

SCHRIFTENREIHE ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT

Materialien

Februar 2016

Stromnetze

Technologiesteckbrief zur Analyse
„Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“

Dirk Uwe Sauer (Hrsg.)

„Energiesysteme der Zukunft“ ist ein Projekt von:

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina
acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften
Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

Impressum

Herausgeber

Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer
RWTH Aachen
Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe
Jägerstraße 17/19
52066 Aachen

Reihenherausgeber

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung)
Geschäftsstelle, Karolinenplatz 4, 80333 München | www.acatech.de

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V.
– Nationale Akademie der Wissenschaften –
Jägerberg 1, 06108 Halle (Saale) | www.leopoldina.org

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.
Geschwister-Scholl-Straße 2, 55131 Mainz | www.akademienunion.de

Koordinierungsstelle

Dr. Ulrich Glotzbach
Leiter der Koordinierungsstelle Energiesysteme der Zukunft
Hauptstadtbüro
Pariser Platz 4a, 10117 Berlin
Tel.: +49 (0)30 206 79 57 - 32
E-Mail: glotzbach@acatech.de

Koordination / Redaktion

Dr. Berit Erlach, acatech
Benedikt Lunz, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe, RWTH Aachen
Dr. Matthias Merzkirch, Karlsruher Institut für Technologie

Gestaltung und Satz

Annett Eichstaedt, Karlsruhe
unicommunication.de, Berlin

Das Akademienprojekt

Das Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“ erarbeitet Stellungnahmen und Analysen zur Gestaltung der Energiewende. Stellungnahmen enthalten Handlungsoptionen für die Transformation des Energiesystems und werden nach externer Begutachtung vom Kuratorium des Akademienprojekts verabschiedet. Analysen sind Ergebnisberichte von Arbeitsgruppen. Die inhaltliche Verantwortung für Analysen liegt bei den Autoren. Sofern eine Analyse Bewertungen enthält, geben diese die persönliche Meinung der Autoren wieder.



Leopoldina
Nationale Akademie
der Wissenschaften



Inhalt

Inhalt	3
Abkürzungen und Einheiten	6
Methodik und Arbeitsweise.....	9
1 Systemdienstleistungen und Netzbetrieb.....	12
1.1 Systemdienstleistungen	12
1.1.1 Regelreserve.....	12
1.1.2 Blindleistungsbereitstellung.....	14
1.1.3 Redispatch (Netzicherheit)	16
1.2 Netzbetrieb.....	18
1.2.1 Systembetriebsplanung.....	18
1.2.2 Systemführung	19
2 Netzertüchtigung durch intelligente Netzführung.....	21
2.1 Beschreibung.....	21
2.2 Technische und ökonomische Daten	22
2.3 Interdisziplinäre Beurteilung.....	24
2.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	24
2.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf	25
3 Umspannwerke im Übertragungsnetz	26
3.1 Beschreibung.....	26
3.2 Technische und ökonomische Daten	29
3.3 Interdisziplinäre Beurteilung.....	30
3.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	31
3.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf	32
4 Steuernde Elemente im AC-Netz.....	33
4.1 Beschreibung.....	33
4.2 Technische und ökonomische Daten	37
4.3 Interdisziplinäre Beurteilung.....	38
4.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	39
4.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf	40
5 DC-Übertragungsnetze (Overlay-Netze)	41

5.1	Beschreibung.....	41
5.2	Technische und ökonomische Daten	42
5.3	Interdisziplinäre Beurteilung.....	43
5.4	Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	44
5.5	Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf	45
6	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung – netzgeführt	46
6.1	Beschreibung.....	46
6.2	Technische und ökonomische Daten	50
6.3	Interdisziplinäre Beurteilung.....	51
6.4	Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	52
6.5	Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf	53
7	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung – selbstgeführt	54
7.1	Beschreibung.....	54
7.2	Technische und ökonomische Daten	55
7.3	Interdisziplinäre Beurteilung.....	56
7.4	Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	57
7.5	Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf	57
8	Freileitungskabel für Mittel- und Hochspannung	59
8.1	Beschreibung.....	59
8.2	Technische und ökonomische Daten	62
8.3	Interdisziplinäre Beurteilung.....	67
8.4	Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	68
8.5	Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf	69
9	Kabeltechnologie supraleitend	70
9.1	Beschreibung.....	70
9.2	Technische und ökonomische Daten	71
9.3	Interdisziplinäre Beurteilung.....	72
9.4	Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	73
9.5	Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf	74
10	Strombegrenzer und Kurzschlusschalter	75
10.1	Beschreibung.....	75
10.2	Technische und ökonomische Daten	77
10.3	Interdisziplinäre Beurteilung.....	79

10.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	81
10.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf	82
11 Leistungselektronik-basierte Spannungsumsetzer und aktive Transformatoren .	83
11.1 Beschreibung	83
11.2 Technische und ökonomische Daten	87
11.3 Interdisziplinäre Beurteilung	90
11.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	92
11.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf	92
12 EMVU (Elektromagnetische Feldemissionen und Umwelt) und technische EMV.	94
12.1 Einführung	94
12.2 Technische EMV	94
12.3 EMVU.....	94
Literatur.....	99
Über das Akademienprojekt.....	107

Abkürzungen

AC	Alternating Current, Wechselstrom
ACCC	Aluminium Conductor Composite Core
ACCR	Aluminium Conductor Composite Reinforced
AIS	Air Insulated Switchgear, Luftisolierte Schaltanlage
Al	Aluminium
AlZr	Aluminium-Zirkonium
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
DACF	Day-Ahead Congestion Forecast
DC	Direct Current, Gleichstrom
DTS	Distributed Temperature Sensing, Faseroptische Temperaturmessung
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ELF	Extremely Low Frequency
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
FLM	Freileitungsmonitoring
GIL	Gasisolierter Rohrleiter
GIS	Gasisolierte Schaltanlage
GSM	Global System for Mobile Communications
GVA	Gigavoltampere (Scheinleistung)
GWP	Global Warming Potential
HS	Hochspannung
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HT	Hauptzeit/auch als High Temperature S 58
HVDC	High-Voltage Direct Current, Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IEC	International Electrotechnical Commission
IGBT	Insulated-Gate Bipolar Transistor, Bipolartransistor mit isolierter Gate-Elektrode
LCC	Line Commutated Converter
LN₂	Flüssigstickstoff
MI	Masse-imprägniert
MMC	Modular Multilevel Converter, Modularer-Multilevel-Umrichter
MOV	Metal Oxide Varistor, Metalloxidvaristor
MR	Minutenreserveleistung
MS	Mittelspannung
MSC	Mechanically Switched Capacitor, Mechanisch geschalteter Kondensator
MSCDN	Mechanically Switched Capacitor with Damping Network
MTDC	Multi-Terminal Direct Current, Multi-Terminal-Betrieb

N₂	Stickstoff
NS	Niederspannung
NT	Nebenzeit
PCC	Netzanschlusspunkt
PPLP	Polypropylene Laminated Paper
PRL	Primärregelleistung
PVC	Polyvinylchlorid
PWM	Pulse-Width Modulation, Pulsweitenmodulation
rONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
SC	Series Compensation
SF₆	Schwefelhexafluorid
SRL	Sekundärregelleistung
SSSC	Static Synchronous Series Compensation
SST	Solid State Transformator
St	Stahl
SVC	Static VAR Compensator, Statischer Blindleistungskompensator
TCR	Thyristor-Controlled Reactor, Thyristorgesteuerte Drosselspule
TCSR	Thyristor-Controlled Series Reactor
TFH	Trägerfrequenz-Nachrichtenübertragung über Hochspannungsleitungen
TSC	Thyristor-Switched Capacitor, Thyristorgeschalteter Kondensator
TSR	Thyristor-Switched Reactor, Thyristorgeschaltete Drosselspule
TSSC	Thyristor-Switched Series Capacitor
TSSR	Thyristor-Switched Series Reactor
VPE	Vernetztes Polyethylen
VSC	Voltage Source Converter
WHO	World Health Organization
XLPE	Cross-Linked Polyethylene, Vernetztes Polyethylen (früher VPE)

Einheiten

a	Jahr
A	Ampere
€	Euro
GW	Gigawatt (1 GW = 10^9 W)
GW_e	Gigawatt elektrisch
GW h	Gigawattstunde
Hz	Hertz
°C	Grad Celsius
h	Stunde
km	Kilometer
kW	Kilowatt (1 kW = 10^3 W)
kW_e	Kilowatt elektrisch
kW_t	Kilowatt thermisch
kHz	Kilohertz
kV	Kilovolt
l	Liter
m	Meter
m²	Quadratmeter
m³	Kubikmeter
MVA	Megavoltampere
MVA	Megavoltampere (Scheinleistung)
MVar	MegaVar (Blindleistung)
MW	Megawatt
MW_e	Megawatt elektrisch
MW_t	Megawatt thermisch
M_w	Moment Magnitude, Bestimmung der Erdbebenstärke
s	Sekunde
TW	Terawatt (1 TW = 10^{12} W)

Methodik und Arbeitsweise

Dieser Steckbrief entstand im Rahmen der Ad-hoc-Arbeitsgruppe Flexibilitätskonzepte des Akademiensprojektes Energiesysteme der Zukunft (ESYS). Er dokumentiert die Ergebnisse der Fachgruppe Stromnetze.

Die Ad-hoc-Arbeitsgruppe Flexibilitätskonzepte hat analysiert, wie die Stromversorgung im Jahr 2050 mit einer CO₂-Einsparung gegenüber 1990 von 80 bis 100 Prozent gestaltet werden könnte. Dabei lag der Fokus darauf, wie die Versorgungssicherheit in der Stromversorgung bei einem wachsenden Anteil volatil einspeisender erneuerbarer Energien sichergestellt werden kann. Für verschiedene Szenarien wurde untersucht, wie die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik sinnvoll durch sogenannte Flexibilitätstechnologien – flexible Stromerzeuger, Demand-Side-Management, Speicher und Netzausbau – ergänzt werden kann. Hierbei war es das Ziel, sämtliche Möglichkeiten zur Bereitstellung von Flexibilität zu erfassen und zu charakterisieren, um deren Einsatzmöglichkeiten in unterschiedlich ausgeprägten Stromsystemen im Jahr 2050 zu identifizieren.

Um eine valide und aussagekräftige Datenbasis zu erhalten, wurde ein breiter Konsultationsprozess mit Expertinnen und Experten aus Industrie und Wissenschaft durchgeführt. In zehn Fachgruppen wurden die verschiedenen Technologien zur Bereitstellung von Flexibilität analysiert und einer einheitlichen interdisziplinären Bewertung unterzogen.

Die Fachgruppen bearbeiteten folgende Themenkomplexe:

- Windkraftanlagen
- Photovoltaik
- Bioenergie
- Solarthermische Kraftwerke
- Geothermische Kraftwerke
- Konventionelle Kraftwerke
- Energiespeicher
- Demand-Side-Management im Strommarkt
- Demand-Side-Management im Wärmemarkt
- Stromnetze

Der Stand der Technik und die Entwicklungspotenziale für die Zeithorizonte 2023 und 2050 sowie der Forschungs- und Entwicklungsbedarf wurden soweit wie möglich erfasst. Als Basis für die Modellrechnungen, die für die anschließende Analyse *Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge*¹ durchgeführt wurden, wurden Technologieparameter wie zum Beispiel Kostendaten und Wirkungsgrade geschätzt. Außerdem wurden Fragen der gesellschaftlichen Akzeptanz, der Materialverfügbarkeit und relevante Aspekte des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bau- und Emissionsschutzrechts zur Umsetzung der verschiedenen Technologien diskutiert und mithilfe einer Ampelsystematik bewertet. Das Bewertungsschema ist in Tabelle 1

¹ Elsner et al. 2015.

dargestellt. Die Ergebnisse der interdisziplinären Bewertung wurden als Diskussionsgrundlage verwendet, um die Parametersätze für die Modellrechnungen zu definieren.

	Materialverfügbarkeit	Gesellschaftliche Akzeptanz	Energiewirtschaftsrecht inkl. Regulierung	Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht	Technologie
	Verfügbarkeit so hoch, dass Einsatz nicht limitiert ist. Keine Maßnahmen zur Sicherung der Ressourcen erforderlich	Hohe Akzeptanz: Weder lokal noch national sind Einwände zu erwarten	Kein Handlungsbedarf, entwickelt sich im bestehenden Rechtsrahmen gut	Keine Konflikte erkennbar	Die Technologie ist bereits heute weit entwickelt und großtechnisch einsetzbar. Es besteht ausreichend Betriebserfahrung.
	Verfügbarkeit vorhanden, aber Maßnahmen zur langfristigen Sicherung erforderlich (zum Beispiel kontinuierliche Innovationsanstrengungen wie Exploration, Verbesserung der Akzeptanz, politische Maßnahmen)	Generell hohe Akzeptanz: Geringe Einflussfaktoren sind möglich, die bei der Umsetzung der Technik Beachtung finden sollten.	Probleme durch leichte Anpassung des bestehenden Rechts möglich (Verordnungen)	Probleme durch leichte Anpassung des bestehenden Rechts möglich (Verordnungen)	Die Technologie ist weit entwickelt. Mehrjährige erfolgreiche Betriebserfahrung mit Demonstrationsanlagen unter realistischen Bedingungen
	Unter bestimmten Umständen könnte die Verfügbarkeit kritisch werden, erhebliche Maßnahmen zur Sicherung der Ressourcen erforderlich. Recycling jenseits des Energieoptimums notwendig	Akzeptanz regional/lokal fraglich. Umfangreiche Aufklärung erforderlich. Verantwortliche müssen Akzeptanzprobleme beachten	Umfangreiche Änderungen und neue Gesetze notwendig	Umfangreiche Änderungen und neue Gesetze ohne Absenkung von Standards notwendig	Keine Erfahrung mit großtechnischen Anlagen, Erhebliche F&E-Anstrengungen sind bis zur großtechnischen Umsetzbarkeit erforderlich
	Verfügbarkeit kritisch, so dass Alternativtechnologien in Erwägung gezogen werden müssen, wenn es nicht gelingt, die Verfügbarkeit erheblich zu verbessern	Akzeptanz gering. Um Technik in relevantem Umfang einzusetzen, sollte Bevölkerung in Entscheidungsfindungsprozess eingebunden werden	Umfangreiche Änderungen erforderlich, die möglicherweise nicht umsetzbar sind	Umsetzung der Technologie bei umfassender Überarbeitung des Bau-, Umwelt- oder Immissionsschutzrechts in Europa möglich, Absenkungen von Standards notwendig	Technologie in frühem Entwicklungsstadium. Auch mit größeren F&E-Anstrengungen ist die großtechnische Umsetzbarkeit 2050 ungewiss
	Verfügbarkeit so gering, dass Technologie nicht in relevantem Umfang einsetzbar ist	In Deutschland nicht (mehr) durchsetzbar	Für einen Betrieb der Technologie notwendiger Rechtsrahmen aus heutiger Sicht nicht möglich oder sinnvoll	Für einen Betrieb der Technologie notwendige Veränderungen des Rechtsrahmens aus heutiger Sicht nicht möglich	Großtechnische Umsetzbarkeit bis 2050 unwahrscheinlich

Tabelle 1: Bewertungsschema für die interdisziplinäre Betrachtung jenseits der technisch-ökonomischen Bewertung in einem Ampelschema mit fünf Abstufungen von grün bis rot²

Die gleichnamigen *Steckbriefe* stellen das Ergebnis der Datenerhebung und Technologiebewertung durch die Fachgruppen von Mai bis November 2014 dar. Im Rahmen einer dreitägigen Klausurtagung vom 02. bis 04. Dezember 2014, an der die Leiter der Fachgruppen teilnahmen, wurden die Ergebnisse der Fachgruppen vorgestellt und diskutiert. Darauf basierend wurde der Satz an Flexibilitätstechnologien, die in den Modellrechnungen berücksichtigt werden, ausgewählt und die Modellierungsannahmen (zum Beispiel Wirkungsgrade, Kosten) wurden festgelegt. Im Sinne der Konsistenz wurde dabei für die Modellrechnungen teilweise von den in den Steckbriefen dargestellten Zahlenwerten abgewichen. Der vollständige Satz an Modellierungsparametern ist im Anhang der Analyse³ dokumentiert.

Die Steckbriefe stellen eine von Expertinnen und Experten erstellte Datensammlung für Technologien im Energiesystem dar. Diese richtet sich unter anderem an Energiesystem-Modellierer, denen sie als Grundlage für die Darstellung verschiedener Technologien im Modell dienen kann. Außerdem stellen

² Auch bei hoher Materialverfügbarkeit (dunkelgrün, hellgrün) ist das Recycling von Metallen sinnvoll, da es energetisch günstiger ist als die Primärgewinnung, außer wenn die Metalle in höchst komplexen Materialien mit anderen Metallen vermischt sind. Bei schlechterer Verfügbarkeit (gelb, orange) ist Recycling auch bei niedrigen Konzentrationen und komplexer Vermischung sinnvoll (vgl. Wellmer/Herzig 2016).

³ Elsner et al. 2015.

sie dem Fachpublikum Hintergrundinformationen zur Herleitung der Parameter für die in der Ad-hoc-Gruppe durchgeführten Modellrechnungen zur Verfügung, um diese nachvollziehbar zu machen.⁴

⁴ Damit möchte die Arbeitsgruppe die verwendete Datengrundlage transparent machen – im Sinne der im Projekt ESYS definierten Anforderungen an Energiesystemmodelle für die wissenschaftliche Politikberatung (vgl. Leopoldina/acatech/Akademienunion 2015).

1 Systemdienstleistungen und Netzbetrieb

1.1 Systemdienstleistungen

1.1.1 Regelreserve

Systemdienstleistung

Um das Leistungsgleichgewicht zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch aufrechtzuerhalten, muss Regelleistung vorgehalten werden, welche unvorhergesehene Abweichungen der Leistungsbilanz auch kurzfristig (≤ 15 min) ausgleichen kann.

Die dazu notwendige Regelleistung gliedert sich in drei Reservequalitäten:

- Primärregelleistung (PRL)
- Sekundärregelleistung (SRL)
- Minutenreserveleistung (MR)

Die Reservequalitäten unterscheiden sich in Bezug auf ihre technischen Anforderungen an die Kraftwerke und andere Erbringer, wie in Tabelle 2 aufgelistet:

	Höhe	Aktivierungszeit
PRL	minimal ± 1 MW	30 s
SRL	minimal -5 MW minimal +5 MW	5 min
MR	minimal -5 MW minimal +5 MW	15 min

Tabelle 2: Reservequalitäten

Systemverantwortung

Regelleistung wird durch den Übertragungsnetzbetreiber zur Frequenzhaltung eingesetzt. Unvorhergesehene Abweichungen der Leistungsbilanz werden durch Regelleistung ausgeglichen, und somit wird die Frequenz stabilisiert. Ohne eine ausreichende Dimensionierung beziehungsweise Vorhaltung von Regelleistung kann kein stabiler Systembetrieb aufrechterhalten werden. Insbesondere Kraftwerksausfälle, Einspeise- oder Lastprognosefehler würden unmittelbar zu unzulässigen Frequenzabweichungen mit der Folge führen, dass synchron gekoppelte Generatoren und Turbinen beschädigt werden könnten beziehungsweise zuvor vom Netz getrennt werden (Blackout).

Bedarf (aktuell)

Primärregelleistung: Die Höhe der europaweit vorzuhaltenden PRL wird durch die europäischen Übertragungsnetzbetreiber bestimmt und orientiert sich zurzeit an der Nennleistung von zwei Grenzleistungskraftwerksblöcken, das heißt 3.000 MW. Für jede Regelzone wird anteilig entsprechend der dortigen jährlichen Stromerzeugung PRL beschafft. Die in Deutschland vorzuhaltende PRL im Jahr 2014 beläuft sich auf ± 568 MW.

Sekundärregelleistung und Minutenreserve: Der Bedarf an SRL und MR orientiert sich an den zu erwartenden Bilanzungleichgewichten einer Regelzone oder für mehrere Regelzonen gemeinsam (Netzregelverbund). Das zu beherrschende Bilanzungleichgewicht und damit die Auslegung von SRL und MR werden mithilfe eines probabilistischen Modells, der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen von insbesondere Kraftwerksausfällen und Prognosefehlern der Last und EE-Einspeisung und unter Vorgabe eines akzeptierten Niveaus für die Defizitwahrscheinlichkeit (Reserven sind nicht ausreichend für einen Bilanzausgleich) ermittelt. Für SRL in Deutschland werden aktuell im Mittel -1.906 MW negative und +1.992 MW positive Reserve benötigt. Die MR beläuft sich auf -2.208 MW negative Reserve und +2.476 MW positive Reserve.

Beschaffung

Regelleistung und Regelernergie wird in Deutschland durch die Übertragungsnetzbetreiber marktbasierend auf der Internetplattform www.regelleistung.net beschafft. An der anonymen Auktion können alle präqualifizierten Kraftwerke und Verbraucher unter Angabe eines Leistungs- und Arbeitspreises (letzteres nicht für PRL) teilnehmen. Die Ausschreibung für PRL und SRL erfolgt wöchentlich und für MR täglich. Die Vergabe erfolgt nach der Merit-Order des Leistungspreises. Vergütet werden anschließend immer der Leistungspreis und der Arbeitspreis nur bei Abruf (letzteres nicht bei PRL). Der Bereitstellungszeitraum für PRL beträgt eine Woche, für SRL ebenfalls eine Woche, untergliedert nach HT und NT, und für MR täglich, untergliedert in sechs Vier-Stunden-Blöcke des Folgetages.

Abruf

PRL wird durch eine lokale Regelung der Frequenz abgerufen (P-Regler). Die SRL wird durch einen zentralen Regler der Übergabeleistung und Frequenz abgerufen (PI-Regler). Das zentrale Regler-Signal wird nach den Kriterien Abrufkosten und verfügbare SRL eines Erbringers auf die einzelnen an der Sekundärregelung beteiligten Erbringer aufgeteilt. MR wird manuell abgerufen.

Erbringung (aktuell)

Regelleistung wird derzeit durch thermische und hydraulische Kraftwerke vorgehalten. An der Minutenreserve nehmen auch Industrie oder Pools von dezentralen Erzeugungsanlagen, zum Beispiel Notstromaggregate, teil.

Kosten (aktuell)

Die saldierten Kosten für die vorgehaltene und abgerufene Regelreserve im Jahre 2012 beliefen sich insgesamt auf 416,7 Millionen Euro. Der Großteil der Kosten entfiel dabei auf die Sekundärregelung mit 267 Millionen Euro, wohingegen sich die Kosten für Primärregelung und Minutenreserve auf 82,7 beziehungsweise 67,4 Millionen Euro beliefen.

Herausforderungen im Rahmen der Energiewende

Bilanzungleichgewichte waren früher durch unvorhergesehene Kraftwerksausfälle sowie Lastprognosefehler determiniert. Im Rahmen der Energiewende und des damit verbundenen Ausbaus dargebotsabhängiger Erzeugung sind Bilanzungleichgewichte stärker durch Prognosefehler der EE-Einspeisung zu erwarten. Die Güte meteorologischer Prognosen hat somit weitreichende Wechselwirkungen mit der Höhe der zu beschaffenden Regelleistung.

Erbringung (zukünftig)

Zukünftig könnten EE-Anlagen ebenfalls Regelleistung erbringen. Eine Abregelung der Einspeisung ebenso wie eine gedrosselte Fahrweise ist bereits technisch umsetzbar. Die Erbringung von Regelleis-

tung ist somit durch EE-Anlagen bereits möglich. Es bleibt zu diskutieren, inwieweit dies ökonomisch effizient oder politisch gewollt ist. Bereits jetzt sind die Präqualifikationsbedingungen so angepasst, dass zukünftig Batteriespeicher Primärregelleistung bereitstellen können.

Technische Herausforderungen

Die zunehmende Integration von EE-Anlagen führt dazu, dass die aus deren Einspeisung resultierenden Gradienten von thermischen Kraftwerken nicht immer vollständig ausgeglichen werden können. Dies kann Ursache weiterer Bilanzungleichgewichte und zusätzlichen Bedarfs insbesondere an SRL sein. Eine Herausforderung ist, die erforderliche Leistungsbilanz auch ohne große Kraftwerke erbringen zu können, wenn diese in Situationen mit einer ausreichenden Erzeugung aus EE-Anlagen nur zum Zwecke der Bereitstellung von Regelreserve angefahren werden müssten (Reduzieren der Mindesterzeugung).

Rechtliche Hindernisse

Sollen zukünftig weitere Regelleistungserbringer erschlossen werden, müssen unter anderem die Präqualifikationsbedingungen sowie die Produktdefinitionen der einzelnen Reservequalitäten überdacht werden. Gegebenenfalls ist der regulatorische Rahmen für Übertragungsnetzbetreiber und EEG-Anlagen anzupassen, falls von Übertragungsnetzbetreibern errichtete Anlagen (zum Beispiel Batterien) oder EEG-Anlagen Regelleistungserbringer werden sollten.

1.1.2 Blindleistungsbereitstellung

Systemdienstleistung

Die Blindleistungsbereitstellung durch Netzbetriebsmittel (Kompensationsanlagen) und Erzeugungsanlagen, das Stufen von Transformatoren und die Anpassung der Netztopologie sind für die Spannungshaltung und Gewährleistung eines stabilen Spannungsprofils erforderlich. Dies muss derart geschehen, dass der Blindleistungsbedarf des Netzes und der angeschlossenen Kunden überall stets lokal ausgeglichen ist. Die Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung durch Erzeugungsanlagen sind in Netzanschlussregeln festgelegt.

Systemverantwortung

Die Netzbetreiber tragen die Verantwortung zur Spannungshaltung und sind verpflichtet, überall ein lokales Gleichgewicht – auch nach Störungen der Blindleistungsbilanz – zwischen Blindleistungsbedarf und Blindleistungserzeugung zu gewährleisten. Dabei muss die Spannung an allen Betriebsmitteln des Netzes jederzeit innerhalb des betrieblich zulässigen Bereiches liegen. Nach oben wird das Spannungsband durch das Isolationsvermögen der Betriebsmittel, nach unten durch eine ausreichende Spannungsstabilität sichergestellt. Hierfür sind ausreichende Blindleistungsquellen erforderlich, die sowohl im stationären Fall aktivierbar als auch bei dynamischen Vorgängen schnell aktivierbar sind. Blindleistungsmangel kann zu einem Zusammenbruch des Netzes führen (Blackout). Die Übertragungsnetzbetreiber planen den Blindleistungseinsatz und rufen diesen ab. Hierfür kommen Verfahren der Spannungs-Blindleistungsoptimierung sowie Netzsicherheitsrechnungen zum Einsatz. Hierdurch können lokale Blindleistungsbilanzen sowie Knotenspannungen ermittelt, potenziell kritische Zustände rechtzeitig erkannt und adäquate Gegenmaßnahmen ergriffen werden.

Bedarf (aktuell)

Im Rahmen der Systembetriebsplanung wird durch die Übertragungsnetzbetreiber eine Prognose des Blindleistungsbedarfs erstellt. Dieser ist stark von der jeweiligen Netznutzung abhängig.

