkel kann je nach Ausführung bei bis zu $\pm 40^\circ$ zusätzlicher Phasenverschiebung liegen. Pro diskreter Stufe sind Phasenverschiebungen von etwa $0,5^\circ$ - 2° gebräuchlich [10]. In speziellen Fällen können auch PSTs mit größeren Phasenverschiebungen, z.B. $-80^\circ/+31^\circ$ hergestellt werden [125].

2. Reaktionszeit

Die Reaktionszeit des Phasenschiebertransformators ist abhängig von der Ausführung der Stufenschalter. Bei mechanischen Stufenschaltern benötigt jede veränderte Stufe mehrere Sekunden. Anwender geben einen Zeitbedarf von 5 Sekunden pro Stufe an [10]. Der gesamte Stellbereich des Transformators kann dabei in einigen Minuten abgefahren werden [121].

Thyristorgesteuerte Phasenschiebertransformatoren (TCPST) weisen im Vergleich zu PST mit mechanischen Stufenschaltern eine deutlich schnellere Reaktionszeit auf. Die Änderung der Spannungsamplitude der die Phasenverschiebung einprägenden Spannung ist innerhalb einer Periode der Netzfrequenz von 50 Hz möglich. Der gesamte Stellbereich des TCPST kann dadurch in etwa 20 ms abgefahren werden. TCPST sind jedoch derzeit nicht in den für Übertragungsnetze typischen Leistungsklassen verfügbar [10, 125].

5.3.1.4 Nutzungsdauer

Die Abschreibungsdauer eines Transformators wird vom Bundesministerium der Finanzen auf 20 Jahre festgelegt [79]. Die typische Nutzungsdauer von Transformatoren beträgt bei guter

Wartung jedoch 50 Jahre und mehr [10]. Eine weltweite Befragung der CIGRE von ÜNB ergibt eine mittlere geschätzte Lebensdauer von 42 Jahren bei einer Standardabweichung von 8 Jahren an [25]. Die typische Lebensdauer eines PST liegt in derselben Größenordnung wie die normaler Transformatoren [127].

5.3.1.5 Betriebsmittelgrenzen

1. Physikalische Grenzen

Die physikalische Grenze eines Transformators ist über die maximale Temperatur sowie die Eisensättigung definiert und damit direkt von der Auslastung abhängig. Die zulässige Übertemperatur am heißesten Punkt des Transformators ist laut IEC Norm 78 K [24, 110]. Die Windungen dürfen eine Übertemperatur von 65 K oberhalb des Sollwerts nicht überschreiten. Die maximal zulässige Übertemperatur des Öls beträgt 60 K über dem Temperatursollwert [24, 111].

Durch die Phasenverschiebung der Spannungen treten zusätzlich auch Phasenverschiebungen der Ströme auf. Im Kurzschlussfall verändert sich daher die Verteilung und ggf. auch die Richtung von Kräften, die an den Wicklungen angreifen. Bei der Auslegung des Phasenschiebertransformators muss dies berücksichtigt werden und der Kraftverlauf während der gesamten Schwingungsperiode untersucht werden [129].

Ein etwaiger Engpass bei der Auslastung kann zudem der eingesetzte Stufensteller sein, welcher unter Betriebsstrom Windungen des Transformators zu- oder abschaltet. Die hierbei maximal zulässigen Betriebsströme und die maximal zulässigen Temperaturen des Stufenstellers können den Betriebsbereich des gesamten PST limitieren. [10]

2. Systemische Grenzen

Eine systemische Grenze stellt die Polradwinkelstabilität angeschlossener Generatorgruppen dar. Damit Generatoren nicht die Synchronisierung mit dem Netz verlieren muss systemisch geprüft werden, welchen Einfluss die Phasenverschiebung von PSTs auf die Polradwinkel der Generatoren besitzt. Allgemein darf der Polradwinkel maximal 90° betragen. Gegebenenfalls muss die maximale Phasenverschiebung der PSTs begrenzt werden, sodass keine Gefährdung der Polradwinkelstabilität vorliegt. [10]

Eine weitere Restriktion besteht in dem zusätzlichen Blindleistungsbedarf der Übertragungsstrecke. Hierbei ist der systemische Einfluss auf die Spannungsstabilität im Grundfall und in (n-1)-Fällen zu beachten. [10]

In Abhängigkeit der Spannungswinkeldifferenz zwischen dem Anfangs- und Endknoten eines Stromkreises können außerdem durch Zu- bzw. Abschalten des Stromkreises hohe Ausgleichsströme entstehen. Um mögliche Schutzauslösungen aufgrund von Überstrom zu vermeiden, muss die Spannungsphasenwinkeldifferenz begrenzt werden. Bei Zu- bzw. Abschaltung eines Stromkreises darf sich die Spannungsphasenwinkeldifferenz um nicht mehr als 10 Grad ändern [32].

Zusätzliche systemische Grenzen sind mögliche serielle und parallele Resonanzen mit kapazitiven Betriebsmitteln. Auch mögliche Resonanzen mit von leistungselektronischen Betriebsmitteln erzeugten harmonischen Frequenzen müssen im Planungsprozess beachtet werden.

3. Regulatorische Grenzen

Mit einer höheren Auslastung des Transformators nimmt die Geräusentwicklung zu. Je nach Aufstellungsort und Uhrzeit ergeben sich unterschiedliche Grenzwerte für die maximale Geräusmission (vgl. Kapitel 7.1). Aufgrund des verwendeten Isolieröls müssen aufgrund von Umweltauflagen entsprechende Schutzmaßnahmen gegen mögliche Leckage umgesetzt werden.

5.3.1.6 Einführungsjahr

Die ersten Phasenschiebertransformatoren wurden in den 1930er Jahren eingeführt [54].

5.3.1.7 Betriebserfahrung

Betriebserfahrung mit PST liegt in Deutschland bisher an den Grenzen zu Polen, Tschechien und den Niederlanden vor. Diese PST werden dafür eingesetzt, um den Scheinleistungsfluss zwischen Deutschland und den Nachbarländern zu begrenzen [121, 130].

Weitere PST zur innerdeutschen Wirkleistungsflusssteuerung wurden als sogenannte Ad-hoc-Maßnahmen im Rahmen des NEP 2019 durch die Bundesnetzagentur bestätigt. Die ersten dieser PST sollen im Jahr 2022 in Betrieb gehen [131].

5.3.1.8 Realisierungszeitraum

1. Genehmigungszeiträume

Der Bau und Einsatz von PST im Übertragungsnetz wird im Rahmen vom NEP geplant. Das Zieljahr der Planung für die Inbetriebnahme von Betriebsmittel liegt dabei in der Regel mindestens 10 Jahre in der Zukunft. In den letzten beiden Netzentwicklungsplänen sind jedoch kurzfristig umsetzbare Ad-hoc-Maßnahmen bestätigt worden. Unter diese Ad-hoc-

Maßnahmen fallen auch mehrere PST mit Datum der Inbetriebnahme zwischen 2022 und 2025. Somit wäre hier eine Vorlaufzeit von 3-6 Jahren notwendig [131]. Im Rahmen der Planfeststellungsverfahren, welche an die Bestätigung des NEP anschließen, können sich jedoch längere Genehmigungszeiträume ausbilden (vgl. Einleitung Kapitel 5).

2. Bauzeiträume

Für den Bau und die Installation der PST im Umspannwerk Röhrsdorf werden 2 Jahre Umsetzungszeit angegeben [132]. In einem anderen Projekt gingen Hersteller und ÜNB für zwei PST mit je 1200 MVA und einer maximalen Phasenverschiebung von $\pm 24^\circ$ von etwa 12 Monate aus [10]. Die aktuellen Lieferzeiten für diese Transformatoren liegen allerdings deutlich oberhalb von 24 Monaten [10].

5.3.1.9 Pilotprojekte

Für die Phasenschiebertransformatoren zwischen Deutschland und Polen wurde zwischen März 2014 und Juni 2016 eine Probephase durchgeführt. Diese dauerte etwa 2 Jahre [133].

5.3.1.10 Alterungsmechanismen

Die Alterung eines Transformators wird sowohl über das Isoliersystem als auch über die Alterung des Stahlgehäuses, der Durchführungen und des zugehörigen Equipments bestimmt. Die Alterung des Isoliersystems ist stark von der vorgegangenen Nutzung abhängig. Dazu zählen thermische Beanspruchungen durch Überlastungen sowie Strom- und Spannungsstöße. Diese Belastungen führen zu einer Zersetzung der Zellulose (Papier und Holz) und somit zu einer Schwächung der Isolierung [25, 26]. Hohe Temperaturen führen zusätzlich zu einer Zersetzung des Transformator-Öls und somit zu einer weiteren Verringerung der Isolierfähigkeit. Kommt es zu einem Versagen des Isoliersystems und in der Folge zu einem Durchschlag, ist eine irreversible Beschädigung des Transformators anzunehmen. Das Gehäuse altert hauptsächlich durch Korrosion. Die Alterung der Durchführungen ist ebenfalls abhängig von der thermischen und elektrischen Belastung (siehe Kapitel 2.2.3).

Durch hohe lokale Temperaturen und eine Oxidation der Schalterkontakte, kann zudem eine Alterung der Stufensteller auftreten. Dies kann bei steigender Alterung zu einem erhöhten Widerstand der Kontakte, sowie im schlimmsten Fall zu einer lokalen Abnutzung führen, die einen Weiterbetrieb des Stufenstellers unmöglich macht [134].

5.3.1.11 Technische Eignung zur Höherauslastung

1. Auswirkungen der Höherauslastung

Eine höhere Auslastung eines Transformators führt i.d.R. zu einer höheren mittleren Temperatur. Diese kann unter Umständen zu einer schnelleren Alterung des Isolieröls und des Papiers führen [27]. Regelmäßiges Überschreiten der zulässigen Hotspot-Temperaturen führt zu einer beschleunigten Alterung und einem frühzeitigen Versagen. Durch Monitoring und regelmäßige Wartungen kann die Nutzungsdauer eines Transformators verlängert werden [27].

2. **Stromgrenzwerte ($TATL_{Thermisch}$)**

Das zulässige $TATL_{Thermisch}$ ist von der Auslegung des Transformators, dem Kühlsystem, der Vorbelastung und den Umgebungsbedingungen abhängig. Bei großen Leistungstransformatoren kann die thermische Zeitkonstante, welche ein relevanter Parameter bei der Bestimmung des $TATL_{Thermisch}$ ist, mehrere Stunden betragen. In der DIN IEC 60076-7 wird ein kurzzeitiger Notbetrieb definiert, bei dem es zu einer temporären Belastung oberhalb der Nennscheinleistung kommt [28]. Hierbei werden Stromstärken von 1,5 bis 2-facher Nennstromstärke angegeben. Zu beachten sind dabei jedoch auch die Temperatur der obersten Ölschicht und weitere Aspekte, sodass die temporär maximal zulässigen Stromstärken auch auf niedrigere Werte begrenzt werden können. Es wird von einer Dauer des Notbetriebs von weniger als 30 Minuten ausgegangen. Zusätzlich zu dem Transformator muss auch die Stromtragfähigkeit und die thermische Belastbarkeit des Stufenstellers berücksichtigt werden [10]. Dieser stellt gegebenenfalls einen Engpass für die temporäre Höherauslastung des PST dar. Mit einem Online-Monitoring-System lassen sich die relevanten Parameter bestimmen und somit die möglichen $TATL_{Thermisch}$ für den individuellen Fall ermitteln [113].

5.3.1.12 Nutzbarkeit als aktives Betriebsmittel im Netzbetrieb

1. **Wirkleistungsflusssteuerung**

Durch eine Verschiebung des Knotenspannungsphasenwinkels zwischen Eingangsknoten und Ausgangsknoten des PST kann der Wirkleistungsfluss über den PST gezielt verändert werden. Bei asymmetrischen PST ist eine Rückwirkung auf den Blindleistungsfluss zu beachten. Bei PST, die über einen mechanischen Stufenschalter gesteuert werden, ist die Veränderung des Wirkleistungsflusses nur über diskrete Stufen möglich. Hierbei kann es zeitraumbezogene Beschränkungen für die Anzahl der Stufenschaltungen geben. Bei thyristorgesteuerten PST ist hingegen ein kontinuierlicher Stellbereich nutzbar.

Um den Einfluss der Wirkleistungsflusssteuerung bestimmen zu können, ist die Kenntnis der Netztopologie und der Betriebsmitteladmittanzen notwendig. Außerdem muss der

aktuelle Netzzustand, u.a. Spannungsbeträge und Spannungsphasenwinkel im Netz, bekannt sein. Um eine Wirkleistungsflusssteuerung planen zu können, müssen diese Größen bereits vorab prognostiziert werden. Dies erfordert neben Prognosen über Einspeisung und Last auch grenzüberschreitende Abstimmungsprozesse zwischen den ÜNB.

2. Kurative Netzführung

Herkömmliche PST können einzelne Stufen in wenigen Sekunden ändern. Der gesamte Stellbereich ist in wenigen Minuten umsetzbar. Thyristorgesteuerte PST können im Millisekundenbereich reagieren. Diese Reaktionszeiten ermöglichen den Einsatz in der kurativen Netzführung. Hierbei ist jedoch zusätzlich zu beachten, dass die Regelung im Millisekundenbereich mit weiteren Regelungen im Übertragungsnetz interagieren kann, sodass Stabilitätsuntersuchungen durchgeführt werden müssen.

Um den PST in der kurativen Netzführung einzusetzen ist zusätzlich die Kenntnis der $TATL_{Thermisch}$ notwendig. Um diese in Echtzeit bestimmen zu können, ist die Strombelastung des PST und die Betriebsmitteltemperatur erforderlich.

5.3.1.13 Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Ein PST stellt primär ein Netzbetriebsmittel für die Wirkleistungsflusssteuerung dar. Der relevante Netzbetreiber kann den PST beispielsweise als netzbezogene Maßnahme für die Netzengpassbehebung einsetzen. Inwiefern zusätzliche Systemdienstleistungen erbracht werden können wird im Folgenden erörtert.

1. Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve)

Der PST eignet sich technisch nicht zur Erbringung von Momentanreserve, da er weder über einen netzbildenden Umrichter mit angeschlossener Energiespeicher- oder Erzeugungsanlage noch über rotierende Massen verfügt.

2. Regelleistung

Der PST stellt keine Energiespeicher- oder Erzeugungsanlage dar. Daher eignet sich der PST technisch nicht zur Erbringung von Regelleistung.

3. Dienstleistung zur Spannungsregelung

Technische Eignung

Symmetrische PST bieten keine Möglichkeit den Blindleistungsfluss zu steuern. Asymmetrische PST verändern durch eine Stufung die Knotenspannungsbeträge und

führen damit auch zu einem veränderten Blindleistungsfluss. Zusätzlich führt eine Veränderung des Wirkleistungsflusses zu einer Veränderung des Blindleistungsbedarfs betroffener Leitungen. Da der PST selber keine Blindleistung zur Verfügung stellt, ist eine Spannungsbetragsregelung nicht sinnvoll.

Durch eine Erweiterung der PST mit einer zusätzlichen Wicklung und einem zusätzlichen Stufensteller kann der Blindleistungsfluss unabhängig vom Wirkleistungsfluss über dem PST eingestellt werden [135].

Sind mindestens zwei parallel installierte PST vorhanden, so ist zudem eine antiparallele Stufung der beiden Transformatoren möglich. Die dadurch erzeugte Asymmetrie des Spannungsabfalls je Transformator wird durch Blindleistungskreisströme ausgeglichen. Dies führt zu einem Blindleistungsbedarf der Transformatoren. Hierbei ist zu beachten, dass die Blindleistungskreisströme zu keiner Überlastung der Transformatorwicklungen führen dürfen [136].

Wechselwirkung bei Einsatz in betrieblichen Maßnahmen zur Höherauslastung

Wird die Stufenstellung des PST verändert, um den Blindleistungsfluss zu ändern, so hat dies gleichzeitig eine Rückwirkung auf den Wirkleistungsfluss über den PST. Der durch die Stufenstellung eingestellte Arbeitspunkt zur Veränderung des Blindleistungsflusses kann von dem zur präventiven oder kurativen Engpassbehebung ermittelten Arbeitspunkt erheblich abweichen. Daher schließen sich die Anwendung des PST zur Wirkleistungsflusssteuerung oder kurativen Netzführung und die Anwendung zur Bereitstellung von Blindleistung weitgehend aus.

4. Kurzschlussstrom und dynamischer Blindstromstützung

Eine Einspeisung von Kurzschlussstrom im Fehlerfall ist nicht möglich. Eine Bereitstellung von dynamischem Blindstrom ist ebenso nicht möglich.

5. Netzwiederaufbau: Schwarzstart- und Inselnetzbetriebsfähigkeit

Es ist kein Energiespeicher vorhanden. Daher eignet sich der PST technisch für den Netzwiederaufbau.

5.3.2 Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC)

5.3.2.1 Funktionen und Aufgaben

Der Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC) ist ein auf Leistungselektronik basierendes Betriebsmittel, das primär zur Steuerung des Wirkleistungsflusses eingesetzt wird. Der TCSC wird dazu in Reihe zu einer Leitung verschaltet. Die Wirkleistungsflusssteuerung durch den TCSC erfolgt über eine Veränderung der seriellen Leitungsreaktanz (vgl. Kapitel 3.3.1.2). Dafür wird über einen einstellbaren Zündwinkel eine variable kapazitive oder induktive serielle Reaktanz bereitgestellt und dadurch die Gesamtreaktanz der zu steuernden Leitung verändert. In Abhängigkeit von dem über dem TCSC anliegenden Stromfluss ergibt sich eine Kompensationsspannung U_C . Diese wirkt der über der zu kompensierenden Leitung abfallenden Spannung entweder entgegen oder erhöht diese, wodurch der Wirkleistungsfluss über diese Leitung reduziert respektive erhöht wird.[54, 121] Stellt der TCSC eine kapazitive Impedanz bereit, so erhöht sich die natürliche Leistung, die über die kompensierte Leitung übertragen werden kann [137].

Durch eine schnelle dynamische Anpassung der bereitgestellten Impedanz kann der TCSC zusätzlich eingesetzt werden, um die transiente Stabilität zu erhöhen [54, 137].

5.3.2.2 Ausführungen und Betriebsmittelgenerationen

Der TCSC besteht aus der Parallelschaltung eines Kondensators und einer thyristorgesteuerten Spule. Über einen einstellbaren Zündwinkel α der Thyristoren kann der induktive Anteil der Spule an der Parallelschaltung von Spule und Kondensator variiert werden. Der grundlegende Aufbau des TCSC ist in Abbildung 5-2 dargestellt [121].

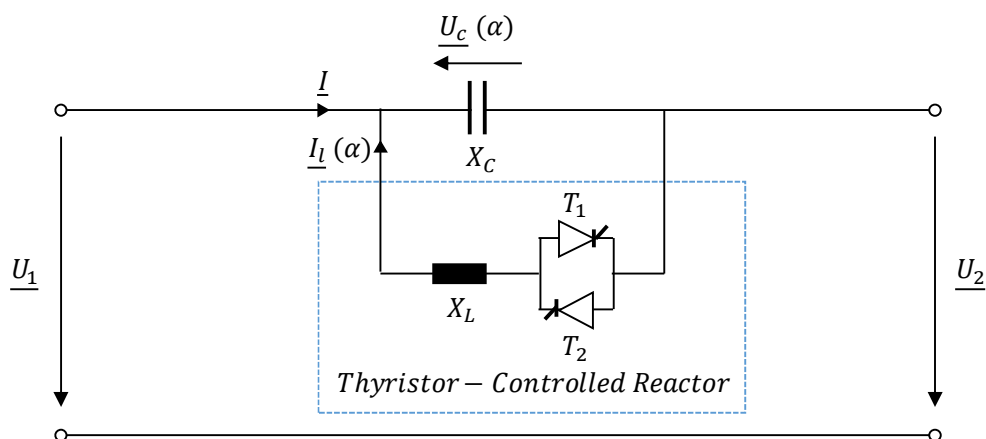


Abbildung 5-2: Grundlegender Aufbau eines TCSC [121]

In der Regel wird dem TCSC ein Metalloxid Varistor (MOV) parallelgeschaltet, um Überspannungen zu vermeiden [138]. Die gesamte Anordnung wird durch eine isolierte Stahlplattform bzw. Stützisolatoren von der Erde isoliert und auf die entsprechende Spannungsebene gehoben [139].

Es gibt eine Vielzahl an Betriebsmitteln zur Serienkompensation, die eng mit dem TCSC verwandt sind. Der Thyristor-Switched Series Capacitor (TSSC) besteht aus einer beliebigen Anzahl an in Reihe geschalteten Kondensatoren, die analog zu dem TCSC jeweils ein Thyristorpaar parallelgeschaltet haben. Abhängig von der Anzahl an leitenden Thyristoren kann somit eine variable serielle kapazitive Reaktanz bereitgestellt werden [54, 121]. Auch eine Reihenschaltung von Modulen, die aus einer Parallelschaltung aus Spulen und Thyristoren ist denkbar. Der Thyristor-Switched Series Reactor (TSSR) kann eine variable serielle induktive Reaktanz bereitstellen [140].

In den bisher praktisch umgesetzten Lösungen wird zumeist der kapazitive Regelbereich des TCSC genutzt, während sich ein induktives Verhalten lediglich beim sogenannten Bypassen (elektrischer Umgehungskreis) der Thyristoren einstellt [10].

1. Modularität

Durch die Verwendung mehrerer in Serie geschalteter TCSC-Module kann der Steuerbereich deutlich erweitert werden. Der Zündwinkel kann für jedes Modul separat eingestellt werden. Durch die Verwendung mehrerer serieller Module kann der TCSC die Resonanz der parallelen Schwingkreise aus Kondensator und Spule verhindern und erlaubt somit einen kontinuierlichen Übergang zwischen der Bereitstellung einer induktiven und einer kapazitiven Impedanz [121].

2. Mobilität

Der TCSC wird nach aktuellem Stand ortsfest im Stromkreis verbaut und wird nicht mobil ausgeführt.

5.3.2.3 Technische Kenngrößen

1. Leistungsbereich

TCSC sind in einem Leistungsbereich zwischen 25 MVA bis 600 MVA erhältlich [140].

2. Reaktionszeit

Die Reaktionszeit des TCSC ist zunächst durch die Schalteigenschaften der Thyristoren begrenzt. Der Thyristor kann ein- aber nicht ausgeschaltet werden. Bei Eingang von entsprechenden Steuersignalen kann der TCSC zwar sofort reagieren, jedoch findet die wirksame Änderung der Impedanz des TCSC innerhalb von 10-20 ms statt, was einer halben bzw. ganzen Periodendauer der Netzfrequenz von 50 Hz entspricht. Die Reaktionszeit eines TCSC kann daher theoretisch mit 10-20 ms angegeben werden. Diese wird jedoch weiter limitiert durch die Dauer der Verarbeitung eingehender Steuersignalen in der Steuerelektronik und die Dauer der Einschwingvorgänge auf den neuen Sollwert. Effektiv wird eine Reaktionszeit von 20 ms bis 300 ms geschätzt [138, 141–143].

5.3.2.4 Nutzungsdauer

Keiner der im Netzbetrieb bereits eingesetzten TCSC hat die spezifische Lebensdauer bisher überschritten. Im Jahr 2013 waren alle bisher installierten TCSC weiterhin in Betrieb [141].

Es wird mit einer Lebensdauer von 30 Jahren gerechnet [140].

5.3.2.5 Betriebsmittelgrenzen

1. Physikalische Grenzen

Der TCSC ist durch die maximale dauerhaft zulässige thermische Belastung des Kondensators, der Spule und der Thyristoren begrenzt. Die sich daraus ergebende dauerhaft zulässige Strombelastbarkeit ($PATL_{Thermisch}$) führt zu einer Temperatur unterhalb der maximalen dauerhaft zulässigen thermischen Belastung [141].

Zusätzlich ist zu beachten, dass eine Parallelresonanz der Parallelschaltung aus Kondensator und Spule verhindert werden muss [54, 121].

Bei erhöhten Zündwinkeln steigen zudem die Verluste und der harmonische Beitrag, was ebenfalls eine Limitierung darstellt [10].

2. Systemische Grenzen

Aufgrund des Einbringens von seriellen kapazitiven Elementen müssen Analysen von möglicherweise auftretenden Netzresonanzen durchgeführt werden. Auch subsynchrone Resonanzen, welche durch leistungselektronische Bauelemente angeregt werden können, müssen hierbei beachtet werden. Das Schalten des TCSC kann darüber hinaus harmonische Schwingungen verursachen, deren Auswirkungen entsprechend berücksichtigt werden müssen [142].

Des Weiteren muss ein gegebenenfalls existierender Distanzschutz auf die variable Größe der Leitungsreaktanz abgestimmt werden, sofern der TCSC direkt von der Sammelschiene aus gesehen in den Stromkreis eingebracht wird [10].

5.3.2.6 Einführungsjahr

Im Jahr 1992 wurde weltweit der erste TCSC in der Kayenta Schaltanlage zwischen Glen Canyon und Shiprock in den USA errichtet. In den folgenden Jahren wurden einzelne Projekte in Indien, China, Brasilien und Schweden umgesetzt [142, 144].

5.3.2.7 Betriebserfahrung

In Deutschland wurde in 2021 in Stadorf im Netzgebiet der TenneT eine erste Anlage in Betrieb genommen [10, 145].

International existiert Betriebserfahrung in den USA, Indien, China, Brasilien und Schweden in einzelnen Projekten [142, 144].

5.3.2.8 Realisierungszeitraum

1. Genehmigungszeiträume

Der Bau und Einsatz von TCSC im Übertragungsnetz wird im Rahmen vom NEP geplant. Das Zieljahr der Planung für die Inbetriebnahme liegt dabei in der Regel mindestens 10 Jahre in der Zukunft. In den letzten beiden Netzentwicklungsplänen sind jedoch kurzfristig umsetzbare Ad-hoc-Maßnahmen bestätigt worden. Unter diese Ad-hoc-Maßnahmen fällt auch ein TCSC zur Serienkompensation. Die Inbetriebnahme des TCSC wurde dabei erstmals im Netzentwicklungsplan 2017 beantragt und schließlich von der Bundesnetzagentur als Maßnahme bestätigt. Dieser soll im Jahr 2022 betriebsfertig sein. Somit wäre hier eine Vorlaufzeit von 5 Jahren notwendig [145, 146]. Im Rahmen der Planfeststellungsverfahren, welche an die Bestätigung des NEP anschließen, können sich jedoch längere Genehmigungszeiträume ausbilden (vgl. Einleitung Kapitel 5).

2. Bauzeiträume

In der Ausschreibung des TCSC zur Kompensation der Doppelleitung zwischen Krümmel und Stadorf rechnet TenneT mit 25 Monaten Planungs- und Bauzeit nach Auftragserteilung [147]. Dem Bauzeitraum schließt sich gegebenenfalls ein Probetrieb von 3 Monaten an [10].

5.3.2.9 Pilotprojekte

Derzeit wird in Deutschland ein TCSC zur Kompensation der Doppelleitung zwischen Kümmele und Stadorf umgesetzt. [147]

5.3.2.10 Alterungsmechanismen

Der TCSC besteht aus den drei Bauteilen Kondensator, Spule und Thyristoren.

Die Alterung von Kondensatoren wird im Wesentlichen durch den Inrush-Strom und die Schaltstoßspannung bei Zuschaltung der Anlage beeinflusst. Transiente Überspannungen können zu Teilentladungen führen, die das Material der Kondensatoren mit der Zeit zersetzt. Entsprechend führt z.B. eine häufige Schaltung von Kondensatorbänken zu deren schnellerer Alterung [148].

Die Alterung in Spulen wird durch die Alterung der verwendeten flüssigen und festen Isolierstoffe bestimmt. Feste Isolierstoffe wie bspw. Papier zersetzen sich bei durch eine stetig wiederholte Belastung ansteigende Temperatur innerhalb des Betriebsmittels. Hier kann bspw. eine Verkohlung auftreten, die die Leitfähigkeit des Isolierstoffes dauerhaft erhöht. Zusätzlich werden durch die Verkohlung in möglicherweise vorhandenen flüssigen Isolierstoffen inhomogene Felder erzeugt, die zu einer stetigen Zersetzung der Isolierflüssigkeit und in Folge dessen zu einem Durchschlag führen können [111].

Lokale durch eine Strombelastung entstehende Hot-Spots in Thyristoren führen zu einer Alterung. Diese Hot-Spots können zum Verlust der Leitfähigkeit führen. Zusätzlich kann es zu Verzögerungen oder dem Aussetzen des Einschaltens der Thyristoren kommen. Außerdem können steigende Verluste beobachtet werden [149].

5.3.2.11 Technische Eignung zur Höherauslastung

1. Auswirkungen der Höherauslastung

Eine höhere Auslastung führt zu höheren durchschnittlichen Temperaturen und damit zu einer beschleunigten Alterung und gegebenenfalls einem eingeschränkten Betriebsbereich [10].

2. Stromgrenzwerte ($TATL_{Thermisch}$)

Es ist möglich den TCSC für 10 Sekunden mit dem 2-fachen bzw. 30 Minuten mit dem 1,5-fachen des dauerhaft zulässigen Nennstroms ($PATL_{Thermisch}$) zu betreiben [10, 150].

5.3.2.12 Nutzbarkeit als aktives Betriebsmittel im Netzbetrieb

1. Wirkleistungsflusssteuerung

Durch die Veränderung der Impedanz des TCSC kann dieser zur Wirkleistungsflusssteuerung eingesetzt werden. Um den Einfluss der Wirkleistungsflusssteuerung bestimmen zu können, ist die Kenntnis der Betriebsmitteladmittanzen, sowie Spannungsbeträge und Spannungsphasenwinkel im Netz notwendig.

2. Kurative Netzführung

Aufgrund der schnellen Reaktionszeit kann der TCSC als engpassbehebende Maßnahme im Rahmen der kurativen Netzführung eingesetzt werden. Für den Einsatz ist jedoch insbesondere die Kenntnis der $TATL_{Thermisch}$ notwendig. Um diese in Echtzeit bestimmen zu können, ist die Kenntnis der aktuellen Strombelastung und der Betriebsmitteltemperatur erforderlich.

5.3.2.13 Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Ein TCSC stellt primär ein Netzbetriebsmittel für die Wirkleistungsflusssteuerung dar. Der relevante Netzbetreiber kann den TCSC beispielsweise als netzbezogene Maßnahme für die Netzengpassbehebung einsetzen. Inwiefern zusätzliche Systemdienstleistungen erbracht werden können wird im Folgenden erörtert.

1. Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve)

Der TCSC eignet sich technisch nicht zur Erbringung von Momentanreserve, da er weder über einen Energiespeicher noch über rotierende Massen verfügt.

2. Regelleistung

Es sind keine Energiespeicher vorhanden. Der TCSC besteht zudem lediglich aus variabel einstellbaren passiven Impedanzen. Der TCSC eignet sich demnach technisch nicht zur Erbringung von Regelleistung.

3. Dienstleistung zur Spannungsregelung

Technische Eignung

Die Veränderung der Leitungsimpedanz durch das Einbringen einer seriellen Reaktanz kann sowohl den induktiven, als auch kapazitiven Blindleistungsbedarf der Reihenschaltung aus TCSC und Leitung verändern. Der Blindleistungsbedarf der Leitung ist dabei abhängig von

der Belastung der Leitung sowie den am Anfang und Ende der Leitung anliegenden Knotenspannungsbeträgen. Demnach ist der TCSC technisch zur Bereitstellung von Blindleistung geeignet. Die bereitgestellte Blindleistung ist dabei von der Belastungssituation der kompensierten Leitung sowie den Spannungsbeträgen am Anfang und Ende der Leitung abhängig, die die dadurch bereitstellbare Blindleistung beschränken.

Wechselwirkung bei Einsatz in betrieblichen Maßnahmen zur Höherauslastung

Wird die Leitungsimpedanz verändert, um den Blindleistungsbedarf der Reihenschaltung aus TCSC und Leitung zu verändern, so kann der dadurch eingestellte Arbeitspunkt von dem zur präventiven oder kurativen Engpassbehebung ermittelten Arbeitspunkt erheblich abweichen. Eine unabhängige Regelung von Blindleistungsbedarf der Leitung und dem Wirkleistungsfluss ist mit einem TCSC nicht möglich. Daher schließen sich die Anwendung des TCSC zur Wirkleistungsflusssteuerung oder kurativen Netzführung und die Bereitstellung von Blindleistung weitgehend aus.

4. Kurzschlussstrom und dynamische Blindstromstützung

Eine Einspeisung von Kurzschlussstrom im Fehlerfall ist nicht möglich. Eine Bereitstellung von dynamischem Blindstrom ist ebenso nicht möglich.

5. Netzwiederaufbau: Schwarzstart- und Inselnetzbetriebsfähigkeit

Es ist kein Energiespeicher vorhanden. Der TCSC besteht zudem lediglich aus variabel einstellbaren passiven Impedanzen. Der TCSC eignet sich demnach technisch nicht zur Erbringung von Netzwiederaufbau.

5.3.3 Static Synchronous Series Compensator (SSSC)

5.3.3.1 Funktionen und Aufgaben

Der Static Synchronous Series Compensator (SSSC) ist ein Betriebsmittel, dass primär zur Wirkleistungsflusssteuerung eingesetzt wird. Aufgrund der verwendeten Leistungselektronik kann der Wirkleistungsfluss sehr schnell und kontinuierlich angepasst werden. Gleichzeitig befindet sich die Reaktionszeit des SSSC im Bereich von Millisekunden, wodurch er im Rahmen von kurativen Netzführungskonzepten einsetzbar ist und kurzfristig zur Korrektur von auftretenden Leistungsflussverschiebungen verwendet werden kann.

Der SSSC kann eine dem Leitungsstrom um 90° vorseilende oder nacheilende Kompensationsspannung einprägen. Diese wirkt der über der zu kompensierenden Leitung abfallenden Spannung entweder entgegen oder erhöht diese, wodurch der Wirkleistungsfluss über diese Leitung reduziert respektive erhöht wird (vgl. Kapitel 3.3.1.2). Dadurch wird das Verhalten einer induktiven oder kapazitiven Impedanz simuliert. Die Wirkung des SSSC ist daher vergleichbar mit der des TCSC (vgl. Kapitel 5.3.2). Im Vergleich zum TCSC ist die Kompensationswirkung, d.h. die eingeprägte Kompensationsspannung jedoch nicht von dem Stromfluss, d.h. der Belastung der zu kompensierenden Leitung abhängig [54, 121, 151, 152].

5.3.3.2 Ausführungen und Betriebsmittelgenerationen

Der SSSC besteht im Wesentlichen aus einem DC-Zwischenkreis und einem Voltage Source Converter (VSC). Somit weist der SSSC eine starke Ähnlichkeit zum STATCOM auf. In Abgrenzung zum STATCOM erfolgt der Anschluss des SSSC jedoch nicht parallel zum Netz, sondern in Serie mit einer Leitung. Der prinzipielle Aufbau ist in Abbildung 5-3 dargestellt.

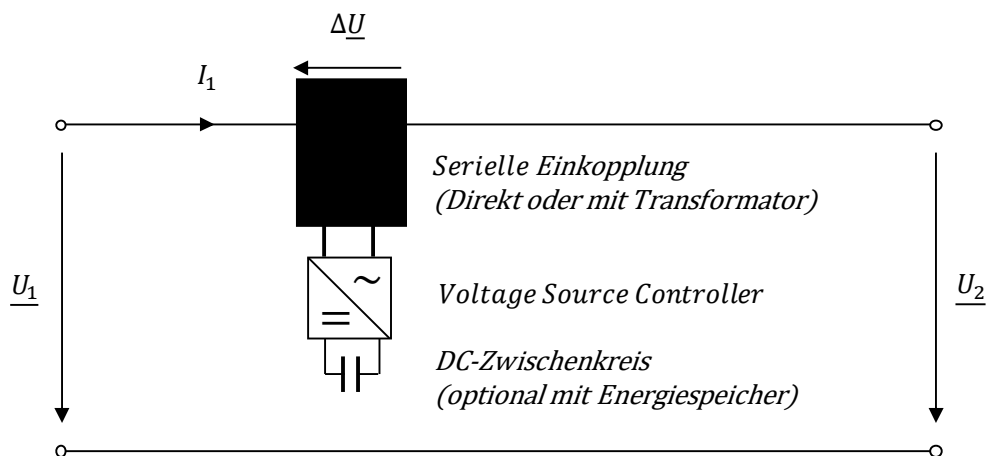


Abbildung 5-3: Grundlegender Aufbau eines SSSC [54]

Die Verluste im VSC werden durch eine Entladung des DC-Zwischenkreises gedeckt. Der Entladung des DC-Zwischenkreises wirkt dabei eine Ladung des DC-Zwischenkreises über eine Wirkleistungsentnahme aus dem Netz entgegen. Eine Ladung des DC-Zwischenkreises und eine daraus folgende Aufrechterhaltung des SSSC-Betriebs ist also nur bei einer Mindestbelastung der zu kompensierenden Leitung möglich, um eine Wirkleistungsentnahme garantieren zu können [54, 121, 152].

Der physische Netzanschluss kann in zwei Varianten erfolgen. Bei der galvanisch entkoppelten Variante erfolgt die Anbindung magnetisch über einen Transformator, dessen überspannungsseitige Wicklung in Serie mit der Leitung verschaltet ist. Bei der sogenannten transformatorlosen Variante erfolgt die Anbindung des verbauten VSC direkt am Netz. In diesem Fall müssen die einzelnen VSC-Module robust für einen möglichen Kurzschluss auf der Leitung ausgelegt sein. Daher wird zum Schutz empfindlicher Leistungselektronik zusätzlich ein sogenannter Bypass installiert, ein Überbrückungsstromkreis, welcher im Kurzschlussfall zugeschaltet wird und den gesamten Kurzschlussstrom übernimmt [121, 153, 154].

Die galvanisch entkoppelte Lösung bringt stets einen induktiven Anteil mit in die Leitung ein, welcher sich zum Laststrom addiert und bereits eine ggf. einzuprägende kapazitive Spannung kompensiert. Die direkte Variante ermöglicht eine symmetrische Spannungseinprägung in beide Richtungen (kapazitiv sowie induktiv) [10].

Durch die Skalierbarkeit der leistungselektronischen Komponenten ist der SSSC in beiden Varianten modular aufgebaut, sodass er sich bei Erstplanung bedarfsgerecht dimensionieren lässt. Flexible Nachrüstungen von SSSC-Bestandsanlagen sind insbesondere bei der transformatorlosen Variante möglich, weil der Transformator bei der Dimensionierung einer galvanisch entkoppelten Anlage für gewöhnlich einen Engpass darstellt.

SSSCs können prinzipiell DC-seitig durch einen Energiespeicher ergänzt werden. So kann durch eine schnelle Änderung der Kompensationsspannung zusätzlich auch die transiente Stabilität im Netz erhöht werden. Die Kompensationsspannung wird dabei sehr schnell so angepasst, dass Leistungsschwankungen von Kraftwerken entgegengewirkt werden kann [151, 152]. Aufgrund des modularen Aufbaus der transformatorlosen SSSC-Variante und der direkten Verschaltung mit im 380-kV-Netz ist ggf. eine Integration der Speicher in die einzelnen VSC-Module notwendig [10]. Dagegen kann bei der galvanisch entkoppelten Variante des SSSC eine einzige Energiespeichereinheit direkt auf einem niedrigeren Spannungsniveau installiert werden [10].

Als weitere Möglichkeit kann ein SSSC durch einen STATCOM ergänzt werden. Diese Anordnung wird als Unified Power Flow Controller (UPFC) bezeichnet. Der Vorteil des UPFC

besteht darin, dass zusätzlich zur Wirkleistungsflusssteuerung auch ein Beitrag zur Spannungshaltung geleistet werden kann. Bei aktuell kommerziell verfügbare Umsetzungen wird zur Netzanbindung des SSSC und des STATCOM jeweils ein separater Transformator verwendet. Es handelt sich hierbei somit um die galvanisch entkoppelte Variante [155].

1. **Modularität**

Durch die gute Skalierbarkeit der leistungselektronischen Komponenten des VSC ist der SSSC stark modularisierbar [156–158]. Einzelne Module können beispielsweise zu Wartungszwecken ausgetauscht werden. Soll die Gesamtanlage nachgerüstet und neu dimensioniert werden, so ist dies bei der transformatorlosen Variante durch Parallelschaltung weiterer Module möglich. Bei der galvanisch entkoppelten Variante muss bei einer Neudimensionierung gegebenenfalls ein neuer Transformator für die Netzanbindung beschafft werden.

2. **Mobilität**

Der Transport von galvanisch entkoppelten Varianten von SSSC erfordert den Transport des verwendeten Transformators. Daher besteht in dieser Variante nur eingeschränkte Mobilität. Transformatorlose SSSC sind dagegen grundsätzlich mobil ausführbar. Der SSSC der Firma Smart Wires Inc. ist beispielsweise in einer mobilen Ausführung verfügbar. Hierbei wird das Betriebsmittel auf einem LKW-Auflieger aufgebaut und transportiert. Eine Installation mit anschließender Inbetriebnahme ist technisch somit innerhalb von einem Tag möglich [159]. Dieser Zeitraum ist jedoch nicht allgemeingültig, sondern abhängig von Modulgröße und –gewicht sowie den Gegebenheiten vor Ort. Zusätzlich muss für eine zügige Installation vor Ort die Anbindung an die Netzleitstelle und eine Prüfung von systemischen Grenzen sowie Schutzeinstellungen bereits erfolgt sein. Sofern dies nicht der Fall ist, ist von zusätzlichen, deutlich längeren Zeiträumen Installation auszugehen.

Für die Anwendungsfälle des 380kV Netzes sind Module mit einer Stromtragfähigkeit von 3600 A erforderlich, um auch hoch ausgelastete Leitungen zu entlasten. Entsprechende verwendete Module weisen etwa 7t Gewicht auf, wobei für eine nennenswerten steuernden Einfluss auf das Netz mindestens 2 bis 6 Module pro Phase benötigt werden. Insgesamt werden demnach 6 bis 18 Module verwendet. [10]

5.3.3.3 Technische Kenngrößen

1. **Leistungsbereich**

Der Leistungsbereich des SSSC ist abhängig von der Dimensionierung der eingesetzten VSC. Diese sind in der Regel stark modularisierbar. Die zusätzlich mögliche Spannungseinspeisung, die durch die VSC erzeugt und durch den SSSC eingepreßt werden kann, ist bei entsprechender Dimensionierung nach oben theoretisch unbegrenzt. Eine ausreichende Dimensionierung der Bemessungsleistung ist dabei zu beachten, um die mit dem Netz ausgetauschte Blindleistung zur Verfügung stellen zu können. So besitzt beispielsweise der SSSC „SmartValve“ der Firma SmartWires je nach Spezifikation pro Modul eine mögliche Spannungseinprägung von ± 566 V, ± 2830 V oder ± 5660 V. Je nach Bauart beträgt die Bemessungsleistung der Module 1, 2, 5, 10 oder 16 MVar. Durch eine parallele und serielle Verschaltung der einzelnen Module kann der Leistungsbereich variabel dimensioniert werden. [140, 156, 157, 160]

2. Reaktionszeit

Die Reaktionszeit des SSSC ist insbesondere von der Reaktionszeit des in Serie mit der Leitung verschalteten VSC (vgl. Kapitel 5.4.5) abhängig. Diese liegt im Netzbetrieb in der Regel zwischen 200 ms bis 500 ms [10]. Hersteller geben für Module mit maximaler Spannungseinprägung von ± 6 kV eine maximale Rampe von 25 kV/s an. Es ist daher möglich, den gesamten Stellbereich eines SSSC in weniger als einer halben Sekunde abzufahren [160]. Damit ist der SSSC deutlich schneller als der TCSC.

5.3.3.4 Nutzungsdauer

Als typische Lebensdauer kann ein Zeitraum von 30 bis 40 Jahren angenommen werden [140, 154, 155].

5.3.3.5 Betriebsmittelgrenzen

1. Physikalische Grenzen

Der SSSC wird physikalisch durch die spezifizierte Stromtragfähigkeit der im VSC vorhandenen IGBT-basierten Halbleiterbauelemente begrenzt [161]. Für den Bypass, welcher im Fehlerfall den Kurzschlussstrom aufnimmt, werden Thyristoren eingesetzt, welche eine höhere Stromtragfähigkeit besitzen. Zudem werden mechanisch per Federkraft geschlossenen Vakuum Series Links (VSL) eingesetzt, die den dauerhaften Kurzschlussstrom tragen können [10]. Diese müssen für die entsprechend hohen Ströme ausgelegt sein. [121, 153, 154]

Auch die Betriebsmitteltemperatur stellt eine physikalische Grenze dar. Gegebenenfalls werden unter Berücksichtigung der Strombelastung und der Witterungsbedingungen Kühlanlagen notwendig. [10]

2. Systemische Grenzen

In Abhängigkeit der Spannungswinkeldifferenz zwischen dem Anfangs- und Endknoten eines Stromkreises können durch Zu- bzw. Abschalten des Stromkreises hohe Ausgleichsströme entstehen. Um mögliche Schutzauslösungen aufgrund von Überstrom zu vermeiden, muss die Spannungsphasenwinkeldifferenz begrenzt werden. Bei Zu- bzw. Abschaltung eines Stromkreises darf sich die Spannungsphasenwinkeldifferenz um nicht mehr als 10 Grad ändern [32]. Um dies zu garantieren ist es möglich, den SSSC mit einer entsprechenden Rampe anzufahren [154]. Aufgrund der Einbringung der induktiven Reaktanz des Transformators bei galvanisch entkoppelten Varianten und insbesondere der leistungselektrischen Komponenten in beiden Ausführungsvarianten muss eine Analyse möglicher Netzresonanzen durchgeführt werden. Hierbei muss auch die mögliche Anregung von Generatorgruppen und die Interaktion mit weiteren im Netz verbauten leistungselektronischen Komponenten beachtet werden [10].

5.3.3.6 Einführungsjahr

Der erste SSSC wurde im Jahr 1996 in Kombination mit einem STATCOM in den USA installiert. Im Jahr 2002 wurde ein SSSC in Kombination mit einem STATCOM in Korea gebaut [151, 152]. Weitere Installationen existieren in Irland, Großbritannien und in Spanien [162–164].

5.3.3.7 Betriebserfahrung

Bisher existiert keine Betriebserfahrung in Deutschland.

International existiert Betriebserfahrung beispielsweise in den USA sowie in Großbritannien, Spanien und Irland. Die Betriebserfahrung beschränkt sich auf einzelne Projekte [162–164]. Ein jüngeres Projekt ist die Installation eines transformatorlosen SSSC im Netzgebiet von Central Hudson Gas & Electric Corp. in den USA. Der Pilotbetrieb der Anlage startete im Februar 2019 [165].

5.3.3.8 Realisierungszeitraum

1. Genehmigungszeiträume

Der Bau und Einsatz von SSSC im Übertragungsnetz muss im Rahmen des NEP geplant werden. Das Zieljahr der Planung für die Inbetriebnahme von Betriebsmittel liegt dabei in der Regel mindestens 10 Jahre in der Zukunft. In den letzten beiden

Netzentwicklungsplänen sind jedoch kurzfristig umsetzbare Ad-hoc-Maßnahmen für wirkleistungsflusssteuernde Betriebsmittel bestätigt worden. Der geplante Zeitraum bis zur Inbetriebnahme beträgt hier 3-6 Jahre [131]. Im Rahmen der Planfeststellungsverfahren, welche an die Bestätigung des NEP anschließen, können sich jedoch auch längere Genehmigungszeiträume ausbilden (vgl. Einleitung Kapitel 5).

2. Bauzeiträume

Mobile SSSC können innerhalb eines Tages aufgebaut und in Betrieb genommen werden [159]. Die reine Installations- und Inbetriebnahmedauer der SSSC, die zum Probetrieb in Irland eingesetzt wurden, wird mit 5 Stunden angegeben [162]. Für die erste Planung, Herstellung und Inbetriebnahme eines SSSC am Zielort geben Hersteller einen Zeitraum von weniger als 12 Monaten an [154]. Hersteller von UPFC geben einen Zeitraum von 36 Monaten an [155].

5.3.3.9 Pilotprojekte

In Irland fand im Jahr 2016 ein einjähriger Probetrieb von SSSC statt [162]. Auch in den USA wurde im Netzgebiet der Central Hudson Gas & Electric Corp. ein einjähriger Probetrieb durchgeführt [154].