Beschaffung

Die Blindleistungseinspeisung großer Erzeugungsanlagen erfolgt auf Basis von Absprachen zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Anlagenbetreibern. Die Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung durch Erzeugungsanlagen sind in Netzanschlussregeln festgelegt. Zusätzlich stehen dem Netzbetreiber Kompensationselemente und topologische Freiheitsgrade mit Einfluss auf die Blindleistungsbilanz zur Verfügung.

Erbringung (aktuell)

Die Erbringung erfolgt aktuell ausschließlich durch Erzeugungsanlagen (Synchrongeneratoren) wie durch Netzbetriebsmittel (Kompensationsanlagen).

Abruf

Der Abruf erfolgt im Rahmen der Systemführung durch den Übertragungsnetzbetreiber. Hierzu können Kompensationseinrichtungen zu- oder abgeschaltet werden. Der Blindleistungsabruf aus Erzeugungseinheiten erfolgt durch Anweisung. Die Blindleistungsbereitstellung aus Synchrongeneratoren erfolgt durch Anpassung des Erregerstroms, zumeist indirekt bei einer Spannungsregelung der Generatorklemmenspannung durch Anpassung der Stufung des Blocktransformators.

Die Anweisung des Übertragungsnetzbetreibers kann direkt durch Vorgabe eines Sollwertes für die Blindleistungseinspeisung oder indirekt durch Vorgabe eines Spannungssollwertes am Netzverknüpfungspunkt der Erzeugungsanlage erfolgen.

Kosten (aktuell)

Die im BNetzA Monitoringbericht 2013⁵ nicht näher spezifizierten Kosten für Blindleistung der Übertragungsnetzbetreiber beliefen sich im Jahr 2012 auf 68,3 Millionen Euro.

Herausforderungen im Rahmen der Energiewende

Im Rahmen der Energiewende nimmt die installierte Leistung sich am Netz befindlicher konventioneller Erzeugungsanlagen ab. Hierdurch sinkt auch der Anteil der zur Verfügung stehenden steuerbaren Blindleistungsquellen. Weiterhin ist die zunehmende Integration dezentraler Erzeugungsanlagen in die Verteilnetze mit Prognoseunsicherheiten hinsichtlich des Wirk- und Blindleistungsbedarfs der dem Übertragungsnetz unterlagerten Verteilnetze verbunden. Durch den zunehmenden Transportbedarf von Wirkleistung (etwa bei hoher Einspeiseleistung von Windenergieanlagen im Norden Deutschlands und hoher Last in den Industriezentren im Süden und Westen) steigt gleichzeitig der Blindleistungsbedarf des Netzes.

Erbringung (zukünftig)

Die durch die Energiewende bedingte Zunahme von dezentralen Erzeugungseinheiten in den Verteilnetzen ermöglicht Verteilnetzbetreibern zukünftig, bei ausreichender Steuer- und Beobachtbarkeit ausgeglichene Blindleistungsbilanzen in ihrem Netz herzustellen. Des Weiteren ist in Grenzen sogar

⁵ Bundesnetzagentur 2013-1.

eine Lieferung von Blindleistung aus den Verteilnetzen in das Übertragungsnetz bei geeigneter Ansteuerungsmöglichkeit der Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen denkbar. Schließlich kann der Blindleistungsbedarf des Übertragungsnetzes durch Nutzung von HGÜ gesenkt werden. Zusätzlich können HGÜ-Terminals – bei geeignet gewählter Technologie – als steuerbare Blindleistungsquellen zur Spannungshaltung genutzt werden.

Technische Herausforderungen

Zur Blindleistungsbereitstellung aus dem Verteilnetz ist ein koordiniertes Blindleistungsmanagement vieler kleiner Anlagen und deren kommunikationstechnische Anbindung erforderlich (Smart Grid). Neuer Abstimmungsbedarf besteht an den Schnittstellen zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber. Eine Herausforderung ist, die erforderliche lokale Blindleistungsbilanz auch ohne große Kraftwerke erbringen zu können, wenn diese in Situationen mit einer ausreichenden Erzeugung aus EE-Anlagen nur zum Zwecke der Bereitstellung von Blindleistung angefahren werden müssten (Reduzieren der Mindesterzeugung).

Rechtliche Hindernisse

Es sind keine direkten rechtlichen Hindernisse bekannt.

1.1.3 Redispatch (Netzsicherheit)

Systemdienstleistung

Durch einen unzureichenden oder verzögerten Netzausbau kann der sich marktseitig ergebende Kraftwerksfahrplan („Dispatch“) zu unzulässigen (n-0 oder n-1) Auslastungen im Übertragungsnetz führen. Die durch Übertragungsnetzbetreiber veranlasste Anpassung des marktseitigen Kraftwerkeinsatzes zur Vermeidung potenzieller Netzengpässe und zur Wahrung der Netzsicherheit wird dabei als Redispatch bezeichnet. Die Redispatch-Maßnahmen können sowohl strom- als auch spannungsbedingt erfolgen und werden in sogenannte präventive Maßnahmen zur Vorbeugung erwarteter Überlastungen und kurative Maßnahmen zur Behebung vorhandener oder unmittelbar bevorstehender Überlastungen unterteilt. Die gesamte Einspeiseleistung bleibt durch den Redispatch unverändert, da jeweils Kraftwerke ihre Leistung erhöhen und andere entsprechend reduzieren.

Systemverantwortung

Im Fall einer Netznutzungssituation, welche die Netzsicherheit gefährdet, sind die Übertragungsnetzbetreiber dazu berechtigt und verpflichtet, durch netz- oder marktbezogene Maßnahmen die Gefährdung oder Störung zu beseitigen (§ 13.1 EnWG). Redispatch zählt dabei zu den marktbezogenen Maßnahmen.

Bedarf (aktuell)

Der Bedarf an präventiven Redispatch-Maßnahmen wird von den Übertragungsnetzbetreibern jeweils für den Folgetag ermittelt. Dabei wird auf Basis der gemeldeten Kraftwerksfahrpläne, der Prognosen der Einspeisung von EEG-Anlagen und Lasten die (n-1)-Netzauslastung des Folgetages berechnet (Day-Ahead Congestion Forecasts (DACFs)). Werden Netzengpässe identifiziert, erfolgt die Planung von Gegenmaßnahmen. Dies umfasst in einem ersten Schritt netzbezogene Maßnahmen wie beispielsweise Topologie-Anpassungen durch Schalthandlungen. Sofern diese Maßnahmen nicht ausreichen, sind die Übertragungsnetzbetreiber dazu berechtigt, eine Anpassung der geplanten Wirkleistungseinspeisung zu veranlassen (marktbezogene Maßnahmen). Insgesamt wurden im Jahre

2012 Redispatch-Maßnahmen mit einer Gesamtdauer von 7.160 Stunden und einem Gesamtvolumen von 2.566 GW h gemeldet. Die Übertragungsnetzbetreiber sind zur Dokumentation der tages-scharfen Redispatch-Maßnahmen verpflichtet.⁶

Beschaffung

Es existiert in Deutschland kein Markt zur Beschaffung von Redispatch-Leistung. Die Betreiber von Anlagen zur Speicherung beziehungsweise Erzeugung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung von mehr als 10 MW sind gesetzlich verpflichtet, auf Anforderungen durch den Übertragungsnetzbetreiber gegen eine Vergütung die Wirkleistungseinspeisung ihrer Anlagen anzupassen.

Abruf

Der Abruf erfolgt durch den Übertragungsnetzbetreiber. Die Auswahl der Anlagen mit einer Einspeiserhöhung erfolgt über einen Merit-Order-Abruf gemäß dem Quotienten aus ihrer netzstützenden Wirkung bezogen auf das von einer Überlast bedrohte Betriebsmittel beziehungsweise auf das von einer Spannungsgrenzwertverletzung bedrohte Netzelement und der für die Anpassung der Wirkleistungseinspeisung zu entrichtenden Vergütung. Die eigentliche Anweisung erfolgt dabei nicht vollautomatisch, sondern beispielsweise telefonisch.

Erbringung (aktuell)

Redispatch-Maßnahmen werden aktuell hauptsächlich durch konventionelle Erzeugungsanlagen erbracht. Vor allem in Wintermonaten werden von den Übertragungsnetzbetreibern zur Sicherstellung eines ausreichenden Redispatch-Volumens Reservekraftwerke benötigt. Diese sichern den Übertragungsnetzbetreibern vertraglich zu, dass sie vorrangig für Redispatch-Maßnahmen zur Verfügung stehen. Die Auswahl geeigneter Reservekraftwerke und die Höhe der Vergütung erfolgen unter Aufsicht der Bundesnetzagentur.

Kosten (aktuell)

Im Jahr 2012 beliefen sich die saldierten Kosten für Redispatch auf 164,8 Millionen Euro.

Herausforderungen im Rahmen der Energiewende

Das Kernkraft-Moratorium, der steigende Transportbedarf durch die teilweise lastferne Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien sowie der verzögerte Netzausbau tragen dazu bei, dass die Anzahl von präventiven und korrektiven Redispatch-Maßnahmen in den vergangenen Jahren stark angestiegen ist und zukünftig noch weiter ansteigen wird. Zwischen den Jahren 2010 und 2012 hat sich die Dauer von Redispatch-Maßnahmen mehr als vervierfacht (2010: 1.589 Stunden, 2011: 5.030 Stunden, 2012: 7.160 Stunden, 2013: 7.965 Stunden).

Technische Herausforderungen

Besteht die Notwendigkeit von Redispatch-Maßnahmen in mehreren aufeinander folgenden Stunden, wird die Bestimmung des kostenminimalen Redispatch aufgrund der technischen Randbedingungen von Kraftwerken zunehmend schwieriger. Diese sind beispielsweise maximale Leistungsgradienten, Mindestbetriebs- und Mindeststillstandzeiten sowie An- und Abfahrzeiten von Kraftwerken. Weiterhin ist zu beachten, dass Kraftwerke nur zwischen ihrer Minimal- und Maximalleistung in das

⁶ Abrufbar unter www.netztransparenz.de.

Netz einspeisen können und damit nur innerhalb dieses Leistungsbandes ihre Wirkleistung reduzieren oder erhöhen können.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind dazu verpflichtet, bei Anweisungen zu Wirkleistungsanpassungen die technischen Möglichkeiten einer Anlage zu berücksichtigen. Im Gegenzug sind die Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie dazu verpflichtet, den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber regelmäßig über die technischen Rahmenbedingungen der Anlagen zu informieren, welche bei Anpassungen der Wirkleistung zu beachten sind.

1.2 Netzbetrieb

1.2.1 Systembetriebsplanung

Systemdienstleistung

Die Systembetriebsplanung umfasst unter anderem die Berechnung der für den sicheren Systembetrieb erforderlichen Menge vorzuhaltender Systemdienstleistungen (Regelreserve, Blindleistungsbereitstellung, Engpassmanagement und Schwarzstartfähigkeit).

Systemverantwortung

Die Verantwortung für einen sicheren und zuverlässigen Systembetrieb wird durch das EnWG den Übertragungsnetzbetreibern übertragen. Dies umfasst die Berechtigung und Verpflichtung, im Falle einer Gefährdung oder Störung durch netzbezogene (zum Beispiel Schalthandlungen) und marktbezogene (zum Beispiel Einsatz von Regelenergie, Engpassmanagement, Mobilisierung zusätzlicher Reserven und Ab- oder Zuschalten von Lasten) Maßnahmen zu beseitigen. Zur besseren Koordination zwischen den Netzbetreibern bestehen länderübergreifende Netzsicherheitszentren (zum Beispiel CORESO, TSC etc.).

Durchführung (aktuell)

Die Systembetriebsplanung basiert auf der Erstellung diverser kurz- und langfristiger Prognosen – wie beispielsweise über die Last, die EE-Einspeisung etc. –, die verwendet werden, um die erforderliche Menge vorzuhaltender Systemdienstleistungen zu berechnen. Basierend auf den Prognosen sowie den Fahrplananmeldungen der Kraftwerke werden Netzsicherheitsberechnungen und Engpassmanagement durchgeführt, um den (n-1)-sicheren Betrieb des Netzes zu gewährleisten. Je nach Art der Systemdienstleistung werden für die Systembetriebsplanung unterschiedliche Betrachtungsperioden zugrunde gelegt. Die genauen Bereitstellungszeiträume und Vorlaufzeiten sind den detaillierten Beschreibungen in Abschnitt 0 zu entnehmen. Bisher wird bis auf wenige Ausnahmen die Erbringung der Systemdienstleistungen basierend auf Erbringern aus der Übertragungsnetzebene geplant.

Herausforderungen im Rahmen der Energiewende

- Aufgrund zunehmender Entfernungen zwischen Lasten und Einspeisern steigt der Bedarf an Blindleistung sowie Netzengpassmanagement-Maßnahmen wie zum Beispiel Redispatch.
- Zunehmende Mengen an fluktuierenden Erzeugern führen zu einem steigenden Bedarf an Sekundär- und Minutenreserve.

- Konventionelle Kraftwerke, die bisher hauptsächlich für die Erbringung von Systemdienstleistungen verantwortlich waren, werden in Zukunft seltener in das Netz einspeisen, was unter anderem die Bereitstellung von Blindleistung und Regelleistung beeinflusst.

Durchführung (zukünftig)

Zukünftig werden Systemdienstleistungen in zunehmendem Maße aus dem Verteilnetz bereitgestellt. Aus diesem Grund wird in der Systembetriebsplanung ein intensiver Austausch mit den Verteilnetzbetreibern notwendig sein. Für den von den Übertragungsnetzbetreibern für einen bestimmten Betrachtungszeitraum ermittelten Bedarf an Systemdienstleistungen muss das jeweilige Bereitstellungspotenzial aus dem Verteilnetz ermittelt und die Verantwortung für die Bereitstellung des jeweiligen Anteils an die Verteilnetzbetreiber übergeben werden. Zudem sind in Zukunft neue Eingriffsmöglichkeiten und neue Planungsgrundsätze (siehe rechtliche Hindernisse) zu erlauben, um damit eine bessere Effizienz des Gesamtsystems zu ermöglichen.

Technische Herausforderungen

- Einbindung von Systemdienstleistungen der Verteilnetze in die Systembetriebsplanung (inklusive Übertragung von Teilverantwortungen)

Rechtliche Hindernisse

- Neue Eingriffsmöglichkeiten wie Begrenzung von EE-Leistung und Durchführung von Redispatch zur Netzoptimierung zulassen
- Smart-Market-Eingriffe zur SDL-Erbringung und Netzoptimierung festlegen
- Probabilistische Netz- und Betriebsplanung unter Berücksichtigung von Flexibilitäten im Netzbetrieb (zum Beispiel korrektive Aktionen) als Grundsatz zulassen

1.2.2 Systemführung

Systemdienstleistung

Beobachtung des aktuellen Netzzustandes und Umsetzung von geplanten oder ungeplanten Eingriffen, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten.

Systemverantwortung

Übertragungsnetzbetreiber – zur besseren Koordinierung zwischen den Netzbetreibern bestehen länderübergreifende Netzsicherheitszentren (zum Beispiel CORESO, TSC etc.).

Durchführung (aktuell)

Die Systemführung findet in der Leitwarte der Netzbetreiber statt und wird teilweise durch länderübergreifende Netzsicherheitszentren (zum Beispiel CORESO, TSC etc.) unterstützt. Im ungestörten Betrieb wird der zuvor geplante Fahrplan durch die Systemführung umgesetzt und gleichzeitig die Netzsicherheit überwacht. Bei Auftreten von Unregelmäßigkeiten oder Störungen muss die Systemführung eingreifen, um drohende Instabilitäten abzuwehren und anschließend den Systemzustand wieder auf einen (n-1)-sicheren Betriebszustand zurückführen.

Bei ungeplanten Eingriffen ist eine Abstimmung mit benachbarten Netzbetreibern erforderlich. Diese Abstimmung findet in der Regel telefonisch statt.

Herausforderungen im Rahmen der Energiewende

- Zunehmende Volatilität der Leistungsflüsse
- Zunehmend schwankender Bedarf unterschiedlicher Systemdienstleistungen
- Zunehmende Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Erbringer aus dem Verteilnetz
- Schwankende Verfügbarkeit der Systemdienstleistungen von EE-Anlagen
- → Eingriffe der Systemführung werden zukünftig häufiger benötigt und müssen schneller und flexibler umgesetzt werden

Durchführung (zukünftig)

Aufgrund der steigenden Komplexität muss die Systemführung durch neu zu entwickelnde Netzanalysefunktionen und intelligente Systemführungstools ergänzt werden. Dabei sollen optimale korrektive Eingriffe zur Stabilisierung des Energiesystems kurzfristig nach Störungen entweder dem Systemführer vorgeschlagen oder direkt automatisiert ausgeführt werden.

Zudem müssen neue Schnittstellen definiert werden, um einen besseren Informationsaustausch mit den Verteilnetzbetreibern zu ermöglichen. Anfragen zur Erbringung von Systemdienstleistungen werden an die Verteilnetzbetreiber weitergeleitet und von diesen entsprechend den Vorgaben des Übertragungsnetzbetreibers in Eigenregie umgesetzt.

Technische Herausforderungen

- Entwicklung von Netzanalysefunktionen (Prognosen, Dynamik, optimierter SDL-Abwurf)
- Entwicklung intelligenter Systemführungstools
- Einbindung der Verteilnetze (DEA, Smart Market und Speicher) in die Erbringung von Systemdienstleistungen

Rechtliche Hindernisse

- Neue Eingriffsmöglichkeiten wie Begrenzung von EE-Leistung und Durchführung von Redispatch zur Netzoptimierung zulassen
- Smart-Market-Eingriffe zur SDL-Erbringung und Netzoptimierung festlegen
- Probabilistische Netz- und Betriebsplanung unter Berücksichtigung von Flexibilitäten im Netzbetrieb (zum Beispiel korrektive Aktionen) als Grundsatz zulassen

2 Netzertüchtigung durch intelligente Netzführung

2.1 Beschreibung

Bei der intelligenten Netzführung werden situationsbezogen bei kritischen Netzsituationen (Netzengpässe) präventive oder reaktive Eingriffe vorgenommen. Durch diese individuellen Gegenmaßnahmen wird eine Entschärfung des Netzengpasses erreicht. Damit kann eine konventionelle Ertüchtigung der bestehenden Netzinfrastruktur zum Teil verzögert oder vermieden werden.

Die folgende Liste stellt einen Auszug der aktuell gängigsten Eingriffsmöglichkeiten dar:

- Wirkleistungssteuerung von EE-Anlagen
- Blindleistungssteuerung von EE-Anlagen
- Laststeuerung
- Speichermanagement
- Änderung der Stufenstellerposition bei regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT)
- Dezentrale Blindleistungsbereitstellung durch schaltbare Kompensationsanlagen
- Spannungsregelung mittels FACTS-Geräten

Zum einen Teil werden unter anderem Markteingriffe vorgenommen, die zwischen dem Netzbetreiber und dem Marktteilnehmer vertraglich festgelegt und entsprechend vergütet werden müssen. Zum anderen Teil wird zur Umsetzung der Eingriffsmöglichkeiten zusätzliche Netzinfrastruktur benötigt, wie beispielsweise rONTs, Kompensationsanlagen, FACTS-Geräte etc. Darüber hinaus wird zur Umsetzung vieler Eingriffsmöglichkeiten Mess- und Kommunikationstechnik benötigt, um situationsbezogene Eingriffe zu ermöglichen.

In heutigen Netzen ist in der Regel nur die Hochspannungsebene mit Mess- und Kommunikationstechnik ausgestattet. Mittel- und Niederspannungsnetze werden in der Regel ohne Mess- und Kommunikationstechnik betrieben, und die Einhaltung von Grenzwerten der Spannungen und Ströme im Netz wird bei der Planung durch Anwendung von Extremszenarien mit entsprechenden Sicherheitsmargen sichergestellt.

Bei Erweiterung von Mittel- und Niederspannungsnetzen mit Mess- und Kommunikationstechnik wird aus ökonomischen Gründen in der Regel nicht der gesamte betrachtete Netzbereich ausgerüstet, sondern nur vereinzelte Stationen. Mithilfe einer Zustandsschätzung für unterbestimmte Systeme werden diese Daten verwendet, um eine Abschätzung für den Zustand des gesamten Netzbereiches zu erhalten.

Aufgrund der hohen Anzahl an Netzbereichen im Verteilnetz wird die intelligente Netzführung in der Regel durch eine Netzautomatisierung umgesetzt. Diese regelt bei Bedarf autonom die Handlungsoptionen des Verteilnetzbereiches aus und erfordert nur im Fall von Störungssituationen den manuellen Eingriff durch das Personal des Netzbetreibers. Zur Umsetzung der Netzautomatisierung wird ein Leitsystem benötigt.

Die intelligente Netzführung umfasst zudem auch Schnittstellen zwischen den Netzbetreibern in den Verteilnetzen und den Übertragungsnetzen.

2.2 Technische und ökonomische Daten

Messtechnik

Zur Messung von Spannungen und Strömen im Netz sind entsprechende Spannungs- und Stromwandler zu verwenden. In der Hochspannung und den darüber liegenden Spannungsebenen werden Spannungs- und Stromwandler standardmäßig verwendet. Die Kosten für die Spannungswandler steigen mit höher werdender Spannungsebene an. Aus diesem Grund bietet es sich zur Kostenreduktion für die Spannungsmessung in der Mittelspannung an, Spannungswandler sofern möglich an einer Ortsnetzstation niederspannungsseitig einzubauen und die Spannungswerte der Mittelspannung über die Trafoparameter zu berechnen. Dabei sinkt allerdings die Genauigkeit der Messungen für die Mittelspannung.

Kommunikationstechnik

Zur Übertragung von Messgrößen und Steuerungs- beziehungsweise Regelsignalen haben sich in der Praxis entweder die leitungsgebundene Übertragung mittels Lichtwellenleiter oder eine Funkübertragung mittels GSM-Technik durchgesetzt. Die Nachrüstung eines schon vorhandenen Stromnetzes mit Lichtwellenleitern ist sehr aufwendig und teuer und wird deshalb vor allem in den oberen Spannungsebenen eingesetzt (in der Regel ab HS). Um Kosten zu sparen, werden in diesen Spannungsebenen Lichtwellenleiter bei Neubau- oder Umbaumaßnahmen im Stromnetz direkt mitverlegt. In den unteren Spannungsebenen (MS und NS) werden Kommunikationsverbindungen in der Regel mittels Funkübertragung realisiert. Dazu sind in der jeweiligen Station ein GSM-Funkmodul zu verbauen und ein Vertrag mit einem Mobilfunkanbieter abzuschließen. Die Kosten einer Funkübertragung sind deutlich niedriger als die Kosten einer leitungsgebundenen Übertragung. Allerdings sind die erreichbaren Datendurchsatzraten und Latenzzeiten bei der leitungsgebundenen Übertragung deutlich höher.

Zustandsschätzung

Die klassische Zustandsschätzung, wie sie in den oberen Spannungsebenen (ab HS) eingesetzt wird, basiert auf einem überbestimmten Gleichungssystem mit mehr Messwerten als Zustandsgrößen. Dabei besteht die Hauptaufgabe darin, fehlerhafte Messwerte herauszufiltern und einen plausiblen Zustandsvektor für das gesamte beobachtete Netzgebiet zu erhalten. In den unteren Spannungsebenen (MS und NS) bekommt die Zustandsschätzung weitere Aufgaben. Dort ist in der Regel mit unterbestimmten Gleichungssystemen zu rechnen, die weniger Messwerte als Zustandsgrößen aufweisen. Die Zustandsschätzung muss also für nicht gemessene Zustandsgrößen eine gute Schätzung inklusive einer Genauigkeitsinformation abliefern. Methoden für die unterbestimmte Zustandsschätzung befinden sich derzeit in der Entwicklung.

Wirkleistungssteuerung von EE-Anlagen

Bei EE-Anlagen, die ein wettergeführtes Einspeiseverhalten aufweisen, kann es sinnvoll sein, das Stromnetz nicht für sehr selten auftretende Einspeisespitzen auszulegen. In diesen seltenen Situationen ist eine Abregelung der Wirkleistungseinspeisung von EE-Anlagen mit Kommunikationsverbindung erforderlich. Um eine effiziente und gezielt netzzustandsabhängige Abregelung zu ermöglichen, kann eine Zustandsschätzung eingesetzt werden.

Blindleistungssteuerung von EE-Anlagen

Derzeit ist eine spannungsabhängige Blindleistungseinspeisung von EE-Anlagen Stand der Technik. Dies dient zur Stützung des lokalen Spannungsbandes am Netzanschlusspunkt der EE-Anlagen. Für die Zukunft ist es denkbar, Blindleistung auch zur Stützung der Spannung an anderen Netzknoten in der Umgebung des jeweiligen Einspeisers oder sogar Spannungsebenen übergreifend bereitzustellen [DENA SDL]. Hierfür sind eine Kommunikationsanbindung sowie eine Zustandsschätzung erforderlich.

Laststeuerung/Speichermanagement

Um Netzengpässe zu Zeiten hoher Einspeisung durch EE-Anlagen zu vermeiden, kann eine Beeinflussung der Last vorgenommen werden. Einige Industriebetriebe und auch private Haushalte bieten eine Lastverschiebung als Flexibilitätsoption an. Zusätzlich wird in Zukunft eine zunehmende Menge an Batteriespeichern erwartet, die ebenfalls in kritischen Netzsituationen eine Dienstleistung zur Entschärfung des Engpasses anbieten können. Analog zur Abregelung von EE-Anlagen sind die Laststeuerung und das Speichermanagement situationsbedingt einzusetzen. Diese können durch Einsatz einer Zustandsschätzung optimiert werden.

rONT

Regelbare Ortsnetztransformatoren ermöglichen eine automatisierte oder fernsteuerbare Stufung des Übersetzungsverhältnisses von Ortsnetztransformatoren. Damit wird ermöglicht, das Spannungsniveau zwischen der MS- und NS-Ebene zu entkoppeln. Das Spannungsband in der NS-Ebene wird auf diese Weise ausgeweitet. Sind alle unterlagerten Transformatoren einer MS-Netzgruppe regelbar ausgeführt, so wird auch das Spannungsband in der MS-Ebene ausgeweitet.

Dezentrale Blindleistungsbereitstellung durch schaltbare Kompensationsanlagen

Durch den Einsatz von schaltbaren Kompensationsanlagen ist es möglich, zusätzliche Blindleistung in das Netz einzuspeisen, um damit das Spannungsprofil zu stützen.

Spannungsregelung mittels FACTS-Geräten

Analog zu den schaltbaren Kompensationsanlagen können spannungsregelnde FACTS-Geräte eingesetzt werden, um die Netzspannung zu stützen. Im Gegensatz zu den schaltbaren Kompensationsanlagen bieten die FACTS-Geräte eine stufenlose Regelungsmöglichkeit. Dies lässt sich entweder über eine indirekte Spannungsregelung (zum Beispiel beim STATCOM) oder eine direkte Spannungsregelung (zum Beispiel beim SVC) umsetzen.