5.3.3.10 Alterungsmechanismen

Alterungsmechanismen betreffen insbesondere die Halbleiterbauelemente des VSC, welche Defekte und erhöhte Fehlerraten in den Submodulen des VSC verursachen. Es wird zwischen intrinsischen und extrinsischen Alterungsmechanismen unterschieden. Intrinsische Alterungsphänomene werden von unterschiedlichen Tests und Prozeduren in der Produktion zur Qualitätssicherung beeinflusst und sind abhängig von Temperatur, Strom, Frequenz und Druckzyklen. Extrinsische Alterungsmechanismen resultieren aus der Umgebung, in welcher der Umrichter installiert ist, und aus der elektrischen Beanspruchung durch unterschiedliche Betriebszustände. Extrinsische Alterungsphänomene verstärken in hohem Maße den Alterungsprozess. Bei Halbleiterbauelementen am Ende ihres Lebenszyklus steigt die Fehlerrate aufgrund der Alterungsmechanismen exponentiell an [166].

5.3.3.11 Technische Eignung zur Höherauslastung

1. Auswirkungen der Höherauslastung

Eine höhere Auslastung führt zu höheren durchschnittlichen Temperaturen und damit zu einer beschleunigten Alterung. In der Folge ist vor allem mit einer erhöhten Fehlerrate und Ausfälle der Halbleiterbauelemente bzw. Submodule zu rechnen [167]. Laut

Herstellerangaben ist dieser Effekt jedoch nicht signifikant, sofern die vorgegebenen $TATL_{Thermisch}$ eingehalten werden.

2. Stromgrenzwerte ($TATL_{Thermisch}$)

Die Firma Smart Wires Inc. gibt einen möglichen von 2 Stunden bei einer Belastung mit 120 % bezogen auf die Nennbelastung an [156, 157]. Die Höherauslastung kann laut Angaben auch 200 % der Nennbelastung betragen, jedoch nur für einen reduzierten Zeitraum [154]. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die SSSC von vorneherein für die entsprechenden Belastungsfälle ausgelegt sein sollten.

5.3.3.12 Nutzbarkeit als aktives Betriebsmittel im Netzbetrieb

1. Wirkleistungsflusssteuerung

Durch die variable serielle Spannungseinprägung kann der SSSC zur Wirkleistungsflusssteuerung eingesetzt werden. Um den Einfluss der Wirkleistungsflusssteuerung bestimmen zu können, ist die Kenntnis der Betriebsmitteladmittanzen, sowie Spannungsbeträge und Spannungsphasenwinkel im Netz notwendig.

2. Kurative Netzführung

Aufgrund der schnellen Reaktionszeit können SSSC als engpassbehebende Maßnahme in der kurativen Netzführung eingesetzt werden. Für den Einsatz ist jedoch insbesondere die Kenntnis der $TATL_{Thermisch}$ notwendig. Um diese in Echtzeit bestimmen zu können, ist die Kenntnis der aktuellen Strombelastung und der Betriebsmitteltemperatur erforderlich.

5.3.3.13 Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Ein SSSC stellt primär ein Netzbetriebsmittel für die Wirkleistungsflusssteuerung dar. Der relevante Netzbetreiber kann den SSSC beispielsweise als netzbezogene Maßnahme für die Netzengpassbehebung einsetzen.

Bei dem SSSC ist grundlegend eine Erweiterung mit Batteriespeicher denkbar. Diese Kombination würde es technisch ermöglichen, einige Systemdienstleistungen, beispielsweise synthetische Schwungmasse, bereitzustellen. In diesem Fall wäre der SSSC jedoch faktisch eine Kombination aus Batteriespeicher (vgl. Kapitel 5.3.5) und VSC (vgl. Kapitel 5.4.5). Da für diese Betriebsmittel die Bereitstellung von Systemdienstleistungen separat dargelegt wird, ist die Möglichkeit der Erweiterung des SSSC mit Batteriespeicher hier nicht Gegenstand der näheren Analyse. Die rein technische Möglichkeit wird aus Gründen der Vollständigkeit dennoch einzeln für jede Systemdienstleistung dargelegt. Mögliche entflechtungsrechtliche

Anforderungen und Wechselwirkungen mit betrieblichen Maßnahmen zur Höherauslastung werden diskutiert.

Eine Erweiterung des SSSC zu einem UPFC wird entsprechend ebenfalls nicht näher analysiert. Zur Betrachtung der Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch einen UPFC können die nachfolgenden Unterpunkte gemeinsam mit Unterkapitel 5.4.4.11 (Systemdienstleistungen durch STATCOM) herangezogen werden.

1. Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve)

Technische Eignung

Der SSSC eignet sich grundlegend nicht für die Erbringung von Momentanreserve, weil weder ein netzbildender Umrichter mit Energiespeicher- oder Erzeugungsanlage noch rotierende Massen vorhanden sind. Darüber hinaus ist die Erbringung von Momentanreserve aus einem längs in die Leitung geschalteten Element technisch noch nicht belegt.

Wird der SSSC um einen Energiespeicher erweitert, so ist eine Bereitstellung von Momentanreserve zumindest technisch denkbar. Geeignete Energiespeicher sind insbesondere Superkondensatoren oder Batteriespeicher. Bei galvanisch entkoppelten SSSC kann die Auslegung der magnetischen Einkopplung und des verwendeten VSC die maximal einprägbare Wirkleistung limitieren. Der VSC des SSSC zur Steuerung des Wirkleistungsflusses wird außerdem üblicherweise in für die Erbringung von Momentanreserve zu geringen Leistungsklassen realisiert. Daher weist der SSSC auch bei Erweiterung um einen Energiespeicher nur ein geringes Potenzial zur Erbringung von Momentanreserve auf.

Entflechtungsrechtliche Anforderungen

Wird der SSSC um einen Energiespeicher erweitert, darf sich der SSSC im Eigentum des Netzbetreibers befinden, sofern diese Anlage als vollständig integrierte Netzkomponente klassifiziert wird. Zur Anerkennung als vollständig integrierte Netzkomponente ist die Genehmigung der Regulierungsbehörde erforderlich [58] (vgl. Einleitung Kapitel 4).

Wechselwirkung bei Einsatz in betrieblichen Maßnahmen zur Höherauslastung

Der primäre Einsatzzweck eines SSSC ist die Wirkleistungsflusssteuerung im Rahmen von präventiven und kurativen Maßnahmen. Wird die serielle Spannungseinprägung des SSSC verändert, um Momentanreserve bereitzustellen, so kann der dadurch eingestellte Arbeitspunkt von dem zur Engpassbehebung ermittelten Arbeitspunkt abweichen. Daher

schließen sich die Anwendung des SSSC zur Wirkleistungsflusssteuerung und die Anwendung zur Bereitstellung von Momentanreserve weitgehend aus.

2. Regelleistung

Technische Eignung

Der SSSC stellt weder eine Energiespeicher- noch Erzeugungsanlage dar und eignet sich daher technisch grundlegend nicht für die Erbringung von Regelleistung. Darüber hinaus ist die Erbringung von Regelleistung aus einem längs in die Leitung geschalteten Element technisch noch nicht belegt.

Wird der SSSC um einen Energiespeicher erweitert, so ist eine Bereitstellung von Regelleistung technisch möglich. Geeignete Energiespeicher sind insbesondere Superkondensatoren oder Batteriespeicher. Bei galvanisch entkoppelten SSSC kann die Auslegung der magnetischen Einkopplung und des verwendeten VSC die maximal einprägbare Wirkleistung jedoch limitieren. Da der VSC des SSSC zur Steuerung des Wirkleistungsflusses zudem deutlich geringer dimensioniert werden muss als der VSC eines STATCOM, weist der SSSC auch bei Erweiterung um einen Energiespeicher nur ein geringes Potenzial zur Erbringung von Regelleistung auf. Zudem würde eine Erweiterung des SSSC mit Superkondensatoren keine Erbringung von Wirkleistung über den Zeitraum ermöglichen, welcher für die Erbringung von Regelleistung maßgeblich ist.

Entflechtungsrechtliche Anforderungen

Wird der SSSC um einen Energiespeicher erweitert, darf sich der SSSC im Eigentum des Netzbetreibers befinden, sofern diese Anlage nicht am Regelleistungsmarkt oder zur Engpassbehebung eingesetzt wird. Ein SSSC, der am Regelleistungsmarkt eingesetzt werden soll, kann nicht als vollständig integrierte Netzkomponente klassifiziert werden.

Wechselwirkung bei Einsatz in betrieblichen Maßnahmen zur Höherauslastung

Der primäre Einsatzzweck eines SSSC ist die Wirkleistungsflusssteuerung im Rahmen von präventiven und kurativen Maßnahmen. Wird die serielle Spannungseinprägung des SSSC verändert, um Regelleistung bereitzustellen, so kann der dadurch eingestellte Arbeitspunkt von dem zur Engpassbehebung ermittelten Arbeitspunkt abweichen. Daher schließen sich die Anwendung des SSSC zur Wirkleistungsflusssteuerung oder kurativen Netzführung und die Anwendung zur Bereitstellung von Regelleistung weitgehend aus.

3. Dienstleistung zur Spannungsregelung

Technische Eignung

Der SSSC ist in der Lage, eine variable serielle Spannung einzuprägen. Dadurch können die Knotenspannungsbeträge vor und hinter dem SSSC verändert und somit der Blindleistungsfluss über die zu kompensierende Leitung verändert werden. Die so hervorgerufene Änderung des Blindleistungsflusses hat einen deutlich geringeren Einfluss auf die Spannungsbeträge im Vergleich zu parallel angeschlossenen Kompensationsanlagen, wie bspw. dem STATCOM.

Wechselwirkung bei Einsatz in betrieblichen Maßnahmen zur Höherauslastung

Der primäre Einsatzzweck eines SSSC ist die Wirkleistungsflusssteuerung im Rahmen von präventiven und kurativen Maßnahmen. Wird die serielle Spannungseinprägung des SSSC verändert, um Blindleistung bereitzustellen, so kann der dadurch eingestellte Arbeitspunkt von dem zur Engpassbehebung ermittelten Arbeitspunkt abweichen. Daher schließen sich die Anwendung des SSSC zur Wirkleistungsflusssteuerung oder kurativen Netzführung und die Anwendung zur Bereitstellung von Blindleistung weitgehend aus.

4. Kurzschlussstrom und dynamischer Blindstromstützung

Technische Eignung

Ein SSSC eignet sich grundlegend nicht zur Erbringung von Kurzschlussstrom oder dynamischer Blindstromstützung. Weil ein SSSC im Kurzschlussfall den vollen Kurzschlussstrom trägt, wird bei den transformatorlosen Varianten mittels schnell schaltbarer Thyristoren in einen Bypass-Betrieb gewechselt [121, 153, 154, 168]. In diesem Fall kann der SSSC keinen Beitrag zu einem dynamischen Blindstrom leisten. Die Erbringung von dynamischer Blindstromstützung aus einem längs in die Leitung geschalteten Element ist zudem generell technisch nicht belegt.

5. Netzwiederaufbau: Schwarzstart- und Inselnetzbetriebsfähigkeit

Technische Eignung

Ein SSSC als reines wirkleistungsflusssteuerndes Betriebsmittel ohne eine Erweiterung mit Energiespeicher ist nicht schwarzstart- oder inselbetriebsfähig. Daher eignet sich der SSSC grundlegend nicht für den Netzwiederaufbau. Darüber hinaus ist die Erbringung von Wirkleistung aus einem längs in die Leitung geschalteten Element technisch noch nicht belegt.

Wird der SSSC um einen Energiespeicher erweitert und ist der verwendete VSC netzbildend, so ist eine Bereitstellung von Netzwiederaufbau technisch möglich. Bei galvanisch entkoppelten SSSC kann die Auslegung der magnetischen Einkopplung und des verwendeten VSC die maximal einprägbare Wirkleistung limitieren.

Entflechtungsrechtliche Anforderungen

Wird der SSSC um einen Energiespeicher erweitert, darf sich der SSSC im Eigentum des Netzbetreibers befinden, sofern diese Anlage als vollständig integrierte Netzkomponente klassifiziert wird. Zur Anerkennung als vollständig integrierte Netzkomponente ist die Genehmigung der Regulierungsbehörde erforderlich [58].

5.3.4 Hochspannungsgleichstromübertragungssysteme (HGÜ-Systeme)

5.3.4.1 Funktionen und Aufgaben

Systeme zur Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ-Systeme) werden in Deutschland primär zur Übertragung von elektrischer Energie über weite Strecken eingesetzt. Der Wirkleistungsfluss über diese Systeme lässt sich variabel einstellen. Somit können HGÜ-Systeme zur Wirkleistungsflusssteuerung eingesetzt werden. Sollen HGÜ-Systeme lokal zur Wirkleistungsflusssteuerung eingesetzt werden, wird die Übertragungstrecke extrem verkürzt, sodass das HGÜ-System zwei Sammelschienen innerhalb einer Schaltanlage koppelt. Diese Bauart nennt sich Back-to-Back-System.

Zur Hochspannungsgleichstromübertragung werden Übertragungstrecken über Umrichterstationen mit dem Drehstromnetz gekoppelt. Als Übertragungstrecke dienen Freileitungen sowie Erd- und Seekabel. Es können sowohl synchrone als auch asynchrone Netzgebiete mit HGÜ gekoppelt werden sowie Offshore-Windparks angebunden werden. Eine HGÜ-Station beinhaltet zusätzlich zum Umrichter weitere passive Betriebsmittel wie AC-Leistungsschalter, AC-Filter, Einschaltwiderstände und Trenner, Transformatoren und Drosseln sowie abhängig von der Umrichtertechnologie auch Blindleistungskompensationsanlagen. Technologiebedingt weisen Gleichstromübertragungstrecken keine Blindleistungsverluste auf, weswegen ein Einsatz insbesondere bei langen Kabelstrecken vorteilhaft ist. HGÜ-Systeme sind in der Lage aktiv den Leistungsfluss zu steuern. Abhängig von der Umrichtertechnologie können HGÜ-Systeme Systemdienstleistungen bereitstellen.

5.3.4.2 Ausführungen und Betriebsmittelgenerationen

Bezüglich der Umrichter wird zwischen zwei Technologien, spannungsgeführten Umrichtern (Voltage Source Converter (VSC), vgl. Kapitel 5.4.5) und stromgeführten Umrichtern (Line Commutated Converter (LCC)), unterschieden. LCC basieren auf Thyristoren und haben einen eigenen Blindleistungsbedarf, der netzseitig bereitgestellt bzw. mit zusätzlichen Blindleistungskompensationsanlagen sichergestellt werden muss. Zusätzlich sind LCC-HGÜs bzgl. möglicher Blind- und Wirkleistungsarbeitspunkte eingeschränkt und können eine Leistungsflussumkehr nur bei Änderung der Polarität des Gleichstromübertragungssystems ermöglichen. Zusätzlich sind LCC-HGÜs für den Netzanschluss auf Verfügbarkeit von ausreichender Kurzschlussleistung an den Umrichterstationen angewiesen [169], sodass LCC-HGÜs zur Erbringung von Systemdienstleistungen nicht geeignet sind. LCC-HGÜs werden infolgedessen meistens für größere unidirektionale Leistungstransporte über weite Entfernungen von Erzeugungs- zu Lastzentren eingesetzt, da sie die verlustärmste und kostengünstigste Umrichtertechnologie darstellen [55]. In Deutschland ist bis auf wenige

Ausnahmen (Kontek sowie Baltic Cable) nur die VSC-HGÜ Technologie relevant. VSC-HGÜs nutzen Bipolartransistoren mit isolierter Gate-Elektrode (Insulated-gate bipolar transistor - IGBT) als Halbleiterbauelemente und können aufgrund ihrer An- und Ausschaltbarkeit Wirk- und Blindleistung unabhängig voneinander regeln und somit zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen beitragen.

Es existieren drei Umrichterkonfigurationen:

- Two-level Umrichter (TLC) sowie Cascaded Two-Level-Umrichter (CTLC)
- Three-level neutral point clamped Umrichter (NPC)
- Modulare Multilevelumrichter (Modular Multi Level Converter - MMC)

MMCs werden gegenüber TLCs und NPCs aufgrund geringerer Schaltverluste und Hochfrequenzrauschen als vorteilhaft angesehen [169] und in derzeitigen HGÜ-Projekten überwiegend eingesetzt. Dieser Trend scheint sich auch in Zukunft fortzusetzen, sodass davon auszugehen ist, dass sich MMC-VSCs als die dominante Umrichterkonfiguration in VSC-HGÜ-Projekten etablieren werden [169]. MMCs stellen den erforderlichen Spannungswert durch eine gezielte Ansteuerung von einer Vielzahl IGBT-basierter Submodule an. Dies ermöglicht eine erhöhte Spannungsqualität der Ausgangswechselspannung und reduziert somit den Aufwand für Filter [170]. MMC-VSCs können als Halb- oder Vollbrücke ausgeführt werden. Im Gegensatz zur Halbbrücke können in Vollbrücke ausgeführte MMC-VSCs bei DC-seitigen Fehlern den Fehlerstrom abbauen [169].

1. **Modularität**

Die Parallelschaltung mehrerer baugleicher Umrichter ist möglich. Nutzt das HGÜ-System die MMC-Technologie, besteht eine inhärente Modularität, mit welcher Leistungsklasse und Spannungsniveau eines Umrichters elektrisch angepasst werden kann. Limitierend wirkt der vorhandene Platz für die Anlage sowie die elektrische Auslegung der Gleichstromübertragungsstrecke.

2. **Mobilität**

Die Mobilität ist nicht gegeben, da die Anlage eine Übertragungsstrecke mit festen Anfangs- und Endpunkten darstellt.

5.3.4.3 Technische Kenngrößen

1. Leistungsbereich

Abhängig vom Baujahr werden verschiedene Leistungsbereiche für VSC-HGÜs realisiert. Während frühe Projekte (Gotland, 1999) mit 50 MW umgesetzt wurden, liegt der Leistungsbereich aktueller Projekte bei bis zu 2 x 1 GW (Inelfe, 2015). HGÜ-Projekte in Deutschland sind mit bis zu 900 MW (BorWin3, 2019) bzw. 916 MW (DoWin 2, 2016) realisiert worden [171]. Derzeit in Betrieb ist darüber hinaus auch ALEGRO, das eine 1000 MW-HGÜ-Übertragungsstrecke darstellt. Für das HGÜ-Projekt Ultranet ist eine Gesamtleistung von 2 GW geplant [131]. Zwei weitere Anlagen im Gesamtprojekt SuedLink weisen ebenfalls jeweils eine Leistung von 2 GW auf [10]. Ein weiteres Beispiel ist auch NordLink (Verbindung zwischen Deutschland und Norwegen) mit einer Übertragungsleistung von 1.400 MW bei ± 525 kV [10].

2. Reaktionszeit

Für eine Leistungsflussumkehr benötigt ein VSC-HGÜ-System 200 ms – 1000 ms [55]. Die Leistungsflussumkehr ist jedoch den Anforderungen des AC-Netzes anzugleichen. Netzbetreiber schätzen die Reaktionszeit des Umrichters mit 200 ms - 500 ms ein [10].

5.3.4.4 Nutzungsdauer

HGÜ-Umrichterstationen werden für eine Nutzungsdauer von 30-40 Jahren ausgelegt [167]. Regelungssysteme werden seitens der Hersteller für 15-25 Jahre unterstützt [167]. Sonstige IT-Geräte werden bis zu 10 Jahre lang unterstützt.

Für VSC-HGÜs existieren noch keine Erfahrungswerte hinsichtlich der typischen Nutzungsdauer. Aktuelle Planungen sehen jedoch Nutzungsdauern von 30-40 Jahren vor [10]. LCC-HGÜs können, wenn zwischenzeitlich überholt, Lebenszyklen von 40-50 Jahren erreichen [166, 167]. Die Überholung des Regelungssystems wird für Neusysteme nach 15 Jahren in der Planung angesetzt [167].

5.3.4.5 Betriebsmittelgrenzen

1. Physikalische Grenzen

Der Umrichter wird physikalisch durch die spezifizierte Stromtragfähigkeit der IGBT-basierten Halbleiterbauelemente begrenzt. Bei einem HGÜ-Kabel sind die Spannungsfestigkeit bzw. die Stromtragfähigkeit der XLPE-Kabel zurzeit die begrenzenden Elemente. [10]

2. Systemische Grenzen

Da VSC-HGÜs im Gegensatz zu LCC-HGÜs nicht auf netzseitige Blindleistung angewiesen sind, sind VSC-HGÜs systemisch nicht begrenzt. Eine Untersuchung von möglicherweise angeregten Netzresonanzen muss aufgrund der verwendeten Leistungselektronik jedoch durchgeführt werden. Auch die mögliche Anregung von Generatorgruppen und die Interaktion mit weiteren im Netz verbauten leistungselektronischen Komponenten muss beachtet werden [10].

3. Regulatorische Grenzen

Es werden Anforderungen zu HGÜ-Systemen im europäischen Netzkodex gestellt [172].

5.3.4.6 *Einführungsjahr*

Die erste kommerzielle VSC-HGÜ wurde im Jahr 1997 errichtet [173]. Das erste MMC-Projekt ist das Trans Bay Cable Projekt. Der hier verbaute MMC ging 2010 in Betrieb [174].

5.3.4.7 *Betriebserfahrung*

In Deutschland besteht seit der Inbetriebnahme von BorWin1 im Jahr 2010 Betriebserfahrung im Bereich der Offshore-HGÜ-Netzanbindungen. Beispiele für weitere Offshore-HGÜ-Systeme, die im Jahr 2015 in Betrieb gingen, sind BorWin2, HelWin1, HelWin2, SylWin1 und DolWin1 [10, 175–177]. Weitere bisher realisierte Offshore-HGÜ-Systeme sind DolWin2, BorWin3 und DolWin3, sowie NordLink (HGÜ-Verbindung zwischen Deutschland und Norwegen) [10].

International wurden in Europa seit den 1990er Jahren insbesondere in Skandinavien mehrere Anlagen errichtet. In Nordamerika besteht seit der Inbetriebnahme der HGÜ-Back-to-Back Anwendung in Eagle Pass, USA, im Jahr 2000 erste Betriebserfahrung. Weitere Projekte in den USA mit VSC-HGÜ-Technologie sind das Cross Sound Cable in Long Island (Jahr der Inbetriebnahme 2002) sowie das Trans-Bay-Cable-Projekt in Kalifornien (Jahr der Inbetriebnahme 2010). [178, 179].

5.3.4.8 *Realisierungszeitraum*

Die Durchführung eines HGÜ-Projektes wird maßgeblich von der Planung und Genehmigung des Trassenkorridors beeinflusst.

1. Genehmigungszeiträume

Die Planung von HGÜ-Verbindungen als Übertragungsleitungen innerhalb von Deutschland wird im Rahmen des NEP vorgenommen. Einige dieser Projekte wurden durch die Bundesnetzagentur bereits in früheren Netzentwicklungsplänen, beispielsweise im Jahr 2012, als Bedarf bestätigt. Im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens oder des vorangehenden Raumordnungsverfahrens können sich jedoch teilweise deutlich

verlängerte Genehmigungszeiträume ergeben. So befinden sich einige der im Jahr 2012 bestätigten HGÜ-Verbindungen derzeit im Planfeststellungsverfahren [131, 180].

2. Bauzeiträume

Für eine VSC-HGÜ Umrichterstation wird eine Bauzeit von 1-4Jahre angegeben [10, 56]. LCC-HGÜ Umrichterstationen benötigen aufgrund ihrer Größe eine Bauzeit von 2 Jahren [181].

5.3.4.9 Pilotprojekte

Derzeit werden in Deutschland mehrere VSC-HGÜ Projekte durch die ÜNB umgesetzt. Beispiele sind die Projekte „Ultranet“, „Südlink“ und „SüdOstLink“ [131] inklusive der Offshore-HGÜ-System DolWin6, BorWin5 und BorWin6. Darüber hinaus ist seit dem 09.11.2020 die HGÜ-Leitung ALEGRO in Betrieb [182].

5.3.4.10 Alterungsmechanismen

Alterungsmechanismen betreffen insbesondere die Halbleiterbauelemente der Umrichter, welche Defekte und erhöhte Fehlerraten in den Submodulen der Umrichter verursachen. Es wird zwischen intrinsischen und extrinsischen Alterungsmechanismen unterschieden. Intrinsische Alterungsphänomene werden von unterschiedlichen Tests und Prozeduren in der Produktion zur Qualitätssicherung beeinflusst und sind abhängig von Temperatur und Kühlung, Strom, Frequenz und Druckzyklen. Extrinsische Alterungsmechanismen resultieren aus der Umgebung, in welcher der Umrichter installiert ist und aus der elektrischen Beanspruchung durch unterschiedliche Betriebszustände. Extrinsische Alterungsphänomene verstärken in hohem Maße den Alterungsprozess. Bei Halbleiterbauelementen am Ende ihres Lebenszyklus steigt die Fehlerrate aufgrund der Alterungsmechanismen exponentiell an [166].

5.3.4.11 Technische Eignung zur Höherauslastung

1. Auswirkungen der Höherauslastung

Eine Höherauslastung kann eine erhöhte Fehlerrate und Ausfälle der Halbleiterbauelemente bzw. Submodule hervorrufen [167].

2. Stromgrenzwerte ($TATL_{Thermisch}$)

Mittels einer Zulassung von kontrollierten Kreisströmen durch die Steuerelektronik der IGBTs ist laut simulativen Forschungsarbeiten ein $TATL_{Thermisch}$ der Konverter von etwa 130 % der Nennbelastung für 1 Stunde möglich [183, 184], wobei die HGÜ-Konverter von vornherein mit entsprechenden Betriebsmodi auszulegen sind. Dies ist jedoch für aktuelle

HGÜ-Systeme nicht gefordert und in Bestandsanlagen nicht umgesetzt. Entsprechende HGÜ-Konverter sind kommerziell nicht verfügbar. Die Limitierung der Übertragungsstrecke, beispielsweise eingesetzter Kabel, ist zudem zu berücksichtigen und derzeit ungeklärt. [10]

5.3.4.12 Nutzbarkeit als aktives Betriebsmittel im Netzbetrieb

1. WAFB

Sollte die Übertragungsstrecke des HGÜ-Systems aus einer Freileitung bestehen, so ist die Anwendung von WAFB möglich. Es ist jedoch insbesondere eine entsprechende Auslegung der Umrichter notwendig, um das Potenzial des WAFB für die Übertragungsstrecke des HGÜ-Systems ausnutzen zu können.

2. Wirkleistungsflusssteuerung

VSC-HGÜs sind in der Lage, Wirk- und Blindleistung unabhängig voneinander zu regeln und können somit innerhalb ihrer Betriebsgrenzen den Leistungsfluss aktiv steuern. LCC-HGÜs können die Wirkleistung nur unidirektional steuern, sofern die Polarität der Gleichstromübertragungsstrecke nicht gewechselt werden soll. Um den Einfluss der Wirkleistungsflusssteuerung bestimmen zu können, ist die Kenntnis der Betriebsmitteladmittanzen, sowie Spannungsbeträge und Spannungsphasenwinkel im Netz notwendig.

3. Kurative Netzführung

Aufgrund der schnellen Reaktionszeit von HGÜ-Systemen können diese als wirkleistungsflusssteuernde Maßnahmen zur Engpassbehebung im Rahmen der kurativen Netzführung eingesetzt werden. Für den Einsatz ist jedoch insbesondere die Kenntnis der $TATL_{Thermisch}$ notwendig. Um diese in Echtzeit bestimmen zu können, ist die Kenntnis der aktuellen Strombelastung sowie der Betriebsmitteltemperatur erforderlich. Die Betriebsmitteltemperatur muss sowohl für die Übertragungsstrecke als auch für die Umrichter überwacht werden. Zusätzlich muss eine entsprechende Regelungsstrategie zur Vorgabe von kontrollierten Kreisströmen zur Ausnutzung des möglichen $TATL_{Thermisch}$ installiert sein (vgl. Punkt 5.3.4.11).

Die Bereitstellung von Momentanreserve ist allerdings erst mit dem – bisher noch nicht erprobten – netzbildenden, spannungseinprägenden Regelungsverfahren möglich, wobei die dann benötigte Wirkleistung der anderen HGÜ-Station und damit von einem anderen Netzverknüpfungspunkt entnommen wird.

5.3.4.13 Bereitstellung von Systemdienstleistungen

HGÜ-Systeme dienen primär der Übertragung von Wirkleistung, entweder als Offshore-HGÜ für die Anbindung von Offshore-Windenergieanlagen oder als HGÜ-Verbindungen zur Bereitstellung von Übertragungskapazität. In der Regel können die HGÜ-Umrichterstation zusätzliche Systemdienstleistungen bereitstellen. Dies wird im Folgenden erörtert.

1. Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve)

Technische Eignung

Zur Erbringung von Momentanreserve muss das HGÜ-System über einen netzbildenden Umrichter verfügen. Das Regelungssystem des HGÜ-Umrichters kann dann in Abhängigkeit einer Frequenzabweichung die übertragene Wirkleistung anpassen und somit zur Frequenzstützung beitragen. Die dafür benötigte Wirkleistung muss jedoch von den angeschlossenen Erzeugungsanlagen und/oder Energiespeichern bereitgestellt werden. Dies ist bisher aber noch nicht erprobt [10].

Entflechtungsrechtliche Anforderungen

Im europäischen Netzkodex für den Anschluss von HGÜ-Systemen und nichtsynchroener EA mit Gleichstromanbindung (Verordnung (EU) 2016/1447) werden für ein HGÜ-System Anforderungen bezüglich auszuhaltender Frequenzgradienten sowie Über- und Unterfrequenzen gestellt. Artikel 14 des Netzkodex schreibt darüber hinaus vor, dass ein HGÜ-System auf Verlangen des ÜNB synthetische Schwungmasse bereitstellen können muss [172].

Wechselwirkung bei Einsatz in betrieblichen Maßnahmen zur Höherauslastung

Der primäre Einsatzzweck von HGÜ-Systemen ist die Übertragung und Steuerung von Wirkleistungsflüssen. Wird der Wirkleistungsfluss durch die Erbringung von Momentanreserve verändert, so weicht dieser anschließend von dem für die präventive oder kurative Engpassbehebung optimierten Arbeitspunkt ab. Bei Einstellung des Arbeitspunkts der HGÜ muss daher die gleichzeitige Vorhaltung von Momentanreserve berücksichtigt werden.

2. Regelleistung

Technische Eignung

Das Regelungssystem eines HGÜ-Umrichters kann abhängig von einer Frequenzabweichung die Wirkleistungseinspeisung innerhalb von wenigen Millisekunden

anpassen und somit zur Frequenzstützung beitragen. Es ist jedoch kein Energiespeicher vorhanden. Das HGÜ-System dient ausschließlich der Übertragung, sodass die benötigte Wirkleistungsanpassung von den angeschlossenen Erzeugungsanlagen oder Energiespeichieranlagen erbracht werden muss. Die Übertragung von Regelleistung setzt voraus, dass vom Umrichter eingespeiste Wirkleistung nicht aus dem zu stützenden Netzgebiet übertragen wird und der Umrichter über ein geeignetes Regelungssystem verfügt [185]. Zur Bereitstellung von Primärregelreserve durch über HGÜ angebundene Offshore-Windparks existieren Regelungskonzepte, welche auch in zukünftigen Offshore-HGÜ-Netzen angewendet werden können [186]. Dies ermöglicht den Austausch von Regelenergie zwischen zwei unterschiedlichen AC-Netzen.

Technisch-regulatorische Anforderungen

Für HGÜ-Systeme ist vorgeschrieben über Regelfunktionen zu verfügen, welche erlauben die übertragene Wirkleistung zu ändern, um grenzübergreifende Regelenergie zu übertragen [172].

Wechselwirkung bei Einsatz in betrieblichen Maßnahmen zur Höherauslastung

Der primäre Einsatzzweck von HGÜ-Systemen ist die Übertragung und Steuerung von Wirkleistungsflüssen. Wird der Wirkleistungsfluss durch die Übertragung von Regelleistung verändert, so weicht dieser anschließend von dem für die präventive oder kurative Engpassbehebung optimierten Arbeitspunkt ab. Bei Einstellung des Arbeitspunkts der HGÜ muss daher die gleichzeitige Vorhaltung von Regelleistung berücksichtigt werden.

3. Dienstleistung zur Spannungsregelung

Technische Eignung

Das Regelungssystem eines HGÜ-Umrichters kann abhängig von einer Spannungs-kennlinie Blindleistung bereitstellen und somit zur Spannungshaltung beitragen. Hierzu können auch die Stufensteller der Transformatoren einer Umrichterstation genutzt werden.

Technisch-regulatorische Anforderungen

Der Netzbetreiber legt Anforderungen fest, inwiefern ein HGÜ-System Blindleistung bei maximaler HGÜ-Wirkleistungskapazität bereitzustellen hat [172].

Wechselwirkung bei Einsatz in betrieblichen Maßnahmen zur Höherauslastung

Die bereitstellbare Blindleistungsmenge ist abhängig von der aktuellen Wirkleistungsübertragung und nach oben durch die Auslegung der Umrichter begrenzt. Bei steigender Wirkleistungsübertragung nimmt die bereitstellbare Blindleistungsmenge ab.

4. Kurzschlussstrom und dynamischer Blindstromstützung

Technische Eignung

Das Regelungssystem eines HGÜ-Umrichters kann abhängig vom Spannungseinbruch einen dynamischen Blindstrom bereitstellen. Dies setzt eine Einspeisung durch die angebundene Erzeugungsanlagen oder Energiespeicheranlagen voraus.

Technisch-regulatorische Anforderungen

Auf Verlangen des Netzbetreibers müssen HGÜ-Systeme dynamische Blindstromstützung bereitstellen können [172].

Wechselwirkung bei Einsatz in betrieblichen Maßnahmen zur Höherauslastung

Der bereitstellbare dynamische Blindstrom ist abhängig von der aktuellen Wirkleistungsübertragung und nach oben durch die Auslegung der Umrichter begrenzt ($TATL_{Thermisch}$). Bei steigender Wirkleistungsübertragung nimmt der bereitstellbare dynamische Blindstrom ab. Der zur präventiven und kurativen Engpassbehebung eingestellte Arbeitspunkt beeinflusst also das Potenzial zur Bereitstellung von dynamischem Blindstrom.

5. Netzwiederaufbau: Schwarzstart- und Inselnetzbetriebsfähigkeit

Da ein HGÜ-System keine Energiespeicher- oder Erzeugungsanlage darstellt, liegt grundlegend keine Schwarzstartfähigkeit vor.

Verfügt das Regelungssystem eines HGÜ-Umrichters über eine netzbildende Regelungsfunktion, kann eine HGÜ-Station im Netzinselbetrieb gefahren werden, sofern über die HGÜ-Strecke Leistung aus einem anderen Netzgebiet übertragen werden kann. Somit sind HGÜ-Systeme in der Lage, unterstützend zum Netzwiederaufbau beizutragen [187].

5.3.5 Batteriespeicher

5.3.5.1 Funktionen und Aufgaben

Die wesentliche Aufgabe von Batteriespeichern ist die Speicherung von elektrischer Energie. Hierbei wird elektrische Energie in elektrochemische Energie umgewandelt. Die Speicherung kann als zeitliche Verschiebung einer Einspeisung bzw. einer Last interpretiert werden. Somit tragen Batteriespeicher zur zeitlichen Flexibilisierung der Erzeugung, des Transports und der Verteilung von elektrischer Energie bei. Batteriespeicher können zudem im Rahmen einer kurativen Netzführung als Engpassbehebungsmaßnahme eingesetzt werden.

Batteriespeicher weisen gegenüber anderen Speichertechnologien eine kürzere Reaktionszeit auf. Sie sind daher für Anwendungen im Umfeld volatiler elektrischer Einspeisung besonders gut geeignet. Außerdem ermöglicht die schnelle Regelbarkeit von Batteriespeichern die Bereitstellung von Systemdienstleistungen für das Stromnetz. So werden Batteriespeicher bereits heute für die Bereitstellung von Regelleistung genutzt.

Zudem können Batteriespeicher als Erweiterung anderer Betriebsmittel eingesetzt werden. So werden Batteriespeicher bei STATCOM (vgl. Kapitel 5.4.4) als Energiequelle eingesetzt. Bei VSC (vgl. Kapitel 5.4.5) mit angeschlossenen Photovoltaikmodulen werden Batteriespeicher zur Stabilisierung von Leistungsschwankungen eingesetzt. Auch ein Einsatz von Batteriespeichern bei DFIG (vgl. Kapitel 5.4.9) zur Haltung der Zwischenkreisspannung des Umrichters ist denkbar.

Batteriespeicher sind Gleichspannungskomponenten. Für die Kopplung mit dem Wechselstromnetz ist deshalb ein Umrichter (VSC, vgl. Kapitel 5.4.5) notwendig. Daher ist das Verhalten von Batteriespeichern am Netz zwar von der verwendeten Batterietechnologie abhängig, aber insbesondere auch vom angeschlossenen Umrichter geprägt. Batteriespeicher sind daher immer als Gesamtsystem aus Batterie und Umrichter zu betrachten.

5.3.5.2 Ausführungen und Betriebsmittelgenerationen

Es existieren unter anderen die nachfolgenden Arten von Batteriespeichern:

- **Blei-Säure-Batterien** werden aus Gründen der verhältnismäßig geringen gravimetrischen Energiedichte überwiegend für stationäre Anwendungen eingesetzt. Die Energiedichte beträgt etwa 30-50 Wh/kg. Hierbei werden in der Herstellung von Blei-Säure-Batterien günstige Materialien verwendet, sodass die Investitionskosten dieser Batterieart im Verhältnis zu Lithium-Ionen-Akkumulatoren deutlich geringer sind. Blei-Säure-Batterien sind im Betrieb eine inhärent sichere Technologie, da sich bei einer Überladung der Batterie keine chemische Instabilität ausbildet, sondern Wasser zersetzt wird. Zudem ist eine Blei-

Säure-Batterie nicht brennbar. Mit Blei-Säure-Batterien werden hohe Recyclingraten erzielt. Bezüglich der Nachhaltigkeit ist die Technologie somit insgesamt als positiv zu bewerten [188, 189].

- **Lithium-Ionen-Akkumulatoren** sind aufgrund der verhältnismäßig hohen gravimetrischen Energiedichte eine derzeit im industriellen Maßstab angewendete Technologie für mobile Anwendungen. Die Energiedichte beträgt je nach Zelltechnologie etwa 200-400 Wh/kg [188, 190].

Lithium-Ionen-Akkumulatoren existieren in verschiedenen Ausführungen, die sich voneinander bezüglich Energiedichte, Sicherheit und Langlebigkeit unterscheiden. Hierbei existiert keine Technologie, die in jeder dieser drei Kategorien ideale Eigenschaften aufweist. Somit muss bei der genauen Wahl der verwendeten Batteriezelle stets eine Abwägung zwischen verschiedenen Lithium-Ionen-Technologien erfolgen. Lithium-Ionen-Zellen höherer Energiedichte sind beispielsweise nicht inhärent sicher, weil die Kathode dieser Zellen bei Überladung chemisch instabil werden kann. Dies resultiert in einer starken Erhitzung und einem Druckanstieg in der Zelle. Da der Elektrolyt der Lithium-Ionen-Zellen in der Regel brennbar ist, ergibt sich hier ein Sicherheitsrisiko beim Betrieb solcher Zellen. Andere Zellen sind dagegen chemisch stabil, weisen aber eine deutlich verringerte Energiedichte auf. Auch bezüglich der Anode ergeben sich verschiedene mögliche Materialien, die jeweils die Eigenschaften der Batteriezelle beeinflussen. Üblicherweise wird als Anode Graphit eingesetzt, welches ein verhältnismäßig günstiges Material darstellt. Jedoch tritt an Graphit-Anoden ein relevanter Alterungseffekt der Zelle auf, das sogenannte „Lithium-plating“, bei dem sich metallisches Lithium abgelagert. An Titanat-Anoden tritt dieser Effekt nicht auf, jedoch sind Batteriezellen mit Titanat deutlich teurer in der Herstellung und weisen eine geringere Energiedichte auf. [188, 190–192]

Für alle Lithium-Ionen-Batterien gilt, dass der Betrieb eines Batteriemanagementsystems notwendig ist, welches die Temperatur und den Ladezustand jeder einzelnen Zelle überwacht. Dies verhindert eine vorzeitige Alterung durch Überladung der Zellen und ist notwendig, um die Betriebssicherheit zu gewährleisten. [188–191]

- **Festkörperbatterien** sind ein Forschungsansatz der Weiterentwicklung aktueller Batterietechnologie. Der Kern der Weiterentwicklung ist der Austausch von flüssigen mit festen Elektrolyten. Dies soll, insbesondere mit Blick auf Lithium-Ionen-Batteriezellen, die Betriebssicherheit erhöhen. Anders als die organischen Flüssigelektrolyten in einer Lithium-Ionen-Zelle sind die betrachteten festen Elektrolyten nicht brennbar. Gleichzeitig sind Festkörperbatterien insgesamt leichter und sollen deshalb zukünftig vergleichbare oder höhere Energiedichten als Lithium-Ionen-Akkus erreichen. Neben dem Einsatz von Lithium

als Kathodenmaterial in Festkörperbatterien sind auch andere Materialien denkbar. Die Technologie ist aktuell noch in der Entwicklungsphase [191, 193, 194].

- **Natriumbatterien** werden auch Hochtemperaturbatterien genannt. Ausführungen sind Hochtemperatur-Natrium-Schwefel-Batterien (HT-NaS) sowie NaNiCl_2 -Batterien, welche auch Zebra-Batterien genannt werden. Natriumbatterien weisen eine hohe spezifische Energiedichte von etwa 100-200 Wh/kg auf. Im Unterschied zu den vorgenannten Batteriekonzepten sind die Elektroden bei HT-Natriumbatterien flüssig, während ein fester Elektrolyt eingesetzt wird.

Um das Elektrodenmaterial flüssig zu halten, müssen die Batterien auf einer Betriebstemperatur von etwa 300°C gehalten werden. Dies birgt ein Brandrisiko, welches abgesichert werden muss. Darüber hinaus ist eine relevante Eigenschaft derzeit verfügbarer Natriumbatterien eine niedrige chemische Selbstentladungsrate von etwa 1,5 % pro Monat auf. Jedoch müssen im Betrieb die thermischen Verluste und die notwendige Energie zur Aufrechterhaltung der Betriebstemperatur miteingerechnet werden. Dies führt zu massiv höheren Selbstentladungsraten im Bereich von 15 % pro Tag. In der Folge sind Natriumbatterien nicht für Anwendungen geeignet, bei denen längerfristige Speicherung von Energie notwendig ist. Stattdessen können sie in Anwendungsbereichen eingesetzt werden, bei denen Energie mindestens täglich ein- und wieder ausgespeist wird. Durch geeignete thermische Isolierung kann dann auch ein Teil der zum Betrieb benötigten Wärme durch die ohmschen Verluste der Batterie erzeugt werden. Natriumbatterien werden aufgrund des Brandrisikos, der Selbstentladungsrate und der Notwendigkeit von Heizleistung im Betrieb derzeit kommerziell nur noch von drei Anbietern hergestellt [188, 191, 195, 196].

Aktuelle Forschungsbemühungen zielen auf die Entwicklung von Niedertemperatur-NaS-Batterien ab. Hierbei soll die Sicherheit der Batterien durch eine deutliche Verringerung der Betriebstemperatur erhöht werden. Es müssen hier jedoch noch weitreichende Optimierungen bezüglich des Innenwiderstands und der verwendeten Elektrodenmaterialien erfolgen [191].

- **Redox-Flow-Batterien** erreichen Energiedichten, welche denen von Blei-Säure-Batterien ähnlich sind. Die Energiedichten liegen somit deutlich unterhalb derer von Lithium-Ionen-Batterien. Anders als bei den bisher genannten Batterien, liegen der Elektrolyt und die Elektroden bei Redox-Flow-Batterien nicht als feste Einheit bzw. als Batteriezelle vor. Stattdessen wird die Energie im Elektrolyten gespeichert, welcher in Tanks vorgehalten wird. Bei der Einspeicherung und Ausspeicherung von Energie kommt es zu einer Redoxreaktion des Elektrolyten mit einem flüssigen Redoxreaktionspartner. Der Reaktionspartner wird in einem separaten Tank vorgehalten. Bei der Speicherung werden Elektrolyt und

Reaktionspartner galvanisch getrennt an ihrer jeweiligen Elektrode vorbeigepumpt. An den Elektroden findet die Redoxreaktion statt, welche die Chemie der Reaktionspartner reversibel verändert. Als Elektrolyt-Reaktionspartner-Paar wird Vanadium-Vanadium oder Wasserstoff-Brom verwendet. Der wesentliche Vorteil von Redox-Flow-Batterien besteht darin, dass die Speicherkapazität und die Nennleistung der Batterie sich separat skalieren lassen. Ein größerer Tank entspricht einer größeren Speicherkapazität. Die Leistung der Batterie wird dagegen durch die Pumpen und die Elektrolyseleistung bestimmt. Nachteile der Technologie ist die verhältnismäßig geringe Energiedichte, die Wartungsanfälligkeit der Pumpen und Tanks sowie die derzeit noch hohen Kosten [188, 191, 195].

In aktuellen Forschungsbemühungen wird daher einerseits die Erhöhung der Energiedichte angestrebt. Ein neuerer Ansatz ist die Vanadium-Luft-Batterie, bei der der flüssige Reaktionspartner durch Wasserdampf in Luft ersetzt wird. Hierdurch wird Gewicht gespart und die Energiedichte erhöht [191]. Andererseits wird angestrebt, die Kosten zu reduzieren. Teure Komponenten von Redox-Flow-Batterien stellen aktuell insbesondere die verwendeten Membranen dar. Daher wird derzeit nach kostengünstigeren Membranen geforscht [191].

1. Modularität

Alle Arten von Batterien sind modular aus einzelnen Zellen aufgebaut, welche jeweils aus Elektrolyt, Elektroden und Separator bestehen. Mehrere Batterien können zu sogenannten Akkupacks modular zusammengeschlossen und skaliert werden. Die Ausnahme bildet die Redox-Flow-Batterie, bei welcher der Elektrolyt separat in Tanks gelagert und die Batteriekapazität über die Tankgröße skaliert wird.

2. Mobilität

Alle Arten von Batterien können bei entsprechender Planung mobil ausgelegt werden. Beispielsweise können Batteriepacks in einem Standardcontainer installiert und transportiert werden. Mehrere Container lassen sich entsprechend auch zu größeren Anlagenleistungen zusammenschalten und skalieren. Bei der Natrium Schwefel Batterie ist die Mobilität aufgrund der notwendigen Betriebstemperatur und der flüssigen Elektroden gegebenenfalls eingeschränkt.

5.3.5.3 Technische Kenngrößen

1. Leistungsbereich

Alle Batterietypen sind prinzipiell zu beliebigen Leistungen skalierbar. Die einzige Einschränkung ist in dem Zusammenhang der installierten Leistung zu der installierten Speicherkapazität zu sehen, welcher prinzipiell für alle Batterietypen besteht. Somit lassen sich Speicherkapazität und Leistung im Allgemeinen nicht unabhängig skalieren. Das Redox-Flow-Verfahren bildet hierbei die Ausnahme. Im Folgenden wird eine Aussage zu Leistungsdichten der jeweiligen Technologie getroffen.

- **Blei-Säure-Batterien:**

Die Leistungsdichte beträgt zwischen 75 W/kg und 350 W/kg [188, 189, 197].

- **Festkörper-Batterien:**

Die Technologie der Festkörperbatterien befindet sich noch im Forschungsstadium. Daher sind konkrete Angaben zur Leistungsdichte nicht möglich. Wegen der Verwendung fester Elektrolyten wird jedoch erwartet, dass die Leistungsdichte im Vergleich mit Li-Ionen-Batterien um einen Faktor 2 bis 3 geringer ausfällt [188].

- **Li-Ionen-Batterien:**

Die spezifische Leistung beträgt 600 W/kg - 3.000 W/kg [188, 189, 197, 198].

- **Natrium-Batterien:**

Der typische Bereich spezifischer Leistungen beträgt 90 W/kg - 250 W/kg [188, 189, 195, 197, 199].

- **Redox-Flow-Batterien:**

Diese Technologie erreicht spezifische Leistungen von 50 W/kg - 150 W/kg [188, 189, 195, 197].

2. Reaktionszeit

Die Reaktionszeiten von Batterien liegen typischerweise in einem Bereich von weniger als 10 ms. Eine Ausnahme bildet die Redox-Flow-Technologie, weil hier zunächst die Pumpen aktiviert werden müssen. Die Reaktionszeit ist daher im Vergleich zu den anderen Technologien deutlich größer und liegt in der Größenordnung von 100 ms bis einige Sekunden [188–190, 195, 197–199].