Technische Potenziale

Für das Zieljahr 2023 kann erwartet werden, dass für eine intelligente Netzführung unter Anwendung der oben vorgestellten Technologien Einzellösungen verfügbar sein werden. Diese Einzellösungen sind immer auf das jeweilige Netzgebiet zugeschnitten, in dem sie eingesetzt werden sollen. Ein flächendeckender Einsatz der intelligenten Netzführung wird sich erst in den darauffolgenden Jahren bis zum Zieljahr 2050 ergeben. Dafür ist es erforderlich, dass die eingesetzten Komponenten standardisiert sind und darüber hinaus eine eigenständige Parametrierung möglich ist, damit sich eine Komponente ohne großen Personalbedarf automatisch auf die umgebende Netzsituation einstellt. Zudem wird dadurch der Wartungsbedarf minimiert, indem Änderungen im Netz automatisch erkannt werden. Zur Erreichung dieser Autonomie erscheint der Einsatz von Agentensystemen sehr vielversprechend.

2.3 Interdisziplinäre Beurteilung

SWOT-Analyse

intern ⁷	Stärken	Schwächen
	<ul style="list-style-type: none"> • Mögliche Kosteneinsparung (immer im Einzelfall zu prüfen) • Verbesserung der Flexibilität im Netzbetrieb • Bessere Beobachtung des tatsächlichen Netzbetriebszustandes möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • Netzertüchtigung reicht unter Umständen nur wenige Jahre vor (Einzelfallprüfung!) • Netzbetrieb wird komplizierter und wäre ohne Hilfsmittel für den Betriebsführer nicht zu stemmen
extern ⁸	Chancen	Risiken
	<ul style="list-style-type: none"> • Bessere Ausnutzung der bestehenden Netzbetriebsmittel • Teilweise Verringerung der Wiederversorgungszeiten nach Störungen möglich (mittels Fernwirktechnik) • Ermöglicht bessere Abstimmung des Systembetriebs mit dem Übertragungsnetz (vertikaler Informationsfluss) 	<ul style="list-style-type: none"> • Netz wird näher an der Stabilitätsgrenze betrieben • Netzbetrieb ist von Verfügbarkeit der Kommunikationstechnik abhängig

Tabelle 3: SWOT-Analyse intelligente Netzführung

Rechtliche Hindernisse/gesellschaftliche Akzeptanzprobleme

Rechtliche Hindernisse: Vorrang einspeisung von EEG-Anlagen führt dazu, dass eine Wirkleistungssteuerung von EE-Anlagen nicht in allen Fällen möglich ist.

Gesellschaftliche Akzeptanzprobleme sind nicht zu erwarten, da durch intelligente Netzführung der Bedarf an zusätzlichen Freileitungen oder Kabeltrassen sinken wird.

2.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Beispiele bereits realisierter oder in Realisierung befindlicher prototypischer Installationen

- Grid4EU
- SmartCountry
- iNES – die intelligente Ortsnetzstation
- Netze für die Stromversorgung der Zukunft

Hersteller

- ABB
- Siemens
- PSI

⁷ Technologieinhärente Faktoren.

⁸ Das Technologieumfeld betreffende Faktoren.

- ALSTOM
- SAG

Derzeit werden vorwiegend prototypische Installationen gebaut. Aus diesem Grund sind aktuell keine Mengenbeschränkungen bei der Produktion zu erwarten. Die große Schwierigkeit beim Übergang zu einem Massenmarkt besteht vor allem darin, dass das Automatisierungssystem manuell auf die gegebene Netzsituation abgestimmt werden muss. Dies geht mit einem nicht zu vernachlässigenden Personalaufwand einher.

2.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen, Standardisierungsbedarf bis 2023

- Weiterentwicklung Zustandsschätzung für unterbestimmte Systeme
- Standardisierung des Datenaustauschs zwischen ÜNB und VNB
- Entwicklung geeigneter dezentraler Hardware für komplexe Netzführungsaufgaben
- Weitere prototypische Aufbauten erforderlich, um Serienreife bis 2023 zu erreichen
- Automatische Parametrisierung des Leitsystems, um wenig Personal zu benötigen für den Einsatz in der Fläche
- Das optimale Verhältnis zwischen Markteingriffen durch die Netzbetreiber und der Durchführung von Netzausbau muss bestimmt werden. Darauf basierend sind die Planungsgrundsätze der Netzbetreiber entsprechend anzupassen.

Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen, Standardisierungsbedarf bis 2050

- Standardisierung des Zusammenwirkens unterschiedlicher Netzkomponenten
- Standardisierung der Netzautomatisierung
- Entwicklung einer Leittechnik, die sich bei der Installation in Mittel- und Niederspannungsnetze möglichst selbstständig auf die umgebenden Netzbedingungen parametriert und im laufenden Betrieb Änderungen erkennt und die internen Modelle entsprechend anpasst

3 Umspannwerke im Übertragungsnetz

3.1 Beschreibung

Die Umspannwerke im Übertragungsnetz sind Knotenpunkte zur Steuerung des Energieflusses im elektrischen Energieübertragungsnetz für Wechselspannung (AC). In einem Umspannwerk werden verschiedene Spannungsebenen, zum Beispiel 400 kV, 220 kV und 110 kV im Übertragungsnetz und 20 kV oder 10 kV im Verteilnetz, miteinander verbunden. Es können in einem Umspannwerk alle genannten Spannungsebenen vorkommen. Werden keine Spannungstransformationen vorgenommen, spricht man von einer Schaltanlage, also ohne Transformatoren.

Die Anforderungen an die Umspannwerke werden aus den Netzbedingungen für den aktuellen Stromfluss (Nennstrom), den möglichen hohen kurzzeitigen Fehlerstrom (Kurzschlussstrom) und Reaktionszeiten (Kurzschlussdauer) definiert. Des Weiteren spielen die Bedeutung des Umspannwerkes für den Energiefluss (Verfügbarkeit) und die Möglichkeit, Fehler im Netz zu isolieren, (Freischaltbarkeit) eine Rolle bei der Ausstattung eines Umspannwerkes mit Schaltgeräten (Einfachsammelschiene, Doppelsammelschiene, Dreifachsammelschiene, 1 ½ Leistungsschalter).

Der Betrieb von AC-Umspannwerken wird sich mit der Energiewende grundlegend ändern. Durch die wechselnden Energieerzeugungsquellen (Sonne, Wind) werden starke Netzschwankungen der Energieflüsse bis hin zur Energieflussrichtungsumkehr die Anforderungen an die Umspannwerke und ihre Eigenschaften verändern.

Die großen Energiemengen, die mit der Energiewende zwischen weit auseinander liegenden Regionen (Nordsee, Ostsee, Bayern, Baden-Württemberg) transportiert werden müssen, führen in den Umspannwerken zu hohen Energiedichten und der Erfordernis, hohe Leistungen schalten zu können. Damit steigen Nennleistungen, Kurzschlussleistung und auch Schaltheufigkeiten, wie das folgende Beispiel zeigt:

Die Kurzschlussleistungen im Übertragungsnetz erreichen bereits heute an Knotenpunkten zwischen Ost und West wegen der einspeisenden Windgeneratoren Grenzwerte an Sammelschienen von bis zu 80 kA, und die Geräte wurden zum Teil schon für diese hohen Ströme ertüchtigt. Wegen des nur eingeschränkten Netzausbaus ist mit einer weiteren Erhöhung der Leistung an Knotenpunkten zu rechnen. Auch wechseln die Stromflüsse sehr stark mit der Erzeugung von regenerativen Energien aus Wind und Sonne, sodass ein stetiger Wechsel zwischen Niedriglast und Volllast stattfindet.

Die Lastflussumkehr ist in den heutigen Umspannwerken nicht vorgesehen und stellt neue Anforderungen an die Messsensorik und die angeschlossenen Schutz- und Leittechnikgeräte.

Anders als in China geht man heute in Europa nicht davon aus, höhere Übertragungsnetzspannungen als die etablierten 400 kV einzuführen. Weltweit und in China sind bereits 800 kV, 1.100 kV und 1.200 kV realisiert und im Einsatz. Ob diese Möglichkeit in Europa ebenso wie in China genutzt werden wird, ist aufgrund der großen Bauhöhe eher unwahrscheinlich. Mit kompakten, gasisolierten Systemen wie gasisolierten Schaltanlagen (GIS) und gasisolierten Übertragungsleitungen (GIL) sind auch solche Spannungsebenen denkbar und erreichen mit steigender Leistungsdichte von 3 GVA bis 4 GVA pro System eine verbesserte Wirtschaftlichkeit bezogen auf die übertragenen kW h.

Die Hauptkomponenten eines Umspannwerkes sind in Abbildung 1 dargestellt: links der Transformator, zum Beispiel von 110 kV auf 20 kV. Rechts daneben Überspannungsableiter zum Schutz des Transformators, Messwandler zur kombinierten Messung von Spannung und Strom in den Transformator, Leistungsschalter und Trennschalter zur Verbindung mit der Sammelschiene. Rechts von der Sammelschiene wiederum die Leistungsschalter, Trenn- und Erdungsschalter zur Schaltung der Freileitungsseite, wiederum Messwandler für Spannung und Strom, und zur Auskopplung von Steuersignalen über die Freileitungsseile die TFH-Sperren am Abgangsportal der Freileitung.

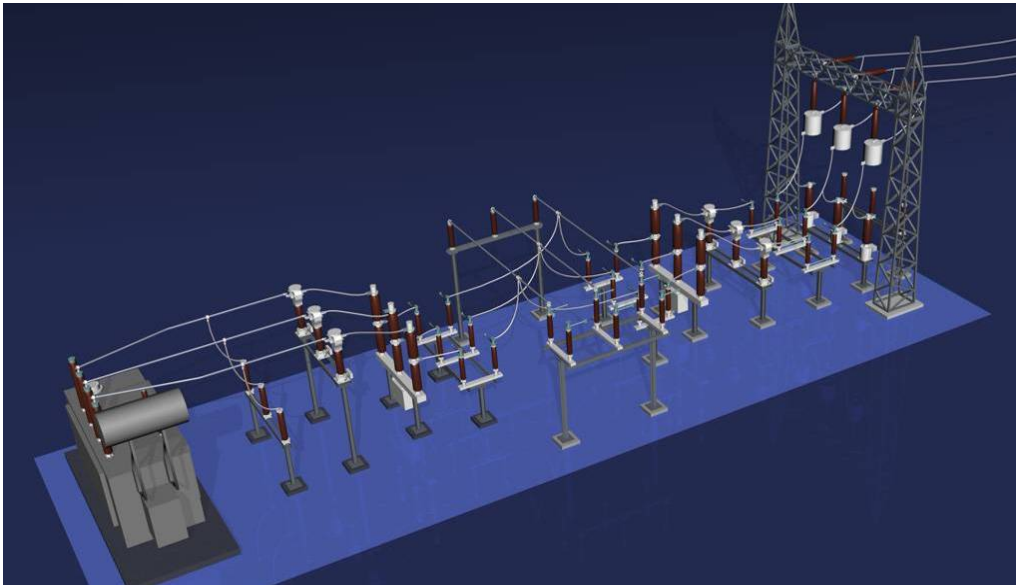


Abbildung 1: Hauptkomponenten eines Umspannwerkes⁹

Im Folgenden werden nun einige Komponenten aus einem Umspannwerk vorgestellt. In Abbildung 2 ist eine gasisolierte Schaltanlage für Spannungen bis 145 kV zu sehen. Solche Schaltanlagen sind sehr kompakt und werden auch innerhalb von Gebäuden eingesetzt. Im Vergleich zu den luftisolierten Schaltanlagen wird je nach Spannungshöhe nur ein Zehntel bis ein Zwanzigstel des Platzes gebraucht. Die gasisolierte Schaltanlage (GIS) beinhaltet den Leistungsschalter, die Trenn- und Erdungsschalter sowie Strom- und Spannungswandler.

⁹ Siemens 2014-1.



Abbildung 2: Gasisolierte Schaltanlage für bis 145 kV, Großkraftwerk Mannheim AG, 22 Felder¹⁰

In Abbildung 3 wird eine kleine Umspannanlage für einen Windpark gezeigt. Rechts im Bild ist der Transformator zu sehen, der die Spannung von 20 kV auf 110 kV transformiert, links sind die freiluftisolierten Trenn- und Erdungsschalter, sowie die Leistungsschalter zu erkennen.



Abbildung 3: Hybridschaltanlage für 110 kV¹¹

¹⁰ Siemens 2014-2.

¹¹ Siemens 2002.

In Abbildung 4 ist eine Kombination von luftisolierten Freileitungen und Sammelschienen zu sehen. Darunter befinden sich die gasisolierten Schaltgeräte (weiß) für 110 kV.



Abbildung 4: Luftisolierte Freileitung und Sammelschiene mit gasisolierten Schaltgeräten für 110 kV¹²

3.2 Technische und ökonomische Daten

Technisch

	2013	2023	2050
Leistung pro System in MVA	1.890	3.000	5.000
Leistung pro Sammelschiene in MVA	2 x 1.890	2 x 3.000	2 x 5.000
Maximale Spannung in kV	400	400	
Maximaler Strom pro System in A	2.750	4.300	3.600
Maximaler Strom pro Sammelschiene in A	5.500	8.600	7.200
Flächenbedarf pro Umspannwerk mit 5 Feldern Breite/Tiefe (Luftisoliertechnik mit Doppelsammelschiene)	200 m/100 m	200 m/100 m	300 m/150 m
Flächenbedarf pro Umspannwerk mit 5 Feldern Breite/Tiefe (gasisolierte Technik mit Doppelsammelschiene)	20 m/15 m	20 m/15 m	30 m/20 m
Ausfallhäufigkeit pro Jahr für Freiluftanlagen in h	0,7	0,7	0,7
Ausfallhäufigkeit pro Jahr für gasisolierte Anlagen in h	0,4	0,4	0,4
Flexibilität im Betrieb (5 = sehr hoch bis 1 = sehr niedrig/nicht vorhanden)	hoch	hoch	hoch

Tabelle 4: Technische Daten Umspannwerke¹³

¹² Siemens 2014-3.

Technische Potenziale

Die Anzahl der neu zu errichtenden Umspannwerke wurde von den Planungen für die vier Nord-Süd-Trassen in der ersten Stufe bis 2023 und mit zusätzlichen Querverbindungen zwischen diesen Nord-Süd-Trassen abgeleitet. Die technologische Entwicklung von DC-gasisolierten Systemen wird neue unterirdische Übertragungslösungen bieten, und in den AC/DC-Konverter-Stationen wird man weniger Platz brauchen.

	2023	2050
Maximal zusätzlich installierbare Umspannwerke in Deutschland in GW für die regionenübergreifende Energieübertragung bis 2023 beziehungsweise 2050	10	30

Tabelle 5: Technische Potenziale Umspannwerke¹⁴

3.3 Interdisziplinäre Beurteilung

Hier werden die Qualitäten von Umspannwerken dahingehend beurteilt, wie sie sich durch die oben beschriebene Leistungserhöhung verändern werden. Ein wesentlicher Anteil der Leistungserhöhung in den Umspannwerken wird in DC zur Fernübertragung ausgeführt werden. Dazu werden +/- 500 kV-Leitungen gebaut werden. In AC werden Umspannwerke in den Regionen zusätzlich erforderlich sein, um die elektrischen Energien verteilen zu können. Dazu werden 400 kV-AC-Umspannwerke erforderlich werden.

SWOT-Analyse

	Stärken	Schwächen
intern	<ul style="list-style-type: none"> Leistungsstarke Geräte sind für AC verfügbar oder werden für DC entwickelt Einsatz von gasisolierten Anlagen (GIS und GIL) zur Erhöhung der Leistungsdichte Bei Gasisoliertechnik geringer Platzbedarf Geringe Übertragungsverluste (vernachlässigbar gegenüber der Leitung) 	<ul style="list-style-type: none"> SF₆-Ersatz technisch noch nicht ausgereift
extern	<ul style="list-style-type: none"> Weniger Trassen sind erforderlich Bei Gasisoliertechnik geringer Platzbedarf für <ul style="list-style-type: none"> GIS (Gas-isolierte Schaltanlagen) bei AC in Umspannwerken GIS bei DC in den Konverter-Stationen GIL (Gas-isolierte Leitungen) bei AC oder DC auf der Strecke mit unterirdischer Verlegung Geringere Übertragungsverluste, höherer Wirkungsgrad 	<ul style="list-style-type: none"> Hohe Investitionskosten

Tabelle 6: SWOT-Analyse Umspannwerke

¹³ CIGRE 2003; CIGRE 2013-1; ETG 2011; Koch 2011; Koch 2014.

¹⁴ ETG 2011.

Gesellschaftliche Akzeptanzprobleme

Die Akzeptanz gegenüber einer Freiluftanlage ist wie bei der Freileitung bei der Bevölkerung häufig nicht sehr groß, und es sind lokale Diskussionen schon im frühen Planungsstadium anzugehen. Die Lösungen, die gefunden werden können, hängen sehr von den lokalen Gegebenheiten ab.

Die Akzeptanz einer gasisolierten Anlage ist wesentlich höher, da die Anlage in einem Gebäude untergebracht werden kann und somit für die Öffentlichkeit nicht sichtbar ist. Auch hier ist zu empfehlen, dass man sehr früh die lokale Bevölkerung einbindet und entsprechend akzeptierte Lösungen findet. Die Umspannwerkabmessungen sind je nach Schaltungsart um den Faktor 10 bis 20 kleiner. Die Installationskosten liegen je nach örtlichen Gegebenheiten um den Faktor 1,5 bis 3 höher.

Bei der Anbindung des Umspannwerkes mit einer unterirdisch verlegten GIL fällt auch das Akzeptanzproblem der Freileitung weg. Der Kostenfaktor für die erdverlegte GIL liegt je nach Leistung (je höher die Leistung/Spannung, je niedriger der Investitionskostenunterschied) zwischen 2 und 5.

Kritische Materialien

Ressourcen

Für die Umspannwerke sind keine kritischen Materialien bekannt, und der Bauaufwand ist im Verhältnis zu den Leitungen gering.

Betrieb

Das einzige Material, das man mittel- und langfristig ersetzen sollte, ist Schwefelhexafluorid (SF_6). Es ist nicht gefährlich und schadet auch nicht, solange es im Gasraum bleibt, doch sollte mittelfristig eine Ersatzlösung gefunden werden, die kein so hohes Treibhauspotenzial (GWP) hat. Untersuchungen dazu sind immer wieder gestartet worden.

Entsorgung

Alle Materialien, die in Umspannwerken eingesetzt werden, können wiederverwendet werden. Die internationalen Standards geben dazu Vorgaben.

3.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Die Umspannwerktechnik ist seit Langem im Einsatz und wird kontinuierlich weiterentwickelt. Die verschiedenen Technologien der luftisolierten und gasisolierten Schaltanlage (AIS und GIS) werden weltweit eingesetzt und erreichen bereits heute hohe Leistungswerte. Die zu erwartenden Spannungs- und Stromsteigerungen sind realisierbar und werden in einigen Projekten weltweit heute schon eingesetzt.

Die weltweit führenden Hersteller Siemens, ABB und Alstom sowie die japanischen Hersteller Toshiba, Mitsubishi, Hitachi und Fuji mit den Geräten der Umspannwerke haben bereits jahrzehntelange Erfahrung.

Die Kapazitäten zum Bau von Umspannwerken für die Energiewende werden vor allem in der begrenzten Anzahl von erfahrenen Ingenieuren gesehen, welche die erforderliche Entwicklung von ökonomischen, leistungsfähigen und zuverlässigen Geräten und Anlagen voranbringen können. Fertigungskapazitäten können weltweit genutzt werden, da alle europäischen Hersteller neben den Werken in Europa heute schon Fabriken in USA, China, Indien und Brasilien besitzen.

3.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Essenzieller Beitrag bis 2023

- Leistungsstarke Schaltgeräte
- Isoliertgasforschung
- Ersatz von Schwefelhexafluorid (SF₆) als Isolier- und Schaltmedium
- Kostenoptimierte Standardlösungen für GIS und AIS
- Kostengünstige, unterirdische, gasisolierte Übertragungssysteme hoher Energien in AC oder DC GIL
- Effiziente digitale Steuerungs- und Schutzgeräte mit hohem Standardisierungsgrad
- Dynamische Netzleitwarte einbinden in die Umspannwerke

Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen, Standardisierungsbedarf bis 2023

- Standardlösungen für Umspannwerke inklusive Steuerung
- Forschungsbedarf für DC-Konverter-Stationen
- Leitermaterialien für hohe Ströme
- Gehäusematerialien für GIS und GIL mit geringeren Kosten

Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen, Standardisierungsbedarf bis 2050

- Nanotechnologie zur Kostenreduktion der Geräte durch verbesserte mechanische, thermische Eigenschaften
- Übertragungsverlustreduktion durch neue Materialien
- Neue Fertigungsverfahren für Geräte und Anlagen der Energietechnik
- Transferwissen aus Industrie 4.0 nutzbar machen
- Gesamtsichtweise des Energienetzes und der Steuerungsmöglichkeit

4 Steuernde Elemente im AC-Netz

4.1 Beschreibung

In passiven elektrischen Netzen stellt sich der Stromfluss gemäß den Kirchhoff'schen Knoten- und Maschenregeln sowie dem Ohm'schen Gesetz ein. Hierbei definieren die Ein- und Ausspeisesituationen an den einzelnen Netzknoten und die dazwischen befindlichen Leitungen mit ihren Parametern (zum Beispiel Wirk- und induktiver Widerstandsbelag, Leitungslänge) den Leistungsfluss im Netz.

Die Deregulierung der Energiewirtschaft sowie die steigende Energieerzeugung durch fluktuierende erneuerbare Energien erfordern einen erhöhten Bedarf an Flexibilität in Betrieb und Planung elektrischer Energieübertragungssysteme. Diese Flexibilität, das heißt ein aktiver Eingriff in den Leistungsfluss des elektrischen Netzes, ist beispielsweise durch sogenannte steuernde Elemente möglich.

Diese steuernden Elemente lassen sich in mehrere Gruppen unterteilen.

1. Mechanisch geschaltete Blindleistungskompensation¹⁵

Die Blindleistungskompensation dient der Einhaltung der Knotenspannungen in einem definierten Spannungsband sowie der Minimierung der Blindleistungsflüsse und damit der Verluste im Netz. Die *lokale* Bereitstellung benötigter Kompensationsblindleistung kann sowohl parallel als auch seriell erfolgen.

a. Parallel-Kompensation:

- i. Ladestromdrosseln zur Kompensation kapazitiver Blindleistung: Betreibt man Leitungen unterhalb ihrer natürlichen Leistung, zum Beispiel im Schwachlastbetrieb oder im Leerlauf, so wirkt die Übertragungstrecke bei gebräuchlichen Leitungslängen kapazitiv. Hierdurch kommt es zu einem Spannungsanstieg am Ende der Leitung (Ferranti-Effekt). Im Interesse der Spannungshaltung muss die kapazitive Blindleistung der Leitung kompensiert werden. Dies geschieht durch den Einsatz von Paralleldrosseln.

ii. Kapazitäten zur Kompensation induktiver Blindleistung:

Betreibt man Leitungen oberhalb ihrer natürlichen Leistung, so wirkt die Leitung induktiv und es entsteht ein Spannungsfall entlang der Freileitung. Die Kompensation der Leitungsinduktivität kann zum einen durch Serienkondensatoren erfolgen, welche die Freileitung „elektrisch verkürzen“ (siehe Punkt b.i.), zum anderen durch Parallelkondensatoren, welche den induktiven Strom kompensieren und damit eine Anpassung des Wellenwiderstands bewirken.

In Hoch- und Höchstspannungsnetzen ist durch eine erhöhte Belastung von Freileitungen und durch den geänderten Einsatz der Großkraftwerke eine erhöhte Notwendigkeit der Blindleistungskompensation zu erkennen. Dies geschieht über den Einsatz von Parallelkondensatoren, welche mechanisch schaltbar sind (MSC – Me-

¹⁵ Schwab 2012.

mechanically Switched Capacitor). Der Anschluss von Kondensatorbatterien ohne Verdrosselung ist nicht ratsam, da der Kondensator mit der Netzimpedanz eine Parallelresonanz bildet. Wären Oberschwingungsströme dieser Resonanzfrequenz im Netz vorhanden, könnten hohe Schwingkreisströme und -spannungen zu Überlastungen der Betriebsmittel, vor allem der Kondensatoren, führen. Zur Vermeidung der Parallelresonanz und zur zusätzlichen Absaugung vorhandener Oberschwingungsströme im Höchstspannungsnetz werden die Kondensatorbatterien zu Oberschwingungsfiltern ausgebaut werden (MSCDN – Mechanically Switched Capacitor Damping Network).

Der über Leistungsschalter geschaltete Hauptkondensator wird zu einem gedämpften Filter erweitert. Für diese Schaltung wird auch der Begriff C-Filter verwendet. Dieses Filter besitzt geringe Verluste für die Netznennfrequenz, da die Spule und der Hilfskondensator auf Netznennfrequenz abgestimmt sind. Es reduziert die Oberschwingungen mehrerer Ordnungen aufgrund des Hochpassverhaltens und vermeidet hohe Einschwingströme beim Einschalten aufgrund des Dämpfungswiderstandes.

b. Serien-Kompensation:

- i. Serienkondensatoren zur Kompensation induktiver Blindleistung (SC – Series Compensation): Serienkondensatoren werden bereits seit vielen Jahren für die Verbesserung der Stabilität und Übertragungsfähigkeit von Hochspannungsnetzen eingesetzt. Der serielle Kondensator wirkt dem Spannungsfall der Serieninduktivität der Freileitung entgegen. Das heißt, er reduziert die effektive Reaktanz der Übertragungsleitung. Dabei besitzt der Serienkondensator eine Art Selbstregelung: Bei steigender Belastung (Strom) erhöht sich auch die vom Reihenkondensator erzeugte Blindleistung. Der Einfluss auf die wirksame Längsreaktanz der Leitung durch den Einsatz eines Reihenkompensators ermöglicht die Lastflusssteuerung für den stationären Betrieb, einen vergrößerten Betriebsbereich der Spannungsstabilität und eine Verbesserung der transienten Stabilität, da der Übertragungswinkel der Leitung verkleinert wird.
- ii. Kompensation kapazitiver Blindleistung: Reihendrosseln kommen trotz theoretischer Anwendbarkeit zu Kompensationszwecken nicht im Höchstspannungsnetz, sondern lediglich als Kurzschlussstrombegrenzungsdrossel vorrangig in Industrienetzen zum Einsatz.

2. Regeltransformatoren¹⁶

Regeltransformatoren dienen dem Steuern der Blind- und Wirkleistungsflüsse mit dem Ziel der Spannungshaltung, der gleichmäßigen Lastaufteilung bei parallelen Übertragungsleitungen und der Vermeidung von Ausgleichsströmen („Loop Flows“).

¹⁶ Schwab 2012.