Bei der Betrachtung des Gesamtsystems aus Batterie und Umrichter ist auch die Reaktionszeit der angeschlossenen Umrichter zu beachten. Zusätzlich ist auch die Dauer

für die Steuersignalübertragung zu beachten. Netzbetreiber schätzen die gesamte Reaktionszeit von Umrichter und Batterie mit 200 ms - 500 ms ein [10].

5.3.5.4 Nutzungsdauer

Die Nutzungsdauern der einzelnen Batterietechnologien hängen weitgehend von der Anwendung und dem verwendeten Batteriebetriebskonzept ab.

- **Stationäre Bleibatterien** erreichen je nach Anwendung kalendarische Lebensdauern von 3–15 Jahren. Die zyklische Lebenszeit beträgt etwa 500–2500 Vollzyklen (vollständige Lade- und Entladevorgänge). Die große Bandbreite ist auf die Abhängigkeit der Lebensdauer von verschiedenen Faktoren zurückzuführen. So haben die regelmäßige Entladetiefe (Depth-of-Discharge, DOD) und der mittlere Ladezustand (State-of-Charge, SOC) sowie die Betriebstemperatur einen großen Einfluss auf die Alterungsmechanismen. Allgemein lässt sich jedoch feststellen, dass Bleibatterien im Vergleich zu Li-Ionen-Batterien eine deutlich geringere Lebensdauer aufweisen [10, 188, 190, 191, 195, 199].
- **Festkörperbatterien** sollen wegen deren festen Ionenleiter und damit einer erhöhten Stabilität der Elektrolyten eine verbesserte Lebensdauer im Vergleich zu Li-Ion aufweisen. Da sie jedoch aktuell nicht kommerziell verfügbar sind, existiert auch keine Betriebserfahrung. Daher können keine konkreten Angaben zur Lebensdauer zur Verfügung gestellt werden [188, 191].
- **Li-Ionen-Batterien** besitzen eine kalendarische Lebensdauer von 10–20 Jahren. Die zyklische Lebensdauer beträgt je nach Anwendung 1.000–10.000 Vollzyklen. Die Lebensdauer ist abhängig von der Temperatur sowie vom SOC und DOD [188, 190, 191, 195, 200].
- **Natrium-Batterien** besitzen mit 15–20 Jahren eine etwas höhere kalendarische Lebensdauern als Lithium-Ionen-Batterien. Die zyklische Lebensdauer beträgt 5.000–10.000 Vollzyklen [188–191, 195, 199].
- **Redox-Flow-Batterien** erreichen eine kalendarische Lebensdauer von 10–20 Jahren sowie eine hohe zyklische Lebensdauer von 10.000–20.000 Vollzyklen [188–190, 195].

5.3.5.5 Betriebsmittelgrenzen

1. Physikalische Grenzen

Eine physikalische Grenze von Batterien ist die sogenannte maximale C-Rate, welche auch Lade- bzw. Entladerate genannt wird. Die C-Rate ist der auf die Kapazität der Batterie bezogene Lade- bzw. Entladestrom. So korrespondiert eine C-Rate von 2 bei einer

Batteriekapazität von 500 Ah zu einem Lade- bzw. Entladestrom von 1000 A und resultierend zu einer Lade- bzw. Entladedauer von 0,5 Stunden. Die maximale C-Rate bedeutet eine Kopplung von Kapazität und Leistung einer Batterie, welche sich in der Regel nicht separat skalieren lassen. Sie ist daher eine relevante Betriebsgrenze. Die meisten Batterien sind auf eine C-Rate von 1 C ausgelegt. Für die Planung einer Batterieanlage bedeutet das, dass eine Anlage mit 1 MW Leistung eine fixe Kapazität von 1 MWh hat. Die C-Rate wirkt sich auf den Wirkungsgrad der Batteriezellen aus, weil die Höhe der Lade- und Entladeströme mit ohmschen Verlusten verbunden sind [197].

Eine weitere physikalische Betriebsgrenze ist die maximale Entladetiefe. Bezogen auf die theoretische Kapazität einer Batteriezelle gibt die maximale Entladetiefe den Wert an, der maximal aus der Batterie entnommen werden kann. Dieser beträgt aus Gründen der Zellchemie nicht immer 100 %.

- **Blei-Säure-Batterien** besitzen einen Wirkungsgrad von 70-90% bei typischen C-Raten von 0,1 C bis 10 C [188, 189, 197, 199]. Die Höhe der C-Rate bei der Entladung hat einen hohen Einfluss auf die verfügbare Energie. Die maximale Entladetiefe bezogen auf die theoretische Kapazität beträgt 70 – 80 % [188, 195].
- **Li-Ionen Batterien** besitzen einen Wirkungsgrad von 84 – 97 % [188, 189]. Die maximale Entladetiefe bezogen auf die theoretische Kapazität beträgt je nach Betriebstemperatur 85-100%, sodass beinahe die volle Batteriekapazität zur Verfügung steht. Sie besitzen normalerweise eine C-Rate von 0,1 C bis 2 C. Technisch möglich sind jedoch auch deutlich höhere C-Raten von 10 C bis 15 C, was insbesondere beim Schnellladen von Lithium-Ionen-Batterien realisiert wird. Die maximale Laderate ist bei Lithium-Ionen-Batterien stets kleiner als die maximale Entladerate [188, 190, 197].
- **Festkörperbatterien** befinden sich noch im Entwicklungszustand. Über konkrete physikalische Grenzen kann keine Aussage getroffen werden. Die mögliche C-Rate wird jedoch aufgrund der Verwendung fester Elektrolyten geringer als die möglichen C-Raten von heutigen Lithium-Ionen-Batterien sein [193, 194].
- **Natrium-Batterien** besitzen typische C-Raten von 0,1 C bis 1 C und einen Wirkungsgrad von 70 – 89 %. Die maximale Entladetiefe ist bei Natrium-Schwefel-Batterien begrenzt, da bei Tiefenentladung von über 70 % die ohmschen Verluste und die resultierende Wärmeabgabe stark ansteigen. Dies stellt ein Brandrisiko dar [188–190, 199, 201, 202].

- **Redox-Flow-Batterien** besitzen haben einen Wirkungsgrad von 63 – 83 %. Redox-Flow-Batterien besitzen keine bestimmte C-Rate, weil sich Kapazität und Leistung separat skalieren lassen [188–190, 199, 203].

2. Systemische Grenzen

Es liegen keine für Batterien spezifische systemische Grenzen vor. Eine Batterie muss jedoch über Wechselrichter an das Netz angeschlossen werden. Dieser erzeugt aus der Batteriegleichspannung eine annähernd sinusförmige Wechselspannung mithilfe schnell schaltender leistungselektronischer Komponenten. Die Schaltfrequenz dieser Leistungselektronik erzeugt Oberschwingungen, welche sich mit der 50-Hertz-Grundfrequenz des Netzes überlagern. Dies hat gegebenenfalls einen negativen Einfluss auf die Spannungsqualität und kann zur Überlastung von Komponenten führen. Durch den Einsatz geeigneter Filter können die Oberschwingungen reduziert werden. Dennoch muss eine Prüfung möglicherweise angeregter Resonanzen durchgeführt werden. Hierbei muss auch die mögliche Anregung von Generatorgruppen und die Interaktion mit weiteren im Netz verbauten leistungselektronischen Komponenten beachtet werden [10]. Der Einfluss des zunehmenden Einsatzes von leistungselektronischen Komponenten im Stromnetz auf die dynamische Netzstabilität ist Gegenstand aktueller Forschungsuntersuchungen [204].

5.3.5.6 Einführungsjahr

- **Blei-Säure-Batterien:**

Die Technologie wird bereits seit dem 19. Jahrhundert industriell hergestellt [205].

- **Lithium-Ionen-Batterien:**

Die Technologie wird seit den 1990er Jahren industriell hergestellt und eingesetzt [198].

- **Festkörperbatterien:**

Die Technologie befindet sich noch im Entwicklungsstadium und wird aktuell nicht industriell hergestellt [193].

- **Natrium-Batterien:**

Natrium-Schwefel-Batterien wurden bereits in den 1960er Jahren erforscht und in den 1970er Jahren eingeführt. Die Natrium-Nickelchlorid-Batterie (ZEBRA) wird seit den 1980er Jahren eingesetzt [196, 197].

- **Redox-Flow-Batterien:**

Die heute hauptsächlich eingesetzte Vanadium-Redox-Flow-Batterie wurde 1988 erfunden und patentiert. Sie wird seitdem für stationäre Anwendungen industriell hergestellt [206].

5.3.5.7 Betriebserfahrung

- **Blei-Säure-Batterien:**

In Aachen wurde eine Installation von 5 MW im Rahmen des Projekts „M5BAT“ umgesetzt. Andere Installationen setzten auch höhere Leistungen und Kapazitäten um. Bis 1994 wurde von der Firma „BEWAG“ in Berlin ein Blei-Säure-Batteriespeicherkraftwerk mit 17 MW Anschlussleistung und 14MWh Energiespeicherkapazität betrieben [207].

- **Festkörperbatterien:**

Es gibt derzeit noch keine Installationen.

- **Li-Ionen-Batterien:**

In Schwerin wurde im Jahr 2014 von den Firmen „Yunicos“ und „WEMAG AG“ eine Installation von Li-Ionen-Batterien mit einer Leistung von 5 MW umgesetzt [208]. Die Anlage wurde im Jahr 2017 um weitere 5 MW erweitert. Bei dem 66-MW-Großspeicherprojekt „BigBattery Lausitz“ der Lausitz Energie Bergbau AG begann der Probetrieb im April 2020 und die vollständige Inbetriebnahme Ende 2020 [209].

- **Natrium-Batterien:**

Eine Installation wurde im Jahr 2012 von den Firmen „Yunicos“ und „Vattenfall“ zusammen mit dem japanischen Hersteller „NGK“ in Berlin-Adlershof umgesetzt. Die Anlage hat eine Nennleistung von 1 MW [202].

- **Redox-Flow-Batterien:**

Es existieren technische Demonstratoren und kommerzielle Systeme mit Leistungen bis zu 15 MW, wobei hauptsächlich die Vanadium-Redox-Flow-Batterie eingesetzt wird. Im Rahmen des Projekts „Smart Power Flow“ wurde der netzdienliche Einsatz einer Redox-Flow-Batterie mit einer Nennleistung von 200 kW und einer Kapazität von 400 kWh getestet [210, 211].

5.3.5.8 Realisierungszeitraum

1. Genehmigungszeiträume

Für die Errichtung einer Batterieanlage sind die technischen Anschlussbedingungen am jeweiligen Netz zu erfüllen. Zudem muss eine Baugenehmigung der zuständigen Behörden eingeholt werden. Gegebenenfalls müssen spezielle Genehmigungen für den Transport von Batteriegroßspeichern beantragt werden. Die Genehmigung des 66-MW-Großspeicherprojekts „BigBattery Lausitz“ der Lausitz Energie Bergbau AG erfolgte innerhalb von wenigen Monaten [209, 212]. Seitens Netzbetreibern wird von einem Planungs- und Genehmigungszeitraum von 1 Jahr oder länger ausgegangen, wobei insbesondere die Genehmigung neuartiger Technologien (z.B. Netzbooster) tendenziell länger dauert und auch mehr als 2 Jahre betragen kann [10].

2. Bauzeiträume

Batterien werden industriell hergestellt und anschließend an den Bestimmungsort transportiert. Am Bestimmungsort können mehrere Batterien zu größeren Einheiten zusammengefasst werden. Der Bauzeitraum orientiert sich demnach an der Dauer der industriellen Fertigung und des Transports sowie am Arbeitsaufwand der elektrischen Installation am Bestimmungsort. Die Bauzeit des 5-MW-Batteriespeichers „M5BAT“ in Aachen bis zur Inbetriebnahme betrug 1 Jahr. Der Bau des 66-MW-Großspeicherprojekts „BigBattery Lausitz“ der Lausitz Energie Bergbau AG begann im Juli 2019. Im April 2020 startete bereits die Inbetriebnahme und der Probebetrieb. Somit beträgt die Bauzeit hier etwa 10 Monate [207, 209, 213].

5.3.5.9 Pilotprojekte

Verschiedene Batteriespeicherprojekte zur Erbringung von Systemdienstleistungen für das Netz wurden bereits als Pilotprojekte umgesetzt (vgl. Kapitel 5.3.5.7). Im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2030 (2019) wird darüber hinaus die Realisierung von Pilot-Netzbooster-Batterieanlagen festgelegt. Die anvisierte Inbetriebnahme liegt im Jahr 2025. [131]

International sind zudem Batteriespeicherprojekte mit 100 MW geplant. Ein Beispiel ist das „East River Energy Storage System“ in New York [214].

5.3.5.10 Alterungsmechanismen

Für alle Batteriearten gelten die zyklische Entladungsrate (DOD), der über die Lebensdauer mittlere Ladezustand und die Lade- bzw. Entladeleistung (C-Rate) als wesentliche Einflussfaktoren für die Alterung. Generell gilt, dass eine Batterie mit höherer zyklischer Entladung und höherer Strombeanspruchung schneller altert.

- **Blei-Säure:**

Bei Blei-Säure-Batterien existieren mehrere nachgewiesene Alterungsmechanismen. Ein zentraler Alterungsmechanismus ist die Sulfatierung. Bei dieser bilden sich große, chemisch stabile Bleisulfatkristalle aus. Dies ist mit einer Verringerung der für die chemischen Lade- und Entladevorgänge zur Verfügung stehenden Aktivmassenoberfläche verbunden. Das im Kristall gespeicherte Blei trägt nicht mehr zu elektrochemischen Reaktionen bei. Die Batterie verliert Ladekapazität. Die Sulfatierung wird durch dauerhaft niedrige Ladezustände sowie durch eine Entladung mit niedrigem Entladestrom ausgelöst. Ein solcher niedriger Entladestrom steht in der Regel dauerhaft aufgrund langsamer Selbstentladung der Bleibatterie an. Dies begründet die kalendarische Alterung einer Bleibatterie. Eine weitere Quelle niedriger Selbstentladeströme ist die sogenannte Säureschichtung. Aufgrund der Schwerkraft ist die Säurekonzentration im unteren Bereich der Batterie höher als im oberen Bereich. Dies löst einen vertikalen Potentialunterschied entlang der Elektrode und in der Folge geringe Ausgleichsströme und Sulfatierung aus. Der Säureschichtung kann durch Durchmischung des Elektrolyten entgegengewirkt werden.

Ein weiterer Alterungsmechanismus ist die Austrocknung der Bleibatterie. Wird die Batterie über ihre Ladekapazität hinaus geladen, wird eine Elektrolysereaktion von Wasser angestoßen. Dabei entstehen die Gase Wasserstoff und Sauerstoff, welche aus der Batterie entweichen. Der Wasserverlust resultiert in einem Kapazitätsverlust und erhöhtem Innenwiderstand der Batteriezelle.

Weitere Alterungsmechanismen sind die Degradation der positiven und negativen Bleiplatten sowie des Separators. Beispielsweise finden Korrosionsreaktionen an den Bleigittern statt. Hohe Temperaturen beschleunigen alle Alterungsmechanismen [197, 202, 215].

- **Festkörper-Batterien:**

Die Alterungsmechanismen von Festkörperbatterien sind noch nicht ausreichend erforscht. Generell gelten Festkörperbatterien als sicherer als Li-Ionen-Batterien mit brennbaren, flüssigen Elektrolyten. Dabei besitzen sie eine mit derzeitigen Li-Ionen-Batterien vergleichbare Energiedichte. Aus diesem Grund wird derzeit verstärkt an Festkörperbatterien und ihrem Alterungsverhalten geforscht. Feste Elektrolyten weisen generell eine höhere elektrochemische Stabilität auf. Hierdurch findet im Gegensatz zu Flüssigelektrolyten keine Zersetzung statt. Deshalb wird insgesamt eine Verbesserung der zyklischen Lebensdauer vermutet. Konkret existieren jedoch noch einige Probleme bei der Alterung und der Stabilität von Festkörperbatteriezellen. So stellen insbesondere keramische Werkstoffe geeignete Festkörperelektrolyten dar. Keramik ist jedoch porös und spröde, wodurch die Lebensdauer der Zelle begrenzt wird. In Forschungsansätzen wird die

Festigkeit der Keramikelektrolyten daher derzeit erhöht. Außerdem neigen Festkörperbatterien mit metallischem Lithium als Elektrode zu einer sogenannten Dendritenbildung. Hierbei wächst das metallische Lithium beim Laden der Batteriezelle zur Gegenelektrode vor. Dies führt nach einigen Zyklen zum Kurzschluss und somit zur Zerstörung der Zelle. Verschiedene weitere Forschungsansätze werden daher derzeit evaluiert, um die Dendritenbildung effektiv zu verhindern [188, 193, 194].

- **Li-Ionen-Batterien:**

Es gibt es mehrere Faktoren, die zur Alterung führen können. Beim Laden und Entladen einer Lithium-Ionen-Zelle treten mechanische Spannungen und Dehnvorgänge auf, welche durch Einlagerungsprozesse der Lithium-Ionen ausgelöst werden. Die mechanischen Spannungen treten verstärkt bei hohen Ladeströmen auf und können zur Rissbildung, Volumenänderung und Auseinanderbrechen der Elektrode führen.

Das Laden mit hohen Ladeströmen verursacht außerdem das sogenannte „Lithium-Plating“, bei welchem sich metallisches Lithium an der Graphit-Anode ansammelt. Das metallische Lithium bildet sogenannte Dendriten aus, welche zum Separator vorwachsen und diesen beschädigen können. Dies kann zu einem Kurzschluss in der Batteriezelle führen. „Lithium Plating“ wird durch das Laden bei niedrigen Temperaturen begünstigt, weil das Einlagern von Lithium-Ionen in der Anode bei niedrigen Temperaturen erschwert und durch Ansammlung von Lithium-Ionen an der Oberfläche der Anode die Bildung von metallischem Lithium begünstigt wird. An Titanat-Anoden tritt „Lithium-Plating“ nicht auf, sodass Zellen mit Titanat-Anoden ein verbessertes Alterungsverhalten aufweisen und außerdem für Anwendungen mit hohen Ladeströmen bzw. C-Raten geeignet sind.

Ein weiterer zentraler Alterungsmechanismus ist das Wachsen der sogenannten Passivierungsschicht an der Anode. Die Passivierungsschicht ist eine gewollte schützende Schicht, die Reaktionen zwischen der Anode und dem Elektrolyten verhindert. Im Laufe der Lebensdauer einer Lithium-Ionen-Batterie nimmt die Dicke der Passivierungsschicht zu. Hierbei wird Lithium in der Passivierungsschicht gebunden, sodass die Zahl der für Lade- und Entladevorgänge zur Verfügung stehenden Lithium-Ionen abnimmt. Die Folge ist ein Kapazitätsverlust.

Weitere Treiber für die Alterung einer Zelle sind Korrosionsprozesse und die resultierende Degradation der Platten und Separatoren. Diese kalendarischen Alterungsprozesse beschleunigen sich bei hohen Temperaturen [188, 191, 196–198, 201, 202, 216, 217].

- **Natrium-Batterien:**

Die Alterung von Natrium-Schwefel-Batterien wird insbesondere durch den Auftritt von niedrigen Ladezuständen bestimmt. Bei einer Entladung der Zelle von über 70% der Batteriekapazität hinaus (70 % DOD) wird Natriumdisulfit ($\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_5$) gebildet. Hierbei steigt der Innenwiderstand der Zelle stark an. Dies bewirkt höhere ohmsche Verluste und ein Aufheizen der Zelle, welche bei wiederholtem Auftreten zur Zerstörung führen kann [202].

Bei Natrium-Nickelchlorid-Batterien (ZEBRA) tritt eine Vergrößerung von Nickelpartikeln auf. Dies wird durch das Wachstum einer Natriumchlorid-Deckschicht auf den Nickelpartikeln ausgelöst. Die Folge ist eine Verringerung der Oberfläche des Aktivmaterials und somit der Batteriekapazität [197].

- **Redox-Flow-Batterien:**

Ein Alterungsmechanismus von Redox-Flow-Batterien ist das "Fouling", welches die Alterung der Zellmembran darstellt. Das Fouling reduziert die Leistungsfähigkeit der Redox-Flow-Batterie kontinuierlich [218].

5.3.5.11 Technische Eignung zur Höherauslastung

Diese Kategorie wird für Batteriespeichersysteme nicht behandelt, da durch keines der in Kapitel 3 aufgeführten Konzepte eine Höherbelastung von Batteriespeichern zu erwarten ist.

5.3.5.12 Nutzbarkeit als aktives Betriebsmittel im Netzbetrieb

1. Wirkleistungsflusssteuerung

Batteriespeicher eignen sich nicht zur Wirkleistungsflusssteuerung.

2. Kurative Netzführung

Batteriespeicher können als sogenannte Netzbooster zur kurativen Engpassbehebung eingesetzt werden. Dabei erfolgt analog zu klassischen Redispatch und Einspeisemanagement eine gleichzeitige Leistungsanpassung vor und hinter dem Netzengpass eingesetzt. Im Rahmen des Netzbooster-Konzepts wird entweder ein Verbund aus zwei Energiespeichern (Energiequelle/Energiesenke) oder ein Batteriespeicher (Energiequelle) in Kombination mit Einspeisemanagement (Energiesenke) eingesetzt. Anders als beim klassischen Redispatch ist die Leistungsbereitstellung von Batteriespeichern zeitlich begrenzt und muss rechtzeitig durch andere Netzsicherheitsmaßnahmen mit längerer Wirkdauer abgelöst werden. Soll ein Batteriespeicher als kurative Engpassbehebungsmaßnahme eingesetzt werden, so muss

für den Fehlerfall gesicherte Leistung in ausreichender Höhe vorgehalten werden. Die vorgehaltene Energiemenge darf deshalb zu keinem Zeitpunkt durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen beeinträchtigt werden.

Für einen Einsatz des Batteriespeichers müssen auf Anlagenebene die konkreten Anforderungen an das Batteriesystem bekannt sein. Hierzu zählt insbesondere der maximale Entladestrom, welcher auch für den angeschlossenen Umrichter eine auslegungsrelevante Angabe darstellt. Zusätzlich sollte die maximale Entladedauer bekannt sein. Aus den Anforderungen an Entladestrom und Entladedauer lässt sich ableiten, welche Batterietechnologien sich für den Einsatz in der kurativen Netzführung eignen. So sind Technologien mit hohen möglichen C-Raten insbesondere dann geeignet, wenn hohe Entladeströme über kurze Zeiträume gefordert werden.

5.3.5.13 Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Steht die Batteriespeicheranlage im Eigentum eines Netznutzers, ist sie als EA Typ 2 zu klassifizieren. In diesem Fall gelten bezüglich der Erbringung von Systemdienstleistungen die technisch-regulatorischen Bestimmungen der TAR.

Die Batteriespeicheranlage kann jedoch auch in Netzbetreibereigentum stehen, sofern es sich um eine vollständig integrierte Netzkomponente handelt. In diesem Fall darf die Anlage nicht dem Systemausgleich oder Engpassmanagement, sondern ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs dienen [58].

1. Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve)

Technische Eignung

Alle Batteriespeicher, ausgenommen die Redox-Flow-Batterie, weisen Reaktionszeiten von weniger als 10 ms auf. Bei Einsatz von netzbildenden Umrichtern zur Anbindung des Batteriespeichers kann daher eine synthetische Schwungmasse bereitgestellt werden. Auch bei Einsatz anderer Umrichter-Typen lassen sich Batteriespeicheranlagen durch entsprechende Regeleinrichtungen im Rahmen einer schnellen Frequenzregelung unterstützend zur Frequenzstabilisierung einsetzen. Welche Batterietechnologie konkret zur Bereitstellung von Momentanreserve oder schneller Frequenzregelung eingesetzt wird, muss im Einzelfall entschieden werden.

Technisch-regulatorische Anforderungen

Es ergeben sich die technisch-regulatorischen Anforderungen gemäß EA Typ 2 bzw. Energiespeicher (vgl. Kapitel 4.1.2)

Entflechtungsrechtliche Anforderungen

Ein Batteriespeicher darf sich im Eigentum des Netzbetreibers befinden, sofern die Batteriespeicheranlage als vollständig integrierte Netzkomponente klassifiziert wird (vgl. Einleitung Kapitel 4). Zur Anerkennung als vollständig integrierte Netzkomponente ist die Genehmigung der Regulierungsbehörde erforderlich [58].

Wechselwirkung bei Einsatz in kurativer Netzführung

Wird die Batteriespeicheranlage als sogenannter Netzbooster im Rahmen von kurativer Netzführung verwendet, muss die für eine Reaktion auf eine (n-1)-Situation vorgehaltene elektrische Wirkleistung gesichert zur Verfügung stehen. Diese gesicherte Leistung darf insbesondere nicht für Systemdienstleistungen eingesetzt werden, weil dies automatisch den sicheren und stabilen Netzbetrieb gefährden würde. Nur die vom relevanten Netzbetreiber im Rahmen der Netzsicherheitsbewertung nicht genutzte, d.h. vorgehaltene Leistung kann für die Bereitstellung von Momentanreserve genutzt werden.

2. Regelleistung

Technische Eignung

Alle genannten Batteriearten sind für die Erbringung von Regelleistung geeignet. Bei Redox-Flow-Batterien muss im konkreten Anwendungsfall der Primärregelleistung auf die Reaktionszeit geachtet werden. Für alle Batterietypen gilt, dass die Auslegung der Batterieanlagen gemäß den technischen Regeln für die jeweilige Regelleistungsart erfolgen muss. So ist für die Nutzung als Primärregelreserve insbesondere die Leistungsdichte einer Batterietechnologie relevant, während bei Anwendung als Sekundär- oder Minutenreserve die Energiedichte relevanter ist [219, 220].

Technisch-regulatorische Anforderungen

Es gelten die technisch-regulatorischen Anforderungen gemäß EA Typ 2 bzw. Energiespeicher (vgl. Kapitel 4.2.2).

Entflechtungsrechtliche Anforderungen

Ein Batteriespeicher darf sich im Eigentum des Netzbetreibers befinden, sofern die Batteriespeicheranlage als vollständig integrierte Netzkomponente klassifiziert wird (vgl. Einleitung Kapitel 4). Zur Anerkennung als vollständig integrierte Netzkomponente ist die Genehmigung der Regulierungsbehörde erforderlich [58]. Die Folge der Klassifizierung als vollständig integrierte Netzkomponente ist, dass keine Regelleistung erbracht werden kann.

Beschaffungsbezogene Anforderungen

Es gelten die Anforderungen des Präqualifikationsverfahrens und der Produktspezifikationen des Regelleistungsmarktes (vgl. Kapitel 4.2.3).

Wechselwirkung bei Einsatz in kurativer Netzführung

Wird die Batteriespeicheranlage als sogenannter Netzbooster im Rahmen von kurativer Netzführung verwendet, muss die für eine Reaktion auf eine (n-1)-Situation vorgehaltene elektrische Wirkleistung gesichert zur Verfügung stehen. Diese gesicherte Leistung darf insbesondere nicht für Systemdienstleistungen eingesetzt werden, weil dies automatisch den sicheren und stabilen Netzbetrieb gefährden würde. Nur die vom relevanten Netzbetreiber im Rahmen der Netzsicherheitsbewertung nicht benötigte, d.h. vorgehaltene Leistung kann für die Bereitstellung von Regelleistung genutzt werden.

3. Dienstleistung zur Spannungsregelung

Technische Eignung

Batteriespeichersysteme können über den zum Netzanschluss verwendeten VSC Blindleistungsbeiträge erbringen. Sie sind daher für den Einsatz als spannungsregelnde Netzbetriebsmittel geeignet [219, 220].

Technisch-regulatorische Anforderungen

Es ergeben sich die technisch-regulatorischen Anforderungen gemäß EA Typ 2 bzw. Energiespeicher (vgl. Kapitel 4.3.2).

Wechselwirkung bei Einsatz in kurativer Netzführung

Wird die Batteriespeicheranlage als sogenannter Netzbooster im Rahmen von kurativer Netzführung verwendet, muss die für eine Reaktion auf eine (n-1)-Situation vorgehaltene elektrische Wirkleistung gesichert zur Verfügung stehen. Eine reine Blindleistungsbereitstellung gefährdet die Vorhaltung dieser Wirkleistung grundlegend nicht. Bei der Berechnung der Blindleistung, welche durch die Batteriespeicheranlage bereitgestellt werden kann, muss jedoch beachtet werden, dass eine zusätzliche Wirkleistungseinspeisung zur kurativen Engpassbehebung jederzeit erfolgen kann und ohne Verletzung von Stromgrenzwerten möglich sein muss. Dies schränkt die Bereitstellung von Blindleistung, je nach Auslegung der Batteriespeicheranlage, teilweise oder vollständig ein. Kann die Blindleistung zugunsten einer Wirkleistungseinspeisung innerhalb definierter Zeiträume abgeregelt werden, ist jedoch prinzipiell auch eine uneingeschränkte

Blindleistungsbereitstellung möglich. Hierbei müssen jedoch durch den relevanten Netzbetreiber zusätzlich systemische Aspekte der Spannungshaltung und Spannungsstabilität berücksichtigt werden. Insbesondere darf die Abregelung der Blindleistung zugunsten einer reaktiven Wirkleistungseinspeisung nicht zu einem instabilen Betriebspunkt führen.

4. Kurzschlussstrom und dynamischer Blindstromstützung

Technische Eignung

Bezüglich des Zeitbereichs von Kurzschlussströmen sind alle Batterietechnologien, mit Ausnahme der Redox-Flow-Technologie, für die Erbringung von Kurzschlussstrombeiträgen geeignet. Weil Kurzschlussströme hohe Stromstärken aufweisen, sind insbesondere Batterietechnologien mit hohen Leistungsdichten geeignet. Es muss sichergestellt werden, dass die Erbringung von Kurzschlussstrombeiträgen nicht zur Überlastung und Zerstörung der Batteriezellen führt. Dies ist insbesondere bei Batterietechnologien mit Brandgefahr (Lithium-Ionen, Natrium-Schwefel) relevant. Außerdem muss der eingesetzte Wechselrichter geeignet ausgelegt werden.

Technisch-regulatorische Anforderungen

Es ergeben sich die technisch-regulatorischen Anforderungen gemäß EA Typ 2 bzw. Energiespeicher (vgl. Kapitel 4.4.2).

Wechselwirkung bei Einsatz in kurativer Netzführung

Wird die Batteriespeicheranlage als sogenannter Netzbooster im Rahmen von kurativer Netzführung verwendet, muss die für eine Reaktion auf eine (n-1)-Situation vorgehaltene elektrische Wirkleistung gesichert zur Verfügung stehen. Die Einspeisung eines Blindstroms für die dynamische Netzstützung gefährdet die Vorhaltung dieser Wirkleistung grundlegend nicht, weil keine Energie aus dem Batteriespeicher entnommen wird.

Zudem kann festgestellt werden, dass die Aktivierung einer kurativen Maßnahme und die dynamische Netzstützung während eines Kurzschlusses im Übertragungsnetz nicht gleichzeitig stattfinden. Vielmehr kann der Auftritt eines Kurzschlusses den Ausfall eines Betriebsmittels, beispielsweise die Abschaltung einer Leitung, zur Folge haben. Es ist somit nur möglich, dass die Aktivierung der kurativen Maßnahme dem Zeitraum der Bereitstellung eines Blindstroms für die dynamische Netzstützung nachgelagert ist. Die dynamische Blindstromstützung und kurative Maßnahmen verhalten sich also grundlegend sequentiell und schränken sich daher nicht gegenseitig ein. Zudem führt nicht jeder Kurzschluss im

Übertragungsnetz zu einem daraus folgenden Betriebsmittelausfall. Die Klärung der Kurzschlüsse ohne Betriebsmittelausfall ist die Regel.

Eine Wechselwirkung im dynamischen Zeitbereich zwischen dem Ende der dynamischen Blindstromstützung und der vollständig erfolgten Aktivierung der kurativen Maßnahme muss jedoch diskutiert werden. Gegebenenfalls sind geeignete Totzeiträume zwischen den Maßnahmen erforderlich, um die sich erholende Spannung nach dem Kurzschluss nicht negativ zu beeinflussen. Prüfungen der Spannungsstabilität nach Betriebsmittelausfall sind ebenfalls im dynamischen Zeitbereich unter Berücksichtigung der geänderten Netztopologie durchzuführen. Ein instabiler Betriebspunkt muss ausgeschlossen werden.

5. Netzwiederaufbau: Schwarzstart- und Inselnetzbetriebsfähigkeit

Technische Eignung

Ein Batteriesystem bildet eine feste Gleichspannung, die unabhängig vom Netzzustand anliegt. Das Batteriesystem ist daher prinzipiell schwarzstartfähig. Über einen netzbildenden Wechselrichter kann die Gleichspannung gewandelt und als Wechselspannung am Netz angelegt werden. So kann das Netz oder Abschnitte des Netzes unter Spannung gesetzt werden. Die gesamte Batteriespeicheranlage ist somit prinzipiell für den Netzwiederaufbau geeignet, sofern sie mit einem netzbildenden Wechselrichter an das Netz angebunden sind.

Ist das Batteriesystem nicht mit einem netzbildenden Wechselrichter ausgestattet, können zumindest Blindleistungsbeiträge erbracht werden. Batterieanlagen können in diesem Fall einen Netzwiederaufbau unterstützen.

Batteriespeicher können zudem bei prinzipiell nicht schwarzstartfähigen Netzbetriebsmitteln eingesetzt werden, um eine Schwarzstartfähigkeit herzustellen. Ein Beispiel ist der Einsatz von Batteriespeichern zur Speisung der Zwischenkreisspannung von rotorseitigen Umrichtern bei Windkraftanlagen, die mit DFIG (vgl. Kapitel 5.4.9) betrieben werden [219].

Technisch-regulatorische Anforderungen

Es ergeben sich die technisch-regulatorischen Anforderungen gemäß EA Typ 2 bzw. Energiespeicher (vgl. Kapitel 4.5.2).

Wechselwirkung bei Einsatz in kurativer Netzführung

Nach konkreter Aktivierung einer kurativen Maßnahme ist die Fähigkeit der Unterstützung eines Schwarzstarts aufgrund eines niedrigeren Ladezustands gegebenenfalls eingeschränkt.

5.4 Aktive Betriebsmittel zur Systemdienstleistungserbringung

Im Folgenden werden aktive Betriebsmittel vorgestellt, die sich primär zur Erbringung von Systemdienstleistungen eignen oder dem Anschluss einer Erzeugungs- oder Energiespeicheranlage dienen, die zur Erbringung von Systemdienstleistungen eingesetzt werden kann.

5.4.1 Mechanically Switched Capacitor (with Damping Network) (MSC(DN))

5.4.1.1 Funktionen und Aufgaben

Kondensatorbänke werden primär zur Kompensation von induktivem Blindleistungsbedarf im Netz eingesetzt. Sie weisen folglich ein kapazitives Blindleistungsverhalten auf und dienen im Rahmen der Spannungsregelung einer Erhöhung der Spannungsamplitude am Installationsort. Die eingespeiste Blindleistung im Betrieb resultiert aus der Blindstromeinspeisung des gesamten Kondensators und ist proportional zum Quadrat der aktuellen Spannungsamplitude am Netzverknüpfungspunkt. Durch mechanische Schaltung lässt sich die Kapazität der Anlage zu- oder abschalten. Eine Bereitstellung von Blindleistung in mehreren diskreten Stufen an einem Aufstellort wird in der Regel durch den Einsatz mehrerer paralleler Anlagen erreicht. Ein kontinuierlicher Stellbereich mit dynamischer Bereitstellung von Blindleistung ist nicht möglich. Entsprechend werden Kondensatorbänke zur Kompensation des stationären induktiven Blindleistungsbedarfs verwendet.

5.4.1.2 Ausführungen und Betriebsmittelgenerationen

Kondensatorbänke werden mechanisch durch Leistungsschaltung zu- oder abgeschaltet (Mechanically Switched Capacitor – MSC) und aufgrund ihrer Empfindlichkeit gegen Oberwellen [221] häufig mit einem Filterkreis ausgestattet (Mechanically Switched Capacitor with Damping Network – MSCDN). Sie bestehen aus verschalteten Leistungskondensatoren. Je nach Anforderung können die Kondensatoren im Stern oder im Dreieck verschaltet werden [222].

1. Modularität

Kondensatorbänke in der Mittelspannungs- und Hochspannungsebene werden in modularer Ausführung angeboten [223]. Zusätzlich ist eine Parallelschaltung mehrerer Einheiten von MSCDN möglich. Hierbei muss jedoch für jede parallele MSCDN zusätzlich ein Schaltfeld in der Anlage vorhanden sein. [10]

2. Mobilität

Kondensatorbänke werden in der Mittelspannungsebene in mobiler Ausführung angeboten [224].

5.4.1.3 Leistungsbereich

Es werden Anlagen mit bis zu 600 MVar angeboten [225]. Die aus systemischen Gründen im Übertragungsnetz maximal eingesetzte Leistungsklasse ist 300 MVar [10]. Bei dieser Leistung befindet der Sprung der Spannungsamplitude bei Zu- oder Abschaltung innerhalb akzeptabler Grenzen. Bei einem höheren Bedarf an Blindleistungskompensation an einem Standort können auch mehrere parallele Anlagen mit jeweils 300 MVar Leistung eingesetzt werden [10].

5.4.1.4 Nutzungsdauer

Für Kondensatorbänke wird in der Literatur eine Nutzungsdauer von 20 bis 35 Jahren angegeben [226, 227]. Netzbetreiber gehen von einer Nutzungsdauer von bis zu 40 Jahren aus [10].

5.4.1.5 Betriebsmittelgrenzen

1. Physikalische Grenzen

Kondensatorbänke können maximal bei der 1,1-fachen Nennspannung für die Dauer von 12 Stunden und dem 1,3-fachen Nennstrom der Komponente dauerhaft betrieben werden [228]. Überfrequenz und Oberschwingungen belasten infolge einer Erhöhung der Spannungsamplitude die Kondensatoren zusätzlich [222]. Allgemein werden Kondensatorbänke bei erhöhten Spannungen im Netz jedoch nicht betrieben, da sie zusätzlich zur Spannungserhöhung beitragen. Durch geeignete Parametrierung der Kondensatorbank kann die Oberschwingungsbelastung generell gesteuert und gezielt minimiert werden. In der Regel wird die Belastung durch Oberschwingungen bei der Auslegung der Betriebsmittel in der Netzplanung berücksichtigt. [10].

Nach Abschaltung einer Kondensatorbank muss diese vor einer erneuten Zuschaltung entladen werden, da sonst Spannungserhöhungen bis zur doppelten Netzspannung auftreten können [19].

2. Systemische Grenzen

Das praktische Limit der Leistungsklasse ergibt sich systemisch durch den Sprung der Spannungsamplitude bei Schaltung der Anlage. Dieser ist proportional zur subtransienten Kurzschlussleistung am Netzanschluss und muss zur Wahrung der Spannungsqualität

begrenzt werden. Bei einer subtransienten Kurzschlussleistung von 15 GVA und einem zulässigen Sprung der Spannungsamplitude von 2 % in der 380 kV-Ebene ergibt sich eine Nennleistung von 300 MVar [32]. Zusätzliche systemische Grenzen beim Einbringen von Kondensatoren ins Netz sind mögliche serielle und parallele Resonanzen mit induktiven Betriebsmitteln. Auch mögliche Resonanzen der Kondensatoren mit von leistungselektronischen Betriebsmitteln erzeugten harmonischen Frequenzen müssen im Planungsprozess beachtet werden.

5.4.1.6 Einführungsjahr

Kondensatorbänke sind spätestens seit 1950 verfügbar [229].

5.4.1.7 Betriebserfahrung

Spätestens seit 2008 werden in Deutschland Kondensatorbänke im Übertragungsnetz eingesetzt [10, 230].

5.4.1.8 Realisierungszeitraum

1. Genehmigungszeiträume

Die verwaltungsrechtliche Feststellung des Bedarfs von Kondensatorbänken im Übertragungsnetz erfolgt über den Netzentwicklungsplan Strom. Diese kann somit 2 Jahre in Anspruch nehmen. Zusätzlich können weitere Genehmigungszeiträume, beispielsweise im Rahmen von Planfeststellungsverfahren für zusätzlich benötigte Flächen, auftreten (vgl. Einleitung Kapitel 5).

2. Bauzeiträume

Der Bau einer Kondensatorbank nimmt ca. 1 Jahr in Anspruch [230].

5.4.1.9 Alterungsmechanismen

Die Alterung von Kondensatoren wird im Wesentlichen durch den Einschaltstrom und die Schaltstoßspannung bei Zuschaltung der Anlage beeinflusst. Transiente Überspannungen können zu Teilentladungen führen, die das Material der Kondensatoren mit der Zeit zersetzt. Entsprechend führt z.B. eine häufige Schaltung von Kondensatorbänken zu deren schnellerer Alterung [148]. Diese führt zusätzlich zu einer schnelleren Alterung der Leistungsschalter, mit denen die Kondensatorbank an das Netz angeschlossen ist.

5.4.1.10 Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Der MSC ist eine Kompensationsanlage. Der primäre Einsatzzweck ist die Blindleistungskompensation.

1. **Trägheit zur lokalen Netzstabilität (Momentanreserve)**

Der MSC eignet sich technisch nicht zur Erbringung von Momentanreserve, da er weder über einen Energiespeicher mit netzbildendem Umrichter noch über rotierende Massen verfügt.

2. **Regelleistung**

Der MSC eignet sich technisch nicht zur Erbringung von Regelleistung, da er weder eine Energiespeicher- noch Erzeugungsanlage darstellt.

3. **Dienstleistung zur Spannungsregelung**

Technische Eignung

Kondensatorbänke weisen ein kapazitives und somit spannungshebendes Verhalten auf. Sie kompensieren einen durch Verbraucher oder andere Betriebsmittel ausgelösten lokalen induktiven Blindleistungsbedarf und sind somit zur Spannungsregelung einsetzbar. Da Kondensatorbänke nicht regelbar sind können sie nur zur Deckung eines konstanten Blindleistungsbedarfs, d.h. quasistationär, eingesetzt werden.

Technisch-regulatorische Anforderungen

Für den MSC als Kompensationsanlage ergeben sich mögliche Vorgaben durch den Netzbetreiber(vgl. Kapitel 4.3.2).

4. **Kurzschlussstrom und dynamischer Blindstromstützung**

Der MSC eignet sich technisch nicht für die Erbringung von Kurzschlussstrom.

5. **Netzwiederaufbau: Schwarzstart- und Inselnetzbetriebsfähigkeit**

Der MSC eignet sich technisch nicht für den Netzwiederaufbau.

5.4.2 Mechanically Switched Reactors (MSR)

5.4.2.1 Funktionen und Aufgaben

Kompensationsdrosseln weisen als Parallelkompensationsanlage induktives Blindleistungsverhalten auf und werden daher zur Kompensation eines kapazitiven Blindleistungsbedarfes eingesetzt. Im Rahmen der Spannungsregelung werden sie zur Senkung des Spannungsbetrags verwendet.

Für unterschiedliche Anwendungsfälle im Netz existieren verschiedene Konzepte für den Anschluss von Drosseln. Mechanisch geschaltete Kompensationsdrosseln (MSR) weisen eine Leistung bis zu 300 MVar auf und werden über ein Schaltfeld parallel mit dem Netz verbunden. Bei (MSR) lassen sich Wicklungen der Drossel mithilfe eines Stufenstellers zu- oder abschalten, sodass die Induktivität und somit der Blindleistungsbeitrag in diskreten Stufen einstellbar sind. Weitere Konzepte umfassen den Anschluss von Drosseln mit einer Leistung von 50-100 MVar an den Tertiärwicklungen von Dreiwicklungstransformatoren sowie der Einsatz von Luftdrosseln mit geringer Induktivität zur statischen Blindleistungskompensation von Kabeln [10]. Bei diesen Konzepten lassen sich die Drosseln teilweise ein- und ausschalten, jedoch kann der Blindleistungsbeitrag zumeist nicht gesteuert werden. Im vorliegenden Kapitel liegt der Fokus auf MSR mit Stufenschaltern.

Ein kontinuierlicher Stellbereich mit dynamischer Bereitstellung von Blindleistung ist bei im Netz eingesetzten Drosseln grundsätzlich nicht möglich. Entsprechend werden Drosseln zur Kompensation des stationären kapazitiven Blindleistungsbedarfs verwendet.

5.4.2.2 Ausführungen und Betriebsmittelgenerationen

MSR unterscheiden sich durch die verwendeten Spulenkerne. In der Praxis werden Luftkerne und Eisenkerne verwendet [231, 232]. Der Aufbau großer Drosselspulen mit Eisenkern ähnelt dem Aufbau von Leistungstransformatoren mit dem Unterschied, dass nur eine Wicklung pro Phase benötigt wird. Zur Isolierung wird entsprechend Öl eingesetzt. Die Wicklungen bestehen aus Kupfer. Kleine MSR können, falls verfügbar, an der Tertiärwicklung von Dreiwicklungstransformatoren angebracht werden, um Kosten zu sparen [233]. Mithilfe eines Transformatorstufenschalters werden zudem variable MSR gefertigt [234]. Somit ist eine diskrete Einstellung der Induktivität in mehreren Stufen möglich.

1. Modularität

Neben der Parallelschaltung mehrerer MSR sind keine Konzepte für modulare Kompensationsdrosseln bekannt.

2. **Mobilität**

Es sind keine Konzepte für mobile Kompensationsdrosseln bekannt. Der Transport von Kompensationsdrosseln, insbesondere bei hoher Nennleistung, ist wie bei Transformatoren infolge des hohen Eigengewichts nur eingeschränkt als Schwertransport möglich.

5.4.2.3 Leistungsbereich

MSR erreichen Nennleistungen von bis zu 300 MVar [235, 236].

5.4.2.4 Nutzungsdauer

MSR können zwischen 30 und 40 Jahren betrieben werden [237]. Andere Quellen gehen von einer Nutzungsdauer von 35 Jahren aus [226]. Drosselspulen sind sehr zuverlässig und Hersteller geben eine durchschnittliche Zeitspanne zwischen zwei Fehlern von 872 Jahren an [231].

5.4.2.5 Betriebsmittelgrenzen

1. **Physikalische Grenzen**

Die physikalische Grenze einer Drosselspule ist über die Temperatur definiert und damit direkt von der Auslastung abhängig. Die zulässige Übertemperatur am heißesten Punkt der Drosselspule ist laut IEC Norm 78 K [24, 110]. Die Windungen dürfen eine Übertemperatur von 65 K oberhalb des Sollwerts nicht überschreiten. Die maximal zulässige Übertemperatur des Öls beträgt 60 K über dem Temperatursollwert [24, 27].

2. **Systemische Grenzen**

Das praktische Limit der Leistungsklasse ergibt sich systemisch durch den Sprung der Spannungsamplitude bei Schaltung der Anlage. Dieser ist proportional zur subtransienten Kurzschlussleistung am Netzanschluss und muss zur Wahrung der Spannungsqualität begrenzt werden. Bei einer subtransienten Kurzschlussleistung von 15 GVA und einem zulässigen Sprung der Spannungsamplitude von 2 % in der 380 kV-Ebene ergibt sich eine Nennleistung von 300 MVar [32]. Zusätzliche systemische Grenzen beim Einbringen von Kompensationsspulen ins Netz sind mögliche serielle und parallele Resonanzen mit kapazitiven Betriebsmitteln. Auch mögliche Resonanzen der Kompensationsspulen mit von leistungselektronischen Betriebsmitteln erzeugten harmonischen Frequenzen müssen im Planungsprozess beachtet werden.

5.4.2.6 Einführungsjahr

MSR werden seit 1960 im Netz verbaut [237].

5.4.2.7 Betriebserfahrung

Kompensationsdrosseln sind ein typischer Bestandteil aller Hochspannungsnetze. Die Netzbetreiber verfügen damit über jahrzehntelange Betriebserfahrung mit diesem Betriebsmittel.

5.4.2.8 Realisierungszeitraum

1. Genehmigungszeiträume

Die Feststellung des Bedarfs an Drosselspulen im Übertragungsnetz erfolgt über den Netzentwicklungsplan Strom. Diese kann 2 Jahre in Anspruch nehmen. Zusätzlich können weitere Genehmigungszeiträume, beispielsweise für das Planfeststellungsverfahren für zusätzlich benötigte Flächen, auftreten (vgl. Einleitung Kapitel 5).