- a. Längsregler: Steuerung der übertragenen Blindleistung durch den Betragsunterschied der Knotenspannungen (Einprägung einer parallelen Längsspannung am Knoten)
- b. Querregler: Steuerung der übertragenen Wirkleistung durch den Phasenwinkel zwischen den Knotenspannungen (Einprägung einer um 90° phasenverschobenen Querspannung am Knoten)
- c. Schrägregler: Veränderung von Betrag und Phase der Spannung (Kombination Längs- und Querregler)

3. Rotierender Phasenschieber¹⁷

Im Rahmen des Atom-Moratoriums wurde Block A des Kernkraftwerks Biblis am 18. März 2011 vom Netz genommen. Zur weiteren Netzstabilisierung wurde der Generator dieses Blocks in einen rotierenden Phasenschieber umgerüstet. Als Elektromotor regelt der ehemalige Generator nun selbstständig die Blindleistung.¹⁸ Maßgeblich hierfür ist das Spannungsniveau am Knoten Bürstadt.

Ein weiterer rotierender Phasenschieber ist im August 2014 von TenneT bei Alstom beauftragt worden.¹⁹ Dieser wird im Umspannwerk Bergrheinfeld West, nahe des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld, errichtet. Die regelbare Blindleistung wird im Bereich +250 MVar bis -175 MVar liegen.

4. Leistungselektronische FACTS-Elemente²⁰

Der Begriff „FACTS“ gilt für alle Betriebsmittel und Systeme, die mit Geräten der Leistungselektronik ausgeführt sind und für die Energieübertragung in Drehstromnetzen eingesetzt werden. Die Verwendung von Leistungselektronik ermöglicht eine schnelle Reaktion, häufige Änderungen und eine stufenlose Anpassung der Ausgangsgröße. Die Familie der FACTS-Betriebsmittel ist geeignet, Einschränkungen hinsichtlich der Stabilitätsgrenze, thermischer Grenzen, Spannungsgrenzen und Ringflüsse zu beseitigen, ohne dass in einem Netz in größerem Umfang zusätzliche Betriebsmittel vorgesehen werden. Dabei gibt es FACTS-Elemente, welche vergleichbar zur bereits beschriebenen mechanischen Kompensation parallel beziehungsweise seriell im Netz eingesetzt werden.

FACTS-Elemente werden auch in Parallel- und Serienelemente sowie kombinierte Regler unterteilt.

a. Parallel geschaltete FACTS-Elemente

Parallel geschaltete FACTS-Elemente (SVC, STATCOM) ermöglichen einen dynamischen Blindleistungssupport und damit eine Spannungsregelung.

¹⁷ Siemens 2013.

¹⁸ Hessischer Landtag 2014.

¹⁹ Alstom 2014-2.

²⁰ Schwab 2012.

i. Stativ Var Compensator (SVC)

Im Laufe der Jahre sind statische Blindleistungskompensatoren in vielen unterschiedlichen Ausführungen gebaut worden, siehe Bild. Die meisten Anlagen enthalten folgende steuerbare Elemente:

1. thyristorgesteuerte Drosselspule (Thyristor-Controlled Reactor – TCR)
2. thyristorgeschalteten Kondensator (Thyristor-Switched Capacitor – TSC)
3. thyristorgeschaltete Drosselspule (Thyristor-Switched Reactor – TSR)
4. mechanisch geschalteten Kondensator (Mechanically Switched Capacitor – MSC)

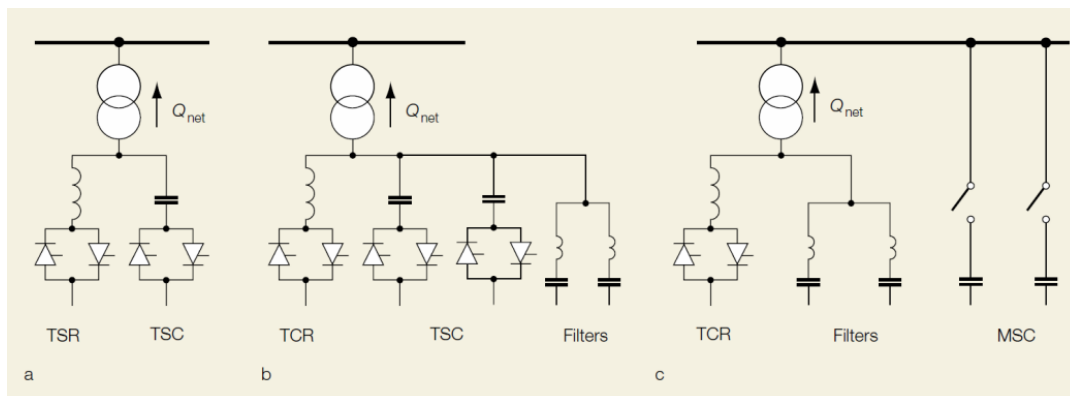


Abbildung 5: SVC-Konfigurationen zur Regelung der Blindleistungskompensation²¹ (a: TSR-TSC-Konfiguration, b: TCR-TSC-Konfiguration, c: TCR-MSC-Konfiguration, d: Q_{net} Netto-Blindleistungfluss zum Netz)

SVCs stellen über die Kombination der aufgeführten Elemente induktive und/oder kapazitive Blindleistung zur Verfügung. Die Blindleistung ist dabei quadratisch abhängig von der Spannung, da sich die SVC wie eine veränderliche Reaktanz verhält. Aufgrund der Schnelligkeit der Regelung kann die Spannungsqualität positiv beeinflusst werden. Eine Flickerreduktion ist möglich, allerdings nicht so ausgeprägt wie beim STATCOM (siehe unten).

ii. Synchronous Static Compensator (STATCOM)

STATCOMS verfügen über ein- und ausschaltbare Halbleiterelemente (zum Beispiel IGBTs). Ein statischer Kompensator besteht aus einem Spannungswidenerkreis-Umrichter, einem Kupplungstransformator und Regeleinrichtungen. Dieser Aufbau führt zu den im Folgenden genannten Unterschieden im stationären und dynamischen Verhalten im Vergleich zum SVC.

Der STATCOM ermöglicht aufgrund der verwendeten Leistungselektronik die Lieferung von induktiver und kapazitiver Blindleistung mithilfe eines Betriebsmittels. Weiterhin ist eine spannungsunabhängige Blindstromlieferung des STATCOMS möglich. Aus diesem Grund ist der STATCOM besonders für schwache Netze sehr geeignet. Darüber hinaus wird aufgrund der höheren Schaltfrequenz eine deutlich höhere Flickerreduktion mithilfe des STATCOMS erreicht (Faktor 6 bis 8) als für den SVC. Der STATCOM besitzt eine kompakte Bauweise und benötigt damit deutlich weniger Platz als ein SVC.

²¹ Grünbaum et al. 1999 (nachgedruckt mit Genehmigung von ABB Review).

b. FACTS-Elemente als Reihenkompensation

An dieser Stelle wird der thyristorgeregelte Serienkondensator näher beschrieben. Wie bei dem Reihenkondensator erläutert, besteht das Prinzip darin, eine Leitung über die Kompensation der Serieninduktivität elektrisch zu verkürzen. Damit kann Lastfluss gesteuert (nicht geregelt) und die dynamische Stabilität über die Verkleinerung der Differenz des Spannungswinkels am Anfang und am Ende der Leitung verbessert werden. Zusätzlich kann der TCSC mithilfe der Leistungselektronik zur Dämpfung elektromechanischer Schwingungen eingesetzt werden.

TCSC-Konfigurationen bestehen aus thyristorgeschalteten Drosselspulen (TSR), die parallel zum Kondensator angeordnet sind. Diese Kombination erlaubt es, die effektiv wirksame Kapazität über einen breiten Bereich stetig zu regeln. Über den Kondensator ist ein Metalloxidvaristor (MOV) geschaltet, der Überspannungen verhindert.

Die Kondensatorbatterie ist für jeden Leiter auf einer Plattform montiert, um eine volle Isolierung gegen Erde zu gewährleisten.

Weitere FACTS-Serienelemente mit Leistungselektronik sind hier der Vollständigkeit halber aufgelistet. Ein vermehrter Einsatz ist bislang nicht erfolgt und wird auch zukünftig nicht erwartet.

- i. Thyristor-Switched Series Capacitor (TSSC)
- ii. Thyristor-Controlled Series Reactor (TCSR)
- iii. Thyristor-Switched Series Reactor (TSSR)
- iv. Static Synchronous Series Compensator (SSSC)

c. Kombinierte FACTS-Elemente, zum Beispiel Unified Power Flow Controller (UPFC)

4.2 Technische und ökonomische Daten

Technisch

Flexibilität im Betrieb

(5 = sehr hoch bis 1 = sehr niedrig/nicht vorhanden)

	2013
Lokale, statische Blindleistungskompensation	2
MSCDN	2
Rotierende Phasenschieber	5
FACTS-Elemente	4 bis 5

Tabelle 7: Flexibilität im Betrieb²²

²² AREVA T&D 2007.

Ökonomisch

Investitionskosten

	2023		
	Minimal	Maximal	Bemerkung
380-kV-MSCDN	1,4 Mio. €/Stück		100 MVar schaltbarer Kondensator (ohne SF ₆)
380-kV-Kondensator (statisch)	10 T€/MVar		
380-kV-SVC	3,2 Mio. €/Stück		100 MVar regelbare Kompensation (ohne SF ₆)
		40 T€/MVar	
380-kV-Kompensationsspule		1,3 Mio. €/Stück	100-MVar-Drosselspule (ohne SF ₆)
	10 T€/MVar		
380-kV-Serienkompensation	12 T€/MVar		
		2 Mio. €/Stück	100-MVar-Anlage
380-kV-Querregler	10 T€/MVA		

Tabelle 8: Ökonomische Daten Steuernde Elemente im AC-System²³

Eventuell sind Preissenkungen aufgrund von Massenproduktion zu erwarten (ca. 30.000 MVar Blindleistungskompensation an 70 Standorten deutschlandweit bis 2022/2023 geplant²⁴).

Technische Potenziale

	2023
Erwartete installierte Leistung in Deutschland [MVar]	ca. 30.000

Tabelle 9: Technische Potenziale Steuernde Elemente im AC-System²⁵

4.3 Interdisziplinäre Beurteilung

SWOT-Analyse

	Stärken	Schwächen
intern	<ul style="list-style-type: none"> • Leistungselektronik: <ul style="list-style-type: none"> ○ schnell ○ kontinuierlicher Leistungsbereich ○ viele Schalthandlungen ○ aktiver Beitrag zur Spannungsqualität (Flicker, Oberschwingungen) ○ Dämpfung von Pendelungen, Beherrschung subsynchroner Resonanzen • Regeltransformatoren: <ul style="list-style-type: none"> ○ unter Last schaltbar ○ Lastflussregelung möglich (bessere 	<ul style="list-style-type: none"> • Mechanisch: <ul style="list-style-type: none"> ○ nur diskrete Stufen möglich ○ keine aktive Dämpfung von Netzpendelungen ○ geringe Schalthäufigkeit • Leistungselektronik: <ul style="list-style-type: none"> ○ Kosten (Investitions- und Betriebskosten) ○ wenig Erfahrung im deutschen Übertragungsnetz • Serielement:

²³ dena 2005; dena 2010; Netzentwicklungsplan 2013.

²⁴ Netzentwicklungsplan 2012.

²⁵ Netzentwicklungsplan 2012.

	Ausnutzung vorhandener Netzkapazitäten) <ul style="list-style-type: none"> • Reduzierter Netzausbau • Mehr Freiheitsgrade bei der Auswahl kostenoptimaler Kraftwerke bei der KW-Einsatzplanung • Geringer Flächenbedarf, geringe Umweltauswirkungen 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Lastfluss ○ Gefahr subsynchroner Resonanzen (für SC)
extern	Chancen	Risiken
	<ul style="list-style-type: none"> • Bessere Ausnutzung der vorhandenen Übertragungskapazitäten • Einfach realisierbar • Kurze Genehmigungsverfahren und -zeiten 	<ul style="list-style-type: none"> • Regelung im Netz muss abgestimmt sein (Stichwort: „gegeneinander regeln“) • Gefahr von Resonanzen bei Einsatz großer Spulen, Kondensatoren

Tabelle 10: SWOT-Analyse Steuernde Elemente im AC-System²⁶

Gesellschaftliche Akzeptanzprobleme

Bislang stoßen Projekte von Blindleistungskompensationsanlagen aufgrund ihrer beschränkten räumlichen Auswirkungen und der kurzen Genehmigungsdauern eher auf weniger Widerstand in der Bevölkerung. Es ist jedoch unklar, inwieweit sich das verändern wird vor dem Hintergrund des massiven Ausbaus der Blindleistungskompensation in Deutschland.²⁷

4.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Beispiele bereits realisierter Anlagen

1. Rotierender Phasenschieber:
 - Siemens: Biblis, 2012 (400 kV, -400 MVar bis +900 MVar)²⁸
 - Alstom: Berg Rheinfeld West, geplant 2015 (400 kV, -175 MVar bis +250 MVar)²⁹
2. MSCDN:
 - Alstom:
 - i. Bau eines 300-Mvar-MSCDN in Karben (380 kV, Fertigstellung geplant 2015)³⁰
 - ii. Insgesamt zehn MSCDN-Anlagen in Deutschland mit Gesamtblindleistung von über 2.800 MVar³⁰
 - Siemens:
 - iii. Frankreich, RTE, 2011 (225 kV und 63 kV, 4*80 MVar und 1*8 MVar)³¹
 - iv. Spanien, RED, Benejama, 2006 (220 kV, 100 Var)³²
 - v. U.K., National Grid Company, Chickerill, 2004 (400 kV, 225 MVar)³³

²⁶ ABB 2014; Crastan 2004; Schwab 2012.

²⁷ Vgl. Netzentwicklungsplan 2012.

²⁸ Siemens 2013.

²⁹ Alstom 2014-2.

³⁰ Alstom 2014-1.

³¹ Siemens 2009-1.

³² Siemens 2009-1.

- SAG Group: Goldshöhe: 250 MVar MSCDN, 380 kV³⁴
- 3. FACTS-Elemente:
 - ABB: Serienkompensator im finnischen 400 kV-Netz (Asmunti, Finnland)³⁵
 - Siemens: Static Var Compensator, Devers, USA³⁶
 - Areva:
 - vi. Utility SVC, Lovedean, UK (400 kV, -75/+150 MVar)³⁷
 - vii. STATCOM, Northeast Utilities, Glenbrook, USA (+/-75 MVar)³⁸

Hersteller

- ABB, Siemens, Alstom, Areva, SAG Group

4.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen, Standardisierungsbedarf bis 2023

- Verbesserungen der Leistungselektronik
- Containerlösungen (für Mobilität der Anlagen und Einsatzorte je nach Bedarf)

³³ Siemens 2009-1.

³⁴ SAG Germany 2014.

³⁵ Crastan 2004.

³⁶ Siemens 2009-1.

³⁷ AREVA T&D 2007.

³⁸ AREVA T&D 2007.

5 DC-Übertragungsnetze (Overlay-Netze)³⁹

5.1 Beschreibung

Unter einem DC-Übertragungsnetz als Overlay-Netz wird im Folgenden der Einsatz von HGÜ-Systemen im Multi-Terminal-Betrieb (MTDC) verstanden. Dieser liegt vor, wenn mehr als zwei Umrichterstationen über einen Gleichspannungskreis miteinander verbunden sind. Hierdurch ist sowohl eine radiale als auch eine vermaschte Ausführung des Systems möglich. Somit ergibt sich eine Unterscheidung zu Punkt-zu-Punkt-Verbindungen in Gleichstromtechnik.

Umrichtertechnik

Bei der Umrichtertechnik lassen sich grundsätzlich zwei Technologien unterscheiden: netzgeführte (LCC) und selbstgeführte (VSC) HGÜ. Netzgeführte HGÜ basieren auf Thyristorschaltungen mit Gleichstromzwischenkreis und werden seit Jahrzehnten hauptsächlich für Anwendungen wie die Fernübertragung großer Leistungen und Seekabelverbindungen genutzt. Selbstgeführte HGÜ basieren auf IGBT-Schaltungen mit Spannungszwischenkreis; hierbei können Wirk- und Blindleistung im Gegensatz zur netzgeführten HGÜ unabhängig voneinander geregelt werden. Durch die Spannungshaltung im Spannungszwischenkreis an den Umrichtern lässt sich vergleichsweise einfach ein Gleichspannungsnetz aufbauen, da eine Leistungsflussumkehr über eine Änderung der Polarität des Gleichstroms erfolgt. Aufgrund der entsprechend überlegenen Eigenschaften von VSC-HGÜ-Anwendungen wird in Zukunft die Verwendung dieser Technologie für vielfältige Anwendungen erwartet. Die folgenden Ausführungen beziehen sich dementsprechend auf DC-Übertragungsnetze in VSC-Umrichtertechnik.

Heute gebräuchliche VSC-Umrichter⁴⁰ werden als modulare Multilevel-Umrichter (MMC) ausgeführt. Hierbei werden mehrere Submodule, einzeln bestehend aus IGBTs und Dioden sowie einem parallelen Kondensator, in Reihe geschaltet. Durch die unabhängige Schaltung der einzelnen Submodule kann die gewünschte sinusförmige AC-Spannung sehr genau angenähert werden. Hierdurch entfällt die Verwendung von AC-Filtern, da die ungefilterte AC-Spannung nur noch einen sehr kleinen Oberschwingungsanteil aufweist. Die Submodule können mit verschiedenen Schaltungen ausgeführt werden, wobei hier Halb- und Vollbrücken genannt werden. Halbbrücken-Submodule bestehen aus zwei IGBT-Modulen und einem parallelen Kondensator, wohingegen Vollbrücken-Submodule aus vier IGBT-Modulen bestehen. Vorteilhaft bei Vollbrücken-Submodulen ist die Steuerbarkeit des Stromes bei Kurzschlüssen auf der DC-Seite. Somit lassen sich DC-seitige Kurzschlüsse mithilfe des Umrichters klären. Vorteilhaft bei Halbbrücken-Submodulen sind strukturbedingt niedrige Kosten aufgrund der geringeren Anzahl an IGBT-Modulen sowie niedrigere Verluste aufgrund der Anzahl der stromführenden Halbleiter.

Durch die unabhängige Regelung der Wirkleistung eines jeden VSC-Umrichters kann auf Basis der Berechnungen eines optimalen (gekoppelten) Lastflusses im AC-DC-Netz die jeweilige Wirkleistungsaufnahme oder -abgabe aus dem oder in das DC-System individuell eingestellt werden. Durch die weiterhin mögliche individuelle Regelung der Blindleistung kann außerdem ein positiver Beitrag zur

³⁹ Hanson/Sandberg 2005, Shojaei/Joos 2012, Szykiel et al. 2012.

⁴⁰ Stand Juli 2014.

Spannungshaltung im angeschlossenen AC-Netz geleistet werden. Ein beispielhaftes Betriebsdiagramm eines VSC-Umrichters wird in Abbildung 2 gezeigt.

Freileitungstechnik

Der Einsatz von Freileitungen in VSC-MTDC-Netzen ist möglich, wie es zum Beispiel im Netzentwicklungsplan für das Projekt ULTRANET geplant ist. Hierbei werden ein AC- und ein DC-System parallel auf einer Trasse geführt, wobei die Bemessungsspannung der HGÜ auf 420 kV und die Bemessungsleistung auf 2 GW festgelegt ist. Technisch ließen sich hier allerdings auch höhere Bemessungsspannungen realisieren. Details zur Verwendung von Freileitungen bei VSC-HGÜ sind in den Abschnitten 6, 7 und 8 enthalten.

Kabeltechnik

Für den Einsatz in MTDC-Netzen sind aktuell zwei Technologien geeignet: massenimprägnierte (MI-) Kabel und VPE-Kabel, wobei beide Kabelarten sowohl als Land- als auch als Seekabel einsetzbar sind. Das massenimprägnierte Kabel verfügt über eine ölgetränkte Papierisolierung. Es ist einsetzbar bis zu 600 kV und 1.100 MW⁴¹, wobei es keine Längenbegrenzung gibt, dafür aber nur sehr geringe Überlastfähigkeiten vorhanden sind. Das VPE-Kabel weist nach aktuellem Stand der Technik eine maximale Spannung von > 320 kV und eine maximale Leistung von 1.100 MW auf. Des Weiteren hat es Vorteile in der Kostenstruktur, in elektrischen und mechanischen Belangen sowie wegen des Fehlens von Öl auch beim Risiko von Umweltbeeinträchtigungen. Aus diesem Grund werden aktuell für Betriebsspannungen über 320 kV MI-Kabel und für Spannungen bis 320 kV XLPE-Kabel eingesetzt. Für beide möglichen Technologien werden in naher Zukunft weitere Entwicklungssprünge erwartet. Problematisch bei HGÜ-Landkabeln ist weiterhin die durch die Transportmöglichkeiten begrenzte maximale Länge einzelner Kabelabschnitte, sodass bei längeren Übertragungsstrecken Muffen als Verbindungen eingesetzt werden müssen. Muffen weisen verglichen mit Kabeln eine höhere Fehlerrate auf und sind weiterhin zeitintensiv in Produktion und Montage. Details zur Verwendung von Kabeln bei VSC-HGÜ sind in den Abschnitten 6, 7 und 8 enthalten.

5.2 Technische und ökonomische Daten

Technisch

	LCC	VSC
Übertragungskapazität pro Trasse in GW	8	1,1 (Kabel) 2,0 (Freileitung)
Verluste in %	0,7	1,0 (Halbbrücke) 1,4 (Vollbrücke)
Maximale Spannung in kV	1.100	± 320 (Kabel) ± 400 (Freileitung)
Garantierte Verfügbarkeit in %	98,5	98,5

Tabelle 11: Technische Daten Umrichterstation für 2013

⁴¹ Prysmian Group 2012.

5.3 Interdisziplinäre Beurteilung

SWOT-Analyse

intern	Stärken	Schwächen
	<ul style="list-style-type: none"> Keine Blindleistungsproblematik bei längeren Übertragungsstrecken Positiver Beitrag zur Spannungsstabilität des Drehstromnetzes Flexible individuelle Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung Erhöhte Wirtschaftlichkeit auf langen Übertragungsstrecken 	<ul style="list-style-type: none"> Umrichterstationen werden benötigt Auf kurzen Übertragungsstrecken AC-Systeme aktuell wirtschaftlicher
extern	Chancen	Risiken
	<ul style="list-style-type: none"> Bei gleicher Leistungsübertragung wird eine kleinere Trassenbreite benötigt Reduktion des notwendigen Netzausbaus im Zuge der Energiewende Flexible Betriebsführung möglich Abführung großer Erzeugungsleistungen aus lastschwachen Gebieten Geringer Beitrag zur Frequenzstabilität im Drehstromnetz möglich Verbesserte Dämpfungen im Netz, das heißt besser gedämpfte Inter-Area-Oscillations 	<ul style="list-style-type: none"> Genehmigungsrechtliche Hindernisse für Umrichterstationen und Gleichstromtrassen Keine Betriebserfahrung eines DC-Übertragungsnetzes weltweit; Herausforderung Netzführung DC-Leistungsschalter aktuell noch nicht „State of the Art“ (n-1)-Sicherheit des AC-/DC-Netzes bei Ausfall hoher Übertragungsleistungen Wenige Hersteller führen zu Herstellerabhängigkeit Lastflussregelung vermaschter DC-Netze Fehlende Standardisierung (auch zur Netzmodellierung)

Tabelle 12: SWOT-Analyse Umrichterstation

Rechtliche Hindernisse

Die Errichtung der ersten HGÜ-Verbindung in Deutschland in VSC-Ausführung (ULTRANET, zwischen Osterath und Philippsburg), welche später zu einer radialen MTDC-Verbindung erweitert werden soll, ist rechtlich im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) genannt. Dieses stellt die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebes fest.⁴² Es ist davon auszugehen, dass weitere Pilotvorhaben im Übertragungsnetz – etwa die Erweiterung von mehreren HGÜ-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zu einem schwach vermaschten DC-Übertragungsnetz – im Sinne der Energiewende von der Bundesregierung in ähnlicher Weise abgesichert werden. Rechtliche Probleme könnten hier durch eine fehlende Standardisierung und Normung entstehen, wobei diese in der nächsten Zeitspanne entwickelt werden sollten. An dieser Stelle sei auf die Aktivitäten in Cenelec „Technical Guidelines for HVDC Grids“ hingewiesen.

⁴² Bundesnetzagentur 2013-2.

Gesellschaftliche Akzeptanzprobleme

Gesellschaftliche Akzeptanzprobleme sind wie bei allen Netzausbauprojekten auch bei der Projektierung von Punkt-zu-Punkt-Verbindungen wie bei der weitergehenden Errichtung eines vermaschten DC-Übertragungsnetzes zu erwarten. Beispielhaft seien hier die Proteste gegen Leitungsneubauten in den letzten Jahren genannt.

5.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Ein DC-Netz in VSC-Technologie existiert derzeit weltweit nicht. Hier besteht Forschungs- und Entwicklungsbedarf.

Bei der klassischen HGÜ gestaltet sich der Multi-Terminal-Betrieb als sehr komplex, weshalb dieser bei den realisierten Projekten auf drei Terminals beschränkt wurde.⁴³ Da die klassische HGÜ für ein DC-Übertragungsnetz nicht diskutiert wird, wird hier auf eine nähere Darstellung verzichtet.

Derzeit sind keine Planungsprojekte für ein vermaschtes DC-Übertragungsnetz bekannt. Laut dem deutschen Netzentwicklungsplan sollen aber mehrere HGÜ-Leitungen in Nord-Süd-Richtung in Deutschland errichtet werden, teilweise als radiale MTDC-Ausführung in VSC-Technik. Hieraus folgt, dass diese Leitungen später zu einem vermaschten DC-Netz erweitert werden können, sofern eine einheitliche Spannungsebene gewählt wird oder der Einsatz von DC-DC-Wandlern marktreif wird.

Derzeit sind keine Mengenbeschränkungen bei der Produktion bekannt (Produktionskapazitäten zum Beispiel bei Seekabeln ausreichend vorhanden).

Es gibt einen globalen Markt für die Technologie, da weltweit nach neuen Technologien zur Übertragung elektrischer Energie gesucht wird. Dies begründet sich in Europa aus der politisch und gesellschaftlich angestrebten Energiewende hin zur umweltverträglichen Erzeugung elektrischer Energie, welche bei lastferner Erzeugung weite Übertragungsentfernungen notwendig macht. Weltweit werden ebenfalls zunehmend neue, von Lastzentren weit entfernte Potenziale zur Erzeugung elektrischer Energie entdeckt und genutzt. Dies führt zusammen mit einer möglichen Reduktion des herkömmlichen Netzausbaus zu einem globalen Interesse an einer möglichst wirtschaftlichen und effizienten Form der Energieübertragung.

Hersteller

ABB, Siemens und Alstom sind prinzipiell in der Lage, Punkt-zu-Punkt-Verbindungen beziehungsweise auch radiale MTDC-Systeme in VSC-Umrichter Ausführung zu bauen. Für die Erweiterung auf vermaschte DC-Netze besteht hier noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Des Weiteren wird in den nächsten Jahren der Markteintritt von weiteren internationalen Konzernen erwartet.

⁴³ VDE 2010.

5.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Essenzieller Beitrag bis 2023

- Nein, da bis 2023 die Realisierung eines DC-Übertragungsnetzes derzeit unwahrscheinlich erscheint. Lediglich einer der drei HGÜ-Korridore im Netzentwicklungsplan ist in radialer Ausführung bis 2022 geplant.⁴⁴

Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen, Standardisierungsbedarf bis 2023

- Forschungsbedarf: Netzbetrieb eines radialen DC-Übertragungsnetzes im (n-0)-Fall, das heißt Betriebsführung im hybrid gekoppelten Übertragungsnetz (frei einstellbare Wirk- und Blindleistungsbereitstellung der VSC-Umrichter verlangt Konzept für optimalen Lastfluss).
- Forschungsbedarf: Netzbetrieb des DC-Übertragungsnetzes im (n-x)-Fall, das heißt sicheres Abschalten von Fehlern im DC-Netz ohne Beeinflussung der Versorgungssicherheit.
- Forschungsbedarf: Komponenten für DC-Netze: DC-Leistungsschalter, DC-Filter.
- Forschungsbedarf: Senkung der Verluste der VSC-Umrichter (Halbbrücke, Vollbrücke), Weiterentwicklung der Halbleiterbauelemente, Optimierung Umrichter-Technologie, Steigerung von Bemessungsspannung und -leistung der VSC-Umrichterstationen.
- Standardisierungsbedarf: Aktuell werden VSC-Systeme vollständig projektorientiert ausgelegt. Durch aktuelle Standardisierungsbestrebungen soll angestrebt werden, in Zukunft herstellerunabhängige Installationen von genormten Einzelkomponenten zu ermöglichen, etwa in den Schnittstellen AC-Netz – Umrichter – DC-Netz. Beispiele für notwendige Standardisierungen sind etwa Nennspannungsebenen und zulässige Spannungsabweichungen im DC-Netz sowie das Verhalten im Fehlerfall⁴⁵.
- Forschungsbedarf: Systemführung, Lastflussregelung vermaschter DC-Netze, aber auch zum Drehstromnetz mit überlagertem DC-Netz.
- Entwicklungsbedarf: VPE-Kabel mit Bemessungsspannungen > 320 kV, DC-GIL, supraleitende Kabel.

Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen, Standardisierungsbedarf bis 2050

- Forschungsbedarf nach weitergehender Verbesserung der technologischen Komponenten sowie einer effizienten und optimalen Betriebsführung

⁴⁴ Netzentwicklungsplan 2014.

⁴⁵ CIGRE Working Group B4.52 2013.

6 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung – netzgeführt

6.1 Beschreibung

Im Gegensatz zur AC-Übertragung wird bei der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) die elektrische Energie mittels Gleichstrom und Gleichspannung übertragen. Hierdurch ergeben sich folgende Vorteile gegenüber der AC-Übertragung:

- Asynchrone Netze und Netze mit unterschiedlicher Frequenz sind miteinander koppelbar.
- Es tritt keine Erhöhung der Kurzschlussleistung in den angeschlossenen AC-Netzen auf.
- Durch die Verwendung von Gleichstrom gibt es keinen Blindleistungsbedarf der Übertragungsstrecke und somit keine stabilitätsbedingte Begrenzung der Übertragungslänge.
- Die Übertragungsverluste sind wegen des fehlenden Blindstroms und der besseren Materialausnutzung aufgrund des fehlenden Skin-Effekts geringer.
- Bei gleicher Übertragungsleistung ist die Trassenbreite von Freileitungsverbindungen geringer.

HGÜ-Stationen und Umrichtertechnik

Bei der netzgeführten HGÜ kommen Stromrichter zum Einsatz, deren Kommutierungsvorgänge im Betrieb durch das angeschlossene AC-Netz getrieben werden. Durch dieses Prinzip bedingt muss das angeschlossene AC-Netz eine Mindestkurzschlussleistung besitzen (ca. Faktor 2 bezogen auf die Übertragungsleistung). Als Leistungshalbleiter kommen Thyristoren zum Einsatz, die sich durch hohe Leistungsfähigkeit, Zuverlässigkeit und Überlastfähigkeit seit Jahrzehnten bewährt haben.

Bei HGÜ-Verbindungen mit dieser Art von Stromrichtern wird die Leistungsrichtung durch das Vorzeichen der Gleichspannung definiert, das heißt, bei Leistungsumkehr ändert sich auch die Polarität der DC-Spannung. Hieraus ergeben sich Einschränkungen dieser Technik für Multi-Terminal-Systeme und für die Verwendung kunststoffisolierter Kabel (Polaritätswechsel sind bei XLPE-Kabeln nur bedingt möglich).

Im Betrieb nimmt der netzgeführte Stromrichter Blindleistung aus dem angeschlossenen AC-Netz auf, die durch schaltbare Kondensatorbänke kompensiert werden muss (siehe Anlagenschema). Getrieben durch große Übertragungsstrecken in Ländern wie China, Indien und Brasilien wurden die Übertragungsleistungen und -spannungen immer weiter erhöht. Heute werden in China Anlagen mit einer Übertragungsleistung von 8.000 Megawatt realisiert (DC-Übertragungsspannung +/-800 kV, DC-Übertragungsstrom 5.000 A). Anlagen mit noch höherer Leistung (≥ 10 GW) sind in Planung. Die notwendigen Technologien befinden sich bereits in der Entwicklung (zum Beispiel 1.100 kV) oder sind verfügbar (6.250 A).

HGÜ-Systeme auf Basis netzgeführter Technik zeichnen sich durch die hohen Übertragungsleistungen, geringe Verluste (Stationsverluste 0,7 bis 0,85 Prozent)⁴⁶, hohe Überlastfähigkeit, exzellente Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit sowie bestätigte Betriebslebensdauern des eingesetzten Primärequipments von 30 bis 40 Jahren aus.

⁴⁶ CIGRE Working Group B4-46 2010.

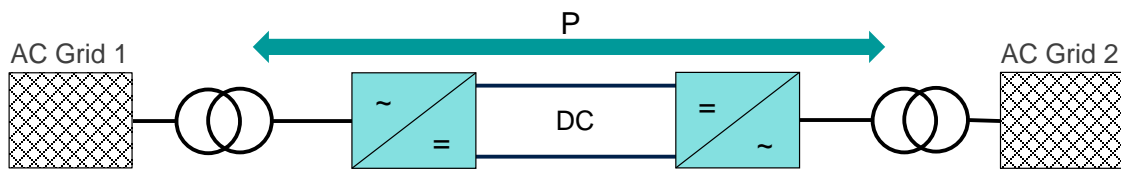


Abbildung 6: Anlagenschema einer Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsanlage⁴⁷

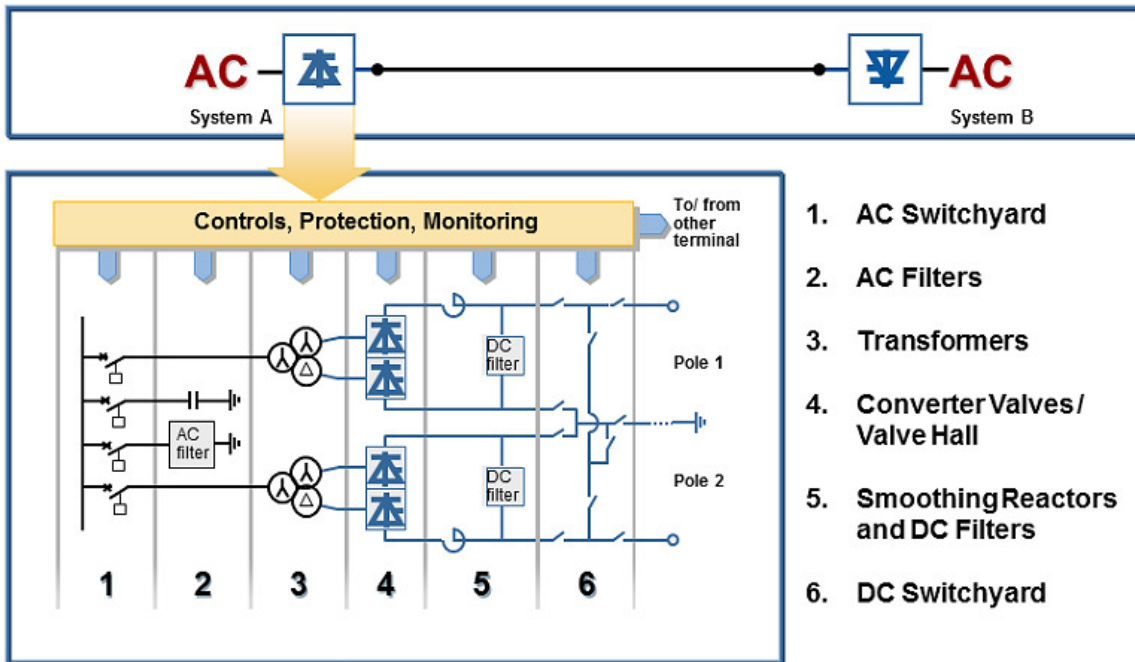


Abbildung 7: Anlagenschema einer netzgeführten Stromrichterstation mit den wichtigsten Komponenten (AC-Schaltanlage (1); AC-Filter (2); Transformatoren (3); Stromrichter (4); Glättungsrosseln und DC-Filter (5); DC-Schaltanlage (6))⁴⁸

Freileitungen

Viele der Vorteile einer AC-Freileitung gelten auch für DC-Freileitungen: Die überirdische Installation ermöglicht einen guten Zugang zu allen Komponenten, wodurch sich kurze Reparaturdauern bei Störungen ergeben. Freileitungen sind darüber hinaus aus der Luft leicht zu inspizieren, und Fehlerstellen können einfach geortet werden. Durch die üblicherweise gute Luftkühlung sind Freileitungen in relativ weiten Temperaturbereichen betreibbar und kühlen auch nach einer zeitlich beschränkten Erwärmung schnell wieder ab. Hierdurch sind temporäre Überlastungen im Bereich von bis zu mehreren zehn Minuten betrieblich akzeptabel.⁴⁹

Aufgrund der Übertragungsaufgabe der klassischen HGÜ erfolgt die Übertragung an Land üblicherweise mit Gleichstromfreileitungen.

⁴⁷ Dorn et al. 2012.

⁴⁸ Siemens 2014-4.

⁴⁹ VDE 2010.

Folgendes zusätzliches Merkmal der Gleichstromtechnologie bei Freileitungen sei hier genannt: Für die Gleichstromübertragung sind je Stromkreis nur zwei Leiter erforderlich. Bei gleichem Aufwand für Leitermaterial und Isolation kann eine Gleichstromstrecke eine deutliche höhere Leistung als eine vergleichbare Drehstromleitung übertragen. Die Trassenbreite ist geringer.

Es werden Akzeptanzprobleme aufgrund der Gleichfelder erwartet. Aus diesem Grund werden die Felder in Kapitel 12 behandelt. Für eine Gleichstromleitung (Freileitung oder Kabel) liegen die Kosten bei gleicher zu übertragender Leistung aufgrund der geringeren Verluste, der Materialeinsparungen und der kompakteren Bauweise unter den Kosten einer Drehstromleitung.

Kabeltechnik

Ein allgemeiner Vorteil der Kabel (AC und DC) gegenüber Freileitungen besteht in dem wesentlich besseren Schutz vor Umwelteinflüssen (Eis, Blitz etc.). Hieraus ergibt sich eine geringere Fehlerhäufigkeit. Darüber hinaus sind Kabel quasi wartungsfrei. Jedoch tritt Wartungsbedarf von den Kompensationseinrichtungen etc. auf. Durch die Erdverlegung wird abgesehen von dem notwendigen sichtbaren Schutzstreifen eine begrenzte Sichtbarkeit der Leitungsverbindung erreicht.

Bei Gleichstrom entstehen in der Isolation von Kabeln keine dielektrischen Verluste, und in den Kabelschirmen und -bewehrungen treten keine Wirbelströme auf, weshalb damit auch keine zusätzliche Erwärmung des Kabels erfolgt. Ein Auskreuzen von Kabelschirmen ist nicht erforderlich. Ein Skin-Effekt ist nicht zu berücksichtigen. Die Gleichstromübertragung ist daher bei ausschließlicher Betrachtung der Übertragungsstrecke verlustärmer als die Drehstromübertragung.⁵⁰

Für die klassische HGÜ finden bei einer Übertragung per Kabel heute masseimprägnierte Kabel (MI-Kabel) bis zu einer Spannung von 600 kV und einer Leistung von 900 MW Verwendung. Ein großer Nachteil dieser Technologie besteht in den im Vergleich zur Kunststoffkabeltechnik aufwendigeren Muffen, welche vor Ort angefertigt werden müssen. Bei Landkabeln üblichen Fertigungslängen von etwa einem Kilometer und einer entsprechend großen Zahl von einzubringenden Muffen ist somit eine lange Bauzeit einzuplanen. Weiterhin sind die Muffen und Endverschlüsse in der Regel störungsanfälliger als das Kabel selbst. Die Verwendung von VPE-Kabeln ist bei der klassischen HGÜ nicht möglich.

Gasisolierte Leitungen⁵¹

Gasisolierte Leitungen (GIL) bestehen aus zwei konzentrisch angeordneten Metallrohren, von denen das innere Rohr Strom führt und im Betrieb mit Hochspannung beaufschlagt ist. Das äußere Rohr ist geerdet und schließt den darin befindlichen Innenraum hermetisch ab. Zur Erzielung von besonders kompakten Abmessungen wird der Innenraum mit einem Isoliergas, üblicherweise 80 Prozent Stickstoff (N_2) und 20 Prozent Schwefelhexafluorid (SF_6), mit Überdruck gefüllt. Dieses Isoliergasgemisch ist ungiftig und nicht entflammbar.⁵² Allerdings ist SF_6 ein sehr starkes Treibhausgas.

Aufgrund des großen Querschnitts des Innenleiters und der sehr geringen dielektrischen Verluste können sehr hohe Leistungen auf geringem Raum verlustarm übertragen werden. Die elektrischen und magnetischen Felder in unmittelbarer Nähe von GIL-Trassen sind minimal und liegen um den

⁵⁰ VDE 2010.

⁵¹ CIGRE 2008.

⁵² Koch 2011, Siemens 2012.

Faktor 15 bis 20 geringer als bei vergleichbaren Freileitungen oder Energiekabeln. GIL sind unempfindlich gegen äußere mechanische Beanspruchungen und stellen keine Brandlast dar. Letzteres ist bei der Tunnelverlegung ein erheblicher Vorteil gegenüber Energiekabeln. Durch das geerdete Gehäuse sind installierte Anlagen zudem im Betrieb völlig berührungssicher. Die elektrische Isolation ist alterungsfrei, sodass Störungen praktisch ausgeschlossen sind.

Die Verlegung ist entweder oberirdisch oder unterirdisch – in Tunneln oder direkt erdverlegt – möglich. Auch eine vertikale Verlegung, zum Beispiel zur Anbindung von Kavernenwasserkraftwerken, ist problemlos möglich. Die erste GIL wurde 1975 im Kavernenkraftwerk Wehr im Schwarzwald installiert und befindet sich seitdem kontinuierlich in Betrieb. Aktuell abgeschlossene Projekte sind die Anbindung von zwei Wasserkraftwerken in China (2013), eine tunnelverlegte Installation in München (2013)⁵³ sowie eine direkt erdverlegte GIL in Kelsterbach im Bereich des Frankfurter Flughafens (2010).⁵⁴ Bei den beiden Installationen in München und Kelsterbach wurde eine zuvor vorhandene Freileitung vollständig entfernt. Die GIL ist wartungsfrei, die Lebensdauer beträgt mindestens 50 Jahre. Alle metallischen Komponenten des Rohrsystems sowie das Isoliergasgemisch sind zu 100 Prozent recycelbar.

Mit gasisolierten Leitungen können Nennspannungen von bis zu 550 kV (AC) bei Nennströmen von bis zu 5.000 A übertragen werden. Somit kann ein einziges GIL-System mit bis zu 3.700 MVA die elektrische Leistung mehrerer paralleler Kabelsysteme übertragen. Der Eingriff in die Umwelt kann in solchen Anwendungen durch eine geringere Trassenbreite deutlich minimiert werden. Aufgrund der geringeren elektrischen Kapazität im Vergleich zu Kabellösungen kann auch auf langen Streckenabschnitten (> 70 km) auf eine Blindleistungskompensation vollständig verzichtet werden.⁵⁵

Gasisolierte Leitungen stellen eine gut ausgereifte Alternative zur Übertragung mittels Freileitungen dar, allerdings sind diese in der Regel teurer als Freileitungen, abhängig von Region, Übertragungsleistung und Verlegeart. Daher kommen GIL hauptsächlich dort infrage, wo hohe Leistungen bei begrenzten Platzverhältnissen oder extremen Umgebungsbedingungen übertragen werden müssen oder wenn besondere Umweltaforderungen existieren.

Im Zuge der jüngsten Entwicklung einer kompakten Schaltanlage für ± 320 kV (DC Compact Switchgear – DC CS) wurde die Machbarkeit besonders platzsparender Gleichspannungsanlagen bewiesen.⁵⁶ Für die zukünftige unterirdische Energieübertragung von großen Leistungen wird zurzeit eine gasisolierte Übertragungsleitung für hohe Gleichspannungen (DC GIL) entwickelt. Diese basiert auf der seit Jahrzehnten erprobten und weiterentwickelten Technologie der Wechselspannungs-GIL und den neuesten Erkenntnissen aus der Entwicklung der ± 320 kV DC CS. Durch die hohe Stromtragfähigkeit von bis zu 5.000 A Gleichstrom bei ± 500 kV Gleichspannung wird die DC GIL künftig eine verlustarme und kosteneffiziente Übertragung sehr großer Energiemengen über große Distanzen ermöglichen⁵⁷. Durch derartige Lösungen kann die Energiewende in Deutschland eine höhere Akzeptanz in der Bevölkerung erfahren.

⁵³ Alter/Pöhler 2014.

⁵⁴ Pöhler/Rudenko 2012.

⁵⁵ Imamovic et al. 2015.

⁵⁶ Tenzer et al. 2015-1.

⁵⁷ Imamovic et al. 2015.

6.2 Technische und ökonomische Daten

Technisch

	2013	2023	2050
Maximale Übertragungslänge Freileitung in km	2.000	2.000	3.000
Maximale Übertragungslänge Kabel in km	580	600	1.000
Maximale Übertragungsleistung pro Stromrichterstation (Bipol) in GW	8,0	11,0	13,2
Verluste pro Stromrichterstation in % der Nennleistung	0,7–1,1	0,7–1,1	0,5–1,0
Maximale Spannung in kV	800	1.100	1.100
Flächenbedarf pro (Umrichter-)Station (m ² für 1.000 MW)	50.000	45.000– 50.000	40.000– 45.000
Typische Verfügbarkeit (geplante Energieverfügbarkeit in % der Jahresstunden)	99	99	99,5
Anzahl der Ausfälle pro Jahr	2	1	1
Flexibilität im Betrieb ⁵⁸ (5 = sehr hoch bis 1 = sehr niedrig/nicht vorhanden)	3	3	3

Tabelle 13: Technische Daten Netzgeführte HGÜ⁵⁹

Ökonomisch

Im Bericht der CIGRE Working Group B4-46⁶⁰ sind folgende Kosten pro Stromrichterstation genannt:

Rating	HVAC	LCC-HVDC	VSC-HVDC
500 MW	16 Mio. €	40 Mio. €	51 Mio. €
1.000 MW	28 Mio. €	90 Mio. €	110 Mio. €
1.500 MW	40 Mio. €	120 Mio. €	153 Mio. €

Tabelle 14: Ökonomische Daten Netzgeführte HGÜ⁶⁰

Betriebs- und Wartungskosten

In der Technologieübersicht der Deutschen Energie-Agentur werden jährliche Betriebs- und Wartungskosten von 0,37 bis 2 Prozent der Investitionskosten genannt.⁶¹

Technische Potenziale

- Aktuell ist gemäß Netzentwicklungsplan nicht vorgesehen, klassische HGÜ-Technik in die deutsche Netzinfrastruktur zu integrieren.
- Seekabelverbindungen in LCC-Technologie werden weiterhin eingesetzt werden. Das technische Potenzial wird in der Weiterentwicklung der MI-Kabel gesehen.
- Die vorhandenen Projekte in LCC-Technologie sind für die Schaffung eines Offshore-Grids zu berücksichtigen. Dies wird nicht als Gegenstand dieser Studie betrachtet.

⁵⁸ Zum Beispiel Möglichkeit der Lastflusssteuerung, Blindleistungsbereitstellung etc.

⁵⁹ T&D Europe 2006.

⁶⁰ CIGRE Working Group B4-46 2010.

⁶¹ dena 2014.

6.3 Interdisziplinäre Beurteilung

Ampelbewertung

	Green	Light Green	Yellow	Orange	Red
Materialverfügbarkeit		X			
Gesellschaftliche Akzeptanz			X		
Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung		X			
Bau-, Umwelt- und Immissionschutzrecht		X			
Technologie			X		

Tabelle 15: Ampelbewertung für AC-Erdkabel

	Green	Light Green	Yellow	Orange	Red
Materialverfügbarkeit		X			
Gesellschaftliche Akzeptanz			X		
Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung		X			
Bau-, Umwelt- und Immissionschutzrecht		X			
Technologie			X		

Tabelle 16: Ampelbewertung für DC-Erdkabel

	Green	Light Green	Yellow	Orange	Red
Materialverfügbarkeit		X			
Gesellschaftliche Akzeptanz			X		
Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung				X	
Bau-, Umwelt- und Immissionschutzrecht				X	
Technologie				X	

Tabelle 17: Ampelbewertung für GIL (AC und DC)

SWOT-Analyse

	Stärken	Schwächen
intern	<ul style="list-style-type: none"> Keine Blindleistungsproblematik bei längeren Übertragungsstrecken, Seekabelverbindungen Bewährte Technik mit jahrzehntelanger Betriebserfahrung Geringe Stationsverluste Leistungsflusssteuerung, keine Überlastung der HGÜ Keine Stabilitätsprobleme bei langen Übertragungsentfernungen 	<ul style="list-style-type: none"> Umrichterstationen werden benötigt Blindleistungsbereitstellung am PCC durch Filterschaltungen, Kondensatoren, SVC möglich Keine Black-Start-Fähigkeit Kurzschlussleistungsbedarf der Umrichter Nur Punkt-zu-Punkt-Verbindungen möglich Oberschwingungsfiler und zusätzliche Kondensatoren führen zu einem erhöhten Platzbedarf Filterschaltungen notwendig bei sich ändernder Leistungsübertragung

	Chancen	Risiken
extern	<ul style="list-style-type: none"> • Bei gleicher Leistungsübertragung wird eine kleinere Trassenbreite benötigt • Für lange Übertragungsstrecken (> 800 km) weist die klassische HGÜ weniger Verluste und geringere Kosten für die Freileitung auf als eine Drehstromübertragung 	<ul style="list-style-type: none"> • Genehmigungsrechtliche Hindernisse für Umrichterstationen und Gleichstromtrassen • Der Einsatz von leistungsstarken netzgeführten HGÜ kann im angeschlossenen Drehstromnetz zu Engpässen und Stabilitätsproblemen führen

Tabelle 18: SWOT-Analyse Netzgeführte HGÜ

Rechtliche Hindernisse

Es ist nicht auf allen Strecken AC-Erdverkabelung zulässig.

Gesellschaftliche Akzeptanzprobleme

Die Verwendung von Gleichspannung bei Freileitungsübertragungen führt zu einem DC-Feld, welches Akzeptanzprobleme erwarten lässt, siehe dazu auch Abschnitt 12. Für den deutschen Netzausbau beschränkt sich die Verwendung derzeit auf die VSC-Technik.

Kritische Materialien

Es sind keine Materialien der netzgeführten HGÜ-Technik bekannt, deren Verfügbarkeit in den nächsten Jahrzehnten kritisch werden könnte. Der Schwefelhexafluorid(SF₆)-Bedarf für Isolierung ist gering bei GIL im Vergleich zum Gesamtbedarf.

6.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Bis heute wurde eine Vielzahl von HGÜ-Systemen mit netzgeführter Stromrichtertechnik realisiert (bislang wurden mehr als 50 Anlagen gebaut oder befinden sich in der Realisierung; eine Liste dieser Anlagen ist unter diesem Link⁶² zu finden). In Europa kommen meist Seekabelverbindungen zum Einsatz, in Ländern wie China, Indien und USA stehen Freileitungsanwendungen im Vordergrund.

Hersteller aktuell im Bau befindlicher netzgeführter HGÜ-Anlagen sind ABB, Alstom, Toshiba und Siemens. Zunehmend treten auch chinesische und koreanische Hersteller in Erscheinung.

Kapazitätsengpässe für die Herstellung erforderlicher Komponenten sind nicht absehbar, solange die Anzahl der gleichzeitig zu bedienenden Projekte weltweit nicht schlagartig erhöht (zum Beispiel verdoppelt innerhalb eines Jahres) wird. Lediglich die Herstellung und Verlegung von Kabeln könnte aufgrund der begrenzten Anzahl von Herstellern und Fertigungskapazitäten zu einer Limitierung beziehungsweise längeren Lieferzeiten führen.

⁶² IEEE Transmission and Distribution Committee 2012.

Aufgrund der großen benötigten Übertragungsleistungen und großen Übertragungsstrecken sind die Hauptmärkte für diese Technik bisher in China, Indien, Brasilien und USA. Daneben seien die Seekabelverbindungen in Europa erwähnt.

6.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Aufgrund technischer Vorteile der VSC-Technik (einfachere Vernetzbarkeit, Wirk- und Blindleistung unabhängig voneinander steuer-/regelbar, Fault Ride Through Performance, Black-Start-Fähigkeit) spielt die netzgeführte Technik derzeit keine Rolle in den Netzentwicklungsplänen für Deutschland.

Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2050

- Kopplung der DC-Kreise von netzgeführter und selbstgeführter HGÜ (für die Schaffung eines Offshore-Grids denkbar)

7 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung – selbstgeführt

7.1 Beschreibung

Die Vorteile der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) gegenüber der AC-Übertragung können Kapitel 6.1 entnommen werden.