5.4.2.9 Alterungsmechanismen

Die Alterung einer Drosselspule wird sowohl über das Isoliersystem als auch über die Alterung des Stahlgehäuses, der Durchführungen und des zugehörigen Equipments bestimmt. Die Alterung des Isoliersystems ist stark von der vorgegangenen Nutzung abhängig. Dazu zählen thermische Beanspruchungen durch Überlastungen sowie Strom- und Spannungsstöße. Diese Belastungen führen zu einer Zersetzung der Zellulose (Papier und Holz) und somit zu einer Schwächung der Isolierung [25, 26]. Hohe Temperaturen führen zusätzlich zu einer Zersetzung des Isolationsöls und somit zu einer weiteren Verringerung der Isolierfähigkeit. Kommt es zu einem Versagen des Isoliersystems und in der Folge zu einem Durchschlag, ist eine irreversible Beschädigung der Drosselspule anzunehmen. Das Gehäuse altert hauptsächlich durch Korrosion. Die Alterung der Durchführungen ist ebenfalls abhängig von der thermischen und elektrischen Belastung (siehe Kapitel 2.2.3).

5.4.2.10 Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Der MSR ist eine Kompensationsanlage. Der primäre Einsatzzweck ist die Blindleistungskompensation.

1. Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve)

Der MSR eignet sich technisch nicht zur Erbringung von Momentanreserve, da keine Energiespeicher und keine rotierenden Massen vorhanden sind.

2. Regelleistung

Der MSR eignet sich technisch nicht zur Erbringung von Regelleistung, da keine Energiespeicher vorhanden sind und der MSR keine Erzeugungsanlage darstellt.

3. Dienstleistung zur Spannungsregelung

Technische Eignung

Kompensationsdrosseln weisen induktives Verhalten auf und können daher einen lokalen kapazitiven Blindleistungsbedarf, welcher beispielsweise durch gering ausgelastete Leitungen entsteht, kompensieren. Sie eignen sich daher zur Erbringung von Spannungsregelung [94]. Da normale Kompensationsdrosseln nicht regelbar sind können sie nur zur Deckung eines konstanten Blindleistungsbedarfs eingesetzt werden. Regelbare Kompensationsdrosseln können mit einer Reaktionszeit von mehreren Sekunden gestuft werden und sind somit flexibler einsetzbar. Eine dynamische Blindleistungskompensation ist jedoch nicht möglich.

Technisch-regulatorische Anforderungen

Für den MSR als Kompensationsanlage ergeben sich mögliche Vorgaben durch den Netzbetreiber (vgl. Kapitel 4.3.2).

4. Kurzschlussstrom und dynamischer Blindstromstützung

Kompensationsdrosseln sind technisch nicht für die Bereitstellung eines aktiven Kurzschlussstrombeitrags geeignet.

5. Netzwiederaufbau: Schwarzstart- und Inselnetzbetriebsfähigkeit

Der MSR eignet sich technisch nicht für den Netzwiederaufbau.

5.4.3 Static Var Compensators (SVC)

5.4.3.1 Funktionen und Aufgaben

Static Var Compensators (SVCs) werden primär zur Erbringung von Spannungsregelung eingesetzt. Dabei können sie induktive oder kapazitive Blindleistung in das Netz einspeisen. Aufgrund der schnellen Regelbarkeit kann dieses Betriebsmittel zur Spannungsregelung im Normalbetrieb und bei Systemstörungen verwendet werden. Dadurch trägt es zur Erhöhung der Spannungsstabilität im System bei. Die SVC-Technologie stellt sich dabei als Kombination von parallelen thyristorgeschalteten Kondensatoren (TSC) und thyristorgesteuerten Drosseln (TCR) dar. Durch eine koordinierte Zündwinkelsteuerung der TCR- und TSC-Komponenten wird eine kontinuierliche Regelung der kapazitiven und induktiven Blindleistungseinspeisung realisiert.

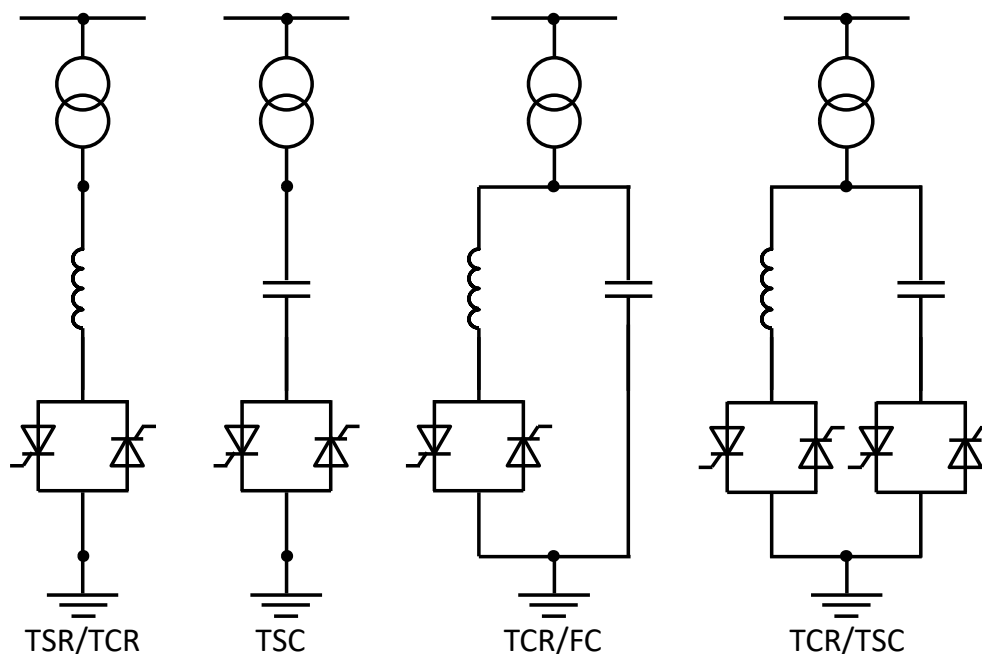


Abbildung 5-4: Ausführungen von SVC [238]

5.4.3.2 Ausführungen und Betriebsmittelgenerationen

SVCs werden durch thyristorgeschalteten Kondensatoren (Thyristor Switched Capacitor, TSC) und thyristorgeregelten oder -geschalteten Drosselbänken (Thyristor Controlled / Switched Reactors, TCR/TSR) realisiert. Zusätzlich kann eine fixe Kapazität (Fixed Capacitor, FC) parallelgeschaltet werden. Durch diese Parallelschaltung wird der Betriebsbereich des SVCs bzgl. der bereitgestellten kapazitiven und induktiven Blindleistung unsymmetrisch. Durch die kontinuierliche Steuerung der TCR und TSC Abgänge wird die Blindleistungseinspeisung kontinuierlich geregelt. Eine Filterung von harmonischen Oberschwingungen ist im Gegensatz zum STATCOM (vgl. Kapitel 5.4.4) zwingend notwendig [239]. Dabei kann der

Netzanschlusstransformator so ausgeführt werden, dass die erzeugten Harmonischen gegenseitig ausgelöscht werden [240].

1. Modularität

TSCs, TCRs und FC können flexibel parallel miteinander verschaltet werden, sodass SVCs durch die möglichen Konfigurationen für verschiedene Anforderungen (Blindleistungsbereich, Entgegenwirken von Asymmetrien) ausgelegt werden können [241].

2. Mobilität

SVCs sind als mobile Technologie (Relocatable Static Var Compensator Concept, RSVC) verfügbar und können innerhalb von einigen Wochen den Anschlussort wechseln [242]. Bisher im Übertragungsnetz verbaute Anlagen sind jedoch ortsfest [10].

5.4.3.3 Leistungsbereich

SVCs werden in Leistungsklassen bis zu 1000 MVar realisiert. Dabei reichen die Spannungsebenen von niedriger Mittelspannung bis 800 kV [241]. Eine typische im Übertragungsnetz eingesetzte Leistungsklasse ist 300 MVar [10].

5.4.3.4 Nutzungsdauer

Für SVCs wird eine Nutzungsdauer von 30 bis 35 Jahren angesetzt [243]. Als typische Nutzungsdauer wird jedoch auch eine Schätzung von ca. 40 Jahren angegeben [140]. Die leistungselektronischen Bauelemente, genauer die Thyristoren, deren Lebensdauer mit 20 bis 25 Jahren angegeben wird, müssen hierbei ggf. früher ausgetauscht werden. Dabei ist zu beachten, dass ausgetauschte Thyristoren mit bestehenden Modulscheiben kompatibel sein müssen. Die verwendeten Regelungssysteme müssen typischerweise nach ca. 10-15 Jahren, Kühlersystem nach 15-20 Jahren überholt werden [244]. Laut Betreiberangaben ist eine Teilerneuerung von SVC nach 15-25 Jahren realistisch [10].

5.4.3.5 Betriebsmittelgrenzen

1. Physikalische Grenzen

SVCs werden physikalisch durch die spezifizierte Stromtragfähigkeit der thyristorbasierten Halbleiterbauelemente begrenzt, welche das einschränkende Bauelement darstellen. Für Drosselpulen ist die spezifizierte maximal zulässige Temperatur entscheidend, Kondensatoren können bei der 1,1-fachen Nennspannung und dem 1,3-fachen Nennstrom betrieben werden.

2. Systemische Grenzen

Das praktische Limit der Leistungsklasse ergibt sich systemisch durch den Sprung der Spannungsamplitude bei Schaltung der Anlage. Dieser ist proportional zur subtransienten Kurzschlussleistung am Netzanschluss und muss zur Wahrung der Spannungsqualität begrenzt werden. Bei einer subtransienten Kurzschlussleistung von 15 GVA und einem zulässigen Sprung der Spannungsamplitude von 2 % in der 380 kV-Ebene ergibt sich eine Nennleistung von 300 MVA_r [32]. Aufgrund des Einbringens von reaktiven und kapazitiven Elementen müssen Prüfungen bezüglich möglicher Netzresonanzen durchgeführt werden.

5.4.3.6 Einführungsjahr

International wurde 1972 der erste SVC zur Blindleistungskompensation eines Lichtbogenofenbetriebs eingesetzt. International in der Übertragungsnetzebene wurde im Jahr 1979 der erste SVC installiert [245].

5.4.3.7 Betriebserfahrung

In Deutschland besteht durch eine Anlage im Umspannwerk Lübeck-Siems seit dem Jahr 2004 Betriebserfahrung [246, 247]. Weitere Anlagen wurden laut Netzentwicklungsplänen in den Umspannwerken Redwitz und Raitersaich im Jahr 2014 in Betrieb genommen [248]. International wurden bereits mehrere Projekte in unterschiedlichen Ländern realisiert, sodass auch hier Betriebserfahrung besteht. So ist in Kanada eine Anlage im Jahr 2011 umgesetzt worden [249, 250]. Im Jahr 2013 wurde eine Anlage in der Demokratischen Republik Kongo erbaut [251]. In Indien wurde eine Anlage im Jahr 2017 realisiert [252]. Zahlreiche weitere Beispiele lassen darauf schließen, dass der Betrieb von SVC Stand der Technik ist [253].

5.4.3.8 Realisierungszeitraum

1. Genehmigungszeiträume

Die Feststellung des Bedarfs an SVC im Übertragungsnetz erfolgt über den Netzentwicklungsplan Strom. Diese kann 2 Jahre in Anspruch nehmen. Zusätzlich können weitere Genehmigungszeiträume, beispielsweise im Rahmen von Planfeststellungsverfahren für zusätzlich benötigte Flächen, auftreten (vgl. Einleitung Kapitel 5). Zwischen der Bedarfsermittlung und dem Baubeginn können bei idealen Bedingungen 2 Jahre, andernfalls bis zu 4 Jahre liegen [254]. Gegebenenfalls schließt sich ein Probebetrieb von 3 Monaten an [10].

2. Bauzeiträume

Laut Netzbetreiberangaben kann die Zeit für Planung, Herstellung und Montage eines SVC zwischen 2-3 Jahren betragen [10].

5.4.3.9 Alterungsmechanismen

Alterungsmechanismen betreffen insbesondere die thyristorbasierten Halbleiterbauelemente TSC und TCR, welche Defekte und erhöhte Fehlerraten in den Submodulen der Umrichter verursachen [255]. Es wird zwischen intrinsischen und extrinsischen Alterungsmechanismen unterschieden. Intrinsische Alterungsphänomene werden von unterschiedlichen Tests und Prozeduren in der Produktion zur Qualitätssicherung beeinflusst und sind abhängig von Temperatur, Strom, Frequenz und Druckzyklen [255]. Extrinsische Alterungsmechanismen resultieren aus der Umgebung, in welcher der Umrichter installiert ist und aus der elektrischen Beanspruchung durch unterschiedliche Betriebszustände. Extrinsische Alterungsphänomene verstärken in hohem Maße den Alterungsprozess. Bei Halbleiterbauelementen am Ende ihres Lebenszyklus steigt die Fehlerrate aufgrund der Alterungsmechanismen exponentiell an. Instandhaltungszeiten betragen pro Jahr 1 – 2 Tage [256].

5.4.3.10 Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Der SVC ist eine Kompensationsanlage. Der primäre Einsatzzweck ist die Blindleistungskompensation.

1. Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve)

Weil weder Energiespeicher noch rotierende Massen vorhanden sind, eignet sich der SVC technisch nicht zur Erbringung von Momentanreserve.

2. Regelleistung

Es ist kein Energiespeicher und keine Erzeugungseinheit vorhanden. Daher eignet sich der SVC technisch nicht zur Erbringung von Regelleistung.

3. Dienstleistung zur Spannungsregelung

Technische Eignung

SVCs kompensieren den induktiven und kapazitiven Blindleistungsbedarf durch eine lokale Spannungsregelung. Der übererregte und untererregte Betriebsbereich wird dabei häufig unsymmetrisch ausgeführt. Dabei verfügt der SVC über einen größeren übererregten Betriebsbereich. Innerhalb des Regelbereichs wird über eine Zündwinkelsteuerung der TSCs und TCRs der Blindstrom über eine Regelstatik eingestellt. Außerhalb des Regelungsbereichs sind entweder alle TSC eingeschaltet und alle TCR Komponenten

ausgeschaltet oder umgekehrt. Das Betriebsmittel verhält sich in diesem Bereich wie ein kapazitives oder induktives Shuntelement, bei welchem die Blindleistungserbringung quadratisch abhängig von der Spannung am NVP ist. Bei zu geringen Spannungen am NVP oder bei zu hohen Spannungen wird zur Vermeidung thermischer Überlastung die Anlage abgeschaltet [240].

Technisch-regulatorische Anforderungen

Durch Klassifizierung des SVC als Kompensationanlage ergeben sich mögliche Vorgaben durch den Netzbetreiber (vgl. Kapitel 4.3.2).

4. Kurzschlussstrom und dynamischer Blindstromstützung

SVCs können innerhalb von 40 – 60 ms den vollen Blindstrombeitrag einspeisen. Es wird jedoch kein inhärenter Kurzschlussstrom bereitgestellt. Somit kann der initiale Spannungstrichter bei Auftreten eines Kurzschlusses nicht durch SVCs begrenzt werden. Aufgrund der quadratischen Spannungsabhängigkeit der Blindleistungsbereitstellung und der Trennung bei tiefen Spannungseinbrüchen ist der SVC nur begrenzt geeignet zur Bereitstellung von Kurzschlussströmen.

5. Netzwiederaufbau: Schwarzstart- und Inselnetzbetriebsfähigkeit

Es ist kein Energiespeicher oder Turbine vorhanden. Daher eignet sich der SVC technisch nicht für den Netzwiederaufbau.

5.4.4 Static Synchronous Compensator (STATCOM)

5.4.4.1 Funktionen und Aufgaben

STATCOMs werden primär zur Spannungsregelung eingesetzt und stellen dem Netz induktive oder kapazitive Blindleistung bereit. Aufgrund der schnellen Regelbarkeit kann dieses Betriebsmittel zur Spannungsregelung im Normalbetrieb und bei Systemstörungen verwendet werden. Dadurch trägt es zur Erhöhung der Spannungsstabilität im System bei. STATCOMs basieren auf einem Gleichstromkreis mit Kapazität zur Spannungshaltung, einem spannungsgeführten Umrichter sowie einem Transformator und gegebenenfalls einer Filtereinrichtung. Moderne STATCOMs basieren auf der modularen Multilevel-Stromumrichter-Technologie (MMC). Innerhalb der Stromgrenzen des Umrichters ist die Blindleistungseinspeisung frei einstellbar. Nach Erreichen dieser Stromgrenzen ist die eingespeiste Blindleistung proportional zur Spannung am Netzverknüpfungspunkt (NVP).

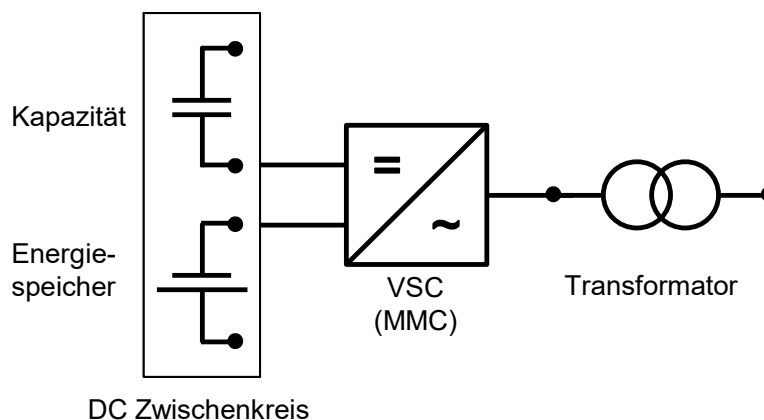


Abbildung 5-5: Aufbau eines STATCOM [238]

5.4.4.2 Ausführungen und Betriebsmittelgenerationen

Moderne STATCOMs bestehen im Wesentlichen aus einem MMC-Umrichter, welcher sich wiederum aus mehreren Submodulen mit je einer DC-seitigen Kapazität zusammensetzt. Die Kapazität hält die Spannung des jeweiligen Submoduls annähernd konstant. Innerhalb des MMCs werden Thyristoren mit Ausschaltfähigkeit, wie beispielsweise GTOs, IGCTs oder IGBTs, verwendet [245]. Die Submodule können hierdurch einzeln zu- und abgeschaltet werden, wodurch sich die verschiedenen Spannungslevel addieren, um eine granulierte Wechselspannung am NVP des MMC-Umrichters zu erzeugen. Eine Filterung von harmonischen Oberschwingungen ist im Gegensatz zum SVC (vgl. Kapitel 5.4.3) nicht zwingend notwendig.

Ein zusätzlicher DC-seitiger- Zwischenkreis mit einer größeren Kapazität, wie in Abbildung 5-5 dargestellt, ist eine mögliche aber nicht notwendige Anlagenausführung. Bei Realisierung eines Zwischenkreises kann der STATCOM jedoch auch mit einem Energiespeicher erweitert werden [240].

1. Modularität

STATCOMs sind aufgrund der modularer MMC-Technologie prinzipiell flexibel im Design und Aufbau [257]. Allerdings wirkt der Transformator für Bestandsanlagen dimensionierend, sodass eine Nachrüstung zu höheren Leistungen nur bei Austausch des Transformators möglich ist.

2. Mobilität

STATCOMs sind als mobile Technologie für Übertragungsnetze verfügbar. Hierbei wird ein STATCOM Container zu einer geschlossenen Transporteinheit aufgebaut [257]. Allerdings muss auch der verwendete Transformator transportiert werden. Dies erfordert in der Regel einen Schwerlasttransport und den entsprechenden Aufwand bei Auf- und Abbau in der Schaltanlage. Insbesondere in höheren Leistungsklassen steigt der Transportaufwand für den STATCOM und den verwendeten Transformator stark an. Bisher im Übertragungsnetz verbaute Anlagen sind daher ortsfest [10].

5.4.4.3 Leistungsbereich

STATCOMs werden in Leistungsklassen bis zu 1000 MVar realisiert. Im deutschen Übertragungsnetz werden Anlagen mit einer installierten Nennleistung bis zu 600 MVar eingesetzt [131, 180].

5.4.4.4 Nutzungsdauer

Für STATCOMs wird eine Nutzungsdauer von bis zu 35 Jahren angesetzt [243]. Netzbetreiber gehen von einer Nutzungsdauer von 30-40 Jahren aus [10]. Für STATCOMs existieren jedoch noch keine ausführlichen Erfahrungswerte hinsichtlich der typischen Nutzungsdauer.

5.4.4.5 Betriebsmittelgrenzen

1. Physikalische Grenzen

Der Umrichter wird physikalisch durch die spezifizierte Stromtragfähigkeit der IGBT-basierten Halbleiterbauelemente begrenzt.

2. Systemische Grenzen

Das praktische Limit der Leistungsklasse ergibt sich systemisch durch den Sprung der Spannungsamplitude bei Schaltung der Anlage. Dieser ist proportional zur subtransienten Kurzschlussleistung am Netzanschluss und muss zur Wahrung der Spannungsqualität begrenzt werden. Bei einer subtransienten Kurzschlussleistung von 15 GVA und einem zulässigen Sprung der Spannungsamplitude von 2 % in der 380 kV-Ebene ergibt sich eine Nennleistung von 300 MVar [32]. Zusätzlich muss aufgrund der Einbringung der induktiven Reaktanz des Transformators und insbesondere der leistungselektrischen Komponenten eine Analyse möglicherweise angeregter Resonanzen durchgeführt werden. Hierbei muss auch die mögliche Anregung von Generatorgruppen und die Interaktion mit weiteren im Netz verbauten leistungselektronischen Komponenten beachtet werden [10]. Für den verwendeten Transformator müssen aufgrund der Umweltauflagen Maßnahmen gegen mögliche Leckage des Isolieröls getroffen werden.

5.4.4.6 Einführungsjahr

International wurde 1999 der erste STATCOM in Betrieb genommen [245]. In Deutschland ist seit 2018 der erste Hybrid-STATCOM, bestehend aus einem STATCOM und einem TSR, in der Umspannanlage Lubmin in Betrieb [10].

5.4.4.7 Betriebserfahrung

Seit 2018 ist ein Hybrid-STATCOM in der Umspannanlage Lubmin in Betrieb [10]. Ein weiterer STATCOM wurde im NEP 2030 (Version 2017) erstmalig für das deutsche Übertragungsnetz als notwendige Maßnahme erfasst. Es handelt sich ebenfalls um eine hybride STATCOM Anlage, welche in diesem Fall eine Kombination aus STATCOM und TSC (vgl. Kapitel 5.4.3) darstellt und seit Januar 2020 im Umspannwerk Borken (380 kV) in Betrieb ist [10, 258]. Außerdem ist seit 2019 eine weitere hybride STATCOM-Anlage in dem Umspannwerk Kriftel in Betrieb [259]. Die Notwendigkeit für eine Blindleistungskompensationsanlage im Umspannwerk Kriftel wurde erstmals im NEP 2024 (Version 2014) als Projekt AMP-034 definiert. Die Umsetzung des Projektes wurde bis zum NEP 2030 (2017) als Kombination aus MSCDN und SVC geplant [254, 260].

Im NEP 2030 (Version 2019) werden weitere STATCOM in größerer Zahl an verschiedenen Stellen der Netzgebiete aller vier deutschen ÜNB als notwendige Maßnahmen identifiziert. Beispielsweise werden für das Netzgebiet von TenneT 20 STATCOM mit dem Zieljahr 2030 für die Inbetriebnahme definiert (Maßnahme M592). Zusammen mit rotierenden Phasenschiebern (vgl. Kapitel 5.4.7) werden diese zukünftig insbesondere für den dynamischen Blindleistungsbedarf, beispielsweise für die Beherrschung kurzzeitiger dynamischer Vorgänge nach Fehlerereignissen, eingesetzt. [131]

STATCOM kleinerer Leistungsklassen werden vereinzelt in Industriebetrieben zur Reduktion von Spannungsschwankungen und zur Erfüllung von Netzanschlussbedingungen der Verteilungsnetzbetreiber eingesetzt [261].

5.4.4.8 Realisierungszeitraum

1. Genehmigungszeiträume

Die Feststellung des Bedarfs an STATCOM im Übertragungsnetz erfolgt über den Netzentwicklungsplan Strom. Diese kann 2 Jahre in Anspruch nehmen. Zusätzlich können weitere Genehmigungszeiträume, beispielsweise im Rahmen von Planfeststellungsverfahren für zusätzlich benötigte Flächen, auftreten (vgl. Einleitung Kapitel 5). Zwischen der Bedarfsermittlung und dem Baubeginn können bei idealen Bedingungen 2 Jahre, andernfalls bis zu 4 Jahre liegen [254]. Gegebenenfalls schließt sich ein Probebetrieb von 3 Monaten an [10].

2. Bauzeiträume

Die Zeit für die Planung, Herstellung und Montage eines STATCOM kann zwischen 2-3 Jahren liegen [10, 258].

5.4.4.9 Pilotprojekte

Derzeit ist die Umsetzung mehrerer STATCOM-Projekte im Übertragungsnetz im Rahmen des Netzentwicklungsplans vorgesehen (vgl. Kapitel 5.4.4.7). [131]

5.4.4.10 Alterungsmechanismen

Alterungsmechanismen betreffen insbesondere die IGBT-basierten Halbleiterbauelemente der Umrichter, welche Defekte und erhöhte Fehlerraten in den Submodulen der Umrichter verursachen. Es wird zwischen intrinsischen und extrinsischen Alterungsmechanismen unterschieden. Intrinsische Alterungsphänomene werden von unterschiedlichen Tests und Prozeduren in der Produktion zur Qualitätssicherung beeinflusst und sind abhängig von Temperatur, Strom, Frequenz und Druckzyklen. Extrinsische Alterungsmechanismen resultieren aus der Umgebung, in welcher der Umrichter installiert ist und aus der elektrischen Beanspruchung durch unterschiedliche Betriebszustände [242, 246, 255, 262]. Extrinsische Alterungsphänomene verstärken in hohem Maße den Alterungsprozess. Bei Halbleiterbauelementen am Ende ihres Lebenszyklus steigt die Fehlerrate aufgrund der Alterungsmechanismen exponentiell an [255]. Instandhaltungszeiten betragen pro Jahr 1 – 2 Tage [256].

5.4.4.11 Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Der STATCOM ist eine Kompensationsanlage. Der primäre Einsatzzweck ist die Blindleistungskompensation.

Bei dem STATCOM ist grundlegend eine Erweiterung mit Batteriespeicher denkbar. Diese Kombination würde es technisch ermöglichen, einige zusätzliche Systemdienstleistungen, beispielsweise synthetische Schwungmasse, bereitzustellen. In diesem Fall wäre der STATCOM jedoch faktisch eine Kombination aus Batteriespeicher (vgl. Kapitel 5.3.5) und VSC (vgl. Kapitel 5.4.5). Da für diese Betriebsmittel die Bereitstellung von Systemdienstleistungen separat dargelegt wird, ist die Möglichkeit der Erweiterung des STATCOM mit Batteriespeicher hier nicht Gegenstand der näheren Analyse. Die rein technische Möglichkeit wird aus Gründen der Vollständigkeit dennoch einzeln für jede Systemdienstleistung dargelegt. Mögliche entflechtungsrechtliche Anforderungen werden diskutiert.

1. Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve)

Technische Eignung

Ein STATCOM ist aufgrund fehlender Möglichkeit zur Wirkleistungseinspeisung grundlegend nicht für die Erbringung von Momentanreserve geeignet. Der STATCOM kann jedoch DC-seitig beispielsweise mit Superkondensatoren erweitert werden und ermöglicht somit eine Nachbildung der Systemträgheit durch die zusätzliche Einspeisung von Wirkleistung in das Netz. So ist beispielsweise die Bereitstellung von +/- 50 MW im Rahmen einer schnellen Frequenzregelung (vgl. Kapitel 4.1) für mehrere Sekunden möglich [263]. Die Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse über den Umrichter ist jedoch aktuell noch Gegenstand der Forschung. Derzeit existieren im Netz keine STATCOM, die Momentanreserve bereitstellen können [10].

Entflechtungsrechtliche Anforderungen

Wird der STATCOM um einen Energiespeicher erweitert, darf sich der STATCOM im Eigentum des Netzbetreibers befinden, sofern er als vollständig integrierte Netzkomponente klassifiziert ist (vgl. Einleitung Kapitel 4). Zur Anerkennung als vollständig integrierte Netzkomponente ist die Genehmigung der Regulierungsbehörde erforderlich [58].

2. Regelleistung

Technische Eignung

Ein STATCOM ist aufgrund fehlender Möglichkeit zur Wirkleistungseinspeisung grundlegend nicht für die Erbringung von Regelleistung geeignet. Zur Erhöhung der

primären und sekundären Regelleistung kann der STATCOM DC-seitig mit einem Batteriespeicher erweitert werden [264]. Bei bereits bestehenden STATCOM bedeutet dies jedoch in der Regel eine grundsätzliche Überarbeitung des technischen Konzepts, beispielsweise bezüglich der Sternpunktbehandlung [10].

Entflechtungsrechtliche Anforderungen

Wird der STATCOM um einen Energiespeicher erweitert, darf sich der STATCOM im Eigentum des Netzbetreibers befinden, sofern er als vollständig integrierte Netzkomponente klassifiziert ist (vgl. Einleitung Kapitel 4). Zur Anerkennung als vollständig integrierte Netzkomponente ist die Genehmigung der Regulierungsbehörde erforderlich [58]. Die Klassifizierung bedingt, dass der STATCOM nicht für den Systemausgleich, demnach nicht für Regelleistung, eingesetzt wird. Die Erbringung von Regelleistung durch STATCOM, die im Netzbetreibereigentum stehen, ist somit insgesamt rechtlich nicht möglich.

3. Dienstleistung zur Spannungsregelung

Technische Eignung

STATCOMs decken den induktiven und kapazitiven Blindleistungsbedarf durch eine lokale Spannungsregelung. Dabei ist der übererregte und untererregte Betriebsbereich symmetrisch. Die Blindleistungsbereitstellung erfolgt durch das Schaltverhalten des Umrichters und damit der Modulation der Klemmspannung [240]. Die schnelle und kontinuierliche Regelbarkeit des STATCOMs ermöglicht insgesamt eine flexible Bereitstellung von Blindleistung.

Technisch-regulatorische Anforderungen

Bei Einsatz des STATCOM als Kompensationsanlage ergeben sich mögliche Vorgaben durch den Netzbetreiber (vgl. Kapitel 4.3.2).

4. Kurzschlussstrom und dynamischer Blindstromstützung

Technische Eignung

STATCOMs können innerhalb von 20–40 ms den vollen Blindstrombeitrag einspeisen [10, 265]. Es wird jedoch kein inhärenter Kurzschlussstrom bereitgestellt. Somit kann der initiale Spannungstrichter bei Auftreten eines Kurzschlusses nicht durch STATCOMs begrenzt werden. Eine dynamische Blindstromstützung ist jedoch grundsätzlich technisch möglich.

Bei aktuellen Anlagen ist dies jedoch nicht zwangsweise umgesetzt. Stattdessen wird die Blindleistung im Normalbetrieb geregelt. Aufgrund der Stromtragfähigkeit des Umrichters ist

bei tiefen Spannungseinbrüchen die eingespeiste Blindleistung proportional zur Spannung am NVP. Ab einem herstellerabhängigen Spannungseinbruch am NVP trennt sich die Anlage vom Netz. Allgemein kann hierbei ein Spannungseinbruch auf 30 % der Nennspannung angenommen werden. Einige STATCOM setzen hierbei für wenige Sekunden einen Standby-Modus um, in welchem auf die Wiederkehr der Spannung gewartet wird. Ab dem Spannungsgrenzwert wird jedoch keine Blindleistung für das Netz bereitgestellt. Daher ist der STATCOM bei tiefen Spannungseinbrüchen am NVP nur begrenzt geeignet zur Bereitstellung von Kurzschlussströmen.

5. **Netzwiederaufbau: Schwarzstart- und Inselnetzbetriebsfähigkeit**

Technische Eignung

Ein STATCOM ist grundlegend nicht inselbetriebsfähig, weil keine Regelung der Frequenz erfolgt. Daher eignet sich der STATCOM grundlegend nicht für den Netzwiederaufbau.

Zur Erbringung eines Beitrags für den Netzwiederaufbau kann der STATCOM jedoch DC-seitig mit einem Energiespeicher erweitert werden. Zusätzlich muss der VSC des STATCOM in der Lage sein, netzbildend zu agieren.

Entflechtungsrechtliche Anforderungen

Wird der STATCOM um einen Energiespeicher erweitert, darf sich der STATCOM im Eigentum des Netzbetreibers befinden, sofern er als vollständig integrierte Netzkomponente klassifiziert ist (vgl. Einleitung Kapitel 4). Zur Anerkennung als vollständig integrierte Netzkomponente ist die Genehmigung der Regulierungsbehörde erforderlich [58].

5.4.5 Voltage Source Converter (VSC)

5.4.5.1 Funktionen und Aufgaben

Die VSC-Technologie bezeichnet leistungselektronische Umrichter. Umrichter existieren in verschiedenen Ausführungen. Gleichrichter sind Umrichter, die eine Wechselspannung am Eingang in eine Gleichspannung am Ausgang wandeln. Umgekehrt existieren auch Wechselrichter, welche eine Gleichspannung in eine Wechselspannung überführen. Diese kommen beispielsweise bei der Einspeisung von elektrischer Energie aus Photovoltaikanlagen oder Batteriespeichern zum Einsatz. Auch in Betriebsmitteln, die der Bereitstellung von Blindleistung dienen, werden Wechselrichter eingesetzt. Beispiele sind der Static Synchronous Series Compensator (SSSC) oder der Static Synchronous Compensator (STATCOM).

In der elektrischen Energietechnik existieren zudem Kombinationen aus Gleichrichter und Wechselrichter. Ein konkretes Anwendungsfeld sind Windenergieanlagen (WEA). Hier werden sogenannte Frequenzumrichter eingesetzt, um die mechanische Drehzahl der Windturbine von der elektrischen Frequenz des Drehstromnetzes zu entkoppeln. Die Umrichter stellen dabei eine Erweiterung bekannter Generatorkonzepte dar. Der rotorseitige Umrichter in einem Doubly Fed Induction Generator (DFIG) erweitert beispielsweise den Regelbereich einer Asynchronmaschine. Windenergieanlagenkonzepte mit einer verbauten Synchronmaschine sind über einen Vollumrichter mit dem Drehstromnetz verbunden. In beiden Fällen ermöglicht der Einsatz des Umrichters den frequenzvariablen Betrieb des mechanischen Teils der WEA. Der Betriebspunkt kann so entsprechend der aktuellen Windgeschwindigkeit optimal gewählt werden.

Auch in der Übertragung von elektrischer Energie werden verstärkt Konzepte mit Umrichtertechnologie umgesetzt. Ein aktuelles Beispiel ist die Modular-Multi-Level-Converter-Technologie (MMC-Technologie), welche im Rahmen der Hochspannungsgleichstromübertragungssysteme (HGÜ-Systeme) eingesetzt wird.

5.4.5.2 Ausführungen und Betriebsmittelgenerationen

In früheren Umrichtersystemen wurden Dioden oder Thyristoren in Schaltungen eingesetzt, um Halbwellen einer sinusförmigen Wechselspannung positiv an eine Last anzulegen. Mittels geeigneter elektrischer Filter lässt sich hierbei die Ausgangsspannung bzw. der Ausgangsstrom glätten. Dioden sind Schalter, die bei positiver Spannung automatisch leiten und bei negativer Spannung sperren. Bei Thyristoren muss zusätzlich zu einer positiv anliegenden Spannung ein Zündsignal erfolgen, damit der Thyristor in einen leitenden Zustand übergeht. Dies ermöglicht eine Regelung der Ausgangsspannung bzw. des Ausgangsstroms. Da sich beide Schalterarten nicht aktiv ausschalten lassen, sondern die Ausschaltung entsprechend der

Spannungsverhältnisse zwischen Eingangswechsel- und Ausgangsgleichspannung erfolgt, werden Umrichtersysteme auf Thyristor- und Diodenbasis netzgeführte bzw. stromgeführte Umrichtersysteme genannt [111, 266].

Insulated-Gate-Bipolar-Transistors (IGBT) bilden die Grundlage heutiger moderner Umrichtersysteme. Diese leistungselektronischen Schalter lassen sich durch Steuersignale unabhängig von den angelegten Eingangs- und Ausgangsspannungen an- und ausschalten. Daher werden Umrichtersysteme, die solche Schalter verwenden, selbstgeführte Umrichter genannt. Selbstgeführte Umrichter ermöglicht einen weiteren Regelbereich als netzgeführte Umrichter, durch welchen sich beispielsweise Wirk- und Blindleistung getrennt einstellen lassen [111, 266].

In den meisten der in der elektrischen Energietechnik eingesetzten selbstgeführten Umrichtersysteme werden Kondensatoren und entsprechende Regelungsstrategien eingesetzt, um die Spannung zwischen dem Wechselrichter- und dem Gleichrichterteil konstant zu halten. Diese Spannung wird auch Zwischenkreisspannung genannt [266]. Selbstgeführte Umrichter werden daher auch spannungsgeführt genannt.

Derzeit eingesetzte selbstgeführte Umrichtersysteme sind aufgrund der hinterlegten Regelungstechnik nicht netzbildend, sondern besitzen ein netzfolgendes Verhalten. Mittels einer Phasenregelschleife (Phase-Locked-Loop – PLL) synchronisiert sich der Umrichter mit dem Netz bzw. der Netzspannung. Die Synchronisation ist in derzeitigen Umrichtersystemen eine Voraussetzung für die Steuerung der Einspeisung von Wirk- und Blindleistung. Dies stellt derzeit insbesondere im Rahmen von dezentralen Erzeugungsanlagen ein geeignetes Regelungssystem dar. Technisch ist eine netzbildende Wirkung von Umrichtersystemen jedoch denkbar. In derzeitiger Forschung wird insbesondere im Rahmen der Thematik von Offshore-Windenergieanlagen vorgeschlagen, in VSC-HGÜ-Systemen netzbildende Regelungstechnik zu installieren [267].

1. **Modularität**

Umrichter können in mehreren Strängen parallel miteinander verschaltet werden [268].

2. **Mobilität**

Das Gewicht von 2,2 MVA Wechselrichtern wird von Herstellerseite mit 3.400 kg angegeben, sodass ein Transport von Umrichtern prinzipiell möglich ist [269]. Allerdings ist zu beachten, dass der zu erfolgende Anschluss an Energiespeicher oder Erzeugungsanlagen mit zusätzlichem hohen technischen Aufwand verbunden sein kann.

Wird ein VSC über einen Transformator an das Netz angeschlossen, muss ggf. auch ein Transport des Transformators erfolgen, welcher mit hohem Aufwand verbunden ist.

5.4.5.3 Leistungsbereich

Variabel können mehrere Umrichter zusammengeschaltet und so modular wie gewünscht dimensioniert werden. Dies wird beispielsweise bei der MMC-Technologie in der Hochspannungsgleichstromübertragungssysteme (HGÜ-Systeme) ausgenutzt (vgl. Kapitel 5.3.4).

Ein einzelner Umrichter, der beispielsweise zur Anbindung von dezentralen Energiewandlungsanlagen (DEA) eingesetzt wird, wird in einem typischen Leistungsbereich von bis zu 7,2 MW hergestellt [268]. Die Leistung einer Windturbine mit Vollumrichter liegt zum Beispiel zwischen 1 und 8 MW [270].

5.4.5.4 Nutzungsdauer

Die Lebensdauer von Umrichtern wird mit 15-20 Jahren angegeben [271, 272]. Typische Nutzungsdauern sind jedoch abhängig von der thermischen Beanspruchung des Umrichters und hängen beispielsweise bei angeschlossenen Photovoltaiksystemen von der Umgebungstemperatur und Sonneneinstrahlung ab, sodass die typische Nutzungsdauer je nach Einsatzprofil von der spezifischen Nutzungsdauer abweichen kann [271]. Bei hohen Beanspruchungen kann die typische Nutzungsdauer nur 5 Jahre betragen [272].

5.4.5.5 Betriebsmittelgrenzen

1. Physikalische Grenzen

Umrichtergekoppelte Erzeugungseinheiten und Betriebsmittel werden physikalisch durch die Stromtragfähigkeit der Halbleiterbauelemente begrenzt, welche nur begrenzt überstromfähig sind. Üblicherweise beträgt die Überstromfähigkeit das 1,1-fache des Nennstroms [273].

2. Systemische Grenzen

Ein Umrichter kann im Fehlerfall bei tiefen Spannungseinbrüchen den Synchronismus mit dem Drehstromnetz verlieren, wenn die Phasenregelschleife (Phase-Locked-Loop PLL) nicht mehr in der Lage ist, die Winkeldifferenz zum Spannungswinkel des Drehstromnetz auszuregeln. Der Verlust des Synchronismus (Lost of Synchronism – LOS) hat eine Beschleunigung des Spannungswinkels und Absenken oder Ansteigen der Frequenz am Wechselrichter zur Folge und ist abhängig von der Netzimpedanz am Netzanschlusspunkt sowie der geforderten Blindstromeinspeisung zur dynamischen Netzstützung [274, 275].

Aufgrund der verwendeten Leistungselektronik muss außerdem ggf. eine Prüfung von Netzresonanzen durchgeführt werden. Hierbei muss auch die mögliche Anregung von Generatorgruppen und die Interaktion mit weiteren im Netz verbauten leistungselektronischen Komponenten beachtet werden [10].

3. Regulatorische Grenzen

Liegt die Spannung am Netzanschlusspunkt außerhalb der definierten FRT Kennlinie, kann sich der Wechselrichter vom Netz trennen [59, 64] (vgl. Kapitel 4.4). Wird im Fehlerfall zur dynamischen Netzstützung die Einspeisung eines Blindstromes priorisiert, kann dies eine Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung zur Folge haben.

5.4.5.6 Einführungsjahr

Selbstgeführte Umrichter sind nach der Einführung IGBTs in den 1980er Jahren auf den Markt gekommen [276]. Windkraftanlagen mit Vollumrichter wurden 1995 von der Firma Enercon eingeführt [277].

5.4.5.7 Betriebserfahrung

Betriebserfahrung mit Umrichtersystemen ist beispielsweise im Rahmen von Windenergieanlagen (WEA) in Deutschland bereits vorhanden. WEA mit Synchrongenerator werden über Vollumrichter an das Drehstromnetz angeschlossen. Bei WEA mit DFIG (vgl. Kapitel 5.4.9) als Generatorkonzept wird ein Umrichter im Rotorstromkreis der elektrischen Maschine verwendet. Für beide Konzepte besteht seit den 1990er Jahren Betriebserfahrung [277]. Zusätzlich werden in Deutschland Wechselrichter zur Anbindung von PV-Anlagen betrieben. Außerdem sind bereits Batteriespeichersysteme in Leistungsklassen von einigen MW in Betrieb, die über Wechselrichter mit dem Drehstromnetz gekoppelt sind [207, 208].

Im Bereich der VSC-Konverter für die HGÜ (vgl. Kapitel 5.3.4) besteht in Deutschland sowie international seit mehreren Jahren Betriebserfahrung.

5.4.5.8 Realisierungszeitraum

Umrichtersysteme sind vielseitig einsetzbar und stets Teil eines übergeordneten Anlagenkonzepts. Planungs- und Genehmigungszeiträume sind daher abhängig von dem Projekt, in welchem die Umrichter eingesetzt werden.

5.4.5.9 Alterungsmechanismen

Ermüdung von IGBT-Modulen in Umrichtern ist der Hauptgrund für erhöhte Ausfallraten im Zuge der Alterung. Hierfür sind Temperaturwechsel an Platinen- und Chipplötstellen sowie den Drahtbonden zur Verbindung der Anschlüsse verantwortlich [272].

5.4.5.10 Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Der VSC wird zur Anbindung sowohl in Erzeugungs- und Energiespeicheranlagen (EA Typ 2) als auch in einigen Kompensationsanlagen und weiteren Betriebsmitteln eingesetzt. Die Erbringung von Systemdienstleistungen ist demnach abhängig vom jeweiligen Betriebsmittel.

1. Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve)

Technische Eignung

Momentanreserve kann erbracht werden, wenn der Umrichter über ein Primärenergie- und Regelungssystem verfügt, das synthetische Schwungmasse bereitstellen kann. Dabei kann u.A. bei angeschlossenen Windparks die Rotationsenergie der Windturbinen genutzt werden [278]. Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse kann aufgrund der schnellen Leistungsänderung Auswirkung auf den Antriebsstrang und Mechanik der Erzeugungsanlage haben [279]. Darüber hinaus ist die Erbringung von synthetischer Schwungmasse oder schneller Frequenzregelung durch separate Energiespeicher, beispielsweise Batteriespeicher, Schwungmassen oder Kapazitäten, möglich.

Technisch-regulatorische Anforderungen

Wird der VSC zum Anschluss einer EA des Typs 2 oder eines Energiespeichers eingesetzt, gelten die technisch-regulatorischen Anforderungen des jeweiligen Anlagentyps (vgl. Kapitel 4.1.2).

Entflechtungsrechtliche Anforderungen

Die Erbringung von Momentanreserve ist mit einer Wirkleistungseinspeisung verbunden. Hierzu wird ein Energiespeicher benötigt, beispielsweise eine Kapazität, ein Batteriespeicher oder eine rotierende Masse. Wird der VSC als Teil eines Netzbetriebsmittels eingesetzt, welches in Netzbetreibereigentum steht, muss das Betriebsmittel daher als vollständig integrierte Netzkomponente zugelassen sein. Dies ist nur möglich, sofern das Betriebsmittel weder für den Systemausgleich noch für die Engpassbehebung eingesetzt wird (vgl. Einleitung Kapitel 4). Die Zulassung als vollständig integrierte Netzkomponente erfordert die Genehmigung der Regulierungsbehörde [58].

2. Regelleistung

Technische Eignung

Regelleistung kann technisch durch angeschlossene Windturbinen, PV-Systeme oder Speicher bereitgestellt werden. Die Erbringung hängt somit von dem Primärenergiesystem ab.

Technisch-regulatorische Anforderungen

Wird der VSC zum Anschluss einer EA des Typs 2 oder eines Energiespeichers eingesetzt, ergeben sich die technisch-regulatorischen Anforderungen des jeweiligen Anlagentyps (vgl. Kapitel 4.2.2).

Entflechtungsrechtliche Anforderungen

Wird der VSC als Teil einer vollständig integrierten Netzkomponente eingesetzt, so ist eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt oder zur Engpassbehebung nicht möglich (vgl. Einleitung Kapitel 4).

Beschaffungsbezogene Anforderungen

Wird der VSC zum Anschluss einer EA des Typs 2 oder zum Anschluss eines Energiespeichers eingesetzt, ergeben sich die Anforderungen des Präqualifikationsverfahrens und der Produktspezifikationen des Regelleistungsmarktes (vgl. Kapitel 4.2.3).

Wechselwirkung mit Betriebsführungskonzept kurative Netzführung

Der Einsatz von Regelleistung kann einer Bereitstellung von engpassbehebendem Einspeisemanagement oder Redispatch der an den VSI angeschlossenen Erzeugungs- oder Energiespeicheranlage entgegenstehen. Bei der Auswahl der Anlagen, die für einen konkreten Regelleistungseinsatz abgerufen werden, müssen daher aktuelle Netzsicherheitsmaßnahmen berücksichtigt werden.

3. Dienstleistung zur Spannungsregelung

Technische Eignung

Blindleistung kann technisch bereitgestellt werden. Anlagen können auch ohne Wirkleistungseinspeisung kapazitive und induktive Blindleistung bereitstellen [270].

Technisch-regulatorische Anforderungen

Wird der VSC zum Anschluss einer EA des Typs 2 oder eines Energiespeichers eingesetzt, ergeben sich die technisch-regulatorischen Anforderungen des jeweiligen Anlagentyps (vgl. Kapitel 4.3.2).

4. Kurzschlussstrom und dynamischer Blindstromstützung

Technische Eignung

Die Spannungsstützung im Fehlerfall kann über die Einspeisung eines dynamischen Blindstroms erfolgen. Netzfehler können dabei gemäß FRT-Kennlinie durchfahren werden [270]. Die Höhe des möglichen Kurzschlussstrombeitrags hängt insbesondere von der Stromtragfähigkeit der verbauten IGBTs sowie des spannungsglättenden Zwischenkreiskondensators und gegebenenfalls dem Primärenergiesystem ab.

Technisch-regulatorische Anforderungen

Wird der VSC zum Anschluss einer EA des Typs 2 oder eines Energiespeichers eingesetzt, ergeben sich die technisch-regulatorischen Anforderungen des jeweiligen Anlagentyps (vgl. Kapitel 4.4.2).

Wechselwirkung mit Betriebsführungskonzept kurative Netzführung

Nach konkreter Aktivierung einer kurativen Maßnahme durch die angeschlossene Erzeugungs- oder Energiespeicheranlage ist die Fähigkeit zur Kurzschlussstrombereitstellung gegebenenfalls eingeschränkt.

5. Netzwiederaufbau: Schwarzstart- und Inselnetzbetriebsfähigkeit

Technische Eignung

Netzwiederaufbau kann technisch erbracht werden, sofern Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit über ein geeignetes Regelungssystem des VSC gegeben sind und eine Erzeugungs- oder Energiespeicheranlage zur Wirkleistungsbereitstellung angeschlossen ist. Insbesondere muss der VSC netzbildend agieren.

Technisch-regulatorische Anforderungen

Wird der VSC zum Anschluss einer EA des Typs 2 oder eines Energiespeichers eingesetzt, ergeben sich die technisch-regulatorischen Anforderungen des jeweiligen Anlagentyps (vgl. Kapitel 4.5.2).

Entflechtungsrechtliche Anforderungen

Wird der VSC im Rahmen eines Energiespeicherkonzeptes, das in Netzbetreibereigentum steht, betrieben, ist die Klassifizierung als vollständig integrierte Netzkomponente notwendig (vgl. Einleitung Kapitel 4). Zur Anerkennung als vollständig integrierte Netzkomponente ist die Genehmigung der Regulierungsbehörde erforderlich [58].

5.4.6 Synchronmaschine

5.4.6.1 Funktionen und Aufgaben

Synchronmaschinen werden in der Regel als Generatoren eingesetzt, um von Kraftwerksturbinen gelieferte mechanische Energie in elektrische Energie umzuwandeln. Neben der Einspeisung von Wirkleistung ist die Synchronmaschine auch in der Lage, sowohl ein kapazitives als auch ein induktives Blindleistungsverhalten zu realisieren, um so die Spannung am NVP zu regeln. Dabei ist die Synchronmaschine insbesondere in der Lage, Blindleistung unabhängig von der eingespeisten Wirkleistung bereitzustellen.

Generell kann jede Synchronmaschine sowohl im Generator als auch im Motorbetrieb gefahren werden. Die Synchronmaschine wird beispielsweise industriell dann als Motor eingesetzt, wenn ein Antrieb mit belastungsunabhängiger Drehzahl benötigt wird [280]. Zudem ist der Umbau einer Synchronmaschine zu einem rotierenden Phasenschieber (vgl. Kapitel 5.4.7) möglich. Ein rotierender Phasenschieber stellt im Wesentlichen eine Synchronmaschine dar, welche im Leerlauf, demnach ohne mechanische Belastung, am Netz angeschlossen ist.

5.4.6.2 Ausführungen und Betriebsmittelgenerationen

Eine Synchronmaschine besteht aus einem zylindrischen permanent oder mittels Gleichstrom erregten Läufer, der von einem Stator umschlossen ist. Man unterscheidet zwischen Turbogeneratoren, bei denen der Läufer typischerweise langgezogen ist und ein oder zwei Polpaare aufweist, und Schenkelpolgeneratoren, bei denen der Läufer eine scheibenförmige Geometrie mit einer Vielzahl von Polpaaren aufweist. Turbogeneratoren finden typischerweise in Kern- und Kohlekraftwerken Anwendung und haben eine hohe Drehzahl. Schenkelpolgeneratoren werden typischerweise in Wasserkraftwerken eingesetzt und weisen eine niedrige Drehzahl auf [246]. In Kopplung mit einem Wechselrichter werden Synchronmaschinen als Generator für Windkraftanlagen verwendet [281]. Des Weiteren kann die Synchronmaschine Bestandteil eines rotierenden Phasenschiebers (vgl. Kapitel 5.4.7) sein [282, 283].

1. Modularität

Eine Synchronmaschine wird als Einheit hergestellt und ist nicht modular aufgebaut.

2. Mobilität

Eine Synchronmaschine ist in der Regel ortsfest verbaut. Ein Transport erfordert sowohl den Transport der Maschine selbst als auch den Transport des Maschinentransformators.

Beides ist mit hohem Aufwand verbunden. Synchronmaschinen sind daher nicht für einen mobilen Einsatz vorgesehen.

5.4.6.3 Leistungsbereich

Der Leistungsbereich eines Synchrongenerators reicht bis etwa 1500 MW [280]. Als Motor betriebene Synchronmaschinen erreichen etwa 30 MW [280].

5.4.6.4 Nutzungsdauer

Die Lebensdauer von Synchronmaschinen ist in hohem Maße vom Einsatz abhängig, weswegen für elektrische Maschinen unterschiedliche Temperaturklassen spezifiziert sind [284]. Maschinen können für bis zu 40 Jahren spezifiziert werden, was jedoch auch eine Verdopplung der Investitionskosten im Vergleich zu einer Maschine mit spezifizierter Lebensdauer von 20 Jahren zur Folge hat [285]. Ist die Isolierung der Synchronmaschine passend zu der auftretenden Temperaturen gewählt, wird von einer typischen Nutzungsdauer von 10 -30 Jahren ausgegangen [286].

5.4.6.5 Betriebsmittelgrenzen

1. Physikalische Grenzen

Die Grenzbelastung einer Synchronmaschine kann mithilfe eines Grenzbelastungsdiagramms dargestellt werden und wird im Wesentlichen durch die maximale Ständer- und Läuferstromerwärmung definiert [246, 287].

2. Systemische Grenzen

Bei Störungen im Drehstromsystem kann ein Synchrongenerator den Synchronismus zum Netz verlieren und somit polradwinkelinstabil werden [246]. In der Folge gerät die Synchronmaschine in einen instabilen Betrieb, in welchem induzierte Ströme und magnetische Kräfte zu Beschädigungen führen können.

3. Regulatorische Grenzen

Es müssen die technischen Anschlussregeln (TAR) für Erzeugungsanlagen elektrischer Energie beachtet werden [59].

5.4.6.6 Einführungsjahr

Friedrich August Haselwander konstruierte 1888 den ersten Drehstromgenerator [288].

5.4.6.7 Betriebserfahrung

Synchronmaschinen werden seit den Anfängen der elektrischen Energieversorgung eingesetzt und haben auch heute noch einen signifikanten Anteil an der Stromversorgung in Deutschland [246, 288].

5.4.6.8 Realisierungszeitraum

Synchronmaschinen werden in der Regel in Kraftwerken eingesetzt. Kraftwerksneubauten unterliegen meist mehrjährigen Realisierungszeiträumen. Diese können in Abhängigkeit von Größe, Standort sowie des eingesetzten Brennstoffs bzw. der Primärenergie stark variieren. Im Beispiel des Trianel Kohlkraftwerks Lünen betrug der Zeitraum ab Beschluss zum Bau des Kraftwerks bis zum Dauerbetrieb 7 Jahre [289]. Dieser Zeitraum umfasst jedoch neben der Synchronmaschine auch den Bau von Gebäuden, Türmen, Turbinen und weiteren Bestandteilen eines Kraftwerks.

Synchronmotoren sind im Handel frei erhältlich und werden auch in höheren Leistungsklassen (100 kW) als Standardkomponente vertrieben [290].

2. Bauzeiträume

Im Trianel Kohlekraftwerk Lünen betrug der Bauzeitraum 4 Jahre [289].

5.4.6.9 Alterungsmechanismen

In der Literatur wird für Synchrongeneratoren als Hauptschädigungsgrund der Start-Stopp-Betrieb und der mechanische Verschleiß des Rotors angegeben [291]. Alterungsmechanismen betreffen außerdem die Alterung der Hauptisolierung durch Teilentladungen und erhöhte Betriebstemperatur [287, 292]. Des Weiteren können Blindleistungsänderungen die Lebensdauer der Rotorzähne und Rotorwicklung eines Synchrongenerators aufgrund von zusätzlichen mechanischen und thermischen Belastungen beeinflussen [291].

5.4.6.10 Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Die Synchronmaschine ist per Definition eine EA Typ 1. Die Erbringung von Systemdienstleistungen ist somit von den technisch-regulatorischen Anforderungen der TAR an EA Typ 1 geprägt.

1. Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve)

Technische Eignung

Momentanreserve wird im elektrischen Energieversorgungssystem aktuell überwiegend von Synchrongeneratoren bereitgestellt. Synchronmaschinen tragen aufgrund der vorhandenen

Schwungmasse inhärent zur Momentanreserve bei. Dies gilt sowohl für den Motor- als auch den Generatorbetrieb [283].

Technisch-regulatorische Anforderungen

Es ergeben sich die technisch-regulatorischen Anforderungen gemäß EA Typ 1 (vgl. Kapitel 4.1.2)

Wechselwirkung mit Betriebsführungskonzept kurative Netzführung

Der Einsatz von Momentanreserve kann einer Bereitstellung von engpassbehebendem Einspeisemanagement oder Redispatch der angeschlossenen Erzeugungsanlage entgegenstehen. Bei der Auswahl der Anlagen, die für einen konkreten Regelleistungseinsatz abgerufen werden, müssen daher aktuelle Netzsicherheitsmaßnahmen berücksichtigt werden.

2. Regelleistung

Technische Eignung

Die Synchronmaschine kann zur Erbringung von Regelleistung eingesetzt werden. Die zeitlichen Anforderungen der Regelleistungsprodukte können abhängig von der angeschlossenen Turbine eingehalten werden.

Technisch-regulatorische Anforderungen

Es ergeben sich die technisch-regulatorischen Anforderungen gemäß EA Typ 1 (vgl. Kapitel 4.2.2).

Beschaffungsbezogene Anforderungen

Es ergeben sich die Anforderungen des Präqualifikationsverfahrens und der Produktspezifikationen des Regelleistungsmarktes (vgl. Kapitel 4.2.3).

Wechselwirkung mit Betriebsführungskonzept kurative Netzführung

Der Einsatz von Regelleistung kann einer Bereitstellung von engpassbehebenden Maßnahmen (Einspeisemanagement oder Redispatch) der angeschlossenen Erzeugungsanlage entgegenstehen. Bei der Auswahl der Anlagen, die für einen konkreten Regelleistungseinsatz abgerufen werden, muss daher die aktuelle Netzengpasssituation berücksichtigt werden.

3. Dienstleistung zur Spannungsregelung

Technische Eignung

Die Synchronmaschine kann grundsätzlich im Motor- wie auch im Generatorbetrieb kapazitive sowie induktive Blindleistung abgeben. Die thermischen Grenzen der Synchronmaschine müssen dabei eingehalten werden. Bei kapazitiver Blindleistungsbereitstellung muss eine Untererregung verhindert werden [246].

Technisch-regulatorische Anforderungen

Es ergeben sich die technisch-regulatorischen Anforderungen gemäß EA Typ 1 (vgl. Kapitel 4.3.2).

4. Kurzschlussstrom und dynamischer Blindstromstützung

Technische Eignung

Die Synchronmaschine liefert inhärent sowohl im Motor- wie auch im Generatorbetrieb bei Kurzschlüssen einen Kurzschlussstrombeitrag [126].

Technisch-regulatorische Anforderungen

Es ergeben sich die technisch-regulatorischen Anforderungen gemäß EA Typ 1 (vgl. Kapitel 4.4.2)

Wechselwirkung mit Betriebsführungskonzept kurative Netzführung

Nach konkreter Aktivierung einer kurativen Maßnahme ist die Fähigkeit zur Kurzschlussstrombereitstellung gegebenenfalls eingeschränkt.

5. Netzwiederaufbau: Schwarzstart- und Inselnetzbetriebsfähigkeit

Technische Eignung

Synchronegeneratoren sind, insofern die angeschlossene Turbine schwarzstartfähig ist, für den Netzwiederaufbau geeignet. Hierfür eignen sich Gasturbinen, da diese mit Batterien bzw. Notstromaggregaten angefahren werden können [73].

Technisch-regulatorische Anforderungen

Es ergeben sich die technisch-regulatorischen Anforderungen gemäß EA Typ 1 (vgl. Kapitel 4.5.2)

5.4.7 Rotierender Phasenschieber

5.4.7.1 Funktionen und Aufgaben

Rotierende Phasenschieber können Blindleistung bereitstellen und werden deshalb primär zur Spannungsregelung eingesetzt. Rotierende Phasenschieber können unter- und übererregt betrieben werden. Im untererregten Betrieb ähnelt die Wirkweise einer Drossel. Der rotierende Phasenschieber weist dann ein induktives spannungssenkendes Blindleistungsverhalten auf. Liegt die Netzspannung unterhalb des Sollwerts des Spannungsreglers, wird der rotierende Phasenschieber übererregt betrieben und weist am Netz ein kapazitives spannungshebendes Verhalten auf. Ein Wirkleistungsaustausch findet nur in Folge einer Frequenzänderung des Netzes durch Beschleunigen oder Abbremsen des Rotors statt [293]. Rotierende Phasenschieber können Kurzschlussleistung instantan aus dem magnetischen Feld der Maschine für das Netz bereitstellen und die Ausbreitung eines Spannungstrichters bei Fehlerfällen entgegenwirken [239].

5.4.7.2 Ausführungen und Betriebsmittelgenerationen

Rotierende Phasenschieber bestehen in ihrer grundsätzlichen Ausführung aus einer Synchronmaschine (vgl. Kapitel 5.4.6) ohne angekoppelte Kraftwerksturbine zur Wirkleistungserzeugung. Alternativ wird auch der Einsatz einer Asynchronmaschine für den rotierenden Phasenschieber entwickelt [282, 283]. Die Regelung der Generatorklemmenspannung erfolgt analog zu Synchrongeneratoren mit Hilfe eines AVR (Automatic Voltage Regulator) [294]. Optional kann der rotierende Phasenschieber mit einer Gasturbine gekoppelt werden, sodass die Bereitstellung von weiteren Systemdienstleistungen wie Regelleistung und Netzwiederaufbau möglich ist. Rotierende Phasenschieber existieren als Neubau, können jedoch auch aus abgeschalteten Blöcken von Großkraftwerken umgebaut werden. Hauptkomponenten sind Blocktransformator, Generatorleistungsschalter und Generator [295]. Besteht nicht die Möglichkeit einer ankoppelbaren Turbine, müssen Möglichkeiten zum Hochfahren geschaffen werden. Dies kann etwa über einen Motor oder statischen Frequenzumrichter geschehen [296].

1. Modularität

Rotierende Phasenschieber sind mit einer Gasturbine zur Wirkleistungserbringung erweiterbar. Hersteller bieten zudem eine modularisierte Anordnung der Komponenten in Containern oder Gebäuden an [295].

2. Mobilität

Rotierende Phasenschieber sind fest verbaute, immobile Synchronmaschinen .

5.4.7.3 Leistungsbereich

Beim Umbau von Synchrongeneratoren großer Kraftwerke zu rotierenden Phasenschiebern wird der Leistungsbereich von dem bereits installierten Synchrongenerator vorgegeben. Hierbei kann es sich um Leistungen bis zu 1500 MVA handeln (vgl. Kapitel 5.4.6). Rotierende Phasenschieber, die neu an das Netz angeschlossen werden, werden in einzelnen Einheiten von Leistungen mit bis zu 75 MVA realisiert. Hierbei handelt es sich um modular ausgeführte Synchronmaschinen, die zu größeren Leistungen zusammengeschaltet werden können [297]. Eine im Rahmen des Netzentwicklungsplans durch die ÜNB typischerweise geplante Leistungsklasse ist 300 MVA [131]. Eine Begrenzung für die Leistung der gesamten Anlage stellt der Blocktransformator dar, welcher der Anbindung an das Drehstromnetz dient.

5.4.7.4 Nutzungsdauer

Hersteller und Netzbetreiber geben spezifische Nutzungsdauern von 25–30 Jahren an [10, 298]. Die typische Nutzungsdauer, bevor eine Generalüberholung notwendig ist, beträgt ca. 30 Jahre. Sekundärtechnik wie Regelungs- und HMI-Systeme müssen ungefähr alle 15 Jahre überholt werden [298].

5.4.7.5 Betriebsmittelgrenzen

1. Physikalische Grenzen

Die physikalischen Betriebsgrenzen werden für den eingesetzten Synchrongenerator durch den aufgrund der Statorerwärmung maximal zulässigen Ständerstrom festgelegt. Des Weiteren begrenzt der in Folge der Rotorerwärmung maximal zulässige Läuferstrom den Synchrongenerator im übererregten Betrieb. Im kapazitiven Betrieb tritt ein maximaler Erregerstrom auf, welcher die Polradwicklung thermisch am höchsten belastet. Um einen Synchrongenerator als rotierenden Phasenschieber einsetzen zu können, muss der entsprechende Synchrongenerator auf die Grenzen im über- und untererregten Betrieb ausgelegt werden [299].

2. Systemische Grenzen

Der rotierende Phasenschieber wird vorwiegend zur Erbringung der Systemdienstleistung Spannungshaltung eingesetzt und wird nicht systemisch begrenzt. Ist eine Turbine angekoppelt, begrenzt in Folge der Wirkleistungseinspeisung auch die Polradwinkelstabilität den Betrieb des Synchrongenerators.

5.4.7.6 Einführungsjahr

In den 1970er Jahren wurden erste Anlagen in Skandinavien und Kanada zusammen mit HGÜ-Stationen gebaut. In Europa entstanden ab etwa dem Jahr 2005 Anlagen in größerer Zahl. [296]

5.4.7.7 Betriebserfahrung

In Deutschland war der umgebaute Phasenschieber Block A des Kernkraftwerks Biblis von 2012 bis 2019 in Betrieb. Im Bereich neugebauter rotierender Phasenschieber besteht zudem seit der Inbetriebnahme von Bergrheinfeld West durch die Tennet TSO GmbH im Jahr 2016 erste Betriebserfahrung [295, 300]. Im September 2019 hat Amprion GmbH einen rotierenden Phasenschieber in der Umspannanlage Oberottmarshausen, im November 2019 in der Umspannanlage Illingen-Uchtelfangen in Betrieb genommen [301, 302].

5.4.7.8 Realisierungszeitraum

1. Genehmigungszeiträume

Die Feststellung des Bedarfs an rotierenden Phasenschiebern im Übertragungsnetz erfolgt über den Netzentwicklungsplan Strom. Diese kann 2 Jahre in Anspruch nehmen. Zusätzlich können weitere Genehmigungszeiträume, beispielsweise im Rahmen von Planfeststellungsverfahren für zusätzlich benötigte Flächen, auftreten (vgl. Einleitung Kapitel 5). Zwischen der Bedarfsermittlung und dem Baubeginn können bei idealen Bedingungen 2 Jahre, andernfalls bis zu 4 Jahre liegen [254]. Gegebenenfalls schließt sich ein Probebetrieb von 3 Monaten an [10].

2. Bauzeiträume

Für eine schlüsselfähige Errichtung werden von Herstellerseite 18 - 24 Monate angegeben [295]. Der Umbau von Biblis A beanspruchte 4 Monate für die Planungsphase und 5 Monate für die Umrüstung [303]. Laut Angaben von Netzbetreibern ist für die Planung, Herstellung und Montage eines rotierenden Phasenschiebers ein Zeitraum von 2-3 Jahren realistisch [10].

5.4.7.9 Pilotprojekte

In einem neuartigen Projekt von Amprion und Siemens wird ein sogenannter rotierender asynchroner Phasenschieber (Asynchronous Rotating Energy System Stabilizer – ARESS) für den Übertragungsnetzbetrieb entwickelt. Dieser soll in Zukunft Blindleistung und insbesondere auch Momentanreserve für das Netz bereitstellen. Zur Bereitstellung von Momentanreserve soll der ARESS deutlich effektiver wirken als bisher eingesetzte synchrone rotierende

Phasenschieber. Eine Pilotanlage wird voraussichtlich im Jahr 2024 in Betrieb genommen [282, 304].

5.4.7.10 Alterungsmechanismen

In der Literatur wird für Synchrongeneratoren als Hauptschädigungsgrund der Start-Stopp-Betrieb und der mechanische Verschleiß des Rotors angegeben [291]. Alterungsmechanismen betreffen außerdem die Alterung der Hauptisolierung durch Teilentladungen und erhöhte Betriebstemperatur [287, 292]. Des Weiteren können Blindleistungsänderungen die Lebensdauer der Rotorzähne und Rotorwicklung eines Synchrongenerators aufgrund von zusätzlichen mechanischen und thermischen Belastungen beeinflussen [291].

5.4.7.11 Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Der rotierende Phasenschieber ist eine Synchronmaschine ohne angeschlossene Turbine. Wird eine solche Anlage nur zur Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs verwendet, kann sie als vollständig integrierte Netzkomponente klassifiziert werden. Steht der rotierende Phasenschieber jedoch im Eigentum eines Netznutzers, gelten bezüglich der Bereitstellung von Systemdienstleistungen allgemein die Anforderungen des relevanten Netzbetreibers.

1. Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve)

Technische Eignung

Rotierende Phasenschieber können aufgrund der vorhandenen Schwungmasse zur Momentanreserve beitragen. Die Zeitkonstante der in den Schwungmassen gespeicherten Energie liegt bei rotierenden Phasenschiebern zwischen 1 s und 10 s [296].

Technisch-regulatorische Anforderungen

Für synchron rotierende Phasenschieber, die im Eigentum von Netzkunden stehen, können sich allgemein die technisch-regulatorischen Anforderungen gemäß EA Typ 1 ergeben (vgl. Kapitel 4.1.2). Da der rotierende Phasenschieber jedoch grundlegend keine Erzeugungs- oder Energiespeicheranlage darstellt, sind die technisch-regulatorischen Anforderungen der TAR gegebenenfalls nicht auf rotierende Phasenschieber anzuwenden. In diesem Fall gelten allgemein die vertraglich festgehaltenen Bedingungen zwischen Netzkunde und Netzbetreiber.

2. Regelleistung

Technische Eignung

Rotierende Phasenschieber sind aufgrund fehlender Wirkleistungseinspeisemöglichkeit nicht in der Lage Regelleistung zu erbringen. Bei Ankopplung einer Turbine ist jedoch auch ein Phasenschieber grundsätzlich technisch in der Lage Regelleistung zu erbringen. Hierzu muss die angeschlossene Turbine in der Lage sein, die Leistung gemäß den zeitlichen Anforderungen für PRL, SRL und MRL zu erbringen.

Technisch-regulatorische Anforderungen

Bei Betrieb mit angeschlossener Turbine ergeben sich die technisch-regulatorischen Anforderungen gemäß EA Typ 1 (vgl. Kapitel 4.2.2).

Beschaffungsbezogene Anforderungen

Es ergeben sich die Anforderungen des Präqualifikationsverfahrens und der Produktspezifikationen des Regelleistungsmarktes (vgl. Kapitel 4.2.3).

3. Dienstleistung zur Spannungsregelung

Technische Eignung

Rotierende Phasenschieber besitzen einen Spannungsregler und sind technisch in der Lage, sowohl induktives als auch kapazitives Blindleistungsverhalten zu realisieren. Die geforderten induktiven und kapazitiven Blindleistungsgrenzen müssen hierbei bei der Auslegung berücksichtigt werden.

Technisch-regulatorische Anforderungen

Für synchron rotierende Phasenschieber, die im Eigentum von Netzkunden stehen, können sich allgemein die technisch-regulatorischen Anforderungen gemäß EA Typ 1 ergeben (vgl. Kapitel 4.3.2). Da der rotierende Phasenschieber jedoch grundlegend keine Erzeugungs- oder Energiespeicheranlage darstellt, sind die technisch-regulatorischen Anforderungen der TAR gegebenenfalls nicht auf rotierende Phasenschieber anzuwenden. In diesem Fall gelten allgemein die vertraglich festgehaltenen Bedingungen zwischen Netzkunde und Netzbetreiber.

4. Kurzschlussstrom und dynamische Blindstromstützung

Technische Eignung

Rotierende Phasenschieber sind inhärent über ihre relativ kleine transiente und subtransiente Reaktanz der Synchronmaschine in der Lage Kurzschlussstrom bereitzustellen.

Technisch-regulatorische Anforderungen

Für synchron rotierende Phasenschieber, die im Eigentum von Netzkunden stehen, können sich allgemein die technisch-regulatorischen Anforderungen gemäß EA Typ 1 ergeben (vgl. Kapitel 4.4.2). Da der rotierende Phasenschieber jedoch grundlegend keine Erzeugungs- oder Energiespeicheranlage darstellt, sind die technisch-regulatorischen Anforderungen der TAR gegebenenfalls nicht auf rotierende Phasenschieber anzuwenden. In diesem Fall gelten allgemein die vertraglich festgehaltenen Bedingungen zwischen Netzkunde und Netzbetreiber.

5. Netzwiederaufbau: Schwarzstart- und Inselnetzbetriebsfähigkeit

Technische Eignung

Rotierende Phasenschieber sind aufgrund fehlender Möglichkeit zur Wirkleistungseinspeisung nicht in der Lage zum Netzwiederaufbau beizutragen. Bei Ankopplung einer Turbine ist eine technische Eignung jedoch grundsätzlich gegeben. In diesem Fall muss beachtet werden, dass die angeschlossene Turbine schwarzstartfähig ist. Hierfür eignen sich Gasturbinen, da diese mit Batterien bzw. Notstromaggregaten angefahren werden können [73].

Ein Beitrag zum Netzwiederaufbau ist jedoch aufgrund der frequenzstabilisierenden Eigenschaften des rotierenden Phasenschiebers und der Möglichkeit zur Spannungsregelung prinzipiell möglich.

Technisch-regulatorische Anforderungen

Für synchron rotierende Phasenschieber, die im Eigentum von Netzkunden stehen, können sich allgemein die technisch-regulatorischen Anforderungen gemäß EA Typ 1 ergeben (vgl. Kapitel 4.5.2). Da der rotierende Phasenschieber jedoch grundlegend keine Erzeugungs- oder Energiespeicheranlage darstellt, sind die technisch-regulatorischen Anforderungen der TAR gegebenenfalls nicht auf rotierende Phasenschieber anzuwenden. In diesem Fall gelten allgemein die vertraglich festgehaltenen Bedingungen zwischen Netzkunde und Netzbetreiber.

5.4.8 Asynchronmaschine (ASM)

5.4.8.1 Funktionen und Aufgaben

Asynchronmaschinen werden primär als Generatoren eingesetzt, um von Kraftwerksturbinen gelieferte mechanische Energie in elektrische Energie umzuwandeln. Für den Generatorbetrieb muss das Netz oder alternativ eine Kompensationsanlage den induktiven Magnetisierungsblindleistungsbedarf der Asynchronmaschine decken, weswegen die Asynchronmaschine als Generator meist nur in Kleinkraftwerken wie z.B. Wind- oder Wasserkraftwerken eingesetzt wird [126, 280]. Aufgrund ihrer Robustheit und ihres einfachen Aufbaus und der hieraus resultierenden geringen Kosten wird die Asynchronmaschine bevorzugt als Motor eingesetzt [280].

5.4.8.2 Ausführungen und Betriebsmittelgenerationen

Eine Asynchronmaschine besteht aus einem zylindrischen Stator sowie dem mit konstanter Luftspaltweite innenliegenden, sich drehenden Rotor bzw. Läufer. Stator und Rotor sind aus kreisförmigen Elektroblechen mit eingestanzten Nuten aufgebaut. Im Stator werden in die Nuten Kupferwicklungen eingebracht. Für den Rotor ergeben sich im Wesentlichen zwei Ausführungen. Bei einer Ausführung als Käfigläufer werden leitfähige und ringförmig kurzgeschlossene Stäbe im Rotor eingelassen. Der Käfigläufer ist die einfachste und robusteste Ausführung der Asynchronmaschine. Wird die Asynchronmaschine als Schleifringläufer ausgeführt, besteht der Rotor aus über Schleifringe zugängliche, mehrsträngige Drahtwicklungen [288].

1. Modularität

Für Anwendungen, die eine stetig einstellbare Drehzahl und Blindleistungsregelung erfordern, kann die Asynchronmaschine mit einem Frequenzumrichter gekoppelt werden (DFIG, vgl. Kapitel 5.4.9) [287]. Des Weiteren kann die Asynchronmaschine Bestandteil eines rotierenden Phasenschiebers (vgl. Kapitel 5.4.7) sein [282, 283].

5.4.8.3 Leistungsbereich

Der Leistungsbereich einer Asynchronmaschine liegt zwischen 1 kW und 20 MW [280].

5.4.8.4 Nutzungsdauer

Asynchronmaschine werden für unterschiedliche Temperaturklassen bzgl. der Isolierung (120°C - 180°C) spezifiziert, welche bzgl. der angeschlossenen Last passend ausgewählt werden müssen, sodass die spezifizierte kritische Temperatur nicht überschritten wird [305]. Temperaturklassen sind für drehende elektrische Maschinen normiert [284]. Bei qualitativ

hochwertigen Produkten wird üblicherweise eine höher spezifizierte als angegebene Isolierungsklasse verwendet, sodass aufgrund der zusätzlichen Temperaturreserve die Lebenserwartung mehr als 20 Jahre betragen kann. Bei geeigneter Auslegung für den jeweiligen Anwendungszweck wird insgesamt von einer typischen Nutzungsdauer von 15 - 20 Jahren ausgegangen [305].

5.4.8.5 Betriebsmittelgrenzen

1. Physikalische Grenzen

Physikalisch wird die Asynchronmaschine durch die maximal zulässige kritische Temperatur in der Ständer- und Rotorwicklungsisolierung begrenzt [287, 305].

2. Systemische Grenzen

Bei kurzzeitigen Frequenzschwankungen und resultierenden Störungen der Drehzahl kann die Asynchronmaschine abhängig von ihrer Kennlinie einen instabilen Arbeitspunkt erreichen.

3. Regulatorische Grenzen

Es müssen die technischen Anschlussregeln (TAR) für Erzeugungsanlagen elektrischer Energie beachtet werden [59].

5.4.8.6 Einführungsjahr

Die Asynchronmaschine wurde 1889 von Dolivo-Dobrowolsky für die Firma AEG entwickelt [288].

5.4.8.7 Betriebserfahrung

In Deutschland wurden Asynchronmaschinen ab 1987 als Generatoren im Windenergiepark Westküste, dem ersten Windpark Deutschlands, eingesetzt [306]. Als Motor wird die Asynchronmaschine in einer Vielzahl an Lasten eingesetzt [287].

5.4.8.8 Realisierungszeitraum

Asynchronmaschinen sind im Handel frei erhältlich und werden auch in höheren Leistungsklassen (100 kW) als Standardkomponente vertrieben [307]. Längere Bauzeiträume oder Genehmigungszeiträume sind entsprechend nicht zu erwarten.

5.4.8.9 Alterungsmechanismen

Alterungsmechanismen betreffen die Alterung der Hauptisolierung durch Teilentladungen und erhöhter Betriebstemperatur [287, 292]. Die Spannungsqualität am Netzanschlusspunkt stellt eine relevante Einflussgröße dar. Beispielsweise kann ein hoher Anteil an Oberschwingungen die Alterung beschleunigen.

5.4.8.10 Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Der Asynchrongenerator ist per Definition eine EA Typ 2. Die Erbringung von Systemdienstleistungen ist somit von den technisch-regulatorischen Anforderungen der TAR an EA Typ 2 geprägt.

1. Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve)

Technische Eignung

Die Asynchronmaschine kann aufgrund der vorhandenen Schwungmasse inhärent sowohl im Motor- als auch Generatorbetrieb zur Momentanreserve beitragen. Auf Basis einer doppelt gespeisten Asynchronmaschine (DFIG, vgl. Kapitel 5.4.9) wird derzeit ein neuartiger rotierender Phasenschieber (ARESS, vgl. Kapitel 5.4.7) entwickelt, mit welchem im Vergleich zum synchronen Phasenschieber länger und mehr kinetische Energie aus der Schwungmasse bereitgestellt werden kann [282, 283].

Technisch-regulatorische Anforderungen

Der Einsatz der Asynchronmaschine kann durch einen Netzbetreiber durch Vorgabe bestimmter Betriebspunkte regulatorisch eingeschränkt werden [64, 308]. Es ergeben sich die technisch-regulatorischen Anforderungen gemäß EA Typ 2 (vgl. Kapitel 4.1.2).

Wechselwirkung bei Einsatz in kurativer Netzführung

Der Einsatz von Momentanreserve kann einer Bereitstellung von engpassbehebenden Maßnahmen (Einspeisemanagement oder Redispatch) entgegenstehen. Bei der Auswahl der Erzeugungsanlagen, die für einen konkreten Regelleistungseinsatz abgerufen werden, muss daher die aktuelle Netzengpasssituation berücksichtigt werden.

2. Regelleistung

Technische Eignung

Die Asynchronmaschine kann zur Erbringung von Regelleistung eingesetzt werden.

Technisch-regulatorische Anforderungen

Es ergeben sich die technisch-regulatorischen Anforderungen gemäß EA Typ 2 (vgl. Kapitel 4.2.2).

Beschaffungsbezogene Anforderungen

Es ergeben sich die Anforderungen des Präqualifikationsverfahrens und der Produktspezifikationen des Regelleistungsmarktes (vgl. Kapitel 4.2.3).

Wechselwirkung bei Einsatz in kurativer Netzführung

Der Einsatz von Regelleistung kann einer Bereitstellung von engpassbehebenden Maßnahmen (Einspeisemanagement oder Redispatch) entgegenstehen. Im Vorfeld eines konkreten Regelleistungsabrufs muss daher die aktuelle Netzengpasssituation berücksichtigt werden.

3. Dienstleistung zur Spannungsregelung

Technische Eignung

Die Asynchronmaschine nimmt sowohl im Motor- als auch Generatorbetrieb Blindleistung auf und ist somit nicht in der Lage, dem Netz Blindleistung zur Verfügung zu stellen [280], sofern sie nicht als DFIG (vgl. Kapitel 5.4.9) ausgeführt wird oder als rotierender asynchroner Phasenschieber (vgl. Kapitel 5.4.7) zum Einsatz kommt [282, 283].

Technisch-regulatorische Anforderungen

Es ergeben sich die technisch-regulatorischen Anforderungen gemäß EA Typ 2 (vgl. Kapitel 4.3.2).

4. Kurzschlussstrom und dynamischer Blindstromstützung

Technische Eignung

Die Asynchronmaschine kann inhärent sowohl im Motor- als auch Generatorbetrieb bei Kurzschlüssen einen Kurzschlussstrombeitrag liefern [126]. Die Dauer des Kurzschlussstrombeitrags ermittelt sich durch die Auslegung der Maschine und der daraus resultierenden Kurzschlusszeitkonstanten. Ein Beitrag über diese Zeitkonstanten hinaus ist nicht möglich, da die Asynchronmaschine nicht mit einer Regelungseinrichtung für einen Blindstrombeitrag ausgestattet ist. Im Kurzschlussfall wird die ASM daher zu einem induktiven Blindleistungsverbraucher, welcher die Netzspannung am Anschlusspunkt zusätzlich senkt und das Netz im Kurzschlussfall belastet. Ein Verbleiben der ASM im

Generatorbetrieb am Netz über die Dauer der Kurzschlusszeitkonstanten hinaus ist daher nicht sinnvoll.

Technisch-regulatorische Anforderungen

Es ergeben sich die technisch-regulatorischen Anforderungen gemäß EA Typ 2 (vgl. Kapitel 4.4.2).

5. Netzwiederaufbau

Technische Eignung

Weil die Asynchronmaschine ohne zusätzliche Leistungselektronik (DFIG, vgl. Kapitel 5.4.9) nicht in der Lage ist, eine Spannungsregelung umzusetzen und netzbildend zu agieren, ist die technische Eignung für die Netzwiederaufbau nicht gegeben.

Die Asynchronmaschine kann jedoch für einen Inselbetrieb eingesetzt werden, sofern der benötigte induktive Blindleistungsbedarf mittels einer parallel geschalteten Kondensatorbatterie gedeckt [280] oder sie mit einem Frequenzumrichter (DFIG, vgl. Kapitel 5.4.9) ausgestattet und blindleistungsneutral betrieben wird. Im ersten Fall muss der Schwingkreis aus Kondensatorbatterie und Induktivität der Asynchronmaschine jedoch mittels eines initialen Stromstoßes angeregt werden. Das bedeutet, dass die erste Magnetisierung der Asynchronmaschine durch einen externen Energiespeicher bereitgestellt werden muss. Auch im zweiten Fall (DFIG) muss ein Energiespeicher, beispielsweise im Spannungszwischenkreis des Umrichters, vorhanden sein, um die magnetische Erregung der Maschine bereitzustellen.

Technisch-regulatorische Anforderungen

Es ergeben sich die technisch-regulatorischen Anforderungen gemäß EA Typ 2 (vgl. Kapitel 4.5.2).

5.4.9 Doubly Fed Induction Generator (DFIG)

5.4.9.1 Funktionen und Aufgaben

Doppeltgespeiste Asynchrongeneratoren (engl.: Doubly Fed Induction Generator, DFIG) werden zur Umwandlung mechanischer Energie in elektrische Energie eingesetzt. Das konkrete Einsatzgebiet umfasst im Wesentlichen Windkraftanlagen. DFIG stellen eine Erweiterung der Asynchronmaschine (vgl. Kapitel 5.4.8) dar. Gegenüber dieser bieten DFIG den Vorteil, in einem größeren Drehzahlbereich optimale Betriebspunkte einstellen zu können. Während die Drehzahl bei der Asynchronmaschine im Generatorbetrieb stets größer als die Netzfrequenz sein muss (sog. übersynchroner Betrieb), erlaubt eine leistungselektronische Steuerung des Rotorstroms beim DFIG einen unter- sowie übersynchronen Netzbetrieb. Dies ist insbesondere bei der Windenergieumwandlung von Vorteil, da ein größerer Bereich von Windgeschwindigkeiten genutzt werden kann. Zudem kann ein DFIG blindleistungsneutral oder als Blindleistungsbereitsteller betrieben werden. Damit eignet sich der DFIG, anders als herkömmliche Asynchronmaschinen, auch zur Spannungsregelung [281, 287, 288].

Darüber hinaus erbringen Erzeugungsanlagen mit DFIG im Rahmen des FRT kurzfristige Blindleistungsbeiträge bei Einbrüchen der Netzspannung und leisten so Beiträge zum Fehlerstrom. Entsprechende Vorgaben finden sich in der technischen Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ des BDEW, im „TransmissionCode 2007“ sowie in den TAR der jeweiligen Netzebene [309–311].

DFIG haben im Bereich der Windenergieanlagen hohe Marktanteile erreicht. Gegenüber Windenergieumwandlungssystemen mit Synchrongeneratoren zeichnen sie sich insbesondere durch geringere Kosten aus. Während bei Systemen mit Synchrongeneratoren die volle Leistung über leistungselektronische Stromwandler ins Netz eingespeist wird, wird die Leistungselektronik bei DFIG auf nur etwa 30-40% der Nennleistung ausgelegt. Ein weiterer Grund für die geringeren Kosten ist der einfachere Aufbau einer Asynchronmaschine. [281, 312]

Für DFIG existieren neben dem Einsatz in Windenergieanlagen jedoch auch andere Anwendungsfelder. Beispielsweise werden zwei Turbinensätze des Pumpspeicherkraftwerks Goldisthal mit DFIG betrieben. [313]

5.4.9.2 Ausführungen und Betriebsmittelgenerationen

Der DFIG ist eine Technik, die bereits 1983 in der Testwindkraftanlage Growian und 1985 im Umspannwerk Neuhof eingesetzt wurde [281, 314]. Hier wurde jedoch zur Rotorspeisung keine Leistungselektronik, sondern ein Umformersatz eingesetzt. Im Vergleich zu früheren Generationen zeichnet sich der heutige DFIG daher insbesondere durch die eingesetzte

Leistungselektronik aus, welche eine verlustärmere Energiewandlung sowie eine verbesserte Dynamik durch geringere Reaktionszeiten ermöglicht. Zudem besitzen leistungselektronische Umrichtersysteme ein deutlich geringeres Gewicht und Bauvolumen, was vorteilhaft für den Einsatz im Bereich der Windkraftanlagen ist [281, 315].

Bei den in DFIG eingesetzten Umrichtersystemen existieren wiederum verschiedene Generationen. Bis Anfang der 90er Jahre wurden hauptsächlich netzgeführte Umrichter auf Basis von Thyristoren eingesetzt. Diese Technologie wurde mittlerweile von Umrichtern auf IGBT-Basis (Insulated Gate Bipolar Transistor) abgelöst, welche einen breiteren Regelbereich aufweisen [281]. In den Umrichtersystemen sind außerdem Zwischenkreiskondensatoren verbaut. Relevante Typen von Zwischenkreiskondensatoren sind Elektrolytkondensatoren, Filmkondensatoren sowie Keramikkondensatoren [316].

Die meisten derzeit in Betrieb befindlichen DFIG sind mit Schleifringen und Kohlebürsten versehen, welche die Injektion eines Stroms vom Umrichter in den rotierenden Rotor ermöglichen. Die Schleifringe und Kohlebürsten sind jedoch Verschleißteile und müssen regelmäßig gewartet werden. Dies macht einen relevanten Anteil der laufenden Betriebskosten aus. Daher werden derzeit Konzepte des bürstenlosen DFIG evaluiert. Diese verwenden eine zweiten Stator- und Rotorwicklung. Der zweite Stator wird an den leistungselektronischen Umrichter angeschlossen. Es werden über den zweiten Stator Ströme in den Rotor induziert, wodurch sich der Rotorstrom wie beim Direktanschluss des Umrichters an den Rotor über Schleifringe und Bürsten entsprechend steuern lässt. Dieser DFIG Typ wird derzeit jedoch nicht in industriellem Maßstab hergestellt [317–319].

Auch bezüglich der Schutztechnik existieren verschiedene Generationen von DFIG. Ältere Generationen nutzen bei Auftreten von Netzfehlern eine sogenannte Crowbar, um den Auftritt von unzulässig hohen Strömen und Spannungen in der Maschine zu verhindern. Die Crowbar stellt Widerstände dar, über die der Rotor bei Schutzauslösung kurzgeschlossen wird. Hierbei geht die Regelbarkeit der DFIG verloren und es ist nicht möglich, einen Kurzschlussstrom in das Netz einzuspeisen. Neuere Generationen von DFIG verwenden daher eine sogenannte aktive Crowbar, bei der die Regelbarkeit des DFIG während eines auftretenden Netzfehlers weitgehend beibehalten wird. So kann entsprechend aktuell geltender Netzanschlussregeln ein Beitrag zum Kurzschlussstrom geleistet werden [309–311, 320–325].

1. Modularität

Der DFIG besteht aus einem Asynchrongenerator und einem Umrichtersystem. Die Systeme können prinzipiell getrennt und modular ausgewählt werden.

2. Mobilität

Der DFIG wird vornehmlich zur Energiewandlung in Windkraftanlagen eingesetzt und ist fest verbaut.

5.4.9.3 Leistungsbereich

Der typische Leistungsbereich industriell hergestellter DFIG beträgt zwischen 1 MW und 7 MW [326, 327].

5.4.9.4 Nutzungsdauer

Die spezifische Nutzungsdauer eines DFIG kann derzeit nur anhand der spezifischen Nutzungsdauer einer Windkraftanlage abgeschätzt werden. Diese Nutzungsdauer wird vom Bundesministerium der Finanzen auf 16 Jahre festgelegt [328]. Für Windkraftanlagen, die mit DFIG betrieben werden, geben Hersteller Nutzungsdauern von 20 bis 30 Jahre an [281]. Das Durchschnittsalter stillgelegter Windenergieanlagen betrug im Jahr 2017 16,5 Jahre [329].

In der Regel wird ein DFIG einer Windenergieanlage während der Lebensdauer der Anlage nicht ausgetauscht. Die reine Nutzungsdauer eines DFIG kann sich daher oberhalb der Nutzungsdauer einer Windenergieanlage befinden [10].

5.4.9.5 Betriebsmittelgrenzen

1. Physikalische Grenzen

Die physikalischen Grenzen des DFIG entsprechen weitgehend den physikalischen Grenzen der Asynchronmaschine. Diese werden beispielsweise durch die maximal zulässigen Temperaturen und die entsprechenden maximalen Rotor- und Statorströme definiert. Darüber hinaus müssen auch die maximal zulässigen Ströme im leistungselektronischen Umrichter berücksichtigt werden. Hierbei ist die Dimensionierung der Leistungselektronik auf 30-40% der Nennleistung der Asynchronmaschine üblich. Zusätzlich zur Stromstärke müssen maximale Spannungen des Kondensatorzwischenkreises, welcher ein relevanter Bestandteil des Umrichtersystems ist, beachtet werden. Auch maximale Spannungen der Stator- und Rotorwicklungen sind relevant, um elektrische Durchschläge innerhalb der Maschine zu vermeiden [281, 287, 288].

Weiterhin bilden die maximal zulässigen Kräfte in der Asynchronmaschine eine weitere physikalische Grenze. Es wirken insbesondere tangentielle Kräfte, welche im Zusammenhang mit der elektromagnetischen Energiewandlung stehen und das Drehmoment der Maschine erzeugen. Die Welle der Maschine muss in der Lage sein, diese

Kräfte aufzunehmen. Die tangentialen Kräfte auf die Nut der stromdurchflossenen Leiter darf darüber hinaus nicht zu einer mechanischen Überbeanspruchung führen, welche das Isolationsmaterial beschädigen würde. Es wirken zudem radial gerichtete Kräfte auf Grenzflächen unterschiedlicher magnetischer Permeabilität. Ein Beispiel ist der Übergang zwischen den verbauten Blechpaketen dem Luftspalt zwischen Stator und Rotor. Diese Kräfte sind im Allgemeinen größer als die tangentialen Kräfte, welche das Drehmoment bilden. Bei entsprechender Symmetrie und Lagerung des Rotors gleichen sich die Kräfte gegenseitig aus. Sie können jedoch auch mechanische Schwingungen verursachen, welche berücksichtigt werden müssen. Zusätzlich zu den radialen Kräften wirken auch axiale Kräfte auf Blechpakete und auf die stromdurchflossenen Leiter im Wicklungskopf des Rotors. Die jeweiligen verbauten Materialien müssen eine entsprechende mechanische Festigkeit aufweisen, um die Kräfte entsprechend aufnehmen zu können. Da die Kräfte im direkten Zusammenhang mit der Stromstärke in Rotor und Stator stehen, sind auch hier entsprechende maximale Stromstärken einzuhalten, um die Maschine nicht durch unzulässige mechanische Kräfte zu beschädigen [287].

2. Systemische Grenzen

Für den normalen Betrieb des DFIG am Netz muss die Zwischenkreisspannung der Umrichter möglichst konstant gehalten werden. Um eine schnelle Rückkehr des DFIG in den Normalbetrieb zu gewährleisten wird daher im Netzfehlerfall der Betrieb des netzseitigen Umrichters beibehalten.

Es ist notwendig, die Spannungswinkeldifferenz zwischen in den Stator induzierter Spannung und der Netzspannung am Einspeisepunkt in gewissen Grenzen zu halten. Andernfalls ist die Wirkleistungs- bzw. Drehmomentbelastung für den Generator zu groß, was zu einem Kippen des Generators führt.

In Abhängigkeit der Spannungswinkeldifferenz zwischen dem Anfangs- und Endknoten eines Stromkreises können durch Zu- bzw. Abschalten des Stromkreises hohe Ausgleichsströme entstehen. Um mögliche Schutzauslösungen aufgrund von Überstrom zu vermeiden, muss die Spannungsphasenwinkeldifferenz begrenzt werden. Bei Zu- bzw. Abschaltung eines Stromkreises darf sich die Spannungsphasenwinkeldifferenz um nicht mehr als 10 Grad ändern [32].

3. Regulatorische Grenzen

Für den Betrieb eines DFIG am Netz sind die relevanten Netzanschlussbedingungen einzuhalten. Diese sind im Allgemeinen über die TAR des VDE|FNN für die jeweilige Netzanschlusssebene definiert.

Dient der DFIG dem Anschluss einer Windkraftanlage, so ergeben sich in Abhängigkeit des Zeitpunkts der Inbetriebnahme zwei mögliche Regelwerke. Sofern die Anlage an oder nach dem 01.07.2017 in Betrieb genommen wurde, gelten gemäß § 10 Abs. 2 EEG in Verbindung mit § 49 Abs. 1 und 2 EnWG ebenfalls allgemein die Anforderungen entsprechend der TAR des VDE|FNN. Wurde die Anlage gemäß § 9 Abs. 6 EEG vor dem 01.07.2017 in Betrieb genommen, gelten im Speziellen die Anforderungen der SDLWindV, welche auf den TransmissionCode 2007 sowie auf die BDEW Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ aus dem Jahr 2008 verweist. Die SDLWindV regelt, inwieweit diese beiden Richtlinien für den Betrieb von Windkraftanlagen gültig sind.