HGÜ-Stationen und Umrichtertechnik⁶³

Bei der selbstgeführten HGÜ kommen Stromrichter mit abschaltbaren Halbleitern zum Einsatz. Bei derartigen Spannungszwischenkreis-Umrichtern (Voltage Source Converter, VSC) laufen die Kommutierungsvorgänge im Betrieb unabhängig vom angeschlossenen AC-Netz ab. Die Einschränkungen der klassischen HGÜ-Technik hinsichtlich Mindestkurzschlussleistung gibt es dadurch nicht. Darüber hinaus ist es möglich, ein AC-Netz anzufahren und Wirkleistung in ein passives Netz einzuspeisen (Schwarzstart- oder Black-Start-Fähigkeit). Ein weiterer Vorteil, der sich durch das Prinzip der selbstgeführten Technik ergibt, ist die Möglichkeit, Wirk- und Blindleistung innerhalb der Performancegrenzen unabhängig voneinander einzustellen. In der Konsequenz entfallen dadurch schaltbare Kondensatorbänke der klassischen HGÜ-Technik, was wiederum zu reduzierten Platzanforderungen für die Stromrichterstation führt. Darüber hinaus wirken die Umrichterstationen aus Sicht des umgebenden Drehstromnetzes wie statische Kompensationseinrichtungen und können das Drehstromnetz stabilisieren.

Bei HGÜ-Verbindungen mit Spannungszwischenkreis-Stromrichtern wird die Leistungsrichtung durch das Vorzeichen des Gleichstroms Gleichspannung definiert, das heißt, bei Leistungsumkehr ändert sich die Polarität der DC-Spannung nicht. Die Realisierung von Multi-Terminal-Systemen bis hin zu DC-Netzen ist dadurch möglich. Außerdem können kunststoffisolierte Kabel zum Einsatz kommen.

Die VSC-Technik wurde in den 90er Jahren als Zweipunkttechnik mit PWM (Pulsweitenmodulation) eingeführt, wodurch die zusätzlichen Vorteile der VSC-Technik nutzbar wurden. Durch die Einführung der Multilevel-Technik (Modular Multilevel Converter, MMC) in die HGÜ im Jahre 2010 wurden weitere Performanceverbesserungen erreicht. Elektrische Verluste wurden dadurch deutlich reduziert, Aufwände für Filterung und Schirmung entfallen weitestgehend oder ganz. Als Konsequenz sind die bekannten Hersteller auf die Multilevel-Technik in verschiedenen Ausführungsvarianten umgestiegen. Die derzeitigen Strom- und Spannungsgrenzen der Stromrichter liegen bei etwa +/-500 kV sowie 2.000 A. Zur Erzielung noch höherer Übertragungsleistungen als 2.000 MW können auch Stromrichter parallel geschaltet werden.

Bei der modularen Multilevel-Technik ist zwischen dem Einsatz von Halbbrücken- und Vollbrückenmodulen zu unterscheiden. Stromrichter mit Halbbrückenmodulen haben die Eigenschaft, dass bei einem Kurzschluss auf der DC-Seite ein Kurzschlussstrom aus dem AC-Netz getrieben wird, der durch den Stromrichter selbst nicht beeinflussbar ist. Deshalb muss in solchen Fällen der AC-seitige Leistungsschalter geöffnet werden, oder andere Komponenten wie DC-Leistungsschalter zur Klärung des Fehlerstroms müssen integriert werden.

⁶³ CIGRE Working Group B4-46 2010; Marquardt/Lesnicar 2004.

Stromrichter mit Vollbrückenmodulen haben inhärent die Eigenschaft, Fehlerströme durch DC-Kurzschlüsse abzuschalten. Eine schnelle Fehlerklärung und sanftes Wiederauffahren ist damit möglich, was insbesondere bei Freileitungsanwendungen von Bedeutung ist.

Unterschiede beider Konfigurationen ergeben sich bei den Verlusten: Die elektrischen Verluste einer HGÜ-Stromrichterstation mit Halbbrückenmodulen liegen bei etwa 1,0 Prozent, die Verluste einer Station mit Vollbrückenmodulen bei etwa 1,3 bis 1,4 Prozent.

Bei der VSC-Technik gibt es die folgenden wesentlichen Anlagenkomponenten: AC-Schaltanlage, Transformatoren, Stromrichter, DC-Schaltanlage

Freileitungen

Details zu Freileitungen können Kapitel 6.1 entnommen werden. Der größte Nachteil von AC-Freileitungen gilt auch für die DC-Freileitung: Es kommt zu Akzeptanzeinschränkungen aufgrund der Sichtbarkeit von Freileitungen.⁶⁴

Kabeltechnik

Details zur Kabeltechnik können Kapitel 6.1 entnommen werden. Für die VSC-HGÜ können sowohl masseimprägnierte Kabel (MI-Kabel) als auch VPE-Kabel eingesetzt werden. Das VPE-Kabel weist nach aktuellem Stand der Technik eine maximale Spannung von 320 kV und eine maximale Leistung von 500 MW auf. Des Weiteren hat es Vorteile in der Kostenstruktur, in elektrischen und mechanischen Belangen sowie wegen des Fehlens von Öl auch in umwelttechnischen Fragestellungen. Der große Nachteil der masseimprägnierten Kabel ist die Notwendigkeit aufwendiger Muffen, welche vor Ort angefertigt werden müssen. Dieser Nachteil existiert nicht für das VPE-Kabel. Bei beiden Kabeltypen beträgt die Fertigungslänge bei Landkabeln allerdings maximal etwa einen Kilometer.

GIL

Details zu gasisolierten Leitungen können Kapitel 6.1 entnommen werden.

7.2 Technische und ökonomische Daten

Technisch

	2013	2020	2050
Maximale Übertragungslänge Freileitung in km	700	2.000	3.000
Maximale Übertragungslänge Kabel in km	300	300	1.000
Maximale Übertragungsleistung pro Stromrichterstation (Bipol) in GW	2,0	4,8	13,2
Verluste pro Stromrichterstation in % der Nennleistung	0,9–1,3	0,8–1,2	0,5–1,0
Maximale Spannung in kV	500	800	1.100
Flächenbedarf pro (Umrichter-)Station (m ² für 1.000 MW)	18.000	16.200– 18.000	9.000– 13.500

⁶⁴ VDE 2010.

Typische Verfügbarkeit (geplante Energieverfügbarkeit in % der Jahresstunden)	99	99	99,9
Anzahl der Ausfälle pro Jahr	2	1	1
Flexibilität im Betrieb (5 = sehr hoch bis 1 = sehr niedrig/nicht vorhanden)	4	5	5

Tabelle 19: Technische Daten Selbstgeführte HGÜ⁶⁵

Ökonomisch

Im Bericht der CIGRE Working Group B4–46 sind die in Tabelle 14 aufgeführten Kosten pro Stromrichterstation genannt.

Betriebs- und Wartungskosten

In der Technologieübersicht der Deutschen Energie-Agentur werden für die Betriebs- und Wartungskosten von VSC-Umrichtern 0,5 Prozent bezogen auf die Investitionskosten angegeben.⁶⁶

7.3 Interdisziplinäre Beurteilung

SWOT-Analyse

	Stärken	Schwächen
intern	<ul style="list-style-type: none"> Keine Blindleistungsproblematik, keine Stabilitätsprobleme bei längeren Übertragungsstrecken Wirk- und Blindleistung unabhängig voneinander einstellbar, keine Filterschaltungen, keine/kaum Oberschwingungen Black-Start-Fähigkeit; keine Vorgabe zur Mindestkurzschlussleistung am PCC Stabilisierung des AC-Netzes möglich Ausbau zu einem DC-Netz möglich Leistungsflusssteuerung, keine Überlastung der HGÜ Kompakte Bauweise 	<ul style="list-style-type: none"> Umrichterstationen werden benötigt Höhere Verluste im Vergleich zur klassischen HGÜ-Technik
	Chancen	Risiken
extern	<ul style="list-style-type: none"> Bei gleicher Leistungsübertragung wird eine kleinere Trassenbreite benötigt Die Möglichkeit der Blindleistungssteuerung kann die Übertragungskapazität des umgebenden Drehstromnetzes erhöhen Hohe Robustheit (ohne Abschaltung oder 	<ul style="list-style-type: none"> Genehmigungsrechtliche Hindernisse für Umrichterstationen und Gleichstromtrassen

⁶⁵ T&D Europe 2006.

⁶⁶ dena 2014.

	Blockieren des Stromrichters) bei Störungen im angeschlossenen Drehstromnetz und damit verbunden die Möglichkeit zur Stabilisierung des Drehstromnetzes	
--	---	--

Tabelle 20: SWOT-Analyse Selbstgeführte HGÜ

Gesellschaftliche Akzeptanzprobleme

Die Verwendung von Gleichspannung bei Freileitungsübertragungen führt zu einem DC-Feld, welches Akzeptanzprobleme erwarten lässt. Dies ist in Kapitel 12 näher erläutert.

Darüber hinaus sind aufgrund des Landschaftsverbrauchs für Freileitungen und Kabel erhebliche Akzeptanzprobleme für neue Trassen zu erwarten; außerdem stellt der visuelle Eindruck von Freileitungen eine große Hürde für Genehmigungen dar.

Kritische Materialien

Es sind keine Materialien der netzgeführten HGÜ-Technik bekannt, deren Verfügbarkeit in den nächsten Jahrzehnten kritisch werden könnte.

7.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Bis heute wurden eine Reihe von Anlagen in Zwei- und Dreipunkttechnik realisiert, die sich im kommerziellen Betrieb befinden. Seit 2010 ist die Anlage Transbay Cable, San Francisco, mit Multilevel-Technik im kommerziellen Einsatz.⁶⁷ Darüber hinaus befinden sich eine Reihe weiterer Offshore-Windanbindungen verschiedener Hersteller im Bau oder in der Inbetriebsetzung.

Hersteller aktuell im Bau befindlicher selbstgeführter HGÜ-Anlagen sind ABB, Alstom und Siemens, darüber hinaus gibt es auch in China Aktivitäten unterschiedlicher Hersteller auf diesem Gebiet.

Kapazitätsengpässe für die Herstellung erforderlicher Komponenten sind nicht absehbar, solange die Anzahl der gleichzeitig zu bedienenden Projekte weltweit nicht schlagartig erhöht (zum Beispiel verdoppelt innerhalb eines Jahres) wird. Lediglich die Herstellung und Verlegung von Kabeln könnte aufgrund der begrenzten Anzahl von Herstellern und Fertigungskapazitäten zu einer Limitierung beziehungsweise längeren Lieferzeiten führen.

Aufgrund der weltweit zunehmenden Integration von in einiger Entfernung zu Lastzentren gelegenen erneuerbaren Energiequellen wie Wind und Photovoltaik sowie der Vorteile dieser Technik gegenüber klassischer HGÜ gewinnt die VSC-Technik weltweit an Bedeutung.

7.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen, Standardisierungsbedarf bis 2023

- Strategien beziehungsweise Konzepte zur Betriebsführung und Schutz von DC-Netzen

⁶⁷ Dorn et al. 2013.

- Standardisierung und Definition von Regeln für den Betrieb von DC-Netzen oder Multi-Terminal-Systemen mit Stromrichtern verschiedener Hersteller (zum Beispiel DC Grid Codes)
- Strategien zum Betrieb und Schutz von hybriden Systemen aus Drehstrom-Höchstspannungs- und Gleichstromebenen

Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen, Standardisierungsbedarf bis 2050

- Kopplung der DC-Kreise von netzgeführter und selbstgeführter HGÜ (für die Schaffung eines Offshore-Grids denkbar)

8 Freileitungskabel für Mittel- und Hochspannung⁶⁸

8.1 Beschreibung

Grundsätzlich wird die Transportleistung neben wirtschaftlichen Nebenbedingungen durch physikalische Nebenbedingungen begrenzt. Dies sind die Werkstoffkenngrößen, die geometrische Anordnung und klimatische Umgebungsbedingungen. Begrenzende Elemente bei der Steigerung der übertragbaren Leistung sind die elektrische Leitfähigkeit (Konduktivität), die thermische Festigkeit des Leiters, die Statik der Übertragungsstrecke sowie die Einhaltung von Schutzzielen (Hochspannungsfestigkeit und Kurzschlussströme).

Alle Versuche zur Steigerung der Transportleistung von Freileitungsverbindungen setzen exakt an der Ausschöpfung der oben genannten begrenzenden Elemente an. Zum einen ist es möglich, die elektrischen und mechanischen Kenngrößen der Leiter- und Trägermaterialien zu modifizieren, was zur Entwicklung der Hochtemperaturtechnologie⁶⁹ führte. Zum anderen kann das gegebene Leiter- und Trägermaterial bis an die Grenzen von Schutzzielen durch intelligenten Netzbetrieb ausgereizt werden, was sich in Freileitungsmonitoring⁷⁰ und gesteuertem Lastfluss durch Leistungselektronik⁷¹ widerspiegelt.

Ferner ist zu unterscheiden, ob Technologien auf vorhandenen Übertragungsstrecken anwendbar sind, das heißt, ob nachträgliche Maßnahmen an Bestandstrassen oder Technologien ausschließlich auf Neubautrassen umsetzbar sind.

Neue Übertragungstechniken wie kunststoffisolierte DC-Kabel bis 525 kV oder kompakte DC-Übertragungssysteme auf Isoliergasbasis bieten für die Zukunft neue Anwendungsbereiche im GW-Bereich in Verbindung mit bestehender Infrastruktur, zum Beispiel Autobahnen, Eisenbahnstrecken und unterirdischer Verlegung.

Hochtemperaturtechnologie

Mittels Hochtemperaturseilen ist es möglich, den Stromfluss und damit die Übertragungsleistung nach heutigem Stand der Technik zu verdoppeln. Nachteilig sind die quadratisch eingehenden Stromwärmeverluste. Die eingesetzten Materialien verhindern den Festigkeitsverlust bei hohen Temperaturen (200 bis 300 °C) und reduzieren somit den Grad der Ausdehnung gegenüber herkömmlichen Al/St-Leiteseilen.

Stand der Technik sind HTLS (HT: High Temperature, LS: Low Sag) und Höchsttemperaturleiter.

- Konventionelle Hochtemperaturleiter (TAI-Leiter)
 - Zugabe von Aluminium-Zirkonium (AlZr)
 - Thermische Belastbarkeit auf 150 °C
 - Strombelastbarkeit +60 % gegenüber Al/St

⁶⁸ Puffer 2008.

⁶⁹ 3M Deutschland 2015.

⁷⁰ Puffer 2010.

⁷¹ SWG 2013.

- ACCC (Aluminium Conductor Composite Core), Kohlefaserwerkstoff mit Glasfasermantel, ausgeglühtes Aluminium
- ACCR (Aluminium Conductor Composite Reinforced), Aluminiumoxid-Keramik, Aluminiumzirkonium-Legierung
 - Thermische Belastbarkeit größer 200 °C
 - Strombelastbarkeit +100 Prozent gegenüber Al/St

Anwendbarkeit

Hochtemperaturlösungen bieten sich lediglich zur Beseitigung von Engpässen im vorhandenen Netz an. Problematisch sind oftmals notwendige Masterhöhungen sowie die thermische Standfestigkeit der Armaturen. Ferner ist die Steigerung der Übertragungskapazität durch die minimal verfügbare Festigkeit gegenüber Kurzschlussströmen des Gesamtsystems begrenzt, sodass gegebenenfalls die Hochtemperaturleiter thermisch nicht ausgereizt werden können.

Die Kosten gegenüber Al/St-Leiteseilen liegen beim konventionellen Hochtemperaturleiter (TAI-Leiter) um den Faktor 2 bis 2,5 und bei Höchsttemperaturleitern um den Faktor 8 bis 9 höher.

Hochtemperaturleiter sind kein gangbarer Weg für die Erhöhung der Übertragungsleistung, da die thermischen Verluste bei über 200 °C Leitertemperatur zu teuer sind und einen zu hohen Einfluss auf Vögel und andere Tiere darstellen. Demnach kann eine solche Lösung nur für eine kurze Übergangszeit gewählt werden.

3M bietet ACCR-Lösungen (Abbildung 8) an, die entweder in Runddraht oder Trapezdraht (Abbildung 9) ausgeführt sind.

3M Hochleistungs-Leiter ACCR

Bewährte Grundkonstruktion + Hochleistungswerkstoffe

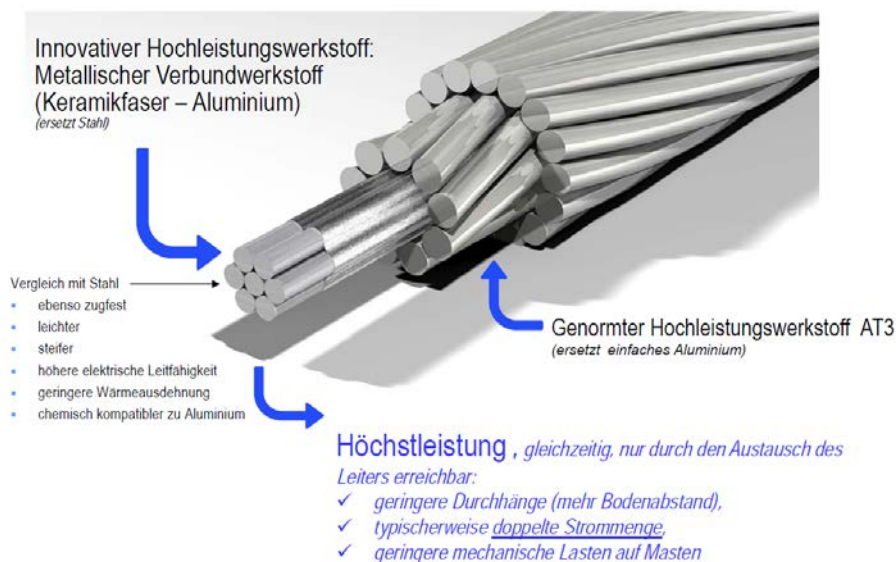


Abbildung 8: Aufbau eines ACCR-Leiters von 3M⁷²

⁷² 3M Deutschland 2015.

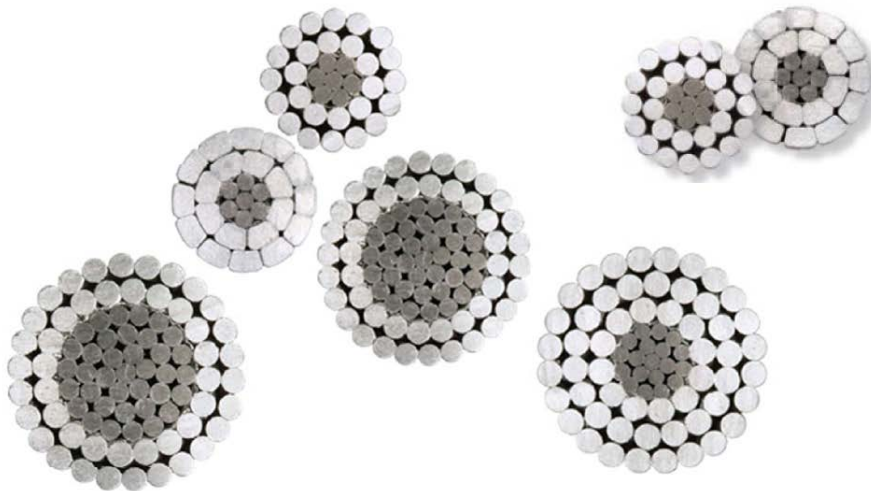


Abbildung 9: Runddraht- und Trapezdraht-Ausführung von 3M⁷²

Freileitungsmonitoring (FLM)

Der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb verknüpft klimatische Umgebungsgrößen wie Lufttemperatur, Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung mit der Temperatur des Leiterseils. Ziel der Verknüpfung ist die thermische Ausschöpfung der Leitung bis zum minimal zulässigen Bodenabstand (maximaler Leiterseildurchhang) in Abhängigkeit sich stetig verändernder Umgebungsgrößen. Grundlage ist die Ausnutzung der normativen Reserve gemäß DIN EN 50182⁷³ für eine auf 80 °C Leiterseiltemperatur bemessene Freileitung, unter der rechnerischen Nebenbedingung von 35 °C Lufttemperatur, 0,6 m/s Windgeschwindigkeit und 900 W/m² Globalstrahlung.

Voraussetzung ist die Kenntnis der Leiterseiltemperatur, die entweder durch Messung oder durch Modellrechnung⁷⁴ ermittelt wird.

Die Messung der Leiterseiltemperatur erfolgt direkt oder indirekt:

- Glasfaser im Leiterseil (faseroptische Temperaturmessung, DTS – Distributed Temperature Sensing)
- Thermo-Elemente
- piezoelektrisch (Kraftmessdosen)
- Laser-Scanning (Durchhang)
- Oberflächenwellen-Sensoren

Anwendbarkeit

Feldversuche und Studien haben gezeigt, dass Freileitungsmonitoring in der Mittelspannung technisch und wirtschaftlich nicht sinnvoll ist. In der Hochspannung ist das Monitoring je nach geografischer Lage der Übertragungsstrecke partiell nutzbar. Problematisch ist, dass eine HS-Leitung durch die relativ niedrige Bauhöhe in der Regel inhomogen bezüglich der Abschottung gegenüber Wind ist. Ferner sind bei den verschiedenen Messverfahren technische Probleme der elektromagnetischen

⁷³ DIN EN 50182 2001.

⁷⁴ Vgl. beispielsweise Kirn/Palic 1990; Webs 1963.

Verträglichkeit (EMV) sowie Fragen der Eigenversorgung der Elektronik mit Energie und der Kommunikationswege in die Leitsysteme der Netzbetreiber zu lösen. Letztendlich stehen hohe Investitionskosten und ein hoher Kalibrationsaufwand einer konventionellen Netzverstärkung im Grenznutzen gegenüber.

In der Netzebene der Höchstspannung wird FLM mittels Modellrechnung aus Wetterdaten statt Messung sehr erfolgreich eingesetzt. HÖS-Netzbetreiber weisen bis zu 50 Prozent Steigerung der Übertragungskapazität aus.

Die zukünftigen intelligenteren Höchstspannungsnetze werden auch auf viel mehr Messdaten zurückgreifen müssen, um einem last- und erzeugungsabhängigen Energiefluss besser Folge zu leisten.

Gesteuerter Lastfluss

Um vorhandene Leitungskapazitäten besser oder gar maximal auszulasten und damit die Aufnahmekapazität des Netzes insgesamt zu steigern, ist die Technologie der gesteuerten Impedanzen möglich. Smart Wire Grid Inc. bietet ein System zur Aufrüstung von HS-Freileitungen mit intelligentem Drosselsystem an.

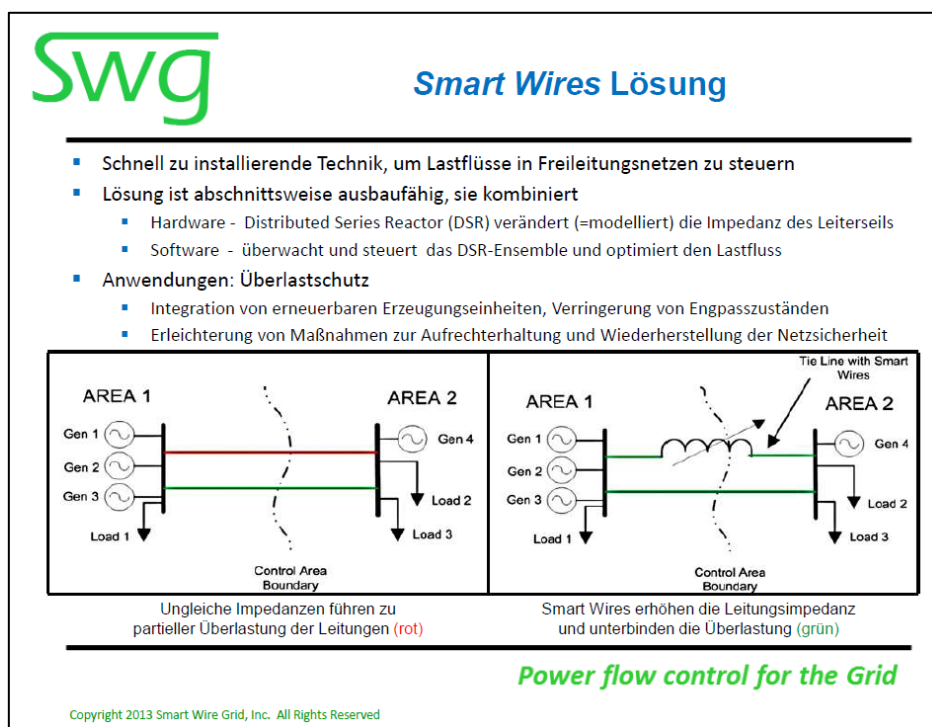


Abbildung 10: Smart Wires Lösung von SWG Inc.⁷⁵

8.2 Technische und ökonomische Daten

Technisch

Die nachstehende Tabelle 21 und Tabelle 22 zeigen die technischen Spezifikationen des Anbieters 3M.

⁷⁵ Smart Wires Inc. 2013.

Physikalische Eigenschaften des Leiters	Ostrich 300	Linnet 336	Hawk 477	Dove 557	Grosbeak 636	Drake 795	Cardinal 954	Curlew 1033	BITTERN 1272	Martin 1351	Lapwing 1590
Bezeichnung	ACCR_2 97-T16	ACCR_3 40-T16	ACCR_4 70-T16	ACCR_5 73-T16	ACCR_65 6-T16	ACCR_8 24-T16	ACCR_9 67-T13	ACCR_1 036-T13	ACCR_12 38-T11	ACCR_13 34-T13	ACCR_1594- T11
Verseilung	26/7	26/7	26/7	26/7	26/19	26/19	54/19	54/19	51/19	54/19	51/19
Durchmesser											
Aluminiumdraht (Mantel) in mm	2,7	2,9	3,4	3,8	4,0	4,5	3,4	3,5	4,0	4,0	4,5
Metall-Verbundwerkstoffdraht (Kern) in mm	2,1	2,3	2,7	2,9	1,9	2,1	2,0	2,1	2,1	2,4	2,4
Kern in mm	6,3	6,8	8,0	8,8	9,4	10,6	10,2	10,6	10,6	12,0	12,0
Gesamt in mm	17,2	18,4	21,6	23,9	25,5	28,6	30,6	31,7	34,3	35,9	38,9
Querschnittsflächen											
Aluminium (Mantel) in mm ²	150	172	238	291	332	418	490	525	627	676	808
Metall-Verbundwerkstoff (Kern) in mm ²	24	28	39	47	53	66	62	66	66	86	86
Gesamt in mm ²	175	200	277	338	385	484	552	591	694	761	894
Masse je Längeneinheit											
Aluminium (Mantel) in kg/km	415,8	475,8	658,7	803,2	918,2	1.154,9	1.361,5	1.458,1	1.742,9	1.877,7	2.244,3
Metall-Verbundwerkstoff (Kern) in kg/km	85,4	97,6	134,5	163,5	182,5	229,0	214,0	229,0	229,0	294,2	294,2
Gesamt in kg/km	501,1	573,4	793,2	966,7	1.100,8	1.383,9	1.575,4	1.687,1	1.971,9	2.171,8	2.538,5
Rechnerische Bruchkraft in kN	53,82	61,83	85,41	102,75	113,87	143,23	147,68	1.58,36	1.71,26	201,50	220,19
Temperaturausdehnungskoeffizienten											
Aluminium (Mantel) in 10 ⁻⁶ 1/K	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
Metall-Verbundwerkstoff (Kern) in 10 ⁻⁶ 1/K	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
Gesamter Leiter (unterhalb Knickpunkt) in 10 ⁻⁶ 1/K	16,7	16,7	16,7	16,7	16,5	16,5	17,1	17,1	17,8	17,1	17,8
Wärmekapazitäten											
Aluminium (Mantel) in W s/m K	398	455	629	767	877	1,102	1,299	1,391	1,662	1,790	2,140
Metall-Verbundwerkstoff (Kern) in W s/m K	28	32	44	53	59	75	70	75	75	97	97
Elektrische Eigenschaften des Leiters											
Widerstände											

Physikalische Eigenschaften des Leiters	Ostrich 300	Linnet 336	Hawk 477	Dove 557	Grosbeak 636	Drake 795	Cardinal 954	Curlew 1033	Bittern 1272	Martin 1351	Lapwing 1590
DC @ 20 °C in Ω/km	0,1826	0,1596	0,1153	0,0945	0,0828	0,0658	0,0572	0,0534	0,0450	0,0414	0,0350
AC @ 25 °C in Ω/km	0,1870	0,1634	0,1180	0,0968	0,0848	0,0674	0,0585	0,0546	0,0461	0,0424	0,0358
AC @ 50 °C in Ω/km	0,2055	0,1795	0,1297	0,1064	0,0932	0,0741	0,0643	0,0600	0,0507	0,0466	0,0394
AC @ 75 °C in Ω/km	0,2240	0,1957	0,1414	0,1159	0,1016	0,0808	0,0701	0,0655	0,0552	0,0508	0,0429
AC @ 100 °C in Ω/km	0,2425	0,2119	0,1530	0,1255	0,1100	0,0874	0,0759	0,0709	0,0598	0,0550	0,0464
AC @ 210 °C in Ω/km	0,3239	0,2830	0,2045	0,1677	0,1469	0,1168	0,1014	0,0947	0,0799	0,0735	0,0620
Äquivalentdurchmesser in mm	6,97	7,46	8,78	9,69	10,37	11,62	12,39	12,82	13,80	14,55	15,66
Blindwiderstände (0,305 m Abstand, 50 Hz)											
Induktiver Xa in Ω/km	0,2373	0,2331	0,2229	0,2167	0,2124	0,2053	0,2013	0,1991	0,1945	0,1912	0,1865
Kapazitiver X'a in MΩ km	0,1420	0,1393	0,1328	0,1288	0,1262	0,1217	0,1190	0,1177	0,1137	0,1127	0,1091
Dauerstrombelastbarkeit											
210 °C in A	873	953	1182	1347	1470	1712	1879	1966	2196	2327	2601

Tabelle 21: Technische Spezifikation in Runddraht-Technologie

Physikalische Eigenschaften des Leiters	Hawk 477 TW	Mohawk	Oswego	Wabash	Suwanee	Curlew 1033 TW	Hudson	Thames	Pecos
Durchmessergleiche Runddrahtvariante		<i>Flicker</i>	<i>Dove</i>	<i>Grosbeak</i>	<i>Drake</i>		<i>Cardinal</i>	<i>Finch</i>	<i>Martin</i>
Bezeichnung	ACCR- TW_477- T16	ACCR- TW_572- T13	ACCR- TW_665- T16	ACCR- TW_763- T16	ACCR- TW_958- T16	ACCR- TW_1033- T13	ACCR- TW_1158- T13	ACCR- TW_1335- T13	ACCR- TW_1622- T13
Verseilung	x	x	x	x					
Durchmesser									
Aluminiumdraht (Mantel) in mm	trapez- förmig	trapez- förmig	trapez- förmig	trapez- förmig	trapez- förmig	trapez- förmig	trapez- förmig	trapez- förmig	trapez- förmig
Metall-Verbundwerkstoffdraht (Kern) in mm	2,7	2,7	1,9	2,0	2,3	2,1	2,3	2,4	2,7
Kern in mm	8,0	8,0	9,4	10,2	11,3	10,6	11,3	12,0	13,3
Gesamt in mm	20,0	21,6	23,6	25,2	28,1	28,8	30,5	32,8	36,0

Physikalische Eigenschaften des Leiters	Hawk 477 TW	Mohawk	Oswego	Wabash	Suwanee	Curlew 1033 TW	Hudson	Thames	Pecos
Querschnittsflächen									
Aluminium (Mantel) in mm ²	242	290	337	387	486	523	587	676	822
Metall-Verbundwerkstoff (Kern) in mm ²	39	39	53	62	76	67	76	86	105
Gesamt in mm ²	281	329	390	449	562	590	663	762	927
Masse je Längeneinheit									
Aluminium (Mantel) in kg/km	666,0	798,5	928,3	1.065,1	1.338,0	1.442,1	1.616,6	1.874,4	2.277,7
Metall-Verbundwerkstoff (Kern) in kg/km	134,5	134,5	182,5	214,0	261,8	229,0	261,8	294,2	361,4
Gesamt in kg/km	800,3	932,8	1.110,9	1.279,1	1.599,7	1.668,0	1.878,3	2.168,6	2.639,0
Nennkraft in kN	85,15	92,08	115,02	133,30	164,50	178,71	179,66	201,95	247,42
Temperaturausdehnungskoeffizienten									
Aluminium (Mantel) in 10 ⁻⁶ 1/K	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
Metall-Verbundwerkstoff (Kern) in 10 ⁻⁶ 1/K	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
Gesamter Leiter (unterhalb Knickpunkt) in 10 ⁻⁶ 1/K	16,8	17,5	16,5	16,4	16,5	17,3	17,3	17,1	17,1
Wärmekapazitäten									
Aluminium (Mantel) in W s/m K	636	783	887	1,017	1,277	1,377	1,543	1,788	2,172
Metall-Verbundwerkstoff (Kern) in W s/m K	44	44	59	70	85	74	85	96	119
Elektrische Eigenschaften des Leiters									
Widerstände									
DC @ 20 °C in Ω/km	0,1134	0,0956	0,0814	0,0709	0,0565	0,0531	0,0473	0,0413	0,0340
AC @ 25 °C in Ω/km	0,1161	0,0979	0,0834	0,0726	0,0579	0,0544	0,0484	0,0423	0,0348
AC @ 50 °C in Ω/km	0,1276	0,1076	0,0916	0,0797	0,0636	0,0597	0,0532	0,0465	0,0382
AC @ 75 °C in Ω/km	0,1391	0,1173	0,0999	0,0869	0,0693	0,0651	0,0580	0,0507	0,0417
AC @ 100 °C in Ω/km	0,1505	0,1269	0,1081	0,0941	0,0750	0,0705	0,0628	0,0549	0,0451
AC @ 210 °C in Ω/km	0,2011	0,1696	0,1445	0,1257	0,1003	0,0942	0,0839	0,0733	0,0603
Äquivalentdurchmesser in mm	8,16	8,86	9,58	10,25	11,37	11,43	12,08	12,99	14,29
Blindwiderstände (0,305 m Abstand, 50 Hz)									

Physikalische Eigenschaften des Leiters	Hawk 477 TW	Mohawk	Oswego	Wabash	Suwanee	Curlew 1033 TW	Hudson	Thames	Pecos
Induktiver Xa in Ω/km	0,2275	0,2236	0,2173	0,2132	0,2066	0,2063	0,2028	0,1983	0,1923
Kapazitiver X'a in $\text{M}\Omega \text{ km}$	0,1358	0,1328	0,1293	0,1267	0,1223	0,1215	0,1191	0,1163	0,1126
<i>Dauerstrombelastbarkeit</i>									
210 °C in A	1.162	1.297	1.445	1.583	1.836	1.909	2.057	2.258	2.565

Tabelle 22: Technische Spezifikation in Trapezdraht-Technologie

Ökonomisch

	2023	
	Minimal	Maximal
Investition Leistung in Mio. €/GW	1	2,3
Investition Leistungserhöhung in Mio. €/ΔGW	1,66	2,5
Angenommene Nutzungsdauer ⁷⁶ in a	60	80

Tabelle 23: Ökonomische Daten

8.3 Interdisziplinäre Beurteilung**Ampelbewertung**

	Grün	Gelbgrün	Gelb	Orange	Rot
Materialverfügbarkeit		X			
Gesellschaftliche Akzeptanz				X	
Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung	X				
Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht	X				
Technologie	X				

Tabelle 24: Ampelbewertung AC-Freileitung

	Grün	Gelbgrün	Gelb	Orange	Rot
Materialverfügbarkeit		X			
Gesellschaftliche Akzeptanz				X	
Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung	X				
Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht	X				
Technologie		X			

Tabelle 25: Ampelbewertung DC-Freileitung

SWOT-Analyse

	Stärken	Schwächen
intern	Hohe Stromtragfähigkeit Geringer Ausdehnungskoeffizient	Sehr teuer Hohe Verluste Armaturen Gegebenenfalls Masterhöhung nötig
extern	Chancen	Risiken
	<ul style="list-style-type: none"> Engpassbeseitigung auf Bestandstrassen 	<ul style="list-style-type: none"> Vogelschutz (hohe Temperaturen)

Tabelle 26: SWOT-Analyse Freileitungskabel für Mittel- und Hochspannung

⁷⁶ Wird als Zeitraum für die Berechnung der Annuität verwendet.

Rechtliche Hindernisse

Die Genehmigung von DC-Leitungen ist in Europa bisher noch nicht durchgeführt worden. Die elektromagnetischen Felder lassen zwar wesentlich höhere Grenzwerte zu, doch müssen diese auch erst einmal von den Behörden angenommen werden. Ähnliches gilt für den Naturschutz bei hohen Temperaturen in Bezug auf Vögel und andere Lebewesen. Auch das Brandrisiko steigt stark an, wenn man im Sommer bei ausgetrockneten Wäldern mit Temperaturen über 200 °C arbeitet.

Gesellschaftliche Akzeptanzprobleme

Jede Freileitung wird in Deutschland auf Widerstand stoßen, jedenfalls dort, wo Menschen wohnen oder Naturschutzgebiete ausgewiesen sind. Umsetzbar sind eigentlich nur dann Freileitungen, wenn diese über Gebiete laufen, die dem Staat gehören, zum Beispiel Staatswald (siehe dazu auch die Diskussion in Bayern). Unterirdische Lösungen sind im großen Stil auch nur dort möglich, wo es bereits Infrastruktur gibt, zum Beispiel entlang einer Autobahn oder einer Eisenbahnstrecke.

Kritische Materialien

Im Betrieb besteht Brandgefahr durch hohe Leiterseiltemperaturen.

Entsorgung

Es werden keine Stoffe eingesetzt, deren Entsorgung problematisch ist.

8.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Es gibt einen globalen Markt für die Technologie und keine Mengenbeschränkungen bei der Produktion. Beispiele bereits realisierter Übertragungsstrecken finden sich in Abbildung 11.

ACCR Einsatz in Deutschland

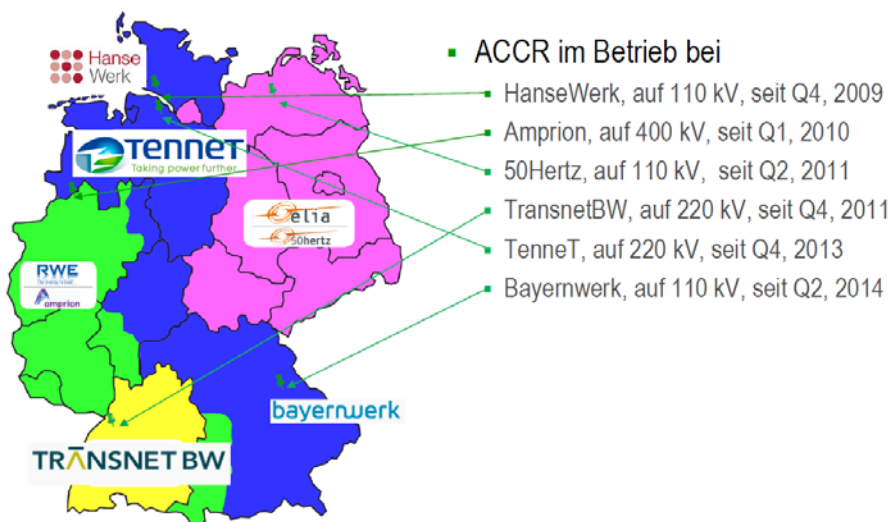


Abbildung 11: Beispiele bereits realisierter Übertragungsstrecken⁷⁷

⁷⁷ 3M Deutschland 2015.

Hersteller

- 3M
- SAG

8.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf**Grundlagen-Forschungsbedarf**

- Werkstoffforschung (Leitermaterial)
- Werkstoffforschung (Trägermaterial)
- Isolationsmaterialien (Abstandsverkürzung)

Essenzieller Beitrag bis 2023

- Modell für Durchhang
- Modell zur Temperaturbestimmung

Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen, Standardisierungsbedarf bis 2023

- Verluste
- Armaturen

Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen, Standardisierungsbedarf bis 2050

- Geometrie (Mastbild)
- Bündelleiter (natürliche Leistung)
- Blindstrombedarf

9 Kabeltechnologie supraleitend

9.1 Beschreibung

In diesem Kapitel werden supraleitende Kabeltechnologien für 0,4 kV bis 110 kV behandelt.

Kabeltechnik⁷⁸

Grundsätzlich wird zwischen supraleitenden Kabeln mit kaltem und warmem Dielektrikum unterschieden, wobei die Ausführung mit warmem Dielektrikum derzeit keine praktische Bedeutung mehr besitzt und weltweit nur noch supraleitende Kabel mit kaltem Dielektrikum entwickelt werden. Die grundlegenden Ausführungsformen für supraleitende Kabel mit kaltem Dielektrikum sind in Abbildung 12 dargestellt.

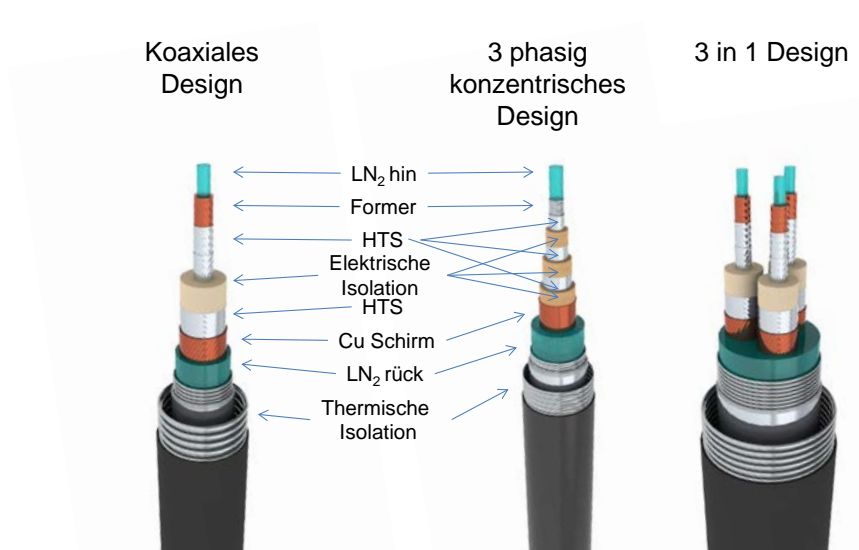


Abbildung 12: Ausführungsformen von supraleitenden Kabeln mit kaltem Dielektrikum⁷⁹

Beispielhaft sei für das einphasige Kabel im koaxialen Design der Aufbau näher erläutert. Der Former besteht aus einem Kupferseil, auf das der Supraleiter in mehreren Lagen aufgewickelt ist. Der Supraleiter wird durch den Kupferkern mechanisch und elektrisch stabilisiert. Auf den Kern folgt das Dielektrikum zur elektrischen Isolation. Als Dielektrikum wird mit Polypropylen laminiertes Papier (PPLP, Polypropylene Laminated Paper) verwendet. Das PPLP wird in mehreren Lagen auf den Supraleiter gewickelt. Es befindet sich zwischen zwei leitfähigen Schichten zur Homogenisierung der Feldverteilung an der Oberfläche und Reduzierung der Oberflächenrauigkeit. Teilentladungen können so reduziert werden. Auf dem Dielektrikum ist der Schutzschirm aufgebracht, der ebenfalls aus einem Supraleiter besteht und wie oben beschreiben als Rückleiter verwendet wird. Durch den Strom im Schirm wird das Magnetfeld außerhalb des Kabels vollständig kompensiert. Dadurch treten zwischen den Phasen keine mechanischen Kräfte auf. Zur Stabilisierung des supraleitenden Schirms wird zusätzlich ein Kupferschirm aufgebracht, der dabei wesentlich dünner ist als bei konventioneller Ausführung.

⁷⁸ CIGRE 2013-2, McCall et al. 2013.

⁷⁹ Nexans 2014.

Die thermische Isolierung (Kryostat) besteht aus zwei Wellrohren, zwischen denen sich die Superisolation befindet. Im Zwischenraum mit der Superisolation wird ein Vakuum erzeugt. Der Kern mit dem Supraleiter, das Dielektrikum und der supraleitende Schirm befinden sich im inneren Wellrohr. Durch das innere Wellrohr wird auch der zur Kühlung erforderliche flüssige Stickstoff geleitet. Der Kabelmantel besteht wie bei konventionellen Kabeln aus einem Korrosionsschutz und einer äußeren Schutzhülle aus Polyvinylchlorid (PVC).

Die Ausführungen des supraleitenden Kabels im konzentrischen Design oder im 3-in-1-Design haben vorteilhafterweise nur eine thermische Hülle und somit geringere thermische Verluste. Weiterhin ist der Supraleiterbedarf im konzentrischen Design minimiert, da nur die drei Phasen mit Supraleitern versehen werden und der Rückleiter entfällt. Wegen zunehmender Dicke des Dielektrikums bei hohen Spannungen sind das konzentrische Design und das 3-in-1-Design sinnvoll nur bis zu mittleren Spannungsebenen ausführbar.

Anlagenschema mit den wichtigsten Komponenten

Ein mögliches Anlagenschema für die Kühlung eines supraleitenden Kabels zeigt Abbildung 13. Wichtige Bestandteile im Kühlsystem eines supraleitenden Kabels sind Vorratsbehälter für Flüssigstickstoff (LN_2), ein Wärmetauscher sowie Ventile und Pumpen. Die für den Betrieb kritischen Bauteile sind die Pumpen. Diese sind redundant auszulegen, um die Anforderungen an eine hohe Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit zu erfüllen. Um die Eingangstemperatur von LN_2 in das Kabel von etwa 68 K zu erreichen, wird im Wärmetauscher ein niedrigerer Druck erzeugt und über einen Wärmetauscher die Temperatur auf das LN_2 unter Druck im primären Kältekreislauf übertragen.

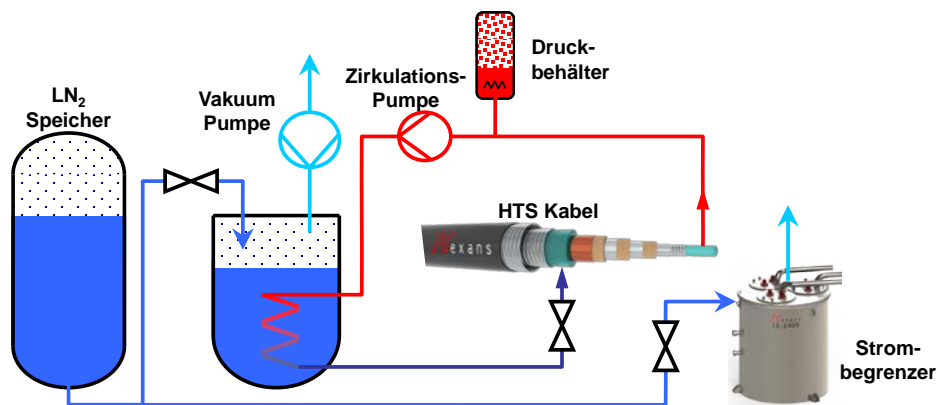


Abbildung 13: Anlagenschema für ein supraleitendes Kabel in Kombination mit einem supraleitenden Strombegrenzer⁸⁰

9.2 Technische und ökonomische Daten

Technisch

AC-Kabel	2013	2023	2050
Übertragungskapazität pro Trasse in GW	154 kV 1 GW	3	5

⁸⁰ Nexans 2015.

AC-Kabel	2013	2023	2050
Verluste in kW/km ⁸¹	10–20	10–20	10–20
Maximale Spannung in kV	136	380	380
Flächenbedarf pro Trasse (Breite in m für Referenzleistung 1)	1	1	1

Tabelle 27: Technische Daten Kabeltechnologie supraleitend

Ökonomisch

Für supraleitende Kabelsysteme können derzeit keine Standardkosten angenommen werden, da sich der Vorteil durch die Gesamtsystembetrachtung einstellt.

Technische Potenziale

In einer Studie für das Zielnetz 2020 in der Innenstadt von Essen wurde eine mögliche sinnvolle Kabellänge für supraleitende Kabel von etwa 20 Kilometern bei 10 kV ermittelt.⁸² Da in Deutschland etwa zehn Städte mehr als 500.000 Einwohner haben, könnte man somit für Innenstädte zumindest etwa 200 Kilometer abschätzen, da sich der grundlegende Netzaufbau in Innenstädten nur wenig unterscheidet.

Weiterhin ergibt sich ein Potenzial bei der Teilerdverkabelung von Freileitungen und in der Anbindung von Industrienetzen. Dieses ist derzeit nicht quantitativ abzuschätzen.

9.3 Interdisziplinäre Beurteilung

SWOT-Analyse

	Stärken	Schwächen
intern	<ul style="list-style-type: none"> • Höhere Übertragungsleistung bei gleichem Kabeldurchmesser • Höhere Übertragungsleistung bei niedrigerer Spannung 	<ul style="list-style-type: none"> • Kühlaufwand
	Chancen	Risiken
extern	<ul style="list-style-type: none"> • Weniger Akzeptanzprobleme als zum Beispiel AC-Freileitungen • Kann Engpässe vermeiden • Retrofit mit Leistungssteigerung möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • Unsachgemäßer Umgang mit Flüssigstickstoff (LN₂) • Lebensdauer noch nicht nachgewiesen

Tabelle 28: SWOT-Analyse Kabeltechnologie supraleitend

Rechtliche Hindernisse/gesellschaftliche Akzeptanzprobleme

Die bisherigen Anlagen stoßen auf keinerlei Akzeptanzprobleme.

⁸¹ Der Verlust der thermischen Isolation beträgt bei 77 K circa 1 kW/km. Dieser Wert ist mit dem Wirkungsgrad der Kühlung zu multiplizieren, der mit einem geschlossenen Kreislauf etwa 1/20 und mit flüssigem Stickstoff etwa 1/10 bis 1/11 beträgt.

⁸² Merschel 2015.

Kritische Materialien

Ressourcen

Hochtemperatur-Supraleiter der zweiten Generation benötigen eine sehr dünne Schicht, in der seltene Erden wie zum Beispiel Yttrium oder Gadolinium vorkommen. Wie durch die nachstehende Abschätzung verdeutlicht, ist aber der Bedarf sehr gering, insbesondere im Vergleich zum Bedarf für Permanentmagnete.

Pro kA ca. 4 cm Weite mal 2 μm Dicke macht ein Volumen von $8 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3$ pro Meter ($8 \cdot 10^{-5} \text{ m}^3$ pro km).

Pro 100 km Kabel und pro kA werden je Phase $8 \cdot 10^{-2} \text{ m}^3$ seltene Erden benötigt.

Betrieb

Die Sicherheitsbestimmungen beim Umgang mit LN_2 müssen beachtet werden. Die bisherige Betriebserfahrung zeigt, dass die hierzu erforderlichen Schutzmaßnahmen (Schutzbrille und Handschuhe) in der persönlichen Schutzausrüstung des Betriebspersonals eines EVUs vorhanden sind.

Entsorgung

Es werden keine Stoffe eingesetzt, deren Entsorgung problematisch ist.

9.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Beispiele bereits realisierter Übertragungsstrecken mit Angaben der Hersteller sind in Tabelle 29 angegeben.

Projekt	Land	Hersteller	Jahr	Daten	Länge	Supraleiter
Albany	USA	Sumitomo	2006	34.5 kV, 800 A	350 m	BSCCO
Columbus	USA	Ultera	2006	13.2 kV, 3 kA	200 m	BSCCO
Gochang	Korea	Sumitomo	2006	22.9 kV, 1.25 kA	100 m	BSCCO
Gochang	Korea	LS Cable	2007	22.9 kV, 1.25 kA	100 m	BSCCO
LIPA I	USA	Nexans	2008	138 kV, 1.8 kA	600 m	BSCCO
	Russland	VNIIEP	2009		200 m	BSCCO
LIPA II	USA	Nexans	2011	138 kV, 1.8 kA	600 m	YBCO
Ichon	Korea	LS Cable	2011	50 MVA, 22.9 kV	410 m	YBCO
Gochang	Korea	LS Cable	2011	1 GVA, 154 kV	100 m	YBCO
Yokohama	Japan	Sumitomo	2012	200 MVA, 66 kV	200 m	BSCCO
Ampacity	Deutschland	Nexans	2014	40 MVA, 10 kV	1.000 m	BSCCO
Jeju	Korea	LS Cable	2014	500 MVA, 80 kV-DC	500 m	YBCO
Jeju	Korea	LS Cable	2015	600 MVA, 154 kV	1.000 m	YBCO
Hydra	USA	Ultera	2015	13.8 kV, 4 kA	170 m	YBCO

In Planung						
St. Petersburg	Russland	FGC UES	-	20 kV, 2.5 kA DC	2.500 m	-
Chicago	USA	-	-	13 kV	> 5.000 m	-
Chungjun	Korea	LS Cable	-	22.9 kV	1.000 m	YBCO
Daegu	Korea	LS Cable	-	1 GVA, 154 kV	3.000 m	YBCO

Tabelle 29: Übersicht über supraleitende Kabelprototypen (seit 2004, größer 100 m, nur Feldtests)

Insgesamt liegen deutlich mehr als zehn Jahre Betriebserfahrung von supraleitenden Kabeln im realen Netz vor. Alterungserscheinungen des supraleitenden Kabels sind bisher nicht bekannt.

Es gibt grundsätzlich keine Mengenbeschränkungen bei der Produktion, da die Herstellung auf konventionellen und angepassten Kabelherstellungsverfahren beruht. Wegen der aktuell geringen Kapazität von YBCO-Bandleitern ist die Ausführung mit diesen Leitern noch limitiert auf wenige Kilometer pro Jahr. Für BSCCO-Kabel gibt es keine Mengenbeschränkung.

Die internationalen Entwicklungen zu supraleitenden Kabeln insbesondere in den USA, Japan, Korea und Russland lassen erwarten, dass ein globaler Markt besteht. Dazu wurden auch einige Studien angefertigt, die dies bestätigen.