5.4.9.6 Einführungsjahr

Ein erster Einsatz der Technik in Deutschland erfolgte 1983 in der Testwindkraftanlage Growian. Darüber hinaus wurde 1985 ein DFIG im Umspannwerk Neuhof eingesetzt.

5.4.9.7 Betriebserfahrung

Erste Windkraftanlagen mit DFIG sind bereits in den 1990er Jahren in Betrieb gegangen. Seitdem haben Windanlagenkonzepte mit DFIG Marktanteile von etwa 30 % aller in Deutschland installierter Anlagen erreicht [330].

Zudem werden im Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal zwei Pumpturbinen mit DFIG für den frequenzvariablen Betrieb eingesetzt. Das Pumpspeicherkraftwerk wurde im Jahr 2004 in Betrieb genommen [313].

5.4.9.8 Realisierungszeitraum

1. Genehmigungszeiträume

Da DFIG hauptsächlich in Windkraftanlagen eingesetzt werden, werden hier die Genehmigungszeiträume von Windkraftanlagen zugrunde gelegt. Nach Eingang des Antrags auf Genehmigung einer Windkraftanlage dauert der Genehmigungsprozess zwischen 3 und 48 Monaten. Im Mittel beträgt der Genehmigungszeitraum 17 Monate. Hierbei decken sich Angaben von Unternehmen und Behörden. Nach Angaben von Behörden kommt es auch auf die Notwendigkeit einer Umweltverträglichkeitsprüfung an, die ab einem Projekt mit 20 errichteten Anlagen verpflichtend ist. Bei Verfahren ohne Umweltverträglichkeitsprüfung können die meisten Anlagen in der Regel in weniger als 24

Monaten genehmigt werden. Die Verfahren mit Umweltverträglichkeitsprüfung dauern etwas länger. Der Mittelwert beträgt hier 23 Monate [331].

2. Bauzeiträume

Da DFIG hauptsächlich in Windkraftanlagen eingesetzt werden, werden hier die Bauzeiträume von Windkraftanlagen zugrunde gelegt. Die Bauzeiträume von Windkraftanlagen betragen ab dem Zeitpunkt der Genehmigung für den Anlagenbau im Mittel 11 – 13 Monate [331].

5.4.9.9 Alterungsmechanismen

Die Schleifringe und Kohlebürsten des Rotors verschleifen mit der Zeit. Sie müssen daher regelmäßig ausgetauscht werden [281]. Weitere Alterungsmechanismen umfassen die Alterung von Dielektrika und Isolierstoffen sowie den Kapazitätsverlust des Zwischenkreiskondensators [281, 316].

5.4.9.10 Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Der DFIG ist per Definition eine EA Typ 2. Die Erbringung von Systemdienstleistungen ist somit von den technisch-regulatorischen Anforderungen der TAR an EA Typ 2 geprägt.

1. Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve)

Technische Eignung

Der Rotor des DFIG ist eine rotierende Masse. Es existiert eine direkte Netzanbindung des Stators, demnach ist die Anlage nicht vollständig über Umrichter vom Drehstromnetz frequenzgekoppelt. Die Erbringung von Momentanreserve ist daher technisch inhärent möglich. Hierzu muss die Anlage jedoch in der jeweiligen Situation in Betrieb sein, sodass die rotierende Masse vorhanden ist. Das bedeutet, dass insbesondere die Primärenergiequelle in der jeweiligen Situation vorhanden sein muss.

In aktueller Forschung wird evaluiert, wie die Frequenzstabilität bei Abnahme der Trägheit in einem elektrischen System durch WEA mit DFIG gestützt werden kann [332].

Technisch-regulatorische Anforderungen

Es ergeben sich die technisch-regulatorischen Anforderungen gemäß EA Typ 2 (vgl. Kapitel 4.1.2).

Wechselwirkung bei Einsatz in kurativer Netzführung

Der Einsatz von Regelleistung kann einer Bereitstellung von engpassbehebendem Einspeisemanagement oder Redispatch der angeschlossenen Erzeugungsanlage entgegenstehen. Bei der Auswahl der Anlagen, die für einen konkreten Regelleistungseinsatz abgerufen werden, müssen daher aktuelle Netzsicherheitsmaßnahmen berücksichtigt werden.

2. Regelleistung

Technische Eignung

Die Erbringung von Regelleistung durch einen DFIG ist prinzipiell möglich. Jedoch stellt die angeschlossene Primärenergiequelle eine relevante Beschränkung dar. Wird der DFIG in einer Windkraftanlage eingesetzt, ist die Erbringung von positiver Regelleistung nur im Rahmen der verfügbaren Windenergie möglich. Die Erbringung von negativer Regelleistung ist möglich, sofern die Windkraftanlage nicht bereits aufgrund unzureichender Windverhältnisse außer Betrieb ist.

Technisch-regulatorische Anforderungen

Es ergeben sich im Allgemeinen die technisch-regulatorischen Anforderungen für EA Typ 2 gemäß der TAR (vgl. Kapitel 4.2.2). Für Windenergieanlagen, die vor dem 01.07.2017 in Betrieb genommen wurden, gelten die technisch-regulatorischen Anforderungen der SDLWindV.

Obwohl die SDLWindV regelt, dass die Vorgaben für Erzeugungsanlagen aus dem TransmissionCode 2007 auch für Windkraftanlagen gelten, besteht eine Ausnahme in der Bereitstellung von Primärregelleistung. Diese muss durch Windkraftanlagen nicht bereitgestellt werden. Windkraftanlagen werden in der Folge hauptsächlich mit festem Leistungsfaktor betrieben. Hierbei speisen Windkraftanlagen die vollständige momentan verfügbare Leistung ohne Vorhaltung eines Regelbandes ein. Bei einem solchen Betrieb ist die Erbringung von positiver Regelleistung nicht möglich. Die Erbringung von negativer Regelleistung ist dagegen theoretisch möglich. Dies setzt jedoch die freiwillige Marktteilnahme voraus. Regulatorisch ist eine Frequenzhaltung durch Leistungsreduktion von Windkraftanlagen nur im Falle einer hohen Überfrequenz von 50,2 Hertz vorgesehen. Die Leistungsreduktion wird in diesem Fall im Rahmen einer festgelegten Wirkleistungsreduktionskennlinie in Abhängigkeit der Netzfrequenz durchgeführt [310, 311].

Beschaffungsbezogene Anforderungen

Es ergeben sich die Anforderungen des Präqualifikationsverfahrens und der Produktspezifikationen des Regelleistungsmarktes (vgl. Kapitel 4.2.3).

Wechselwirkung bei Einsatz in kurativer Netzführung

Der Einsatz von Regelleistung kann einer Bereitstellung von engpassbehebendem Einspeisemanagement oder Redispatch der angeschlossenen Erzeugungsanlage entgegenstehen. Bei der Auswahl der Anlagen, die für einen konkreten Regelleistungseinsatz abgerufen werden, muss daher die aktuelle Netzengpasssituation berücksichtigt werden.

3. Dienstleistung zur Spannungsregelung

Technische Eignung

Die Erbringung von Blindleistung durch DFIG ist technisch möglich und muss entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien, sowohl im Rahmen der SDLWindV als auch der aktuellen TAR, für den Anschluss von Windkraftanlagen am Netz erfolgen [309–311]. Zur aktiven Bereitstellung von kapazitivem oder induktivem Blindleistungsverhalten wird der rotorseitige Umrichter in der Regel so betrieben, dass der Rotorstrom die Magnetisierung der Asynchronmaschine bereitstellt. Der netzseitige Umrichter wird dabei zur Regelung der Zwischenkreisspannung auf einen konstanten Wert verwendet. Generell beeinflusst die gewählte Umrichtertechnologie und Steuerungsstrategie die Möglichkeit einer Blindleistungseinspeisung. Es ist möglich, die volle nominelle Leistung des DFIG als Blindleistung einzuspeisen [333–337].

Ältere Windkraftanlagen sind von den Regelungen der SDLWindV nicht betroffen, da sie beispielsweise vor dem 31. März 2011 an das Netz angeschlossen wurden. Daher kann nicht ausgeschlossen werden, dass noch solche Anlagen im Betrieb sind, die Blindleistungsbereitstellung technisch nicht umsetzen [310, 338].

Technisch-regulatorische Anforderungen

Es ergeben sich die technisch-regulatorischen Anforderungen für EA Typ 2 gemäß der TAR (vgl. Kapitel 4.3.2). Für Windenergieanlagen, die vor dem 01.07.2017 in Betrieb genommen wurden, gelten im Speziellen die Anforderungen der SDLWindV. In der SDLWindV wird betont, dass die Mindestanforderungen aus dem TransmissionCode 2007 bezüglich der Blindleistungsbereitstellung im Nennbetriebspunkt für Windkraftanlagen mit Anschluss am Hoch- und Höchstspannungsnetz gelten. Hierbei legt der Netzbetreiber eine von drei Varianten der Blindleistungsbereitstellung fest. In der SDLWindV wird weiterhin bestimmt,

dass durch eine Windkraftanlage, zusätzlich zur Anforderung im Nennbetriebspunkt, auch Blindleistung in Betriebspunkten geleistet werden muss, bei denen die momentane eingespeiste Wirkleistung unterhalb der Nennleistung und oberhalb von 10 % der Nennleistung liegt. Für Anlagen am Mittelspannungsnetz gilt, dass die Mittelspannungsrichtlinie des BDEW eingehalten werden muss. Für solche Anlagen kann der Netzbetreiber ebenfalls verschiedene Varianten der Blindleistungsbereitstellung vorgeben [309–311].

4. Kurzschlussstrom und dynamische Blindstromstützung

Technische Eignung

Bei einem auftretenden Spannungseinbruch im Netz kommt es bei DFIG dynamisch zu besonders hohen Rotorströmen. Damit diese Ströme nicht die verbauten IGBT beschädigen, werden verschiedene Schutzsysteme eingesetzt. In älteren Generationen wurden im Fall eines Spannungseinbruchs die IGBT der Umrichter in einen nichtleitenden Zustand überführt und sogenannte Crowbars eingesetzt. Diese stellen Widerstände dar, die im Fall eines Spannungseinbruchs eingeschaltet werden und im Rotor die gespeicherte magnetische Energie des Generators in Wärme umwandeln. Die Crowbar stellt eine Schutzfunktion für den DFIG bei Auftreten eines netzseitigen Fehlers dar. Beim Einschalten der Widerstände geht die Regelbarkeit der Asynchronmaschine jedoch hierdurch verloren, da der Rotorstrang faktisch über die Widerstände kurzgeschlossen wird. Der DFIG wird in Fällen von Spannungseinbrüchen so zum spannungssenkenden induktiven Blindleistungsverbraucher. In früheren Netzanschlussregeln war es darüber hinaus erlaubt, dass sich der DFIG unmittelbar bei Auftreten eines Spannungseinbruchs vom Netz trennt.

Da dieses Verhalten nicht netzdienlich und mit derzeitigen Netzanschlussregeln (TAR und SDLWindV) nicht vereinbar ist, werden mittlerweile Konzepte umgesetzt, die eine aktive Crowbar einsetzen. Dieses Konzept beschränkt sich darauf, während eines Netzfehlers nur kurzfristig Widerstände in den Rotor einzuschalten. Die Umrichtersysteme werden rotorseitig entsprechend abgeschaltet. Die größten auftretenden Ströme und Spannungen werden somit durch die Crowbar abgefangen, wodurch der Generator geschützt wird. Netzseitig bleiben die Umrichtersysteme jedoch grundsätzlich weiterhin aktiv. Ein Wiedereinschalten der Umrichter in den Rotor ist dann jederzeit möglich. Die Regelbarkeit des DFIG wird daher im begrenzten Maß beibehalten. Dies ermöglicht teilweise auch einen Beitrag zur Blindleistung während des Fehlers, nachdem die dynamischen Vorgänge im Generator abgeklungen sind. Jedoch setzt auch der Einsatz der aktiven Crowbar faktisch die Netzanschlussregeln nicht vollständig um, da in den Zeiträumen mit eingeschalteter Crowbar die Regelung faktisch verloren geht und kein Beitrag zur Blindleistung geleistet wird

[320–325, 339]. Der tatsächliche Blindleistungsbeitrag ist weitgehend von der verwendeten Regelungsstrategie im Fehlerfall abhängig [325, 333, 334].

Weil ältere Windkraftanlagen von den Regelungen der SDLWindV nicht betroffen sind, da sie beispielsweise vor dem 31. März 2011 an das Netz angeschlossen wurden, kann nicht ausgeschlossen werden, dass noch solche Anlagen im Betrieb sind, die keine aktive CrowBar enthalten [310, 338]. Diese Anlagen sind entsprechend nicht für die Erbringung eines Kurzschlussstrombeitrags geeignet.

Technisch-regulatorische Anforderungen

Es ergeben sich die technisch-regulatorischen Anforderungen gemäß EA Typ 2 (vgl. Kapitel 4.4.2). Gemäß SDLWindV müssen Windkraftanlagen Beiträge zum Fehlerstrom leisten. Insbesondere dürfen sich Windkraftanlagen bei Auftritt eines Netzfehlers und resultierendem Spannungseinbruch innerhalb von 150 ms nicht vom Netz trennen. Es muss ein Blindstrom zur Stützung der Netzspannung eingespeist werden. Die Windkraftanlage muss technisch in der Lage sein, einen Blindstrom von 100% des Nennstroms einzuspeisen [309–311].

5. Netzwiederaufbau: Schwarzstart- und Inselnetzbetriebsfähigkeit

Technische Eignung

Der DFIG ist ein Generatorkonzept, welches zur Erregung des Rotors über den rotorseitigen Umrichter eine vorhandene Netzspannung benötigt. Die Magnetisierung der Maschine wird dann rotorseitig über den Umrichter bereitgestellt. Wenn der DFIG als Asynchrongenerator ohne zusätzliche Erregung im Rotor betrieben wird (kurzgeschlossener Rotor), muss die Magnetisierung des Generators durch Aufnahme von Blindleistung aus dem Netz über den Stator erfolgen. In beiden Fällen wird ein stabiler Netzbetrieb vorausgesetzt. Ein DFIG ist daher technisch nicht schwarzstartfähig [281, 288, 312, 333–335]. Durch Erweiterung mit einem Energiespeicher, welcher beispielsweise zur Spannungsregelung des DC-Zwischenkreises im rotorseitigen Umrichter verwendet wird, ist eine Schwarzstartfähigkeit von DFIGs jedoch technisch möglich [340]. Hierbei ist aber zu beachten, dass die jeweilige Primärenergie, beispielsweise der Wind, für einen Schwarzstart des DFIG vorhanden sein muss, um Wirkleistung einzuspeisen und eine Frequenzstabilisierung für das Netz bereitstellen zu können. Zusätzlich muss eine entsprechende Regelung des Umrichters umgesetzt werden, damit der DFIG eine Spannungsregelung für das Netz bereitstellen kann.

Technisch-regulatorische Anforderungen

Es ergeben sich die technisch-regulatorischen Anforderungen gemäß EA Typ 2 (vgl. Kapitel 4.5.2).

5.4.10 Regelbarer Ortsnetztransformator (RONT)

5.4.10.1 Funktionen und Aufgaben

Der regelbare Ortsnetztransformator (RONT) ist eine Erweiterung des konventionellen Ortsnetztransformators mit festem Übersetzungsverhältnis. Die zunehmend dezentrale Erzeugung in der Mittel- und Niederspannungsebene stellt die Verteilungsnetzbetreiber bezüglich der Spannungshaltung in ihrem Netzgebiet vor Herausforderungen. Bei intensiver Nutzung der Niederspannungsebene kann der Spannungsabfall oder -anstieg entlang der Niederspannungsleitungen so groß werden, dass die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes gefährdet wird. Mit dem Einsatz von RONTs steht eine zusätzliche Möglichkeit für die Spannungshaltung in Verteilungsnetzen zur Verfügung. Im Gegensatz zu konventionellen Ortsnetztransformatoren ist im RONT ein Stufensteller zur Anpassung des Übersetzungsverhältnisses verbaut. Die Spannung kann somit durch Wahl des Übersetzungsverhältnisses entsprechend der aktuellen Netznutzung eingestellt werden. In der Folge kann das zulässige Spannungsband sicher eingehalten werden.

5.4.10.2 Ausführungen und Betriebsmittelgenerationen

Der RONT stellt einen Ortsnetztransformator mit Stufensteller dar. Transformatoren mit Stufensteller zur Spannungsregelung in diskreten Schritten sind eine bekannte und ausgereifte Technologie, die für die Entwicklung des RONT weitgehend übertragen wurde. Um die Baugröße der Stufensteller zu verringern, werden die klassischerweise eingesetzten Vakuumschalter durch spezielle Vakuumzellen ersetzt. Das Ziel dieser Erweiterung ist, dass der RONT in herkömmliche Ortsnetzstationen eingebaut werden kann [341]. In alternativen Ausführung des RONT erfolgt die diskrete Stufenstellung über Leistungselektronik [342, 343]. Eine Weiterentwicklung des RONT stellt die sogenannte intelligente Ortsnetzstation dar, bei welcher auf den Stufensteller verzichtet wird. Stattdessen werden leistungselektronische Elemente verwendet, um die Spannung in einem kontinuierlichen Bereich einstellen zu können [344].

1. Modularität

Prinzipiell können auch mehrere RONT parallel verschaltet werden, was die Leistung der gesamten RONT-Einheit erhöht. Dabei ist jedoch auch die Stromtragfähigkeit der Leitungen und aller weiteren in Serie geschalteten Netzbetriebsmittel zu beachten.

2. Mobilität

Ein RONT ist in der Regel fest in einer Ortsnetzstation verbaut und wird nicht transportiert. In der typischen Leistungsklasse von 400 kVA bis 800 kVA wiegen RONTs zwischen 2 t und 3 t [345].

5.4.10.3 Leistungsbereich

RONTs sind typischerweise in einem Leistungsbereich von 250 kVA bis 1000 kVA verfügbar [341, 346]. Höhere Leistungen sind ebenfalls realisierbar [345].

5.4.10.4 Nutzungsdauer

Die typische Nutzungsdauer kann bei guter Wartung 50 Jahre und mehr betragen.

5.4.10.5 Betriebsmittelgrenzen

1. Physikalische Grenzen

RONTs werden wie alle Transformatoren für bestimmte maximale Ströme und Spannungen ausgelegt. Bei Überschreitung der zulässigen Spannung kann es zu Durchschlägen zwischen den Windungen sowie zu einer beschleunigten Alterung kommen. Bei Überschreitung der maximalen Leistung bzw. der maximalen Ströme kann es zu unzulässiger mechanischer Beanspruchung durch magnetische Kräfte kommen.

Eine weitere physikalische Grenze ist die maximal zulässige Temperatur, welche ebenfalls von der Leistung bzw. dem elektrischen Strom abhängt. Hierbei können die maximal zulässigen Temperaturerhöhungen von Leistungstransformatoren gemäß Norm herangezogen werden. Die Windungen dürfen eine Übertemperatur von 65 K oberhalb des Sollwerts nicht überschreiten. Die maximal zulässige Übertemperatur des Öls beträgt 60 K über dem Temperatursollwert [24, 110, 346].

2. Systemische Grenzen

In Abhängigkeit der Spannungswinkeldifferenz zwischen dem Anfangs- und Endknoten eines Stromkreises können durch Zu- bzw. Abschalten des Stromkreises hohe Ausgleichsströme entstehen. Um mögliche Schutzauslösungen aufgrund von Überstrom zu vermeiden, muss die Spannungsphasenwinkeldifferenz begrenzt werden. Bei Zu- bzw. Abschaltung eines Stromkreises darf sich die Spannungsphasenwinkeldifferenz um nicht mehr als 10 Grad ändern [32].

3. Regulatorische Grenzen

Mit einer höheren Auslastung des Transformators nimmt die Geräusentwicklung zu. Je nach Aufstellungsort und Uhrzeit ergeben sich unterschiedliche Grenzwerte für die maximale Geräuschemission (vgl. Kapitel 7.1).

5.4.10.6 Einführungsjahr

Im Jahr 2003 startete in Deutschland die Entwicklung von RONTs. Prototypen wurden erstmals 2010 für einen Probetrieb im Netzgebiet der Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH eingesetzt. Weitere Probetriebe starteten 2011 im Netzgebiet einiger RWE-Regionalzentren [343].

5.4.10.7 Betriebserfahrung

Bis Ende 2014 hatte beispielsweise der Verteilungsnetzbetreiber E.ON insgesamt 233 RONTs für die Installation im eigenen Netzgebiet bestellt und einen Großteil bereits in Betrieb genommen [347]. Auch von weiteren Netzbetreibern ist bekannt, dass sie regelbare Ortsnetztransformatoren einsetzen [348, 349]. Seit 2016 existiert ein VDE FNN Hinweis über die Planung und den Betrieb von regelbaren Ortsnetztransformatoren [350]. Es kann insgesamt von umfassender Betriebserfahrung im deutschen Verteilnetz ausgegangen werden.

5.4.10.8 Pilotprojekte

Beim Einsatz der ersten RONTs im Jahr 2010 wurden Probetriebe von etwa 2 Jahren definiert. Da es sich mittlerweile um eine ausgereifte und erprobte Technologie handelt, ist nicht von neuen Pilotprojekten auszugehen. [343]

5.4.10.9 Alterungsmechanismen

Die Alterungsmechanismen des RONTs sind identisch mit denen eines Leistungstransformators. Die Alterung wird sowohl über das Isoliersystem als auch über die Alterung des Stahlgehäuses, der Durchführungen und weiterem zugehörigen Equipment bestimmt. Die Alterung des Isoliersystems ist stark von der vorgegangenen Nutzung abhängig. Dazu zählen thermische Beanspruchungen durch Überlastungen sowie Strom- und Spannungsstöße. Diese Belastungen führen zu einer Zersetzung der Zellulose (Papier und Holz) und somit zu einer Schwächung der Isolierung [25, 26]. Hohe Temperaturen führen zusätzlich zu einer Zersetzung des Transformator-Öls und somit zu einer weiteren Verringerung der Isolierfähigkeit. Kommt es zu einem Versagen des Isoliersystems und in der Folge zu einem Durchschlag, ist eine irreversible Beschädigung des Transformators anzunehmen. Das Gehäuse altert hauptsächlich durch Korrosion. Die Alterung der Durchführungen ist ebenfalls abhängig von der thermischen und elektrischen Belastung (siehe Kapitel 2.2.3).

Durch hohe lokale Temperaturen und eine Oxidation der Schalterkontakte, kann zudem eine Alterung der Stufensteller auftreten. Dies kann bei steigender Alterung zu einem erhöhten

Widerstand der Kontakte, sowie im schlimmsten Fall zu einer lokalen Abnutzung führen, die einen Weiterbetrieb des Stufenstellers unmöglich macht [134].

5.4.10.10 Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Der RONT ist als Transformator ein integraler Bestandteil des Netzes und steht im Netzbetreibereigentum. Die Bereitstellung von SDL umfasst im Wesentlichen die Spannungsregelung.

1. Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve)

Der RONT eignet sich technisch nicht zur Erbringung von Momentanreserve, da er weder über einen Energiespeicher noch über rotierende Massen verfügt.

2. Regelleistung

Der RONT eignet sich technisch nicht zur Erbringung von Regelleistung, da er weder über einen Energiespeicher noch über eine Primärenergiequelle verfügt.

3. Dienstleistung zur Spannungsregelung

Der RONT ist ein Längsregler. Er verändert durch Stufenstellung direkt den Spannungsbetrag und somit den Blindleistungsfluss im Netz.

4. Kurzschlussstrom und dynamischer Blindstromstützung

Weil weder Energiespeicher noch Primärenergiequelle vorhanden sind, ist weder die Einspeisung von Kurzschlussstrom noch eine Bereitstellung von dynamische Blindstromstützung im Fehlerfall möglich.

5. Netzwiederaufbau: Schwarzstart- und Inselnetzbetriebsfähigkeit

Weil weder Energiespeicher noch Primärenergiequelle vorhanden sind, eignet sich der RONT technisch nicht für den Netzwiederaufbau.

6 Betriebsmittelmatrizen

Auf Grundlage der in Kapitel 5 dargestellten Einzelsteckbriefe lassen sich die verschiedenen Betriebsmitteltypen in Form sogenannter **Betriebsmittelmatrizen** gegenüberstellen. Hierzu wird für jede SDL sowie für einzelne Maßnahmen zur Höherauslastung (kurative Netzführung, Wirkleistungsflusssteuerung) jeweils eine eigene Matrix erstellt.

Die Betriebsmittel werden bezogen auf ihren Errichtungs- und Einsatzzweck in primäre und sekundäre Betriebsmittel eingeteilt. **Primäre Betriebsmittel** sind solche, deren primärer Einsatzzweck das jeweilige Betriebskonzept oder die jeweilige SDL ist bzw. deren Einsatz für diese SDL bereits Stand der Technik ist. **Sekundäre Betriebsmittel** sind demnach solche, die einen anderen Primärzweck verfolgen oder deren Einsatz für die betreffende SDL zwar technisch denkbar ist, aber nicht dem Stand der Technik entspricht.

Jede Matrix umfasst insbesondere den primären Einsatzzweck, den Leistungsbereich, die aktuelle Betriebserfahrung, die Kosten, die Planungs- und Genehmigungsdauer sowie die Bauzeit. Hierbei ist zu betonen, dass sich diese Angaben auf den typischen Einsatzzweck des jeweiligen Betriebsmittels beziehen. Die Angaben sind den Steckbriefen (vgl. Kapitel 4) entnommen und beziehen sich demnach nicht zwingend auf den Einsatzbereich, den die jeweilige Matrix behandelt.

Anhand spezifischer Abgrenzungsmerkmale werden die verschiedenen Betriebsmittel in ihrer Wirkungsweise und ihren jeweiligen Eigenschaften klassifiziert. Zusätzlich werden die entsprechenden regulatorischen Anforderungen des Einsatzes erfasst. Darüber hinaus enthalten die Matrizen individuelle Kategorien in Abhängigkeit der spezifischen SDL bzw. Maßnahme zur Höherauslastung. So ist im Fall der kurativen Netzführung die Reaktionszeit als individuelle Kategorie ausgewiesen.

Um die Eigentumsverhältnisse deutlich hervorzuheben, sind Anlagen, die sich üblicherweise im Eigentum des Netzbetreibers befinden, blau hinterlegt. Anlagen, die sich im Eigentum von Marktteilnehmer befinden, sind grün gekennzeichnet.

Betriebsmittel für die Wirkleistungsflusssteuerung

Betriebsmittel → Kategorien ↓	Thyristor Controlled Series Capacitor TCSC	Static Synchronous Series Compensator SSSC	Phasenschiebertransformator PST	Hochspannungsgleichstromübertragung HGÜ
Primärnutzen	Wirkleistungsflusssteuerung	Wirkleistungsflusssteuerung	Wirkleistungsflusssteuerung	Übertragung und Steuerung Wirkleistung
Abgrenzungsmerkmal	Steuerung durch direkte Anpassung der Leitungsimpedanz X; Steuerungsmöglichkeit abhängig von Leitungsstrom; Fest verbaut; Höherauslastung der Leitung möglich	Steuerung durch Einprägung einer seriellen Spannung; Steuerungsmöglichkeit unabhängig von Leitungsstrom; Mobil einsetzbar; Höherauslastung der Leitung möglich	Steuerung und gezielte Anpassung der Phasenwinkeldifferenz durch Spannungseinprägung; Umfangreiche Betriebserfahrung (Transformator); Keine Höherauslastung der Leitung möglich	Moderne MMC-Technologie ermöglicht schnelle Anpassungen von Wirk- und Blindleistungsflüssen sowie eine hohe Qualität der Wechselspannung (geringerer Filteraufwand)
Leistungsbereich	≤600 MVar; Ein Regelbereich von $X_{max}/X_{min} = 3$ ist üblich, Parallelresonanz muss vermieden werden, Leistungsbereich stromabhängig	Modular; Mit ≤10 MVA-Modulen beliebig skalierbar; pro Modul eine mögliche Spannungseinprägung von ±566 V	≤2.750 MVA; Phasenverschiebung von bis zu ±40° ist möglich	≤1.000 MW
Aktuelle Durchdringung und Betriebserfahrung	Kein TCSC in Deutschland im Einsatz; Erste Anlage in 2022; Betriebserfahrung in USA, Indien, China, Brasilien und Schweden	Keine Betriebserfahrung in Deutschland / 2 Pilotprojekte (UK, Spanien); Betriebserfahrung in USA und Korea	Etwa 5 Jahre Betriebserfahrung in Deutschland, Derzeit sind 4 Anlagen an den Grenzen zu Polen, Niederlande und Tschechien in Betrieb; International: Erste Anlagen in den 1930er Jahren	15 Jahre Betriebserfahrung mit HGÜ Kontek; Ca. 5 Jahre Betriebserfahrung mit mehreren Off-Shore-HGÜ in Deutschland
Kontinuierlicher / Diskreter Stellbereich	Kontinuierlich, aber Existenz nicht zulässiger Resonanzbereiche	Kontinuierlich	Diskret mit Stufensteller bei 1°-2° Phasenverschiebung pro Stufe; Kontinuierlich bei Ausführung als TCPST (vgl. Kapitel 5.3.1.2)	Kontinuierlich
Planungs-, Genehmigungsdauer & Bauzeit	Bedarfsfeststellung Neuanlagen über NEP; Bau- und Planungszeitraum von 12-25 Monaten	Bedarfsfeststellung Neuanlagen über NEP; Im Betrieb mobiler Einsatz innerhalb von Stunden möglich	Bedarfsfeststellung Neuanlagen über NEP; Bau- und Planungszeitraum ≈ 24 Monate	Bedarfsfeststellung innerdeutscher HGÜ über NEP; Bau- und Planungszeitraum Umrichterstation: 12-24 Monate

Primäre Betriebsmittel für die kurative Netzführung

Betriebsmittel → Kategorien ↓	Static Synchronous Series Compensator SSSC	Thyristor Controlled Series Capacitor TCSC	Phasenschiebertransformator PST	Hochspannungs-gleichstromübertragung HGÜ	Batteriespeicher
Primärnutzen	Wirkleistungsflusssteuerung	Wirkleistungsflusssteuerung	Wirkleistungsflusssteuerung	Übertragung und Steuerung Wirkleistungsfluss	Multi-Use
Abgrenzungsmerkmal	Steuerung durch Einprägung einer seriellen Spannung; Steuerungsmöglichkeit unabhängig von Leitungsstrom; Mobil einsetzbar; Höherauslastung der Leitung möglich	Steuerung durch direkte Anpassung der Leitungsimpedanz X; Steuerungsmöglichkeit abhängig von Leitungsstrom; Fest verbaut; Höherauslastung der Leitung möglich	Steuerung und gezielte Anpassung der Phasenwinkeldifferenz durch Spannungseinprägung; Umfangreiche Betriebserfahrung (Transformator); Keine Höherauslastung der Leitung möglich	Moderne MMC-Technologie ermöglicht schnelle Anpassungen von Wirk- und Blindleistungsflüssen sowie eine hohe Qualität der Wechsellspannung (geringerer Filteraufwand)	Schnelle Reaktionszeit zur Behebung von Netzengpässen; Leistung und Speicherkapazität modular skalierbar
Einsatz in der kurativen Netzführung	Einsatz für kurative Wirkleistungsflusssteuerung	Einsatz für kurative Wirkleistungsflusssteuerung	Einsatz für kurative Wirkleistungsflusssteuerung	Einsatz für kurative Wirkleistungsflusssteuerung (z.B. als Back-to-Back-Konverter)	Einsatz als Netzbooster
Leistungsbereich	Modular; Mit ≤10 MVA-Modulen beliebig skalierbar; pro Modul eine mögliche Spannungseinprägung von ±566 V	≤600 MVA; Ein Regelbereich von $X_{max}/X_{min} = 3$ ist üblich, Parallelresonanz muss vermieden werden, Leistungsbereich stromabhängig	≤2.750 MVA; Phasenverschiebung von bis zu ±40° ist möglich	≤1.000 MW	Abhängig vom Umrichter modular skalierbar
Aktuelle Durchdringung und Betriebserfahrung	Keine Betriebserfahrung in Deutschland / 2 Pilotprojekte (UK, Spanien); Betriebserfahrung in USA und Korea	Kein TCSC in Deutschland im Einsatz; Erste Anlage in 2022; Betriebserfahrung in USA, Indien, China, Brasilien und Schweden	Etwa 5 Jahre Betriebserfahrung, Derzeit 4 Anlagen an den Grenzen zu Polen, Niederlande und Tschechien; International: Erste Anlagen in den 1930er Jahren	15 Jahre Betriebserfahrung mit HGÜ Kontek; Ca. 5 Jahre Betriebserfahrung mit mehreren Off-Shore-HGÜ in Deutschland	≥5 Jahre Betriebserfahrung in Deutschland; Einsatz mit zunehmend größeren Leistungen pro Anlage
Kontinuierlicher / Diskreter Stellbereich	Kontinuierlich	Kontinuierlich, aber Existenz nicht zulässiger Resonanzbereiche	Diskret mit Stufensteller bei 1°-2° Phasenverschiebung pro Stufe; Kontinuierlich bei Ausführung als TCPST (vgl. Kapitel 5.3.1.2)	Kontinuierlich	Kontinuierlich
Reaktionszeit	<10 ms	<20 ms	Mit Stufensteller: Minuten für gesamten Stellbereich Als TCPST: ≈20 ms für gesamten Stellbereich	<10 ms	<10 ms
Planungs-, Genehmigungsdauer & Bauzeit	Bedarfsfeststellung Neuanlagen über NEP; Im Betrieb mobiler Einsatz innerhalb von Stunden möglich	Bedarfsfeststellung Neuanlagen über NEP; Bau- und Planungszeitraum von 12-25 Monaten	Bedarfsfeststellung Neuanlagen über NEP; Bau- und Planungszeitraum ≈ 24 Monate	Bedarfsfeststellung innerdeutscher HGÜ über NEP; Bau- und Planungszeitraum Umrichterstation: 12-24 Monate	Bedarfsfeststellung Netzbooster über NEP; Allgemein einige Monate Genehmigungsdauer; Planungs- und Bauzeit: 12 Monate

Sekundäre Betriebsmittel für die kurative Netzfürung

Betriebsmittel → Kategorien ↓	Doppeltgespeister Asynchrongenerator DFIG	Asynchronmaschine ASM	Synchronmaschine SM	Voltage Source Converter VSC
Primärnutzen	Anbindung Erzeugungs- und Energiespeicheranlagen			
Abgrenzungsmerkmal	Rotierende Masse; Weiterer Regelbereich als ASM; Blindleistung einstellbar; Einsatz meistens in Windenergieanlagen	Rotierende Masse; Günstige Herstellung kleinerer Leistungen; Blindleistungsbedarf; Einsatz in kleineren Wind- und Wasserkraftwerken	Rotierende Masse; Lange Betriebserfahrung; Blindleistung einstellbar	Leistungselektronik; Einspeisung von Wirk- und Blindleistung möglich; Vielfältig einsetzbar (Batterien, PV, WEA,...)
Einsatz in der kurativen Netzfürung	Anbindung von EA und Energiespeichern, die für kurativen Redispatch und Einspeisemanagement geeignet sind			
Leistungsbereich	≤10 MW	≤20 MW	≤1.500 MW	≤7 MW bei individuellem Umrichter, Modulare Bauweise und Skalierung zu höheren Leistungsklassen möglich
Aktuelle Durchdringung und Betriebserfahrung	Mehrere Jahrzehnte Betriebserfahrung; 30 % aller WEA in Deutschland mit DFIG betrieben	Betriebserfahrung als Generator seit etwa 30 Jahren in Deutschland; Aufgrund Innovation (DFIG) zunehmend seltener eingesetzt	Viele Jahrzehnte Betriebserfahrung; Einsatz in Kraftwerken und WEA	Etwa 15 Jahre Betriebserfahrung in Deutschland; Verwendung in allen PV-Anlagen und 50% der WEA
Kontinuierlicher/ Diskreter Stellbereich	Kontinuierlich			
Reaktionszeit	<10 ms; Abhängig von Primärenergiesystem (i.d.R. hängt die Reaktionszeit maßgeblich vom Primärenergiesystem ab)			
Planungs-, Genehmigungsdauer & Bauzeit	WEA: ≥11-13 Monate Bauzeitraum; In der Regel <24 Monate Genehmigungsdauer	k.A., Projekt- und Leistungsabhängig.	k.A., Projekt- und Leistungsabhängig	k.A., Projekt- und Leistungsabhängig
Regulatorische Anforderungen	Bei Betrieb in WEA: Einspeisung mit festem Leistungsfaktor ohne Vorhaltung von Wirkleistungsreserven; Abruf im Rahmen des Einspeisemanagements; NB-Eigentum grundlegend nicht möglich, sofern Erzeugungs- oder Energiespeicheranlage angeschlossen ist; Derzeit jedoch nationale Umsetzung von EU-Regeln (Strommarkttrichtlinie)			Abruf im Rahmen des Redispatcheinsatzes/Einspeisemanagements; NB-Eigentum nicht möglich, sofern Erzeugungs- oder Energiespeicheranlage angeschlossen ist; Derzeit jedoch nationale Umsetzung von EU-Regeln (Strommarkttrichtlinie)

Primäre Betriebsmittel für Erbringung von Frequenzhaltung: Trägheit der lokalen Netzstabilität

Betriebsmittel → Kategorien ↓	Rotierender Phasenschieber	Doppeltgespeister Asynchrongenerator DFIG	Synchronmaschine SM	Asynchronmaschine ASM	Voltage Source Converter VSC
Primärnutzen	Bereitstellung Blindleistung (↑↓)	Anbindung Erzeugungs- und Energiespeicheranlagen	Anbindung Erzeugungs- und Energiespeicheranlagen	Anbindung Erzeugungs- und Energiespeicheranlagen	Anbindung Erzeugungs- und Energiespeicheranlagen
Abgrenzungsmerkmal	Rotierende Masse zur expliziten SDL-Bereitstellung; Umbau ehem. Kraftwerksgeneratoren zu rot. Phasenschiebern möglich; Üblich sind synchrone rotierende Phasenschieber, derzeit jedoch auch Entwicklung von asynchronen Konzepten	Rotierende Masse; Häufiger Einsatz in Windenergieanlagen als günstigere Alternative zur Synchronmaschine; Bereitstellung von Trägheit abhängig von angeschlossenem mechanischen System;	Rotierende Masse; Lange Betriebserfahrung bei der Bereitstellung von Momentanreserve durch SM	Rotierende Masse; Günstige Alternative zur Synchronmaschine bei geringeren Leistungen; Eine Erweiterung der ASM mit Umrichter im Rotor ist der DFIG; Bereitstellung von Trägheit abhängig von angeschlossenem mechanischen System;	Nur als synthetische Schwungmasse bei netzbildenden VSC; Vielfältig einsetzbar z.B. zur Netzanbindung von DEA und Batteriespeichern; Bereitstellung abhängig von Primärenergie bzw. angeschlossenem mechanischen System;
Leistungsbereich	In Modulen ≤75 MVA _r skalierbar (Bei Umbau von Kraftwerken: siehe SM)	≤10 MW	≤1.500 MW	≤20 MW	≤7 MW bei individuellem Umrichter, Modulare Bauweise und Skalierung zu höheren Leistungsklassen möglich
Aktuelle Durchdringung und Betriebserfahrung	Betriebserfahrung seit >5 Jahren in Deutschland; Derzeit sind mehr als 3 rotierende Phasenschieber in Deutschland in Betrieb	Mehrere Jahrzehnte Betriebserfahrung; 30 % aller WEA in Deutschland mit DFIG betrieben	Viele Jahrzehnte Betriebserfahrung; Einsatz in Kraftwerken und WEA	Betriebserfahrung als Generator seit etwa 30 Jahren in Deutschland; Aufgrund Innovation (DFIG) zunehmend seltener eingesetzt	Etwa 15 Jahre Betriebserfahrung in Deutschland mit VSC allgemein; Verwendung in allen PV-Anlagen und 50% der WEA
Planungs-, Genehmigungsdauer & Bauzeit	Bedarfsfeststellung Neuanlagen über NEP; Planungs- und Bauzeit beträgt dann 18-24 Monate Umbau von Kraftwerksgeneratoren zu rotierenden Phasenschiebern innerhalb eines Jahres möglich	WEA: ≥11-13 Monate Bauzeitraum und in der Regel <24 Monate Genehmigungsdauer	k.A., Projekt- und Leistungsabhängig	k.A., Projekt- und Leistungsabhängig	k.A., Projekt- und Leistungsabhängig
Regulatorische Anforderungen	Keine; Aktuell Frequenzhaltung inhärent durch rotierende Masse	Keine; Aktuell Frequenzhaltung inhärent durch rotierende Masse			Keine

Sekundäre Betriebsmittel für Erbringung von Frequenzhaltung: Trägheit der lokalen Netzstabilität

Betriebsmittel → Kategorien ↓	Static Synchronous Compensators STATCOM (Nur mit Energiespeicher-Erweiterung)	Batteriespeicher
Primärnutzen	Bereitstellung Blindleistung (↑↓)	Multi-Use
Abgrenzungsmerkmal	Bei Erweiterung um einen geeigneten Energiespeicher ist neben der Erbringung von Blindleistung zusätzlich Nutzung des STATCOM für die Momentanreserve möglich; Synthetische Schwungmasse über angeschlossenen netzbildenden VSC	Synthetische Schwungmasse über angeschlossenen netzbildenden VSC
Leistungsbereich	≤1.000 MVar	Abhängig vom Umrichter modular skalierbar
Aktuelle Durchdringung und Betriebserfahrung	Kaum Betriebserfahrung; Eine Anlage seit 01/2020 in Betrieb; Größere Betriebserfahrung in England (>3 STATCOMs)	≥5 Jahre Betriebserfahrung in Deutschland; Einsatz mit zunehmend größeren Leistungen pro Anlage
Planungs-, Genehmigungsdauer & Bauzeit	Bedarfsfeststellung über NEP; Planungs- und Bauzeitraum: 12-24 Monate	Einige Monate Genehmigungsdauer; Planungs- und Bauzeit: 12 Monate
Regulatorische Anforderungen	Energiespeicheranlagen, die zur Erbringung von Frequenzhaltung eingesetzt werden, dürfen sich nicht im Besitz des Netzbetreibers befinden; Derzeit jedoch nationale Umsetzung von EU-Regeln (Strommarkttrichtlinie); Betriebspunkt der Anlage kann von NB vorgegeben werden	Energiespeicheranlagen, die zur Erbringung von Frequenzhaltung eingesetzt werden, dürfen sich nicht im Besitz des Netzbetreibers befinden; Derzeit jedoch nationale Umsetzung von EU-Regeln (Strommarkttrichtlinie)
WW kurative Netzführung	Bei konkretem Einsatz: Eingestellter Arbeitspunkt kann von dem zur Spannungshaltung eingestellten Arbeitspunkt abweichen	Bei Vorhaltung der Anlagenleistung für die kurative Netzführung kann die Leistung nicht für Momentanreserve bereitgestellt werden
WW mit Primärzweck	Einsatz kann Blindleistungsbereitstellung beeinflussen, da bei Erbringung von Momentanreserve Wirkleistung eingespeist wird	-

Betriebsmittel für Erbringung von Frequenzhaltung: Regelleistung

Betriebsmittel → Kategorien ↓	Doppeltgespeister Asynchrongenerator DFIG	Synchronmaschine SM	Asynchronmaschine ASM	Voltage Source Converter VSC	Batteriespeicher
Primärnutzen	Anbindung Erzeugungs- und Energiespeicheranlagen	Anbindung Erzeugungs- und Energiespeicheranlagen	Anbindung Erzeugungs- und Energiespeicheranlagen	Anbindung Erzeugungs- und Energiespeicheranlagen	Multit-Use
Abgrenzungsmerkmal	Eher kleinere Leistungen aufgrund von Kosten im Vergleich zu SM; Einsatz für die Regelleistung auch abhängig von Primärenergiesystem	Langjährige Betriebserfahrung in primärregelreservefähigen Großkraftwerken; Inhärenter Beitrag zur Frequenzhaltung durch Trägheit; Einsatz für die Regelleistung auch abhängig von Primärenergiesystem	Inhärenter Beitrag zur Frequenzhaltung durch Trägheit; Eher kleinere Leistungen aufgrund von Kosten im Vergleich zu SM; Einsatz für die Regelleistung auch abhängig von Primärenergiesystem	Nur mit entsprechendem Primärenergiesystem zur Einspeisung von Wirkleistung umsetzbar (Batteriespeicher, WEA, PV)	Leistung und Speicherkapazität modular skalierbar; Bereits heute Einsatz am Regelleistungsmarkt; Anbindung erfolgt über VSC; Vielfältig einsetzbares Betriebsmittel
Leistungsbereich	≤10 MW	≤1.500 MW	≤20 MW	≤7 MW bei individuellem Umrichter, Modulare Bauweise und Skalierung zu höheren Leistungsklassen möglich	Abhängig vom Umrichter modular skalierbar
Aktuelle Durchdringung und Betriebserfahrung	Mehrere Jahrzehnte Betriebserfahrung; 30 % aller WEA in Deutschland mit DFIG betrieben	Viele Jahrzehnte Betriebserfahrung; Einsatz in Kraftwerken und WEA	Betriebserfahrung als Generator seit etwa 30 Jahren in Deutschland; Aufgrund Innovation (DFIG) zunehmend seltener als Generator eingesetzt	Etwa 15 Jahre Betriebserfahrung in Deutschland mit VSC allgemein; Verwendung in allen PV-Anlagen und 50% der WEA	≥5 Jahre Betriebserfahrung in Deutschland; Einsatz mit zunehmend größeren Leistungen pro Anlage
Planungs-, Genehmigungsdauer & Bauzeit	WEA: ≥11-13 Monate Bauzeitraum und in der Regel <24 Monate Genehmigungsdauer	k.A., Projekt- und Leistungsabhängig	k.A., Projekt- und Leistungsabhängig	k.A., Projekt- und Leistungsabhängig	Einige Monate Genehmigungsdauer; Planungs- und Bauzeit: 12 Monate
Regulatorische Anforderungen	Bei Betrieb in WEA: Einspeisung i.d.R. mit festem Leistungsfaktor ohne Vorhaltung von Wirkleistungsreserven für RL-Einsatz; Mindestanforderungen am RL-Markt müssen erfüllt werden			Bei Betrieb in PVA: Einspeisung i.d.R. mit festem Leistungsfaktor ohne Vorhaltung von Wirkleistungsreserven für RL-Einsatz; Mindestanforderungen am RL-Markt müssen erfüllt werden	Darf nicht in NB-Eigentum sein (entflechtungsrechtliche Einschränkung); Derzeit jedoch nationale Umsetzung von EU-Regeln (Strommarkttrichtlinie); Mindestanforderungen des Regelleistungsmarkts müssen erfüllt werden
WW kurative Netzführung	Berücksichtigung der aktuellen Netzengpasssituation vor Abruf von Regelleistung notwendig				

Primäre Betriebsmittel für die Dienstleistung zur Spannungsregelung (Blindleistungsbereitstellung)

Betriebsmittel → Kategorien ↓	Mechanically Switched Capacitor MSC	Mechanically Switched Reactors MSR	Rotierender Phasenschieber	Static Synchronous Compensators STATCOM	Static Var Compensator SVC	Synchronmaschine SM
Primärnutzen	Bereitstellung Blindleistung (↑)	Bereitstellung Blindleistung (↓)	Bereitstellung Blindleistung (↑↓)	Bereitstellung Blindleistung (↑↓)	Bereitstellung Blindleistung (↑↓)	Anbindung Erzeugungs- und Energiespeicheranlagen
Alleinstellungsmerkmal	In der Regel modular aufgebaute Kondensatorbatterie; Es lassen sich Kapazitäten zu- und abschalten, sodass eine Regelung in diskreten Stufen erfolgen kann	Kompensationsspule, die als Einheit gefertigt und in einer Schaltanlage verbaut wird; Durch mechanischen Stufensteller können in diskreten Schritten Wicklungen zu- oder abgeschaltet werden	Rotierende Masse zur expliziten SDL-Bereitstellung; Umbau ehem. Kraftwerksgeneratoren zu rot. Phasenschiebern möglich	MMC-basierte Technologie; Reduzierter Filteraufwand und Platzbedarf gegenüber. SVC	Thyristorgesteuerte passive Elemente; Filterung von Oberschwingungen notwendig	Rotierende Masse; Einsatz als Generator; Lange Betriebserfahrung
Leistungsbereich	≤ 600 MVar	≤ 300 MVar	In Modulen ≤75 MVar skalierbar (Bei Umbau von Kraftwerken: siehe SM)	≤1.000 MVar	≤1.000 MVar	≤1.500 MW
Aktuelle Durchdringung und Betriebserfahrung	Betriebserfahrung seit >8 Jahren in Deutschland	Mehrere Jahrzehnte Betriebserfahrung in Deutschland	Betriebserfahrung seit >5 Jahren in Deutschland; Derzeit sind mehr als 3 rotierende Phasenschieber in Deutschland in Betrieb	Kaum Betriebserfahrung; Eine Anlage seit 01/2020 in Betrieb; Größere Betriebserfahrung in England (>3 STATCOMs)	Betriebserfahrung mit einer Anlage (Umspannwerk Lübeck-Siems); International: Erfahrung in Kanada seit 2011 und im Kongo seit 2013	Viele Jahrzehnte Betriebserfahrung; Einsatz in Kraftwerken und WEA
Dynamisch / Quasistationär	Quasistationär	Quasistationär	Dynamisch und Quasistationär	Dynamisch und Quasistationär	Dynamisch und Quasistationär	Dynamisch und Quasistationär
Planungs-, Genehmigungsdauer & Bauzeit	Bedarfsfeststellung über NEP; Planungs- und Bauzeitraum ≥24 Monate	Bedarfsfeststellung über NEP; Planungs- und Bauzeitraum ≥24 Monate	Bedarfsfeststellung Neuanlagen über NEP; Planungs- und Bauzeit beträgt dann 18-24 Monate Umbau von Kraftwerksgeneratoren zu rotierenden Phasenschiebern innerhalb eines Jahres möglich	Bedarfsfeststellung über NEP; Planungs- und Bauzeitraum: 12-24 Monate	Bedarfsfeststellung über NEP; 12-24 Monate; 14 Monate UW Lübeck-Siems	k.A., Projekt- und Leistungsabhängig

Sekundäre Betriebsmittel für die Dienstleistung zur Spannungsregelung (Blindleistungsbereitstellung, 1 von 2)

Betriebsmittel → Kategorien ↓	Hochspannungsgleichstromübertragung HGÜ	Phasenschiebertransformator PST (Zwei PST mit antiparalleler Stufung)	Static Synchronous Series Compensator SSSC	Thyristor Controlled Series Capacitor TCSC
Primärnutzen	Übertragung Wirkleistung	Wirkleistungsflusssteuerung	Wirkleistungsflusssteuerung	Wirkleistungsflusssteuerung
Alleinstellungs- merkmal	Bereitstellung Blindleistung über VSC (MMC)	Kreisströme zwischen den PST haben ggf. negativer Effekt auf Alterung; Geringe Hebelwirkung auf Spannungshaltung	Geringe Hebelwirkung auf Spannungshaltung; Spannungshaltung beeinflusst Wirkleistungsfluss	Geringe Hebelwirkung auf Spannungshaltung; Spannungshaltung beeinflusst Wirkleistungsfluss; Resonanzbereich muss beachtet werden
Leistungsbereich	≤1.000 MW	≤2.750 MVA	Mit ≤10 MVA-Modulen beliebig skalierbar	≤600 MVar
Aktuelle Durch- dringung und Betriebs erfahrung	15 Jahre Betriebserfahrung mit HGÜ Kontek; Ca. 5 Jahre Betriebserfahrung mit mehreren Off-Shore- HGÜ in Deutschland	Etwa 5 Jahre Betriebserfahrung, Derzeit 4 Anlagen an den Grenzen zu Polen, Niederlande und Tschechien; International: Erste Anlagen in den 1930er Jahren	Keine Betriebserfahrung in DE / 2 Pilotprojekte (UK, Spanien); Betriebserfahrung in USA und Korea	Kein TCSC in Deutschland im Einsatz; Erste Anlage in 2022; Betriebserfahrung in USA, Indien, China, Brasilien und Schweden
Dynamisch / Quasi- stationär	Dynamisch und Quasistationär			
Planungs-, Genehmi- gungsdauer & Bauzeit	Bedarfsfeststellung innerdeutscher HGÜ über NEP; Bau- und Planungszeitraum Umrichterstation: 12-24 Monate	Bedarfsfeststellung Neuanlagen über NEP; Bau- und Planungszeitraum ≈ 24 Monate	Bedarfsfeststellung Neuanlagen über NEP; Im Betrieb mobiler Einsatz innerhalb von Stunden möglich	Bedarfsfeststellung Neuanlagen über NEP; Bau- und Planungszeitraum von 12- 25 Monaten
Regulatorische Anforderungen	Keine; NB kann Betriebspunkt vorgeben			
WW kurative Netzführung	Einspeisung Blindleistung abhängig von übertragener Wirkleistung	Keine SDL-Bereitstellung bei Einsatz in der kurativen Netzführung möglich		
WW Wirkleistungs- steuerung	Einspeisung Blindleistung abhängig von Wirkleistung	Keine SDL-Bereitstellung bei Einsatz zur Wirkleistungsflusssteuerung möglich		
WW mit Primärzweck	Kann Übertragung v. Wirkleistung beeinflussen	Keine SDL Bereitstellung bei Erfüllung von Primärzweck möglich		

Sekundäre Betriebsmittel für die Dienstleistung zur Spannungsregelung (Blindleistungsbereitstellung, 2 von 2)

Betriebsmittel → Kategorien ↓	Doppeltgespeister Asynchrongenerator DFIG	Voltage Source Converter VSC	Batteriespeicher
Primärnutzen	Anbindung Erzeugungs- und Energiespeicheranlagen	Anbindung Erzeugungs- und Energiespeicheranlagen	Multi-Use
Alleinstellungs- merkmal	Erweiterte ASM; Insbesondere Einsatz als Generator in Windkraftanlagen	Leistungselektronik; Einspeisung von Wirk- und Blindleistung; Vielfältig einsetzbar (Batterien, PV, WEA,...)	Bereitstellung Blindleistung über VSC
Leistungsbereich	≤10 MW	≤7 MW bei individuellem Umrichter, Modulare Bauweise und Skalierung zu höheren Leistungsklassen möglich	Abhängig vom Umrichter
Aktuelle Durch- dringung und Betriebserfahrung	Mehrere Jahrzehnte Betriebserfahrung; 30 % aller WEA in DE mit DFIG betrieben	Etwa 15 Jahre Betriebserfahrung in Deutschland mit VSC allgemein; Verwendung in allen PV- Anlagen und 50% der WEA	≥5 Jahre Betriebserfahrung in Deutschland
Dynamisch / Quasi- stationär	Dynamisch und Quasistationär		
Planungs-, Genehmi- gungsdauer & Bauzeit	WEA: ≥11-13 Monate Bauzeitraum und in der Regel <24 Monate Genehmigungsdauer	k.A., Projekt- und Leistungsabhängig	Einige Monate Planungs- und Genehmigungsdauer; für Netzbetreiber längere Planungs- und Genehmigungsdauer von ggf. >2 Jahren; Bauzeit: 12 Monate
Regulatorische Anforderungen	Keine; NB kann Betriebspunkt vorgeben		
WW mit Primärzweck	Kann Einspeisung von Wirkleistung beeinflussen		Kann Einspeisung/Aufnahme von Wirkleistung beeinflussen

Primäre Betriebsmittel für Kurzschlussstrom & dynamische Blindstromstützung

Betriebsmittel → Kategorien ↓	Rotierender Phasenschieber	Doppeltgespeister Asynchrongenerator DFIG	Synchronmaschine SM	Voltage Source Converter VSC
Primärnutzen	Bereitstellung Blindleistung (↑↓)	Anbindung Erzeugungs- und Energiespeicheranlagen	Anbindung Erzeugungs- und Energiespeicheranlagen	Anbindung Erzeugungs- und Energiespeicheranlagen
Abgrenzungsmerkmal	Kurzschlussstrombereitstellung inhärent durch die Maschine; Beitrag Faktor 5-8 höher als Nennstrom; Umbau ehem. Kraftwerksgeneratoren zu rot. Phasenschiebern möglich	Kurzschlussstrombeitrag durch dynamische Netzstützung (und inhärent durch Maschine)	Kurzschlussstrombereitstellung inhärent durch die Maschine; Beitrag Faktor 5-8 höher als Nennstrom; Lange Betriebserfahrung	Vielfältig eingesetztes Betriebsmittel (Anbindung von PV, WEA, Batterien); Kurzschlussstrombeitrag durch dynamische Netzstützung; Beitrag begrenzt durch Stromtragfähigkeit der Halbleiterschalter
Leistungsbereich	In Modulen ≤75 MVar skalierbar (Bei Umbau von Kraftwerken: siehe SM)	≤10 MW	≤1.500 MW	≤7 MW bei einzeltem Umrichter, Modulare Bauweise und Skalierung zu höheren Leistungsklassen möglich
Technische Wirkweise	Inhärent durch die Maschine	Dynamische Netzstützung; Einspeisung Blindstrom nach Kennlinie	Inhärent durch die Maschine; Bei Einsatz in WEA erfolgt Anbindung an das Netz über VSC, in diesem Fall: dynamische Blindstromstützung gemäß Kennlinie	Dynamische Netzstützung; Einspeisung Blindstrom nach Kennlinie
Aktuelle Durchdringung und Betriebserfahrung	Betriebserfahrung seit >5 Jahren in Deutschland; Derzeit sind mehr als 3 rotierende Phasenschieber in Deutschland in Betrieb	Mehrere Jahrzehnte Betriebserfahrung; 30 % aller WEA in Deutschland mit DFIG betrieben	Viele Jahrzehnte Betriebserfahrung; Einsatz in Kraftwerken und WEA	Etwa 15 Jahre Betriebserfahrung in Deutschland; Verwendung in allen PV-Anlagen und 50% der WEA
Planungs-, Genehmigungsdauer & Bauzeit	Bedarfsfeststellung Neuanlagen über NEP; Planungs- und Bauzeit beträgt dann 18-24 Monate Umbau von Kraftwerksgeneratoren zu rotierenden Phasenschiebern innerhalb eines Jahres möglich	WEA: ≥11-13 Monate Bauzeitraum und in der Regel <24 Monate Genehmigungsdauer	k.A., Projekt- und Leistungsabhängig	k.A., Projekt- und Leistungsabhängig
Regulatorische Anforderungen	Keine	WEA: Trennung vom Netz nach 150 ms bei niedrigen Spannungswerten erlaubt; Währenddessen Bereitstellung nach Kennlinie		PV&WEA: Trennung vom Netz nach 150 ms bei niedrigen Spannungswerten erlaubt; Währenddessen Bereitstellung nach Kennlinie
WW kurative Netzführung	-	Dynamik der Blindstromstützung mit unmittelbar anschließender Aktivierung einer kurativen Engpassbehebungsmaßnahme aktuell nicht erforscht; Bereitstellung Kurzschlussstrom bzw. dynamische Netzstützung ggf. eingeschränkt bei Leistungsvorhaltung für kurative Engpassbehebungsmaßnahmen		

Sekundäre Betriebsmittel für Kurzschlussstrom & dynamische Blindstromstützung

Betriebsmittel → Kategorien ↓	Static Var Compensator SVC	Static Synchronous Compensators STATCOM	Batteriespeicher
Primärnutzen	Bereitstellung Blindleistung (↑↓)	Bereitstellung Blindleistung (↑↓)	Multi-Use
Abgrenzungsmerkmal	Siehe VSC	Siehe VSC	Siehe VSC
Leistungsbereich	≤1.000 MVar	≤1.000 MVar	Abhängig vom Umrichter
Technische Wirkweise	Dynamische Netzstützung; Einspeisung Blindstrom nach Kennlinie	Dynamische Netzstützung; Einspeisung Blindstrom nach Kennlinie	Dynamische Netzstützung; Einspeisung Blindstrom nach Kennlinie
Aktuelle Durchdringung und Betriebserfahrung	Betriebserfahrung mit einer Anlage (Umspannwerk Lübeck-Siems)	Kaum Betriebserfahrung; Eine Anlage seit 01/2020 in Betrieb; Größere Betriebserfahrung in England (>3 STATCOMs)	≥5 Jahre Betriebserfahrung in Deutschland; Einsatz mit zunehmend größeren Leistungen pro Anlage
Planungs-, Genehmigungsdauer & Bauzeit	Bedarfsfeststellung über NEP; 12-24 Monate; 14 Monate UW Lübeck-Siems	Bedarfsfeststellung über NEP; Planungs- und Bauzeitraum: 12-24 Monate	Einige Monate Genehmigungsdauer; Planungs- und Bauzeit: 12 Monate
Regulatorische Anforderungen	Keine; NB kann Betriebspunkt vorgeben		NB kann individuell eine Kurzschlussstrombereitstellung vorgeben (Kennlinie)
WW kurative Netzführung	-	-	Dynamik der Blindstromstützung mit unmittelbar anschließender Aktivierung einer kurativen Engpassbehebungsmaßnahme aktuell nicht erforscht; Bereitstellung Kurzschlussstrom bzw. dynamische Netzstützung ggf. eingeschränkt bei Leistungsvorhaltung für kurative Engpassbehebungsmaßnahmen

Primäre Betriebsmittel für den Netzwiederaufbau

Betriebsmittel → Kategorien ↓	Synchronmaschine SM	Voltage Source Converter VSC (Nur mit entsprechender Regelung und ggf. Speicher)	Batteriespeicher (Nur in Verbindung mit VSC mit entsprechender Regelung)
Primärnutzen	Anbindung Erzeugungs- und Energiespeichieranlagen	Anbindung Erzeugungs- und Energiespeichieranlagen	Multi-Use
Alleinstellungs- merkmal	Rotierende Masse; Einsatz als Generator; Lange Betriebserfahrung als netzbildendes Betriebsmittel in größeren Kraftwerken	Leistungselektronik; Nur bei Ausführung als netzbildender VSC möglich; Einspeisung von Wirk- und Blindleistung; Vielfältig einsetzbar (Batterien, PV, WEA, ...); Bei Einsatz in Erneuerbare-Energien-Anlagen wird Speicher notwendig	Flexible Einsatzmöglichkeiten; Modular skalierbar bezüglich Leistung und Speicherkapazität; Einspeisung über netzbildenden VSC
Leistungsbereich	≤1.500 MW	≤7 MW bei individuellem Umrichter, Modulare Bauweise und Skalierung zu höheren Leistungsklassen möglich	Abhängig vom Umrichter (VSC)
Aktuelle Durchdringung und Betriebserfahrung	Viele Jahrzehnte Betriebserfahrung; Einsatz in Kraftwerken und WEA; Bei Einsatz in WEA erfolgt Anbindung an das Netz über VSC (In diesem Fall siehe VSC)	Etwa 15 Jahre Betriebserfahrung in Deutschland; Verwendung in allen PV-Anlagen und 50% der WEA	≥5 Jahre Betriebserfahrung in Deutschland; Einsatz mit zunehmend größeren Leistungen pro Anlage
Dynamisch / Quasistationär	Dynamisch und Quasistationär	Dynamisch und Quasistationär	Dynamisch und Quasistationär
Planungs-, Genehmigungs- dauer & Bauzeit	k.A., Projekt- und Leistungsabhängig	k.A., Projekt- und Leistungsabhängig	Einige Monate Genehmigungsdauer; Planungs- und Bauzeit: 12 Monate
Regulatorische Anforderungen	Abhängig von Primärenergiesystem; Bei Einsatz in WEA: Derzeit keine regulatorische Notwendigkeit für Schwarzstartfähigkeit; Technisch jedoch möglich	Bei Betrieb in PVA: Derzeit keine regulatorische Notwendigkeit für Schwarzstartfähigkeit; Technisch jedoch möglich	Keine

Sekundäre Betriebsmittel für den Netzwiederaufbau

Betriebsmittel → Kategorien ↓	Doppeltgespeister Asynchrongenerator DFIG (Mit Erweiterung durch Energiespeicher)
Primärnutzen	Einspeisung Wirkleistung
Alleinstellungs- merkmal	Rotierende Masse; Blindleistung einstellbar; Einsatz meistens in Windenergieanlagen; Für technische Eignung ist Energiespeicher notwendig, welcher die Rotorerregung bereitstellt; Dargebot (Wind) oder ein Energiespeicher muss vorhanden sein
Leistungsbereich	≤10 MW
Aktuelle Durchdringung und Betriebserfahrung	Mehrere Jahrzehnte Betriebserfahrung; 30 % aller WEA in Deutschland mit DFIG betrieben
Dynamisch / Quasistationär	Dynamisch und Quasistationär
Planungs-, Genehmigungs- dauer & Bauzeit	WEA: ≥11-13 Monate Bauzeitraum und in der Regel <24 Monate Genehmigungsdauer
Regulatorische Anforderungen	Bei Einsatz in WEA: Derzeit keine regulatorische Notwendigkeit für Schwarzstartfähigkeit; Technisch jedoch denkbar
WW mit Primärzweck	-

7 Anhang

7.1 Gesetzliche Vorgaben und Grenzen

Bei der Errichtung, dem Betrieb und der Änderung von Anlagen bedarf es in der Regel einer Überprüfung, ob die Einhaltung gesetzlicher Vorgaben und Grenzen gewährleistet ist. Für elektrische Stromkreisbauteile müssen dabei Vorgaben bezüglich der elektrischen und magnetischen Felder sowie der Geräuschmissionen beachtet werden. Zusätzlich sind weitere gesetzliche Vorgaben und Grenzen einzuhalten (z.B. Brandschutz) auf die im Folgenden nicht genauer eingegangen wird.

Für Freileitungen müssen alle hier vorgestellten Grenzen betrachtet werden, Kabel und gasisolierte Leitungen (GIL) emittieren ausschließlich magnetische Felder. Alle weiteren elektrischen Stromkreisbauteile werden in Schaltanlagen oder Umspannwerken eingesetzt bei denen die vorgegebenen Grenzwerte außerhalb der Anlage eingehalten werden müssen [106].

Im Bundesimmissionsschutzgesetz werden für Anlagen, die bei 50 Hz betrieben werden, an Orten, die zum nicht nur vorübergehenden Aufenthalt von Menschen bestimmt sind und bei höchster betrieblicher Anlagenauslastung, die folgenden Grenzwerte festgelegt [48]:

Tabelle 7-1 Grenzwerte für elektrische und magnetische Felder bei 50 Hz Wechselstrom und DC [48]

Elektrische Feldstärke	5 kV/m
Magnetische Flussdichte (50 Hz)	100 μ T
Magnetische Flussdichte (DC)	500 μ T

Die elektrische Feldstärke ist dabei direkt abhängig von der aktuellen Betriebsspannung, während die magnetische Flussdichte direkt vom aktuellen Betriebsstrom abhängt. Neben diesen elektrischen Einflussgrößen ist der Abstand, das umgebende Medium und weitere Einflussgrößen relevant für die tatsächlichen Feldstärken und Flussdichten. Elektrische Felder

lassen sich vergleichsweise einfach durch elektrisch leitfähige, geerdete Materialien abschirmen, während die Schirmung von magnetischen Felder erheblich aufwendiger ist.

In der TA Lärm „Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm“ werden die maximalen Geräuschimmissionen für gewerbliche und industrielle Anlagen und somit für die Betriebsmittel der Hoch- und Höchstspannungsnetze festgelegt [351]. Dabei wird zwischen verschiedenen Gebieten und Tageszeiten unterschieden. Als Immissionsorte sind Orte im Einwirkungsbereich einer Anlage festzulegen, an denen die höchsten Schallpegel zu erwarten sind [351].

Tabelle 7-2 Immissionsrichtwerte für Immissionsorte außerhalb von Gebäuden [351]

Gebietseinstufung	Immissionsrichtwert in dB(A)	
	tags (06:00 bis 22:00 Uhr)	nachts (22:00 bis 06:00 Uhr)
Industriegebiete	70	70
Gewerbegebiete	65	50
Kerngebieten, Dorfgebieten und Mischgebieten	60	45
Allgemeine Wohngebiete und Kleinsiedlungsgebiete	55	40
Reine Wohngebiete	50	35
Kurgebiete, Krankenhäuser und Pflegeanstalten	45	35

Einzelne kurzzeitige Geräuschspitzen dürfen die Immissionsrichtwerte am Tage um nicht mehr als 30 dB(A) und in der Nacht um nicht mehr als 20 dB(A) überschreiten. Die Richtwerte gelten 0,5 Meter außerhalb des geöffneten Fensters des vom Geräusch am stärksten betroffenen schutzbedürftigen Raums. Durch geeignete Maßnahme (Schallschutzwände, Gebäude, Schalldämmung, etc.) ist es somit möglich die auftretenden Emissionen an den schutzbedürftigen Räumen zu reduzieren.

7.2 Glossar

ACCR	Aluminium Conductor Composite Reinforced
ACSR	Aluminium-Conductor Steel-Reinforced
ASM	Asynchronmaschine
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BImSchV	Verordnung zur Durchführung des Bundesimmissionsschutzgesetzes
C	Formelzeichen für die Kapazität
CIRGE	Conseil International des Grands Réseaux Électriques
DE	Deutschland
DEA	Dezentrale Energiewandlungsanlage bzw. Erzeugungsanlage
DFIG	Doubly-Fed Induction Generator (Doppelt gespeiste Asynchronmaschine)
EA	Erzeugungsanlage; EA Typ 1 = Anlage mit Synchrongenerator; EA Typ 2 = Alle anderen Anlagen
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FC	Fixed Capacitor
FRT	Fault Ride Through (Durchfahren von Fehlern durch Erzeugungsanlagen)
GIL	Gasisolierte Leitung
GVA	Gigavoltampere (Scheinleistung)

GW	Gigawatt (Wirkleistung)
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HTLS	High Temperature Low Sag (Hochtemperatur Leiterseil)
I	Formelzeichen für Strom
IGBT	Insulated-Gate Bipolar Transistor (Bipolartransistor mit isolierter Gate-Elektrode)
k.A.	Keine Angabe
L	Formelzeichen für die Induktivität
MI-Kabel	Mass Impregnated Cable
MMC	Modular Multi-Level Converter
MSC(DN)	Mechanically Switched Capacitor (with Damping Network)
MSR	Mechanically Switched Reactors
MVA	Megavoltampere (Scheinleistung) – Eine kombinierte Angabe für Wirk- und Blindleistung
MVA _r	Megavoltampere reaktiv (Blindleistung)
MW	Megawatt (Wirkleistung)
MWh	Megawattstunden (Energie)
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NB	Netzbetreiber
NEP	Netzentwicklungsplan
NVP	Netzverknüpfungspunkt
P	Formelzeichen für die Wirkleistung
Q	Formelzeichen für die Blindleistung
PST	Phasenschiebertransformator

PV/PVA	Photovoltaik/Photovoltaikanlage
R	Formelzeichen für den ohm'schen Widerstand (Verlustwiderstand)
RONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
RZ	Regelzone
S	Formelzeichen für die Scheinleistung
SDL	Systemdienstleistung
SDLWindV	Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen
SF ₆	Schwefelhexafluorid
SM	Synchronmaschine
SSSC	Static Synchronous Series Capacitor
STATCOM	Static Synchronous Comensator
SVC	Static Var Compensator
t	Formelzeichen für einen Zeitpunkt
TAR	Technische Anschlussregeln
TCR/TSR	Thyristor Controlled/Switched Reactance (Thyristorgesteuerte Drossel = Thyristorgesteuerte Induktivität)
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor
TSC	Thyristor Switched Capacitor (Thyristorgeschaltete Kapazität)
U	Formelzeichen für Spannung
UK	United Kingdom
USA	United States of America
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

VDE / VDE FNN	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. Forum Netztechnik/Netzbetrieb
ViNK	Vollständig integrierte Netzkomponente
VPE	Vernetztes Polyethylen
VSC	Voltage Source Converter
WAFB	Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb
WEA	Windenergieanlage
WW	Wechselwirkung
X	Formelzeichen für die Reaktanz (Imaginär- bzw. Blindanteil einer Impedanz)
Z	Formelzeichen für die Impedanz, bestehend aus ohm'schen Widerstand R und einer Reaktanz X

Wirkleistung Wirkleistung ist mit einer tatsächlichen Energieerzeugung, -übertragung und einem tatsächlichen Energieverbrauch verknüpft. Dies grenzt Wirkleistung klar von der Blindleistung ab.

Blindleistung In einem wechselstrombetriebenen Stromnetz kommt es aufgrund der sinusförmigen Ströme und Spannungen zu einem ständigen Auf- und Abbau von magnetischen und elektrischen Feldern. Die Blindleistung ist diejenige Leistung, die für diesen Ab- und Aufbau benötigt wird. Sie stellt keinen tatsächlichen Verbrauch von Energie dar, da beim Abbau der Felder die Energie aus dem Feld zurückgewonnen wird. Die Blindleistung ist jedoch für einen zusätzlichen Stromfluss im Netz verantwortlich, der zur thermischen Belastung von Betriebsmitteln und zum Spannungsabfall entlang dieser führt. Da sich die magnetischen Felder von Induktivitäten genau dann aufbauen, wenn sich die elektrischen Felder in Kapazitäten abbauen, ist es möglich, durch einen lokalen Ausgleich von Induktivitäten und Kapazitäten für die gegenseitige Deckung der erforderlichen Blindleistung zu sorgen. In diesem Fall muss nur wenig oder keine

Blindleistung transportiert werden, sodass thermische Belastungen und insbesondere Spannungsabfälle entlang von Betriebsmitteln reduziert werden. Dies wird Blindleistungskompensation genannt.

Scheinleistung Die Scheinleistung ist eine kombinierte Größe aus Blind- und Wirkleistung. Der Zusammenhang ist jedoch keine einfache Addition aus Wirk- und Blindleistung. Stattdessen stellt die Scheinleistung die Hypotenuse eines rechtwinkligen Dreiecks mit Wirkleistung und Blindleistung als Katheten zusammen. Der Zusammenhang ist demnach durch den Satz des Pythagoras beschrieben.

Reaktanz Kapazitäten und Induktivitäten bilden in einem Wechselstromsystem durch den Auf- und Abbau von elektrischen und magnetischen Feldern eine Reaktanz. Reaktanzen beziehen Blindleistung.

Admittanz Der Kehrwert der Impedanz

Impedanz Die Impedanz ist eine kombinierte Größe aus ohm'schen Widerstand und Reaktanzen. Der Zusammenhang ist jedoch keine einfache Addition aus Reaktanz und Widerstand. Stattdessen stellt die Impedanz die Hypotenuse eines rechtwinkligen Dreiecks mit Reaktanz und Widerstand als Katheten zusammen. Der Zusammenhang ist demnach durch den Satz des Pythagoras beschrieben

8 Literaturverzeichnis

- [1] ENTSOE (Hrsg.): *Operation Handbook : Policy 3: Operational Security*. 2009
- [2] BAEHR, Hans Dieter ; STEPHAN, Karl: *Wärme- und Stoffübertragung*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2019
- [3] CIGRE WORKING GROUP B2.43: *Guide for thermal rating calculations of overhead lines : TB601* (2014)
- [4] NEUMANN, Claus ; HINRICHSSEN, Volker: *Analyse und Bewertung der Anforderungen an das Leistungsvermögen der Betriebsmittel im Falle von temporären Netzzuständen mit Spannungen oberhalb Um* : VDE, 2019
- [5] KIEßLING, Friedrich ; NEFZGER, Peter ; KAINZ, Ulf: *Freileitungen - Planung, Berechnung, Ausführung* (2001)
- [6] CIGRE: *Guide to the operation of conventional conductor systems above 100°C : Technical Brochure 643* (2015)
- [7] IEEE STANDARDS: *IEEE guide for determining the effects of high-temperature operation on conductors, connectors, and accessories : Nr. 1283*. New York, N.Y : Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2004
- [8] MUHR, Michael ; SCHWARZ, Robert ; JAUFER, Stefan: *Alterung von Freileitungen* (2006)
- [9] CIGRE: *Overhead Lines : Study Committee B2*, 2017
- [10] DEUTSCHE ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER ; 50HERTZ TRANSMISSION GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH, TRANSNETBW GMBH: *Konsultation Zwischenbericht*. 2021-01-21. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); Instiut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW) (Adressat)
- [11] CIGRE: *Management of existing overhead transmission lines : Technical Brochure 175* (2000)
- [12] ITO, I. ; CHIBA, H. ; ONODERA, M.: *Corrosion Characteristics Based on an Investigation of Sampled OHTL Conductors and a Probabilistic Lifetime Estimation Method*. In: *CIGRÉ Session Papers & Proceedings* (2012)
- [13] HAVARD, D. G. ; BELLAMY, G. ; BUCHAN, P. G. ; EWING, H. A. ; HORROCKS, D. J. ; KRISHNASAMY, S. G. ; MOTLIS, J. ; YOSHIKI-GRAVELSINS, K. S.: *Aged ACSR Conductors*

Part I - Testing Procedures for Conductors and Line Items. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* (1991), S. 835–841

- [14] HAVARD, D. G. ; BELLAMY, G. ; BUCHAN, P. G. ; EWING, H. A. ; HORROCKS, D. J. ; KRISHNASAMY, S. G. ; MOTLIS, J. ; YOSHIKI-GRAVELSINS, K. S.: *Aged ACSR conductors Part II - Prediction of remaining life*. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* (1992), S. 588–595
- [15] SCHLEGEL, Stephan: *Langzeitverhalten von Schraubenverbindungen mit Stromschienen aus Reinkupfer in der Elektroenergie-technik unter besonderer Berücksichtigung der Temperatur*. Universität Dresden. Dissertation. 2011
- [16] CIGRE: *Ageing High Voltage Substation Equipment : Technical Brochure 725* (2018)
- [17] WIKIMEDIA COMMONS: *HV Cable*. URL
https://commons.wikimedia.org/wiki/File:HV_Cable.jpg – Überprüfungsdatum 2020-06-10
- [18] L. HEINHOLD ; R. STUBBE: *Kabel und Leitungen für Starkstrom : Grundlagen und Produkt-Know-how für das Projektieren von Kabelanlagen* (1999)
- [19] HEUCK, Klaus ; DETTMANN, Klaus-Dieter ; SCHULZ, Detlef: *Elektrische Energieversorgung*. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013
- [20] CHEN, George; TUNCER, Enis (Mitarb.): *2017 IEEE CEIDP : IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena : October 22-25, 2017 : Hilton Fort Worth, Ft. Worth, Texas, USA*. Piscataway, NJ : IEEE, 2017
- [21] DIN EN 60216 (VDE 0304). *Elektroisolierstoffe*
- [22] CIGRE: *Life cycle assessment of underground cables : Technical Brochure 689* (2017)
- [23] BOHN, T.: *Elektrische Energietechnik : Handbuchreihe Energie, 4. Bd.* Köln : TÜV Rheinland, 1987
- [24] DIN EN 60076-2 (VDE 0532-76-2). 2012-02. *Leistungstransformatoren*
- [25] CIGRE: *Ageing of the System Impact on Planning : Technical Brochure 176* (2000)
- [26] M. ARSHAD ; S.M. ISLAM ; A. KHALIQ: *Power transformer aging and life extension*. In: *8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Iowa State University, Ames, Iowa* (2004)
- [27] CIGRE: *Condition assessment of power transformers : Technical Brochure 761* (2019)
- [28] DIN IEC 60076-7 (VDE 0532-76-7). 2008. *Leistungstransformatoren*
- [29] DIN EN 60038 (VDE 0175-1). 04.2012. *CENELEC-Normspannungen*

- [30] P. KUNDUR: *Power System Stability and Control* (1994)
- [31] EUROPÄISCHE KOMMISSION: *VERORDNUNG (EU) 2017/1485 DER KOMMISSION vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (System Operation Guideline)* (in Kraft getr. am August 2017) (August 2017). URL <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485&from=EN> – Überprüfungsdatum 2020-07-21
- [32] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH, TRANSNETBW GMBH: *Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes* (2018)
- [33] DER BUNDESTAG: *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)* (idF v. 7. 7. 2005, geändert am 25. 2. 2021) (2005). URL https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/EnWG.pdf – Überprüfungsdatum 2021-03-24
- [34] DER BUNDESTAG: *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (ErneuerbareEnergien-Gesetz)* (idF v. 19. 6. 2020) (2014). URL https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2017.pdf – Überprüfungsdatum 2020-07-21
- [35] BUNDESNETZAGENTUR (Hrsg.): *Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit : Gesamtes Jahr 2019. 2020*
- [36] DER BUNDESTAG: *Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13. Mai 2019 (Bundesgesetzblatt Jahrgang 2019 Teil I Nr. 19)* (in Kraft getr. am 2019) (2019). URL https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl119s0706.pdf%27%5D__1595321145705 – Überprüfungsdatum 2020-07-21
- [37] BUNDESNETZAGENTUR (Hrsg.): *Beschluss in dem Verfahren zur Festlegung von näheren Bestimmungen im Zusammenhang mit den Mindestfaktoren (Mindestfaktor-Festlegung)*. 30.11.2020
- [38] VDE-AR-N 4210-5. 2020. *Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb*
- [39] DIN EN 50341-2-4; VDE 0210-2-4:2019-09. 2019. *Freileitungen über AC 1 kV*
- [40] *Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors*
- [41] AMPACIMON: *Konsultation Zwischenbericht*. 2021. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); Instiut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW) (Adressat)

- [42] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (dena) (Hrsg.): *dena-Netzstudie II : Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025*. 2010
- [43] *IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors*
- [44] Technical Brochure. 06.2012. *Guide for Application of Direct Real-Time Monitoring Systems*
- [45] Technical Brochure WG B2.42. 2014. *Guide for Thermal Rating Calculations of Overhead Lines*
- [46] TENNET TSO GMBH (Hrsg.): *Freileitungsmonitoring : Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb*. 19.03.2019
- [47] MISCHINGER, Stefan ; LIMBACHER, Elie-Lukas ; SEIDL, Hannes ; RITZAU, Michael ; NAILIS, Dominic: *Höhere Auslastung des Stromnetzes : Ergebnispapier des dena-Stakeholder-Prozesses*. Maßnahmen zur höheren Auslastung des Bestandsnetzes durch heute verfügbare Technologien. 2017
- [48] DIE BUNDESREGIERUNG: *Sechszwanzigste Verordnung zur Durchführung des BundesImmissionsschutzgesetzes (in Kraft getr. am 2013) (2013) – Überprüfungsdatum 2020-05-27*
- [49] DÜRRENBERGER, Gregor: *Kriechströme - Stand des Wissens [stray voltage - a literature Review]*. 2016
- [50] SCHIEDSSTELLE FÜR BEEINFLUSSUNGSFRAGEN (SfB) (Hrsg.): *Maßnahmen beim Bau und Betrieb von Rohrleitungen im Einflussbereich von Hochspannungs-Drehstromanlagen und Wechselstrom-Bahnanlagen : SfB Technische Empfehlung 7 (TE 7)*. 2014
- [51] VDE 0845-8; DIN EN 50443. 08.2012. *Auswirkungen elektromagnetischer Beeinflussungen von Hochspannungswechselstrombahnen und/oder Hochspannungsanlagen auf Rohrleitungen*
- [52] DER BUNDESTAG: Gesetz zur Änderung des Energiesicherungsgesetzes und anderer energiewirtschaftlicher Vorschriften vom 08. Oktober 2022 (in Kraft getr. am 12. 10. 2022). In: *Bundesgesetzblatt Nr. 37 vom 12.10.2022, 2022*
- [53] DER BUNDESTAG (Hrsg.): *Gesetzesentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP : Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiesicherungsgesetzes und anderer energiewirtschaftlicher Vorschriften*. Drucksache 20/3497. 20.09.2022

- [54] N. HINGORANI, L. Gyugyi: *Understanding FACTS : Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems* (2000)
- [55] JOVCIC, Dragan: *High voltage direct current transmission : Converters, systems and DC grids*. Second edition, 2019
- [56] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH, TRANSNETBW GMBH: *Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019)*. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 2019
- [57] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH, TRANSNETBW GMBH, AVACON NETZ GMBH, MITTELDEUTSCHE NETZGESELLSCHAFT STROM MBH, NETZE BW GMBH, WESTNETZ GMBH, FRAUNHOFER-GESELLSCHAFT ZUR FÖRDERUNG DER ANGEWANDTEN FORSCHUNG E.V., RWTH AACHEN, FAU ERLANGEN-NÜRNBERG, TU DORTMUND, TU ILLMENAU, PSI SOFTWARE AG, SIEMENS AG (Hrsg.): *Abschlussbericht InnoSys 2030 : Innovationen in der Systemführung bis 2030*. 2021
- [58] EUROPÄISCHE KOMMISSION: *RICHTLINIE (EU) 2019/944 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU* (idF v. 14. 6. 2019). In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (2019)
- [59] Anwendungsregel VDE-AR-N 4130. 11.2018. *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung)*
- [60] Anwendungsregel VDE-AR-N 4120. 2018-10-19. *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)*
- [61] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH: *dena-Studie Systemsicherheit 2050 : Systemdienstleistungen und Aspekte der Stabilität im zukünftigen Stromsystem* (2020)
- [62] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH: *Momentanreserve 2030 : Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030* (2016)
- [63] DER BUNDESTAG (Hrsg.): *Geszentwurf der Bundesregierung : Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen*. 31.08.2020
- [64] EUROPÄISCHE KOMMISSION: *VERORDNUNG (EU) 2016/631 DER KOMMISSION vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger* (in Kraft getr. am 27. 4. 2016). In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (2016-04-27)

- [65] EUROPÄISCHE KOMMISSION: *VERORDNUNG (EU) 2016/1388 DER KOMMISSION vom 17. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss* (in Kraft getr. am 17. 8. 2016) (2016-08-17). URL <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R1388&from=FR>
- [66] DEUTSCHE ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER: *Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb*. 2014
- [67] VDE-AR-N 4142. 2020-04-01. *Automatische Letztmaßnahmen zur Vermeidung von Systemzusammenbrüchen*
- [68] BESCHLUSSKAMMER 6 DER BUNDESNETZAGENTUR: *Beschluss BK6-20-298* (in Kraft getr. am 18. 12. 2020) (2020-12-18)
- [69] DEUTSCHE ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER: *FAQ Regelleistung*. URL <https://www.regelleistung.net/ext/download/faq> – Überprüfungsdatum 2020-02-25
- [70] KYNEV, Sergey ; PILZ, Georg ; SCHMITT, Heino: Comparison of modern STATCOM and synchronous condenser for power transmission systems. In: *2016 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)* : IEEE, 2016 - 2016, S. 1–6
- [71] BESCHLUSSKAMMER 6 DER BUNDESNETZAGENTUR: *Beschluss BK6-20-295* (in Kraft getr. am 18. 12. 2020) (2020-12-18)
- [72] BESCHLUSSKAMMER 6 DER BUNDESNETZAGENTUR: *Beschluss BK6-20-296* (in Kraft getr. am 18. 12. 2020) (2020-12-18)
- [73] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH: *dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 : Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien*. Berlin, 2014
- [74] BESCHLUSSKAMMER 6 DER BUNDESNETZAGENTUR: *Beschluss BK6-20-297* (in Kraft getr. am 18. 12. 2020) (2020-12-18)
- [75] DIN EN 50326. 2003. *Leiter für Freileitungen*
- [76] CIGRE: *Life Cycle Assessment (LCA) for overhead lines : Technical Brochure 265* (2004)
- [77] CTC GLOBAL: *Hoch belastbare ACCC® Leiterseile mit hoher Kapazität und geringem Durchhang für Hoch- und Höchstspannungsfreileitungen*, 2018
- [78] DENA ; IFHT: *Technologieübersicht. Das deutsche Höchstspannungsnetz: Technologien und Rahmenbedingungen*. (2014)
- [79] BUNDESMINISTERIUM DER FINANZEN: *AfA-Tabelle_Energie-und-Wasserversorgung* (1995)

- [80] BALZER, Gerd ; SCHORN, Christian: *Asset Management für Infrastrukturanlagen - Energie und Wasser*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2014
- [81] DIN EN 50182. 2001. *Leiter für Freileitungen*
- [82] CTC GLOBAL: *ACCC® Conductor Installations*. URL <https://www.ctcglobal.com/project-map/>
- [83] HILDMANN, Christian: *Zum elektrischen Kontakt- und Langzeitverhalten von Pressverbindungen mit konventionellen und Hochtemperatur-Leiterseilen mit geringem Durchhang*. Dresden, Technische Universität Dresden. Dissertation. 2017
- [84] AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS: *Report on unit investment cost indicators and corresponding reference values for electricity and gas infrastructure : UIC Report - Electricity Infrastructure (2015)*
- [85] KEMA, INC.: *Life-Cycle 2012 : Connecticut Siting Council Investigation into the Life-cycle Costs of Electric Transmission Lines (2012)*. URL <https://portal.ct.gov/-/media/CSC/LifeCycle2011/LifeCycleFinalReportpdf.pdf> – Überprüfungsdatum 2022-08-09
- [86] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH, TRANSNETBW GMBH (Hrsg.): *Kostenschätzungen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035 (Version 2021)*
- [87] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH, TRANSNETBW GMBH (Hrsg.): *Kostenschätzungen zum Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019)*
- [88] NOGALES, Santiago Cascante ; MIÑANA, José Antonio Lama ; ADRIÁN, Alonso: *HTLS and HVDC solutions for overhead lines uprating*. In: *11th CHLIE Conference (2009)*
- [89] OSWALD, Bernd Rüdiger: *Vergleichende Studie zu Stromeübertragung im Höchstspannungsnetz : Technische, betriebswirtschaftliche und umweltfachliche Beurteilung von Freileitung, VPE-Kabel und GIL am Beispiel der 380-kV Trasse Ganderkesee - St. Hülfe (2005)*
- [90] CTC GLOBAL: *Konsultation Zwischenbericht*. 2021-01-14. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW) (Adressat)
- [91] TENNET TSO GMBH: *380/110-kV-Leitung Ersatzneubau Ostbayernring (2018)*. URL https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Onshore_Germany/Ostbayernring/22012_Factsheet_Abschnitt-A_OBR_DIN-A4.pdf – Überprüfungsdatum 2022-08-09
- [92] CIGRE: *Thermal behaviour of overhead conductors : TB 207 - Working Group 22.12, 2002*

- [93] BRAKELMANN, Heinrich: *Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel?* (2004)
- [94] OEDING, Dietrich ; OSWALD, Bernd Rüdiger: *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2011
- [95] PESCHKE, E. ; OLSHAUSEN, R. v.: *Kabelanlagen für Hoch- und Höchstspannung : Entwicklung, Herstellung, Prüfung, Montage und Betrieb von Kabeln und deren Garnituren* (1998)
- [96] VAHEDY: *Polymer insulated high voltage cables* (2006)
- [97] CONSENTEC GMBH: *Technische, planerische und regulatorische Bewertung der Erdkabel-Projekte nach EnLAG und BBPIG* (2016)
- [98] THUE, William A.: *Electrical power cable engineering*. 3rd ed. Boca Raton, Fla. : CRC Press, 2012
- [99] AMPRION ; TENNET ; 50HERTZ ; TRANSNETBW: *Erfahrungsbericht zum Einsatz von Erdkabeln im Höchstspannungs-Drehstrombereich* (2020). URL https://www.amprion.net/Dokumente/Dialog/Downloads/Studien/Erfahrungsbericht-Erdkabel_Oktober-2020.pdf
- [100] BUNDESNETZAGENTUR: *netzausbau.de : Brunsbüttel - Großgartach (SuedLink)*. URL https://www.netzausbau.de/Vorhaben/ansicht/de.html?cms_nummer=3&cms_gruppe=bbplg – Überprüfungsdatum 2023-04-12
- [101] LUTON, M. H. ; ANDERS, G. J. ; BRAUN, J. M. ; FUJIMOTO, N. ; RIZZETO, S. ; DOWNES, J. A.: *Real Time Monitoring of Power Cables by Fibre Optic Technologies Tests, Applications and Outlook*. In: *6th Int Conference on Insulated Power Cables, JiCable* (2003)
- [102] CIGRE: *Thermal monitoring of cable circuits and grid operators' use of dynamic rating systems : Technical Brochure 756* (2019)
- [103] CIGRE WG 23/21/33.15: *Gas Insulated Transmission Lines (GIL) : TB 218* (2003)
- [104] VDE: *Positionspapier Übertragung elektrischer Energie* (2010)
- [105] DIN EN 62271-204 (VDE 0671-204). *Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen*
- [106] KRIEG, Terry ; FINN, John: *Substations*. Cham : Springer International Publishing, 2019
- [107] BENATO, Roberto ; DI MARIO, Claudio ; KOCH, Hermann: *High-Capability Applications of Long Gas-Insulated Lines in Structures*. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 22 (2007), Nr. 1, S. 619–626

- [108] KOCH, Hermann: *Gas insulated transmission lines (GIL)*. Chichester, West Sussex, Piscataway, New Jersey : Wiley IEEE Press, 2011
- [109] SIEMENS AG: *420-kV Transformator mit natürlicher Ester-Isolierung : Innovation: Leistungstransformator für TransnetBW (Deutschland)* (2014)
- [110] DIN EN 60076-1 (VDE 0532-76-1). 2015-07. *Leistungstransformatoren*
- [111] MARENBACH, Richard ; NELLES, Dieter ; TUTTAS, Christian: *Elektrische Energietechnik*. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013
- [112] TRANSNET BW: *Ersatzbau 380-KV-Schaltanlage Obermooweiler* (2019)
- [113] TENBOHLEN, S. ; STIRL, T. ; STACH, M.: *Assessment of overload capacity of power transformers by on-line monitoring systems* (2001), S. 329–334
- [114] CIGRE; ITO, H. (Mitarb.): *Switching Equipment : Study Committee A3: High Voltage Equipment*. Cham : Springer International Publishing, 2019
- [115] SMEETS, René Peter Paul ; SLUIS, Lou van der ; KAPETANOVIC, Mirsad ; JANSSEN, Anton ; PELO, David F.: *Switching in Electrical Transmission and Distribution Systems*. Chichester, West Sussex : Wiley, 2015
- [116] Norm DIN EN 62271-101 (VDE 0671-101). 2018. *Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen*
- [117] ASGARIEH, Leyla ; BALZER, Gerd ; GAUL, Armin ; MATHIS, Manfred: *Assetsimulation steuert Investitionsbudget : Ermittlung der Investitions- und Betriebskosten*. In: *ew, Magazin für die Energiewirtschaft* 110 (2011), Nr. 10, S. 50–54
- [118] DIN EN 61869 (VDE 0414). *Messwandler*
- [119] DIN EN 60085. 2008. *Elektrische Isolierung*
- [120] KÜCHLER, Andreas: *Hochspannungstechnik*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2009
- [121] EREMIA, Mircea ; LIU, Chen-Ching: *Advanced solutions in power systems : HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence*. EDRIS, Abdel-Aty (Hrsg.). Piscataway NJ, Hoboken New Jersey : IEEE Press; John Wiley & Sons Inc, 2016
- [122] J. VERBOOMEN, D. VAN HERTEM, P. SCHAVEMAKER, W. KLING, R. BELMANS: *Phase shifting transformers : Principles and Applications* 2005
- [123] TRANSFORMERS COMMITTEE OF THE IEEE POWER & ENERGY SOCIETY: *IEEE guide for the application, specification, and testing of phase-shifting transformers*. New York : Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2011

- [124] J. VERBOOMEN: *Optimisation of Transmission Systems by use of Phase Shifting Transformers* (2008)
- [125] SIEMENS ENERGY AG: *Phase-shifting transformers*. URL <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-transmission/transformers/phase-shifting-transformers.html> – Überprüfungsdatum 2021-03-22
- [126] CRASTAN, Valentin: *Elektrische Energieversorgung 1*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2012
- [127] ABB LTD.: *Phase shifting transformers : Reliable and efficient power flow control* (2011). URL https://library.e.abb.com/public/2eee6e01c1e2a30583257984002ce047/PST_low%20res.pdf – Überprüfungsdatum 2022-08-05
- [128] GE GRID SOLUTIONS: *Power Transformers*. URL https://www.gegridsolutions.com/hvmv_equipment/catalog/power_transformers.htm – Überprüfungsdatum 2021-03-22
- [129] W. SEITLINGER: *Phasenschieber-Transformatoren - Diskussion spezieller Eigenschaften* (1998)
- [130] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH: *Pressemitteilung - Vereinbarung zwischen polnischem (PSE) und deutschem (50Hertz) Übertragungsnetzbetreiber zu Phasenschiebertransformatoren markiert wichtigen Schritt hin zur Vollendung des europäischen Energiebinnenmarktes* (2014)
- [131] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH, TRANSNETBW GMBH (Hrsg.): *Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019 : 2. Entwurf, Aktualisierung Januar 2020*. Projektsteckbriefe Onshore. 2020
- [132] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH: *Pressemitteilung - 50Hertz installiert ersten Phasenschiebertransformator im Umspannwerk Röhrsdorf* (2017)
- [133] 50 HERTZ: *Interkonnektoren und Phasenschieber*. URL <https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/InterkonnektorenundPhasenschieber> – Überprüfungsdatum 2020-04-08
- [134] M. WILD, S. TENBOHLEN, R. JONGEN, E. GULSKI, J. ERBRINK: *Degradation Effects and Diagnosis of On-load Tap Changer in Power Transformers* (2014)
- [135] CIGRE: *French experience in phase-shifting transformers* (2006)
- [136] Z. GAJIC, D. KARLSSON, M. KOCKOTT: *Advanced OLTC Control to counteract Power System Voltage instability* (2006)

- [137] ABB AB: *A matter of FACTS : Deliver more, high quality power* (2016). URL <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1JNS018770&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch> – Überprüfungsdatum 2022-08-05
- [138] ABB AB: *FACTS : powerful systems for flexible power transmission* (1999)
- [139] ABB AB: *Thyristorgesteuerte Serienkompensation (TCSC)*. URL [https://new.abb.com/facts/de/thyristorgesteuerte-serienkompensation-\(tcsc\)](https://new.abb.com/facts/de/thyristorgesteuerte-serienkompensation-(tcsc))
- [140] RÜBERG, Sven ; FERREIRA, Helder ; L'ABBATE, Angelo ; HÄGER, Ulf ; FULLI, Gianluca ; LI, Yong ; SCHWIPPE, Johannes: *REseArch, methodoLogles and technologieS for the effective development of pan-European key GRID infrastructures to support the achievement of a reliable, competitive and sustainable electricity supply : D1.2.1 Improving network controllability by Flexible Alternating Current Transmission System (FACTS) and by High Voltage Direct Current (HVDC) transmission systems*. 08.03.2010
- [141] CIGRE WORKING GROUP B4.49: *Performance Evaluation and Applications Review of Existing Thyristor Control Series Capacitor Devices –TCSC* (2013)
- [142] MARUF, Nasimu Islam ; MOHSIN, Asm ; SHOEB, Asaduzzaman ; ISLAM, Kafiul: *Study of Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC) as a useful FACTS Device* (2010)
- [143] SUN, Hai-shun ; CHENG, Shijie ; WEN, Jinyu: *Dynamic Response of TCSC and Reactance Control Method Study*. In: *2006 International Conference on Power System Technology* : IEEE, 102006, S. 1–5
- [144] S. MEIKANDASIVAM, R. NEMA, S. JAIN: *Performance of installed TCSC projects*. Piscataway, NJ : IEEE, 2011
- [145] BUNDESNETZAGENTUR: *Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom 2017-2030* (2017)
- [146] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH, TRANSNETBW GMBH (Hrsg.): *Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017 : 2. Entwurf Teil 1*. 2017
- [147] TENNET TSO GMBH: *Erweiterung der 380-KV-Schaltanlage im Umspannwerk Stadorf mittels zweier lastflusststeuernder Flexible AC Transmission Systems (kurz FACTS), z. B. Thyristor Controlled Series Capacitors (kurz TCSC)*. URL https://ausschreibungen-deutschland.de/528743_Erweiterung_der_380-KV-Schaltanlage_im_Umspannwerk_Stadorf_mittels_zweier_lastflusststeuernder_2019_Bayreuth
- [148] RAGAINI, Enrico ; VIARO, Francesco ; MONTANARI, Gian Carlo ; MASTROMAURO, Claudio A.: *Reduction of capacitor aging by the use of transient-free diode-based synchronous switch*. In: *2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical*

Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (IEEEIC/I&CPS Europe), 2017, S. 1–6

- [149] CEPEK, M. ; KRISHNAYYA, C. P.: Thyristor aging. In: *POWERCON '98. 1998 International Conference on Power System Technology. Proceedings (Cat. No.98EX151)* : IEEE, 1998, S. 649–653
- [150] DIN EN 60143-1. 2016-04. *Reihen Kondensatoren für Starkstromanlagen*
- [151] CIGRE WORKING GROUP B4.40: *Static Synchronous Series Compensator (SSSC)* (2009)
- [152] PADIYAR, K. R.: *FACTS controllers in power transmission and distributio*. New Delhi : New Age International (P) Ltd. Publishers, 2007
- [153] SMART WIRES INC.: *SmartBypass Spec-Sheet 191010* (2019)
- [154] SMART WIRES INC.: *Konsultation Zwischenbericht*. 2021-01-14. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); Instiut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW) (Adressat)
- [155] SIEMENS ENERGY AG: *Konsultation Zwischenbericht*. 2021. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); Instiut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW) (Adressat)
- [156] SMART WIRES INC.: *SmartValve 1-1800 Spec-Sheet* (2019)
- [157] SMART WIRES INC.: *SmartValve 2-3600 Spec-Sheet* (2019)
- [158] INGREGRID: *Ingregrid Power Flow : Advantages*. URL https://www.ingeteam.com/en-us/power-electronics/electrical-storage-facts-sssc/pc28_18_246/ingegrid-powerflow.aspx
- [159] SMART WIRES INC.: *Mobile Deployment Handout* (2020)
- [160] SMART WIRES INC.: *SmartValve with Integrated Bypass*
- [161] SPECIVIUS, Joachim: *Grundkurs Leistungselektronik*. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2018
- [162] SMARTWIRES, EirGrid: *SmartValve Pilot Project 2016/17 : Report* (2017)
- [163] INGREGRID: *47,8MVar Static Synchronous Series Compensator : 220kV line in Torres del Segre (Spain)* (2012)
- [164] SMART WIRES INC.: *National Grid Electricity Transmission signs strategic deal with Smart Wires : Power Flow Control Technology To Enable Greater Volumes Of Renewable Power*. URL <https://www.smartwires.com/2019/11/26/nget-release/> – Überprüfungsdatum 2020-09-14

- [165] ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE: *Evaluation of SmartValve™ Devices Installation at Central Hudson*. URL
<https://www.epri.com/research/summary/000000003002019771> – Überprüfungsdatum 2021-01-21
- [166] JOSEPH, Tibin ; UGALDE-LOO, Carlos E. ; LIANG, Jun ; COVENTRY, Paul F.: *Asset Management Strategies for Power Electronic Converters in Transmission Networks: Application to HvdC and FACTS Devices*. In: *IEEE Access* 6 (2018), S. 21084–21102
- [167] KIRBY, Neil M. ; MARKEN, Paul E. ; PARADIS, Michael ; WANG, Pei ; PLOWRIGHT, Ian ; MOON, Hyung-Bae ; INGEMANSSON, Dag ; MENDIS, Reginald ; MEHRABAN, Ben: *Extending Their Lifetimes : Keeping HVdc and FACTS Installations in Service Longer*. In: *IEEE Power and Energy Magazine* 14 (2016), Nr. 2, S. 57–65
- [168] ENTSOE: *Static Synchronous Series Compensator*. URL
<https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/static-synchronous-series-compensator> – Überprüfungsdatum 2021-03-10
- [169] VAN HERTEM, Dirk (Hrsg.); GOMIS-BELLMUNT, Oriol (Hrsg.); LIANG, Jun (Hrsg.): *HVDC grids : For offshore and supergrid of the future*. Piscataway NJ, Hoboken New Jersey : IEEE Press; Wiley, 2016 (IEEE Press Series on Power Engineering)
- [170] VDE: *VSC-basierte HGÜ-Technik : Erfahrungen und Trends*. URL
<https://www.vde.com/de/etg/arbeitsgebiete/informationen/mi2-14-vsc> – Überprüfungsdatum 2020-06-17
- [171] MIKE BARNES: *VSC-HVDC NEWSLETTER | Vol. 8, Issue 01*. In: *VSC-HVDC NEWSLETTER* (2020), Vol. 8, Issue 01
- [172] EUROPÄISCHE KOMMISSION: *VERORDNUNG (EU) 2016/ 1447 DER KOMMISSION vom 26. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung* (2016)
- [173] J. DORN, H. GAMBACH, J. STRAUSS, T. WESTERWELLER, J. ALLIGAN: *Trans bay cable—a breakthrough of VSC multilevel converters in HVDC transmission* (2012)
- [174] AXELSSON, U.: *The Gotland HVDC Light project - experiences from trial and commercial operation*. In: *16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2001)* : IEE, 2001, v1-3-v1-3
- [175] HITACHI ENERGY: *BorWin1 : One of the most remote offshore wind farm clusters in the world is connected to the German grid by a 400 MW +/-150 kV HVDC Light® transmission system from ABB*. URL

- <https://www.hitachienergy.com/fr/fr/references/hvdc/borwin1> – Überprüfungsdatum 2022-08-05
- [176] SIEMENS ENERGY AG: *Fact Sheet BorWin2 HVDC Platform : Status: January2015*. URL <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:e8b0d0f0-28b9-493a-baa7-3c5c7aef99f/factsheet-borwin2-de.pdf> – Überprüfungsdatum 2022-08-05
- [177] SIEMENS ENERGY AG: *HGÜ-Technik von Siemens Energy verbindet rund 7 Millionen Haushalte mit Offshore-Energie*. URL <https://press.siemens-energy.com/global/de/feature/siemens-verbindet-haushalte-mit-offshore-energie> – Überprüfungsdatum 2022-08-05
- [178] SIEMENS ENERGY AG: *HVDC - High-voltage direct current transmission*. URL <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:a6cb3b5d-ac70-41e9-8b9a-21e0968937b8/2021-11-24-hvdc-referenceflyer.pdf> – Überprüfungsdatum 2022-08-09
- [179] HITACHI ENERGY: *HVDC Light Reference list*. URL <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=POW0027&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch> – Überprüfungsdatum 2022-08-09
- [180] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH, TRANSNETBW GMBH (Hrsg.): *Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, zweiter Entwurf*. 2021
- [181] RUDERVALL, Roberto ; CHARPENTIER, J. ; SHARMA, Raghuveer: *High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems Technology Review Paper*. In: *Proc. Energy Week* (2000-01-01)
- [182] AMPRION GMBH: *ALEGRO*. URL <https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/ALEGRO-Deutschland-Belgien/> – Überprüfungsdatum 2021-03-10
- [183] SANZ, Inmaculada Martinez ; JUDGE, Paul D. ; SPALLAROSSA, Claudia E. ; CHAUDHURI, Balarko ; GREEN, Tim C.: *Dynamic Overload Capability of VSC HVDC Interconnections for Frequency Support*. In: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 32 (2017), Nr. 4, S. 1544–1553
- [184] ÄNGQUIST, L. ; NORRGA, S. ; JLVES, K.: *Operating region extension for multilevel converters in HVDC applications by optimisation methods*. In: *10th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2012)* : Institution of Engineering and Technology, 2012, S. 7
- [185] ABB AB, HVDC: *VSC HVDC Transmission Supporting Variable Electricity Generation*. In: *CIGRE 2016* (2016), Nr. 674369

- [186] TWENTIES PROJECT: *Principles of an optimal operation of the AC/DC interconnected power systems – Specification of the requirements for the HVDC grid (DCG) injections to the AC grid : Status report for the European Commission Deliverable: D5.2-b*
- [187] JIANG-HAFNER, Ying ; DUCHEN, Hugo ; KARLSSON, Michael ; RONSTROM, Leif ; ABRAHAMSSON, Bernt: *HVDC with voltage source converters - a powerful standby black start facility*. In: *2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition* (2008), S. 1–9
- [188] ELSNER, Peter (Hrsg.); SAUER, Dirk Uwe (Hrsg.): *Energiespeicher : Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“*. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. 2015
- [189] KASCHUB, Thomas: *Batteriespeicher in Haushalten unter Berücksichtigung von Photovoltaik, Elektrofahrzeugen und Nachfragesteuerung*. Karlsruhe, Karlsruher Institut für Technologie (KIT); Karlsruher Institut für Technologie. Dissertation. URL <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0072-712592>
- [190] PINNANGUDI, Balasubramanian ; KUYKENDAL, Michelle ; BHADRA, Shoham: *Smart Grid Energy Storage*. In: *The Power Grid* : Elsevier, 2017, S. 93–135
- [191] STENZEL, Peter ; FLEER, Johannes ; LINSSEN, Jochen: *Elektrochemische Speicher*. In: WIETSCHEL, Martin; ULLRICH, Sandra; MARKEWITZ, Peter; SCHULTE, Friedrich; GENOESE, Fabio (Hrsg.): *Energietechnologien der Zukunft*. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015, S. 157–214
- [192] INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA) (Hrsg.): *Electricity Storage and Renewables : Costs and Markets to 2030*. 2017
- [193] YU, Shicheng ; SCHMOHL, Sebastian ; LIU, Zigeng ; HOFFMEYER, Marija ; SCHÖN, Nino ; HAUSEN, Florian ; TEMPEL, Hermann ; KUNGL, Hans ; WIEMHÖFER, Hans–D. ; EICHEL, Rüdiger–A.: *Insights into a layered hybrid solid electrolyte and its application in long lifespan high-voltage all-solid-state lithium batteries*. In: *Journal of Materials Chemistry A* 7 (2019), Nr. 8, S. 3882–3894
- [194] WOLTER, Mareike ; KUSNEZOFF, Mihails ; WEIDL, Roland ; GÖRNE, Arno: *Keramische Elektrolyten für Lithium- und Natrium-Festkörperbatterien*. In: Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme (IKTS) (Hrsg.): *Jahresbericht 2019/2020*.
- [195] SAUER, Dirk Uwe; DIPL.-ING. LUNZ, Benedikt (Mitarb.); DIPL.-ING. MAGNOR, Dirk (Mitarb.) : *Marktanreizprogramm für dezentrale Speicher insbesondere für PV-Strom : Kurzgutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)*. 27.03.2013

- [196] LINDEN, David (Hrsg.); REDDY, Thomas B. (Hrsg.): *Handbook of batteries*. 3. ed. New York, NY : McGraw-Hill, 2002 (McGraw-Hill handbooks)
- [197] KURZWEIL, Peter ; DIETLMEIER, Otto K.: *Elektrochemische Speicher*. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015
- [198] KORTHAUER, Reiner: *Handbuch Lithium-Ionen-Batterien*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2013
- [199] BREEZE, Paul: Power System Energy Storage Technologies. In: *Power Generation Technologies* : Elsevier, 2019, S. 219–249
- [200] RAHIMZEI, Ehsan ; SANN, Kerstin ; VOGEL, Moritz: *Kompodium: Li-Ionen-Batterien im BMWi Förderprogramm IKT für Elektromobilität II: Smart Car - Smart Grid - Smart Traffic : Grundlagen, Bewertungskriterien, Gesetze und Normen*. Frankfurt am Main, 2015
- [201] DANIEL, Claus ; BESENHARD, J. O.: *Handbook of Battery Materials*. Weinheim : Wiley, 2012
- [202] STERNER, Michael ; STADLER, Ingo: *Handbook of Energy Storage*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2019
- [203] SCHREIBER, Martha ; HARRER, Martin: Lifetime of Vanadium Redox Flow Batteries. In: U.S. DOE Energy Storage Systems Research Program (ESS) (Hrsg.): *EESAT 2011 Conference : Session 8: Emerging EES Technologies*, 2011
- [204] OEDING, Dietrich ; OSWALD, Bernd R.: *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2016
- [205] VARTA AG (Hrsg.): *Unternehmenspräsentation*. 2020
- [206] SKYLLAS-KAZACOS, Maria: *All-Vanadium Redox Battery*. 22.11.1988. Veröffentlichungsnr. 4786567
- [207] UNIPER SE: *Projektbeschreibung M5BAT*. URL <http://m5bat.de/de-de/Projekt/Projektbeschreibung> – Überprüfungsdatum 2020-05-15
- [208] WEMAG AG: *Zweites WEMAG-Batteriespeicherkraftwerk geht in Schwerin ans Netz*. URL <https://www.wemag.com/aktuelles-presse/zweites-wemag-batteriespeicherkraftwerk-geht-schwerin-ans-netz> – Überprüfungsdatum 2020-05-20
- [209] LAUSITZ ENERGIE BERGBAU AG: *LEAG Speicherprojekt BigBattery Lausitz*. URL <https://www.leag.de/de/bigbattery/> – Überprüfungsdatum 2020-05-22
- [210] RAINER LEMOINE INSTITUT GGMBH: *Smart Power Flow*. URL <https://reiner-lemoine-institut.de/smart-power-flow/> – Überprüfungsdatum 2020-05-20

- [211] REINER LEMOINE INSTITUT GGMBH (Hrsg.): *Abschlussbericht SmartPowerFlow : Optimierung der Netzerweiterung versus Energiespeicher auf der Verteilnetzebene infolge zunehmender regenerativer Leistungslüsse*
- [212] HERTZER, Daniela: *BigBattery : Innovatives Batteriespeicher-Projekt*. URL <https://www.leag.de/de/blog/artikel/bigbattery-innovatives-batteriespeicher-projekt/> – Überprüfungsdatum 2020-05-22
- [213] KRAUSE, Juliane: *BigBattery Baustelle im Endspurt*. URL <https://www.leag.de/de/blog/artikel/bigbattery-baustelle-im-endspurt/> – Überprüfungsdatum 2020-09-02
- [214] CONSOLIDATED EDISON COMPANY OF NEW YORK, INC.: *Con Edison & 174 Power Global Bringing Large Battery Project to Queens*. URL <https://www.coned.com/en/about-us/media-center/news/20201216/con-edison-174-power-global-battery-project-queens>
- [215] GARCHE, Jürgen ; SAUER, Dirk Uwe ; DÖRING, Harry ; HARNISCH, Peter: *Alterungserscheinungen an Bleiakkumulatoren unter besonderer Berücksichtigung des Einsatzes in Photovoltaik-Systemen* (1998)
- [216] AGUBRA, Victor ; FERGUS, Jeffrey: *Lithium Ion Battery Anode Aging Mechanisms*. In: *Materials (Basel, Switzerland)* 6 (2013), Nr. 4, S. 1310–1325
- [217] KÄBITZ, Stefan Robert: *Untersuchung der Alterung von Lithium-Ionen-Batterien mittels Elektroanalytik und elektrochemischer Impedanzspektroskopie*. Aachen, RWTH Aachen University, Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe. Dissertation. 2016
- [218] VIJAYAKUMAR, M. ; BHUVANESWARI, M. S. ; NACHIMUTHU, P. ; SCHWENZER, Birgit ; KIM, Soowhan ; YANG, Zhenguo ; LIU, Jun ; GRAFF, Gordon L. ; THEVUTHASAN, S. ; HU, Jianzhi: *Spectroscopic investigations of the fouling process on Nafion membranes in vanadium redox flow batteries*. In: *Journal of Membrane Science* 366 (2011), 1-2, S. 325–334
- [219] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (BDEW) (Hrsg.): *Bereitstellung von (System-)Dienstleistungen im Stromversorgungssystem: Beitrag von Energiespeichern*. 2016
- [220] BUNDESVERBAND ERNEUERBARE ENERGIE E.V. (BEE) (Hrsg.): *Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung*. 2015
- [221] SIEMENS ENERGY AG: *Parallel compensation : Comprehensive solutions for safe and reliable grid operation*. URL <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:65b2b83a-a5a7-442f-b5d3-803bb5a629d2/emts-b10018-00-7600.pdf> – Überprüfungsdatum 2022-08-05

- [222] GREMMEL, Henning ; KOPATSCH, G.: *ABB Schaltanlagen Handbuch*. Cornelsen Verlag, Düsseldorf, 2012
- [223] HITACHI ENERGY: *Modular capacitor banks : Produktwebsite*. URL <https://www.hitachienergy.com/offering/product-and-system/capacitors-and-filters/high-voltage-capacitors-and-filters/capacitor-banks/modular-capacitor-banks> – Überprüfungsdatum 2022-08-05
- [224] HITACHI ENERGY: *Mobile Capacitor Bank*. URL <https://www.hitachienergy.com/de/de/offering/product-and-system/capacitors-and-filters/medium-voltage-capacitors-and-filters/capacitor-banks/mobile-capacitor-bank> – Überprüfungsdatum 2022-08-05
- [225] HITACHI ENERGY: *Open rack shunt banks QBank : Produktwebsite*. URL <https://www.hitachienergy.com/offering/product-and-system/capacitors-and-filters/high-voltage-capacitors-and-filters/capacitor-banks/open-rack-shunt-banks-qbank> – Überprüfungsdatum 2022-08-05
- [226] BRÜCKL, Oliver ; HASLBECK, M. ; RIEDERER, M. ; ADEL, C. ; ELLER, J. ; HÄBLER, F. ; SATOR, T. ; SIPPENAUER, T. ; STROHMAYER, B. ; STUBER, J.: *Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit*. In: *Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie*. Berlin (2016)
- [227] TANAKA, Yuta ; SUZUKI, Ken ; IWAMOTO, Shinichi: Shunt capacitor renewal planning through cost leveling strategy using condition age model. In: *2012 10th International Power & Energy Conference (IPEC)*, 2012, S. 263–268
- [228] Norm DIN EN 60871-1 (VDE 0560-410). 2015. *Parallelkondensatoren für Wechselspannungs-Starkstromanlagen mit einer Bemessungsspannung über 1 kV*
- [229] CONDENSATOR DOMINIT GMBH: *Imageprospekt Condensator Domatic*. URL https://www.condensator-domatic.de/fileadmin/user_upload/Condensator_Domatic_Imageprospekt_DELowQuality.pdf – Überprüfungsdatum 2020-03-24
- [230] ALSTOM S.A.: *Alstom Grid erhält Auftrag das Übertragungsnetz der Amprion GmbH mit zwei MSCDN-Anlagen zu unterstützen*. URL <https://www.alstom.com/de/press-releases-news/2011/7/2011-07-06-Amprion> – Überprüfungsdatum 2020-03-25
- [231] SIEMENS ENERGY AG: *Portfolio : Coils*. URL <https://www.siemens-energy.com/global/en/offering/power-transmission/portfolio/coils.html> – Überprüfungsdatum 2022-08-05

- [232] GE GRID SOLUTIONS: *HV/MV Equipment : Reactors*. URL https://www.gegridsolutions.com/hvmv_equipment/catalog/reactors.htm – Überprüfungsdatum 2022-08-05
- [233] HITACHI ENERGY: *Shunt reactors : A vital part of modern energy systems*. URL <https://www.hitachienergy.com/de/de/offering/product-and-system/transformers/reactors-and-inductors/shunt-reactor-insulation> – Überprüfungsdatum 2022-08-05
- [234] ABB LTD: *Balance of power : Variable shunt reactors for network stability control*. URL <https://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK106930A7870&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch> – Überprüfungsdatum 2022-08-05
- [235] SIEMENS AG: *Variable Drosselspule mit Rekordregelbereich erfolgreich getestet*. URL <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:6725f28b0ea394d8d99d86f9a75b8815c50d69f8/version:1541967492/siemens-transformatoren-success-story-rekordtest-variable-drosse.pdf> – Überprüfungsdatum 2020-03-25
- [236] SIEMENS ENERGY AG: *Air Core Shunt Reactors*. URL <https://trenchgroup.com/products/air-core-shunt-reactors/>. – Aktualisierungsdatum: 2022-08-05
- [237] ABB LTD: *Shunt reactors : Proven history for future success*. URL <https://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1LAB000427&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch> – Überprüfungsdatum 2022-08-05
- [238] ZHANG, Xiao-Ping ; REHTANZ, Christian ; PAL, Bikash: *Flexible AC transmission systems: modelling and control* : Springer Science & Business Media, 2012
- [239] GEORG PILZ, Siemens: *FACTS - Flexible AC Transmission System* (Blockvorlesung Hochspannungs-Gleichstromübertragung). Aachen, 16.05.2019
- [240] VALENTIN CRASTAN, Dirk Westermann: *Elektrische Energieversorgung 3 : Dynamik, Regelung und Stabilität, Versorgungsqualität, Netzplanung, Betriebsplanung und -führung, Leit- und Informationstechnik, FACTS, HGÜ*. Berlin : Springer-Verlag, 2018
- [241] SIEMENS ENERGY AG: *Quick and variable reactive power compensation*. URL <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-transmission/portfolio/flexible-ac-transmission-systems/svc.html> – Überprüfungsdatum 2022-08-05
- [242] ABB: *Static Var compensation (SVC) : An insurance for improved grid system stability and reliability*. URL <https://library.e.abb.com/public/75362d2c1aa7f86783257e0c00478a6f/SVC%20A02-0100.pdf> – Überprüfungsdatum 2022-08-05

- [243] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH: *dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. : Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien*. In: *Endbericht*. Berlin (2014)
- [244] ESTEBAN, Pedro: *Lifetime Extension Services for Static Var Compensators*. In: *Proceedings of CEPSI 2018 - Conference of the Electric Power Supply Industry* (2018). URL <http://www.elcopower.com.my/assets/files/MP%20-%20Conference%20paper%20-%20Lifetime%20Extension%20Services%20for%20Static%20Var%20Compensators.pdf> – Überprüfungsdatum 2020-04-22
- [245] XIAO-PING ZHANG, CHRISTIAN REHTANZ, BIKASH PAL: *Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control*. Berlin Heidelberg : Springer-Verlag, 2006
- [246] SCHWAB, Adolf J.: *Elektroenergiesysteme*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2015
- [247] BESCHLUSSKAMMER 6 DER BUNDESNETZAGENTUR: *Beschluss BK6-14-130*. URL https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2014/BK6-14-130/BK6-14-130_Beschluss.pdf?__blob=publicationFile&v=2 – Überprüfungsdatum 2022-08-08
- [248] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH, TRANSNETBW GMBH: *Netzentwicklungsplan Strom 2012*. 2012
- [249] ABB LTD: *ABB wins \$30 million power order in Canada*. URL <https://new.abb.com/news/detail/13866/abb-wins-30-million-power-order-in-canada> – Überprüfungsdatum 2022-08-08
- [250] ABB AB: *Chénier, Canada : SVC to stabilize a large 735 kV transmission system in Canada*. URL <https://library.e.abb.com/public/b331443ac2f6b91ac1256fda003b4d00/A02-0106%20E%20LR.pdf> – Überprüfungsdatum 2022-08-08
- [251] ABB AB: *Karavia : SVC for dynamic voltage control of a 220 kV transmission system fed by HVDC link*. URL <https://library.e.abb.com/public/96b9efe7c5f5d02e83257cca00295373/1JNS016412KaraviaSVC.pdf> – Überprüfungsdatum 2022-08-08
- [252] SIEMENS ENERGY AG: *Siemens stabilizes India's power transmission grid with large-scale SVC systems*. URL <https://press.siemens-energy.com/global/en/pressrelease/siemens-stabilizes-indias-power-transmission-grid-large-scale-svc-systems> – Überprüfungsdatum 2022-08-08

- [253] ABB LTD: *SVC and STATCOM : An Overview*. URL <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK107492A4251&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch> – Überprüfungsdatum 2022-08-08
- [254] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH, TRANSNETBW GMBH: *Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, Zweiter Entwurf : Projektbriefe Startnetz*. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart : 2017
- [255] JOSEPH, T. ; UGALDE-LOO, C. E. ; LIANG, J. ; COVENTRY, P. F.: *Asset Management Strategies for Power Electronic Converters in Transmission Networks: Application to HvdC and FACTS Devices*. In: *IEEE Access* 6 (2018), S. 21084–21102
- [256] NOROOZIAN, M. ; PETERSSON, N. A. ; THORVALDSON, B. ; NILSSON, A. B. ; TAYLOR, C. W.: Benefits of SVC and STATCOM for electric utility application. In: *2003 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (IEEE Cat. No.03CH37495)*, 2003 (3), 1143-1150 vol.3
- [257] SIEMENS AG: *Optimale dynamische Netzstabilisierung : SVC PLUS (STATCOM)*. URL <https://new.siemens.com/global/de/produkte/energie/hochspannung/facts/portfolio/svcplus.html> – Überprüfungsdatum 2020-03-24
- [258] MARKUS LIEBERKNECHT: *Im Herzen von Hessen: Deutschlands erste hybride Statcom-Anlage im Umspannwerk Borken in Betrieb*. URL <https://www.tennet.eu/de/news/news/im-herzen-von-hessen-deutschlands-erste-hybride-statcom-anlage-im-umspannwerk-borken-in-betrieb/> – Überprüfungsdatum 2020-04-23
- [259] AMPRION GMBH (Hrsg.): *Blindleistung ohne Kraftwerkseinsatz : Infoblatt zur Inbetriebnahme einer hybriden STATCOM-Anlage*. 2019
- [260] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH, TRANSNETBW GMBH (Hrsg.): *Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2014, Zweiter Entwurf : Projektsteckbriefe Startnetz*. 2014
- [261] MASCHINENFABRIK REINHAUSEN GMBH: *GRIDCON® STATCOM zur Spannungsstabilisierung*. URL https://www.reinhausen.com/de/desktopdefault.aspx/tabid-2269/3281_read-9579/ – Überprüfungsdatum 2020-09-22
- [262] BRÜCKL, Oliver ; HASLBECK, M. ; RIEDERER, M. ; ADEL, C. ; ELLER, J. ; HABLER, F. ; SATOR, T. ; SIPPENAUER, T. ; STROHMAYER, B. ; STUBER, J.: *Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit*. In: *Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie*. Berlin (2016)
- [263] SIEMENS ENERGY AG: *Frequency and voltage support for dynamic grid stability : SVC PLUS (STATCOM) Frequency Stabilizer*. URL <https://www.siemens->

energy.com/global/en/offerings/power-transmission/portfolio/flexible-ac-transmission-systems/svcplus-frequency-stabilizer.html – Überprüfungsdatum 2022-08-09

- [264] GRÜNBAUM, Rolf ; HALVARSSON, Per: *Stabilität durch Speicherung : Die nächste Generation von FACTS*. In: *ABB technik*
- [265] KYNEV, S. ; PILZ, G. ; SCHMITT, H.: Comparison of modern STATCOM and synchronous condenser for power transmission systems. In: *2016 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, 2016, S. 1–6
- [266] PROBST, Uwe: *Leistungselektronik für Bachelors*. München : Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG, 2020
- [267] BIDADFAR, Ali ; SABORIO-ROMANO, Oscar ; NAIDU SAKAMURI, Jayachandra ; AKHMATOV, Vladislav ; ANTONIO CUTULULIS, Nicolaos ; EJNAR SØRENSEN, Poul: *Coordinated Control of HVDC and HVAC Power Transmission Systems Integrating a Large Offshore Wind Farm*. In: *Energies* 12 (2019), Nr. 18, S. 3435
- [268] CARRASCO, J. M. ; FRANQUELO, L. G. ; BIALASIEWICZ, J. T. ; GALVAN, E. ; PORTILLOGUISADO, R. C. ; PRATS, M.A.M. ; LEON, J. I. ; MORENO-ALFONSO, N.: *Power-Electronic Systems for the Grid Integration of Renewable Energy Sources: A Survey*. In: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 53 (2006), Nr. 4, S. 1002–1016
- [269] SMA SOLAR TECHNOLOGY AG: *SUNNY CENTRAL STORAGE 1900 / 2200 / 2475 / 2900 : Batterie-Wechselrichter für große Speichersysteme*. URL <https://files.sma.de/downloads/SCS1900-2900-DS-de-16.pdf> – Überprüfungsdatum 2022-08-09
- [270] ABB LTD.: *ABB wind turbine converters : ACS880, 800 kW to 8 MW*. URL <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=3AUA0000231755&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch> – Überprüfungsdatum 2022-08-09
- [271] SANGWONGWANICH, Ariya ; YANG, Yongheng ; SERA, Dezso ; BLAABJERG, Frede: *Lifetime Evaluation of Grid-Connected PV Inverters Considering Panel Degradation Rates and Installation Sites*. In: *IEEE Transactions on Power Electronics* 33 (2018), Nr. 2, S. 1225–1236
- [272] WANG, Huai ; LISERRE, Marco ; BLAABJERG, Frede: *Toward Reliable Power Electronics: Challenges, Design Tools, and Opportunities*. In: *IEEE Industrial Electronics Magazine* 7 (2013), Nr. 2, S. 17–26
- [273] ALTSCHÄFFL, Sascha: *Einfluss zunehmender Einspeisung aus Wechselrichtersystemen auf Kurzschlussauswirkungen im deutschen Übertragungsnetz*. Verlag Dr. Hut; Technische Universität München. Dissertation

- [274] GOKSU, Omer ; TEODORESCU, Remus ; BAK, Claus Leth ; IOV, Florin ; KJAER, Philip Carne: *Instability of Wind Turbine Converters During Current Injection to Low Voltage Grid Faults and PLL Frequency Based Stability Solution*. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 29 (2014), Nr. 4, S. 1683–1691
- [275] WEISE, Bernd: *Impact of K-factor and active current reduction during fault-ride-through of generating units connected via voltage-sourced converters on power system stability*. In: *IET Renewable Power Generation* 9 (2015), Nr. 1, S. 25–36
- [276] RASHID, Muhammad H.: *Power electronics handbook*. San Diego : Academic Press, 2001 (Academic Press series in engineering)
- [277] HAU, Erich: *Windkraftanlagen*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2016
- [278] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH: *Momentanreserve 2030. : Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030*. Analyse der dena-Plattform Systemdienstleistungen. Berlin, 2016
- [279] SCHÜRHubER, Robert ; LECHNER, Alois ; GAWLIK, Wolfgang: *Bereitstellung synthetischer Schwungmasse durch Wasserkraftwerke*. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 133 (2016), Nr. 8, S. 388–394
- [280] SPRING, Eckhard: *Elektrische Maschinen*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2009
- [281] HEIER, Siegfried: *Windkraftanlagen*. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2018
- [282] AMPRION GMBH: *Amprion und Siemens entwickeln gemeinsam neue Technologie zur Spannungshaltung im Stromnetz*. 26.03.2020. URL https://www.amprion.net/Presse/Presse-Detailseite_24448.html – Überprüfungsdatum 2020-03-30
- [283] EGLANTINE KÜNLE ; PHILIPP THEILE ; CHRISTIAN WAGNER: *Entwicklung der Momentanreserve und Abschätzung des Bedarfes an Fast Frequency Response im Europäischen Verbundsystem : Im Auftrag der Siemens AG*. 2019
- [284] DIN EN 60034-1:2010. 2011-02-01. *Drehende elektrische Maschinen*
- [285] BARRÉ, Olivier ; NAPAME, Bellemain: *The Insulation for Machines Having a High Lifespan Expectancy, Design, Tests and Acceptance Criteria Issues*. In: *Machines* 5 (2017), Nr. 1, S. 7
- [286] KOTHARI, D. P. ; NAGRATH, I. J.: *Electric machines*. 3rd ed., 6th reprint. New Delhi : Tata McGraw-Hill, 2006 (Electric power systems)

- [287] MÜLLER, Germar ; VOGT, Karl ; PONICK, Bernd: *Berechnung elektrischer Maschinen*. 6., völlig neu bearb. Aufl, Nachdr. Weinheim : Wiley-VCH, 2011 (Elektrische Maschinen / Germar Müller ... ; Bd. 2)
- [288] BOLTE, Ekkehard: *Elektrische Maschinen*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2018
- [289] TRIANEL: *Der Projektverlauf. Das Trianel Kraftwerk Lünen entsteht*. URL <http://www.trianel-luenen.de/kraftwerk/projektverlauf> – Überprüfungsdatum 2020-05-15
- [290] SIEMENS AG: *SIMOTICS HV - Motors for every demand*. URL <https://www.lda-portal.siemens.com/siemlda/de/109761001> – Überprüfungsdatum 2022-08-09
- [291] SENSOPLAN GMBH; PREISER, Claus (Mitarb.): *Untersuchung der Verschleißmechanismen bei Blindleistungslastwechseln an Generatoren : Abschlussbericht*. Hohentengen a.H., 2014
- [292] NÉMETH-CSÓKA, Mihály: *Thermisches Management elektrischer Maschinen*. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2018
- [293] CRASTAN, Valentin: *Elektrische Energieversorgung 2*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2012
- [294] TELEKE, S. ; ABDULAHOVIC, T. ; THIRINGER, T. ; SVENSSON, J.: *Dynamic Performance Comparison of Synchronous Condenser and SVC*. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 23 (2008), Nr. 3, S. 1606–1612
- [295] KNOTHE, Wolfgang ; GE POWER AG: *Der rotierende Phasenschieber : Eine Komponente für die Energiewende*. 25.04.2016
- [296] GLANINGER-KATSCHNIG, Alexander: *Contribution of synchronous condensers for the energy transition*. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 130 (2013), Nr. 1, S. 28–32
- [297] ABB: *Rise of renewables leads to synchronous condenser revival*. URL <https://new.abb.com/motors-generators/synchronous-condensers/rise-of-renewables-leads-to-synchronous-condenser-revival> – Überprüfungsdatum 2020-06-04
- [298] ELECTRANET; BUTLER, Jeff (Mitarb.): *Economic life for synchronous condensers*. Australia, 28.06.2019
- [299] BINDER, Andreas: *Elektrische Maschinen und Antriebe*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2017
- [300] KONZELMANN, Simon ; TENNET: *Innovative Technologie im Übertragungsnetz* (Life Needs Power Forum). Hannover, 26.04.2018

- [301] AMPRION GMBH: *Amprion investiert 65 Millionen Euro in Netzausbau in Bayrisch-Schwaben*. 11.09.2018. URL https://www.amprion.net/Presse/Presse-Detailseite_16064.html – Überprüfungsdatum 2020-02-26
- [302] AMPRION GMBH: *Amprion nimmt rotierenden Phasenschieber in Illingen in Betrieb*. 05.11.2019. URL https://www.amprion.net/Presse/Presse-Detailseite_22145.html – Überprüfungsdatum 2020-02-26
- [303] ANDREAS PREUß: *Generator wird zum Motor*. 24.02.2012. URL https://www.amprion.net/Presse/Presse-Detailseite_2667.html – Überprüfungsdatum 2020-02-26
- [304] VDE VERLAG GMBH: *Amprion und Siemens Energy entwickeln asynchronen Phasenschieber*. URL <https://www.energie.de/ew/news-detailansicht/nsctrl/detail/News/amprion-und-siemens-entwickeln-asynchronen-phasenschieber> – Überprüfungsdatum 2022-08-09
- [305] BARNES, M.: *Practical Variable Speed Drives and Power Electronics* : Elsevier Science, 2003 (Practical professional books from Elsevier)
- [306] WINDENERGIEPARK WESTKÜSTE GMBH: *Windenergiepark Westküste : Windenergieanlagen*. URL <https://www.windenergiepark-westkueste.de/index.php?windenergieanlagen> – Überprüfungsdatum 2020-05-11
- [307] VIRTUALEXP0: *Direct Industry: Asynchronmotoren*. URL <https://www.directindustry.de/industrie-hersteller/asynchronmotor-93476.html> – Überprüfungsdatum 2020-03-27
- [308] BEYER, M. ; BOECK, W. ; MÖLLER, K. ; ZAENGL, W.: *Hochspannungstechnik*, 1986
- [309] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (BDEW): *Technische Richtlinie "Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz"* (in Kraft getr. am 2008) (2008)
- [310] DIE BUNDESREGIERUNG: *Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung)* (idF v. Zuletzt geändert durch Art. 10 G v. 13. 10. 2016 I 2258) (2008). URL <http://www.gesetze-im-internet.de/sdlwindv/index.html#BJNR173400009BJNE000100000> – Überprüfungsdatum 2020-05-12
- [311] VERBAND DER NETZBETREIBER VDN E.V.: *Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber : TransmissionCode 2007*. Berlin, August 2007
- [312] SCHAFFARCZYK, Alois: *Einführung in die Windenergietechnik*. München : Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG, 2016

- [313] BUNDESVERBAND ENERGIESPEICHER E.V. (BVES) (Hrsg.): *Pumpspeicherwerk (PSW) Goldisthal : Anwendungsbeispiel Speichertechnologien*. 2016
- [314] SCHOSSIG, Walter: 20 Jahre Elektrische Wiedervereinigung Deutschlands. In: VDE Thüringen (Hrsg.): *VDE ETG-Mitgliederinformation Juli 2015*, 2015, S. 42–49
- [315] VDE THÜRINGEN (Hrsg.): *VDE ETG-Mitgliederinformation Juli 2015*. 2015
- [316] LEHRSTUHL FÜR LEISTUNGSELEKTRONIK - CHRISTIAN-ALBRECHTS-UNIVERSITÄT ZU KIEL (Hrsg.): *Abschlussbericht zum Projekt "LIFETIME-enhanced Components for WIND Turbines (LIFE-WIND)"*. 2017
- [317] JENS KROITZSCH: *Die bürstenlose Doppeltgespeiste Induktionsmaschine als Generator in dezentralen Elektroenergieerzeugungsanlagen*. Magdeburg, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, Institut für Elektrische Energiesysteme. 2006
- [318] TIR, Zoheir ; MALIK, Om P. ; HASHEMNIA, Mohammad Naser: *Intelligent control of a brushless doubly-fed induction generator*. In: *International Journal of System Assurance Engineering and Management* 10 (2019), Nr. 3, S. 326–338. URL <https://link.springer.com/article/10.1007%2Fs13198-019-00772-2>
- [319] R, Resmi ; AGORAM, C. Arun ; ADITHYA, P. ; VANITHA, V.: *Design and Analysis of Brushless Doubly Fed Induction Generator*. In: *Procedia Technology* 21 (2015), S. 604–610
- [320] DENA: *Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025*. (2010). URL https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/dena-netzstudie_ii.pdf – Überprüfungsdatum 2020-05-08
- [321] LOPEZ, J. ; GUBIA, E. ; OLEA, E. ; RUIZ, J. ; MARROYO, L.: *Ride Through of Wind Turbines With Doubly Fed Induction Generator Under Symmetrical Voltage Dips*. In: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 56 (2009), Nr. 10, S. 4246–4254
- [322] MORREN, J. ; DEHAAN, S.W.H.: *Ridethrough of Wind Turbines with Doubly-Fed Induction Generator During a Voltage Dip*. In: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 20 (2005), Nr. 2, S. 435–441
- [323] PENG, Ling ; FRANCOIS, Bruno ; LI, Yongdong: Improved Crowbar Control Strategy of DFIG Based Wind Turbines for Grid Fault Ride-Through. In: *2009 Twenty-Fourth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition : IEEE, 2009 - 2009*, S. 1932–1938

- [324] QU, Yanbin ; LE GAO ; MA, Guangfu ; SONG, Huihui ; WANG, Shitao: *Crowbar resistance value-switching scheme conjoint analysis based on statistical sampling for LVRT of DFIG*. In: *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* 7 (2019), Nr. 3, S. 558–567
- [325] SALLES, Maurício B. C. ; HAMEYER, Kay ; CARDOSO, José R. ; GRILO, Ahda. P. ; RAHMANN, Claudia: *Crowbar System in Doubly Fed Induction Wind Generators*. In: *Energies* 3 (2010), Nr. 4, S. 738–753
- [326] SIEMENS GAMESA RENEWABLE ENERGY: *Onshore expertise : Our onshore wind power portfolio*. URL <https://www.siemensgamesa.com/en-int/products-and-services/onshore> – Überprüfungsdatum 2022-08-09
- [327] ABB: *Generators for Wind Power*. URL <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK105649&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch> – Überprüfungsdatum 2020-05-13
- [328] BUNDESMINISTERIUM DER FINANZEN (Hrsg.): *Afa-Tabelle für allgemein verwendbare Anlagegüter*. 2000
- [329] FACHAGENTUR WINDENERGIE AN LAND (Hrsg.): *Ausbausituation der Windenergie an Land im Jahr 2017*. 2018
- [330] FRAUNHOFER IWES (Hrsg.): *Windenergie Report Deutschland 2016*. 2017
- [331] FACHAGENTUR WINDENERGIE AN LAND (Hrsg.): *Dauer und Kosten des Planungs- und Genehmigungsprozesses von Windenergieanlagen an Land*. 2015
- [332] DAVID, Nicholas ; PREVOST, Thibault ; XAVIER, Florent ; WANG, Zhaoyu: *Model-based control addition to prescribe DFIG wind turbine fast frequency response*. In: *Wind Energy* 22 (2019), Nr. 10, S. 1343–1355
- [333] WANG, Dawei ; WANG, Haitao ; JIA, Junchuan ; ZHANG, Yigong: *Reactive power control of doubly fed induction generator in wind farm under low grid voltage*. In: *2010 5th International Conference on Critical Infrastructure (CRIS)* : IEEE, 2010 - 2010, S. 1–6
- [334] WENG, Yung-Tsai ; HSU, Yuan-Yih: *Reactive power control strategy for a wind farm with DFIG*. In: *Renewable Energy* 94 (2016), S. 383–390
- [335] SUJOD, Muhamad Zahim ; ERLICH, Istvan: *Reactive power capability of DFIG based wind turbine around synchronous operating point with two-level and three-level NPC converter*. In: *2013 IEEE Grenoble Conference* : IEEE, 2013 - 2013, S. 1–6
- [336] LUND, Torsten ; SØRENSEN, Poul ; EEK, Jarle: *Reactive power capability of a wind turbine with doubly fed induction generator*. In: *Wind Energy* 10 (2007), Nr. 4, S. 379–394

- [337] TIAN, J. ; SU, C. ; CHEN, Z.: Reactive power capability of the wind turbine with Doubly Fed Induction Generator. In: *IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society* : IEEE, 2013 - 2013, S. 5312–5317
- [338] DIE BUNDESREGIERUNG: *Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung)* (idF v. Zuletzt geändert durch Art. 1 V v. 13. 4. 2011 I 638) (2008). URL https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/SDLWindV_juris_110413.pdf – Überprüfungsdatum 2020-05-12
- [339] WESSELS, Christian ; FUCHS, Friedrich W.: Fault ride through of DFIG wind turbines during symmetrical voltage dip with crowbar or stator current feedback solution. In: *2010 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition* : IEEE, 2010 - 2010, S. 2771–2777
- [340] ZHU, Lingyan ; PAN, Zaiping ; XU, Guodong: Black Start with DFIG-Based Wind Turbines Using Improved Virtual Synchronous Control. In: *2018 21st International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)* : IEEE, 2018 - 2018, S. 1013–1018
- [341] J. SCHNEIDER ELEKTROTECHNIK GMBH: *Regelbarer Ortsnetztransformator*. URL <https://www.wagnergmbh.de/wp-content/uploads/2014/12/J.Schneider-2014-smartactive-RONT-ortsnetztransformatoren.pdf> – Überprüfungsdatum 2020-05-29
- [342] SCHULZ, Günther: Innovative Methode zur elektronischen Einstellung der Versorgungsspannung in Ortsnetzen mit Solaranlagen. In: Technische Universität Graz (Hrsg.): *12. Symposium Energieinnovation, 2012*
- [343] SGB-SMIT GROUP: *Innovatives Produkt der SGB-SMIT Gruppe : Elektronisch geregelter Transformator macht Verteilnetze fit für die Energiewende*. URL <https://www.sgb-smit.com/news/news-detail/article/innovatives-produkt-der-sgb-smit-gruppe/> – Überprüfungsdatum 2020-05-28
- [344] GRÜNWALD, Reinhard: *Moderne Stromnetze als Schlüsselement einer nachhaltigen Energieversorgung : Enbericht zum TA-Projekt*. 2014
- [345] SGB-SMIT GROUP: *Oil distribution transformers 50 kVA up to 2.500 kVA : Product Selection*. URL <https://www.sgb-smit.com/?129&myid=1> – Überprüfungsdatum 2020-05-28
- [346] RAUSCHER-STÖCKLIN GROUP (Hrsg.): *Broschüre Transformatoren*. 2020
- [347] E.ON SE: *E.ON Nachhaltigkeitsbericht 2014*. URL https://www.eon.com/content/dam/eon/eon-com/Documents/de/archiv-nachhaltigkeit/2014/E.ON_Nachhaltigkeitsbericht2014.pdf – Überprüfungsdatum 2022-08-09

- [348] WESTNETZ GMBH (Hrsg.): *Innovationsbericht 2021*
- [349] WEKA FACHMEDIEN GMBH: *RWE Modellprojekt mit Breitband-Powerline-System in Betrieb*. URL <https://www.smarterworld.de/smart-energy/smart-meter/rwe-modellprojekt-mit-breitband-powerline-system-in-betrieb.118985.html> – Überprüfungsdatum 2022-08-09
- [350] VDE|FNN (Hrsg.): *rONT - Einsatz in Netzplanung und Netzbetrieb : VDE FNN Hinweis*. 2016
- [351] DIE BUNDESREGIERUNG: *Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz : Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm - TA Lärm* (1998)