9.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Essenzieller Beitrag bis 2023

- Erweiterung der CIGRE-Empfehlungen zum Test supraleitender Kabel hin zu IEC-Standards
- Weitere Entwicklung hin zu höheren Spannungen, insbesondere in den Garnituren
- Verfahren zur Reduktion der AC-Verluste der verwendeten Supraleiter
- Weitere Reduktion der thermischen Verluste der Kryostathülle
- Weiterer Nachweis der Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit im realen Netzbetrieb
- Umfangreiche Anwendungsstudien

Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen, Standardisierungsbedarf bis 2023

- Erhöhung der kritischen Stromdichten der Hochtemperatur-supraleitenden Materialien
- Vereinfachung der Herstellung der Hochtemperatur-supraleitenden Materialien
- Simulation des stationären und transienten Betriebsverhaltens supraleitender Kabel im Netz
- Entwicklung von Modellen zur Simulation des Quenchverhaltens
- Siehe obige Punkte zum essenziellen Beitrag

Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen, Standardisierungsbedarf bis 2050

- Standardisierung für bevorzugte Anwendungen
- DC-Kabelsysteme für vermaschte DC-Netze

10 Strombegrenzer und Kurzschlusschalter83

10.1 Beschreibung

Die Nutzung der supraleitenden Eigenschaften ermöglicht eine Vielzahl von verschiedenen strombegrenzenden Funktionsprinzipien. Abbildung 14 zeigt den prinzipiellen Aufbau und die Vor- und Nachteile einiger wichtiger Prinzipien, die Supraleitung einbeziehen. Eine Übersicht über supraleitende Strombegrenzer allgemein und eine genaue Beschreibung der Wirkprinzipien ist bei CIGRE TB 497⁸⁴ sowie bei Noe und Streuer⁸⁵ zu finden.

Beim resistiven Strombegrenzer ist das HTS-Modul direkt in die Kurzschlussstrombahn geschaltet. Durch den Übergang des Supraleiters vom supraleitenden in den normalleitenden Zustand entwickelt sich innerhalb weniger Millisekunden ein ohmscher Widerstand, der den Kurzschlussstrom begrenzt. Die Stromzuführung aus dem Raumtemperatur-Bereich zum Kühltemperatur-Bereich ist entsprechend verlustarm und spannungsfest auszulegen. Zur Kühlung hat sich eine Kombination mit einem LN₂-Reserve-Behälter und einer Kältemaschine als vorteilhaft erwiesen. Als kompakte Ausführungsformen für das HTS-Modul eignen sich mäanderförmige Strukturen oder induktivitätsarme Spulenwicklungen. Für den Fall, dass der Kurzschluss länger ansteht, wird in Serie zum Strombegrenzer ein konventioneller Leistungsschalter eingebaut, der den begrenzten Strom nach einer Zeitverzögerung von typischerweise etwa 120 Millisekunden abschaltet, um eine unzulässig hohe thermische Belastung des Supraleiters zu vermeiden. Es lassen sich aber auch längere Intervalle zum Beispiel von 200 bis 300 Millisekunden einstellen; dies ist eine Frage der Auslegung. Verluste während des Normalbetriebs entstehen nur durch AC-Verluste im Supraleiter – diese sind in den Bandleitern der zweiten Generation jedoch sehr gering – und durch die Stromzuführungen. Der resistive Begrenzer ist der bisher am häufigsten im realen Feldeinsatz verwendete Begrenzertyp. Er hat seine Zuverlässigkeit in verschiedenen Mittelspannungsnetzen (kommunale Verteilnetze, Kraftwerkseigenbedarf) in Europa und den USA erfolgreich unter Beweis gestellt.

⁸³ Bock et al. 2005, Bock et al. 2011, Bock et al. 2012; Hobl et al. 2012.

⁸⁴ CIGRE TB 497 2012.

⁸⁵ Noe/Streuer 2007.

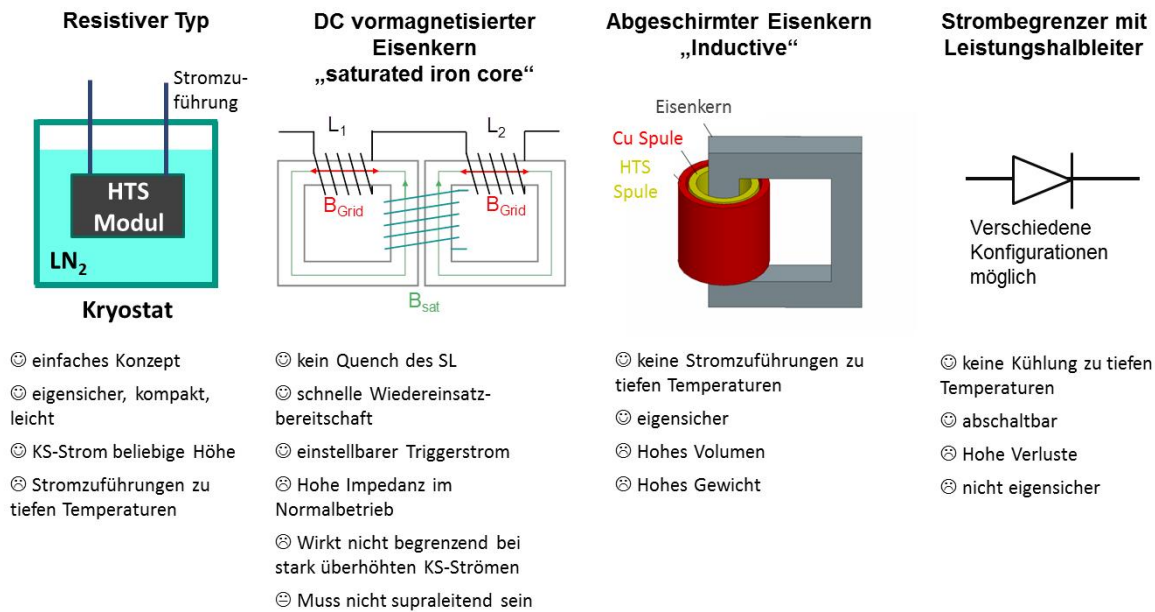


Abbildung 14: Grundlegender Aufbau sowie Vor- und Nachteile von Strombegrenzern⁸⁶

Beim Strombegrenzer mit vormagnetisiertem Eisenkern wird das bekannte Prinzip des Transduktors verwendet. Mithilfe einer supraleitenden Gleichstromwicklung wird der Eisenkern magnetisch gesättigt. Die darauf aufgebrachte AC-Spule besitzt eine geringe Impedanz, die ähnlich groß wie ihre Luftspulenimpedanz ist. Im Fehlerfall bewirkt der hohe Kurzschlussstrom, dass das Eisen aus der Sättigung in den ungesättigten Bereich überführt wird. Dies bewirkt eine deutliche Erhöhung der Impedanz und somit die Strombegrenzung. Damit positive und negative Halbwelle begrenzt werden, sind zwei AC-Wicklungen auf verschiedenen Eisenkernen erforderlich. Bei sehr hohen Kurzschlussströmen geht der Eisenkern jedoch wieder aus seiner Sättigung heraus, und die Begrenzungseigenschaft wirkt nicht mehr. Die HTS-Spule wird zweckmäßigerweise nur einmal ausgeführt und umfasst alle Kerne. Dieser Begrenzertyp wird zurzeit in England und in China erprobt.

Der Aufbau eines Strombegrenzers mit abgeschirmtem Eisenkern gleicht dem eines Transformators mit kurzgeschlossener Sekundärwicklung. Für die Sekundärwicklung werden Hochtemperatur-Supraleiter eingesetzt, die im Normalbetrieb den Eisenkern abschirmen, sodass die Induktivität beziehungsweise die Impedanz gering gehalten werden kann. Sie wird im Wesentlichen durch den Widerstand der Primärwicklung und die Streuinduktivität zwischen Primärwicklung und supraleitender Sekundärwicklung bestimmt. Übersteigt der Strom im Supraleiter den kritischen Wert, so entwickelt sich sehr schnell ein Widerstand, der mit dem Quadrat der Primär-Windungszahl multipliziert auf der Primärseite wirksam wird. Beim Übergang der supraleitenden Abschirmung in die Normalleitung dringt magnetischer Fluss in den Eisenkern ein und bewirkt damit eine deutliche Vergrößerung der Begrenzungsimpedanz. Zu einem realen Feldeinsatz kam es bisher nur einmal in einem Schweizer Wasserkraftwerk.

⁸⁶ Noe, eigene Darstellung.

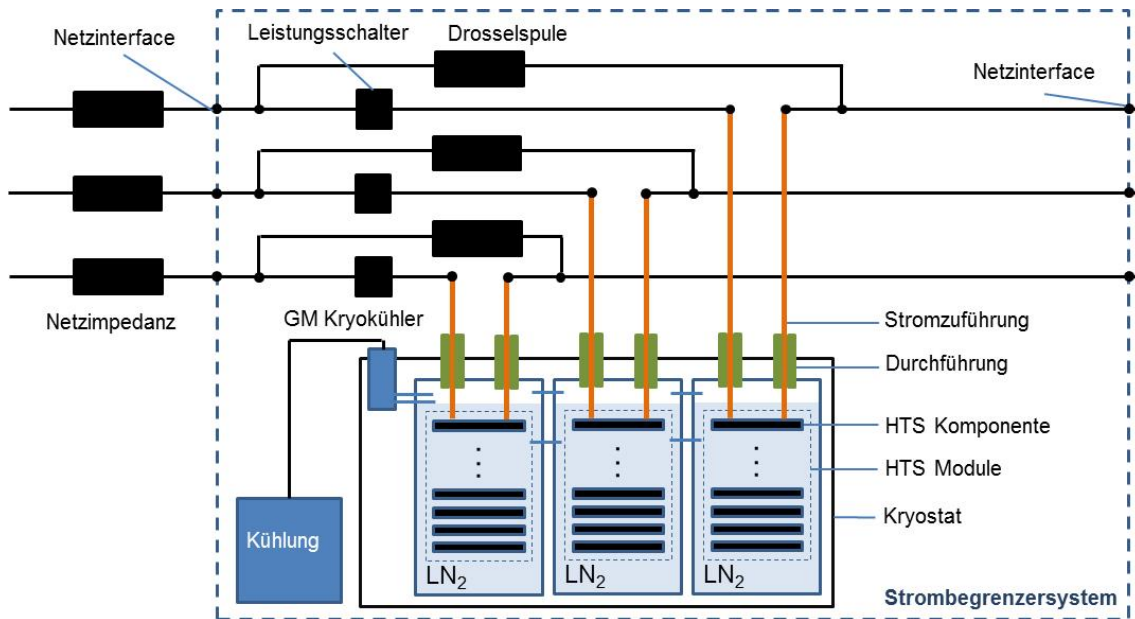


Abbildung 15: Integration eines resistiven, supraleitenden Strombegrenzers in Netz und Darstellung seiner wichtigsten Anlagenbestandteile (Drosselspule und Leistungsschalter sind je nach Begrenzungsdauer optional)⁸⁷

10.2 Technische und ökonomische Daten

Technisch

Der supraleitende Strombegrenzer gehört zu den gerätetechnischen Maßnahmen der Kurzschlussstrombegrenzung. Er besitzt wie die Sicherung und der Is-Begrenzer eine Schaltfunktion, die eine hohe Kurzschlussleistung im Normalbetrieb bei einer genügend kleinen Kurzschlussleistung im Kurzschluss gewährleistet. Er kann die Lücke, die Sicherungen und Is-Begrenzer im Höchstspannungsnetz lassen, ausfüllen und hat gegenüber diesen beiden konventionellen, schaltenden Maßnahmen den Vorteil des schnellen und selbsttätigen Rückfalls in den Normalbetrieb, sodass sein Einsatz in der Mittel- und Hochspannungsebene Vorteile verspricht. Abbildung 16 gibt zusammenfassend einen Überblick über die bisher üblichen Maßnahmen zur Kurzschlussstrombegrenzung, aus der auch die Einordnung des supraleitenden Strombegrenzers ersichtlich ist.

Eine hohe Kurzschlussspannung im Normalbetrieb garantiert nicht nur gute Spannungs- und Stabilitätsverhältnisse sowie kleine Verluste, sondern spielt unter der zunehmenden Oberschwingungsbelastung der Netze auch eine immer größere Rolle bei der Kleinhaltung der Netzurückwirkungen. Im Kurzschluss kann der supraleitende Strombegrenzer den Kurzschlussstrom so weit begrenzen, wie es für ein selektives Auslösen der nachgeschalteten Schutzeinrichtungen gerade noch erforderlich ist. Im Idealfall – absolute Eigensicherheit des Strombegrenzers vorausgesetzt – könnten so die Aufwendungen für die Kurzschlussfestigkeit der Betriebsmittel und Anlagen drastisch gesenkt werden.

⁸⁷ Noe, eigene Darstellung.

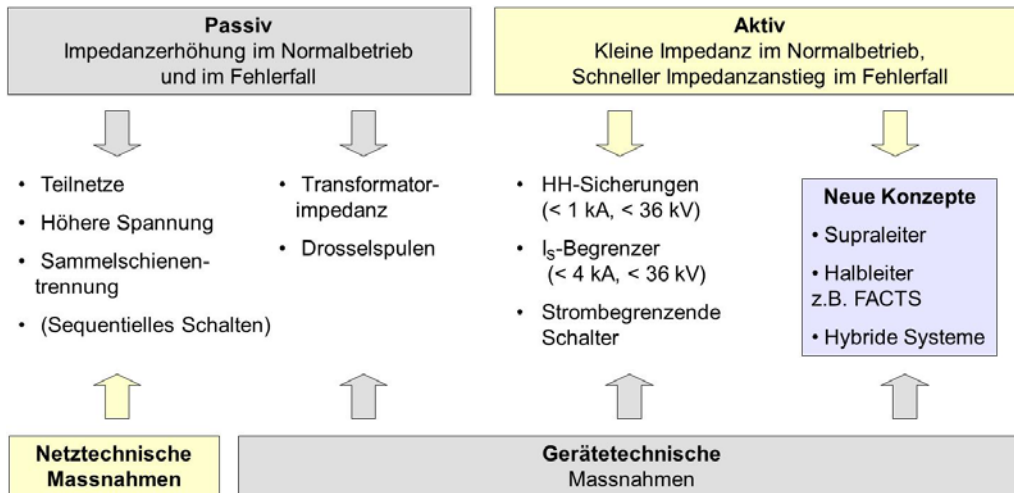


Abbildung 16: Konventionelle Massnahmen zur Kurzschlussstrombegrenzung und Einordnung neuartiger Strombegrenzer⁸⁸

Ökonomisch

Aktuell sind keine Daten von den Herstellern verfügbar. Allgemein ergeben sich aber die folgenden wirtschaftlichen Vorteile durch den Einsatz von Strombegrenzern:

- Verzögerung von Ertüchtigungsmaßnahmen
- Geringere Dimensionierung nachgeordneter Betriebsmittel und Netzteile
- Verminderter Blindleistungsbedarf
- Höhere Anschlussleistung von Verbrauchern
- Ersatz konventioneller Betriebsmittel (I_S -Begrenzer, Drosselspulen, Transformatoren)
- Verlusteinsparung bei Parallelbetrieb der Transformatoren

⁸⁸ Noe 1998.

Technische Potenziale

Wie die folgende Abbildung zeigt, ergeben sich eine Vielzahl verschiedener Anwendungsmöglichkeiten für supraleitende Strombegrenzer in den verschiedenen Spannungsebenen und Anwendungsfeldern.

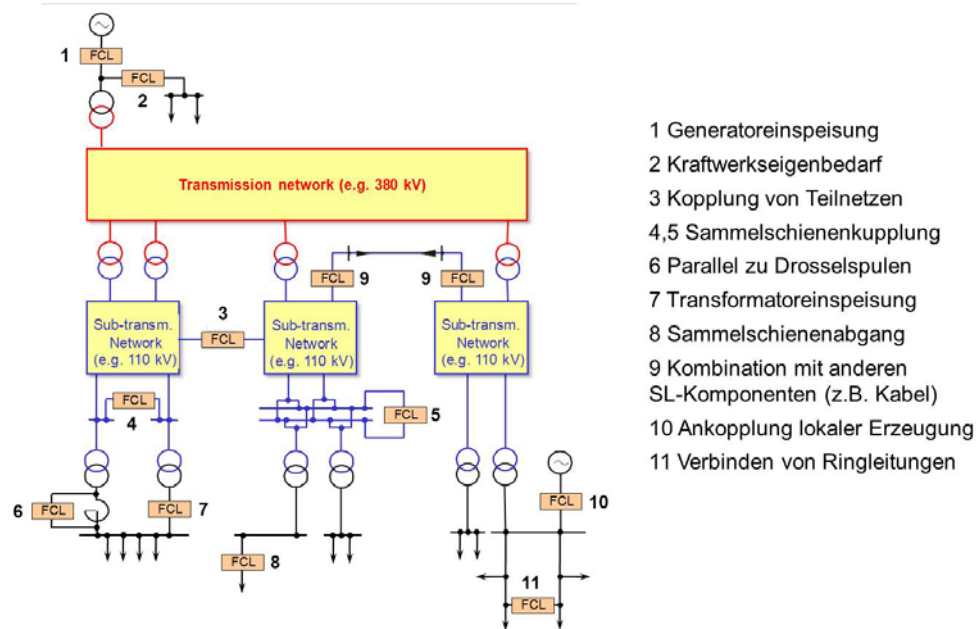


Abbildung 17: Anwendungsmöglichkeiten supraleitender Strombegrenzer in Elektroenergiesystemen⁸⁹

Es ist keine technische Beschränkung für den Einsatz von Strombegrenzern bekannt. Sinnvoll ist der Einsatz jedoch überwiegend dann, wenn sich ein hohes Verhältnis von maximalem Kurzschlussstrom zu Nennstrom ergibt.

10.3 Interdisziplinäre Beurteilung

SWOT-Analyse

	Stärken	Schwächen
intern	<ul style="list-style-type: none"> • Schnelle und automatische Strombegrenzung (eigensicher) • Automatische Wiedereinsatzbereitschaft nach Auslösen • Vernachlässigbare Impedanz im Normalbetrieb • Einsatz in Mittel- und Hochspannung möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • Je nach Typ siehe Abbildung 14
	Chancen	Risiken
extern	<ul style="list-style-type: none"> • Ermöglicht den flexiblen Anschluss von Erzeugung ohne wesentliche Erhöhung der Kurzschlussleistung 	<ul style="list-style-type: none"> • Zielkosten für eine breite Anwendung

⁸⁹ Nach Noe et al. 1999.

	<ul style="list-style-type: none"> • Ermöglicht den verzögerten Netzausbau • Ermöglicht die Dimensionierung von Betriebsmitteln und Netzteilen für eine geringere Kurzschlussleistung • Ermöglicht neue Netzkonzepte mit höherer Vermaschung wie zum Beispiel Netzkupplung, wo das bisher aus Gründen des hohen Kurzschlussstroms nicht möglich war 	
--	--	--

Tabelle 30: SWOT-Analyse Strombegrenzer und Kurzschlusschalter

Eine Übersicht über technische und wirtschaftliche Vorteile von Strombegrenzern haben Noe und Oswald zusammengestellt.⁹⁰

Rechtliche Hindernisse/gesellschaftliche Akzeptanzprobleme

Bei aktiven Kurzschlussstrombegrenzern handelt es sich um neuartige Netzbetriebsmittel. Die bisherige Betriebserfahrung lässt darauf schließen, dass keine rechtlichen Hindernisse beziehungsweise gesellschaftliche Akzeptanzprobleme zu erwarten sind.

Kritische Materialien

Ressourcen

Für supraleitende Strombegrenzer werden keine kritischen Materialien eingesetzt. Der Bedarf an seltenen Erden ist durch die extrem dünne Schicht der Leiter sehr gering. Es werden pro Mittelspannungsbegrenzer nur einige wenige Kilometer an HTS-Bandleiter benötigt, die bereits heute von mehreren Herstellern verfügbar sind. Damit ergeben sich selbst bei hohen Stückzahlen nur geringe Mengen an seltenen Erden, die einige wenige Kilogramm pro Jahr nicht überschreiten werden.

Betrieb

Strombegrenzer können durch fehlerhafte Materialien und unsachgemäße Bedienung zerstört werden. Hier muss ein Personen- und Anlagenschutz sichergestellt werden. Da keine umweltgefährdenden Materialien eingesetzt werden, ist der Umweltschutz immer gewährleistet.

Bei einer Begrenzung kann es bei supraleitenden Strombegrenzern zu einem Übergang in die Normalleitung kommen, was in der Regel mit einer Freisetzung einer großen gasförmigen Stickstoffmenge verbunden ist. Eine nach dem Stand der Technik vorgesehene Druckentlastung kann einen zu hohen Druckanstieg im Behälter vermeiden.

Entsorgung

Flüssiger Stickstoff ist leicht verfügbar und rückstandsfrei in die Luft zu entsorgen.

⁹⁰ Noe et al. 1999.

10.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Beispiele bereits realisierter supraleitender Strombegrenzer:

Bisher wurde eine Vielzahl supraleitender Strombegrenzer entwickelt und erfolgreich getestet. In der Mittelspannung sind erste resistive Strombegrenzer bereits kommerziell verfügbar und konnten ihre Zuverlässigkeit in zahlreichen Feldtests unter Beweis stellen. Abbildung 18 zeigt einige Bilder von realisierten resistiven Strombegrenzern für Mittelspannungsanwendungen. Alle hier gezeigten Installationen stammen von der Firma Nexans SuperConductors.



Abbildung 18: Übersicht über ausgeführte resistive Mittelspannungsstrombegrenzer⁹¹

Aktuell befindet sich ein supraleitender Strombegrenzer mit vormagnetisiertem Eisenkern mit einer Spannung von 200 kV in China im Feldtest, und eine Entwicklung bis 500 kV wurde dort ebenfalls begonnen.

Das Prinzip des supraleitenden Strombegrenzers mit abgeschirmtem Eisenkern wird nun ohne Eisenkern weiterverfolgt und ermöglicht damit eine Nachrüstung bestehender Drosselspulen. Hierzu wurden erste Entwicklungsprojekte für Mittelspannungsdemonstratoren begonnen.

Hersteller

- Nexans, Varian Power, Gridon, Innopower, Siemens

Wie viele werden pro Jahr gebaut?

Nach den erfolgreichen Prototypen werden bisher einige wenige Systeme pro Jahr gebaut. Diese Zahl könnte in den nächsten Jahren allerdings stark ansteigen. Es bestehen keine Mengenbeschränkungen bei der Produktion.

Es gibt einen globalen Markt für die Technologie, denn wo neue Netze gebaut werden, können Strombegrenzer von Anfang an in die Netzplanung einbezogen werden. So werden bestehende Netze für eine höhere Vermaschung und zusätzliche Einspeisung ertüchtigt – so auch in kommunalen Netzen und in Inselnetzen wie Industrienetzen, auf Schiffen, Plattformen zur Öl- und Gasgewinnung etc.

⁹¹ Nexans 2013.

10.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Essenzieller Beitrag bis 2023

- Weiterer Einsatz erster Prototypen und kommerzieller Geräte in verschiedenen Netzanwendungen
- Anwendungsstudien zur Kupplung von Netzen und zur Ermöglichung neuer Netzformen durch Strombegrenzer
- Anwendungsstudien zur Erhöhung der Einspeisung regenerativer Energien bei der Nutzung von Strombegrenzern

Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen, Standardisierungsbedarf bis 2023

- Entwickeln von Teststandards für Strombegrenzer (bisher existiert nur ein IEEE-Vorschlag zum Test von Strombegrenzern)
- Untersuchung von Konzepten zur Entwicklung von DC-Strombegrenzern
- Entwicklung von DC-Strombegrenzern in Kombination mit DC-Schaltern
- Grundlegende Untersuchung des Durchschlags- und Schaltverhaltens von LN₂ zur Entwicklung von Strombegrenzern für hohe Spannungen größer 100 kV
- Einsatz von resistiven Begrenzern auch auf der Hochspannungsebene

Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen, Standardisierungsbedarf bis 2050

- Kombination von supraleitenden Strombegrenzern mit Transformatoren

11 Leistungselektronik-basierte Spannungsumsetzer und aktive Transformatoren

11.1 Beschreibung

In diesem Kapitel werden leistungselektronik-basierte Spannungsumsetzer mit und ohne Trafo, sowie aktive Transformatoren (Solid-State-Transformatoren SST) bis 110 kV behandelt.

Abgrenzung

Im Folgenden werden unter Spannungsumsetzung sowohl 1:1- wie auch 1:x-Umsetzungen verstanden, wobei x nicht zwingend festgelegte, genormte Spannungsstufen sein müssen – mit anderen Worten sind gleitende Spannungen denkbar. Die Betrachtungen schließen ausschließlich Spannungen bis 110 kV ein.

Ferner können grundsätzlich die Strukturen nach Abbildung 19: Grundsaltung 1 und Abbildung 20: Grundsaltung 2 unterschieden werden.

Abbildung 19 Grundsaltung 1 stellt die Struktur Transformator – Leistungselektronik (LE) – Transformator dar, wie sie heute gebräuchlich von Hoch- und Mittelspannungs-Gleichstrom-Übertragungen (HGÜ, MGÜ) verwendet wird. Die beispielsweise aus Bahnantrieben bekannte Grundsaltung 2 basiert auf der Reihenschaltung Leistungselektronik – Transformator – Leistungselektronik. Nur letztgenannte Grundsaltung 2 wird im vorliegenden Steckbrief weiter behandelt.



Abbildung 19: Grundsaltung 1⁹²

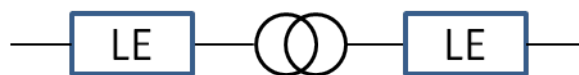


Abbildung 20: Grundsaltung 2⁹²

Exemplarische Funktionsbeschreibung

Die netzfrequente Eingangswchelspannung wird durch einen leistungselektronischen Konverter direkt in eine mittelfrequente Wechslspannung umgeformt und diese an die Primärwicklung eines Transformators gelegt. Sekundärseitig tritt dann eine entsprechend dem Windungszahlverhältnis übersetzte Wechslspannung auf, die durch eine synchron zur Primärseite taktende Gleichrichteranordnung wieder in eine niederfrequente Spannung zurückverwandelt und durch ein Ausgangsfilter geglättet wird. Über Phasenversetzung der Taktung der primär- und sekundärseitigen Leistungselektronik sind dabei eine Regelung der Spannungsform beziehungsweise -amplitude und damit auch eine Ausgangsstrombegrenzung möglich. Zudem kann durch Erhöhung der Betriebsfrequenz das Bauvolumen des Transformators gegenüber einer netzfrequenten Ausführung wesentlich verringert und

⁹² Eigene Darstellung.

das Gewicht des Gesamtsystems erheblich gesenkt werden. Erste Konzepte hierzu wurden bereits 1968 von GE in einer Patentanmeldung beschrieben.

Zur Grundschialtung 1 (informativ)

In der Hoch- und Mittelspannung sind Techniken der Gleichstrom-Fernübertragung oder Gleichstrom-Kurzkupplung mit netzgeführten und selbstgeführten Stromrichtern heute Stand der Technik. Sie zeichnen sich durch eine Struktur nach Grundschialtung 1 aus. Der Siemens SIPLINK ist ein Beispiel für eine Anwendung der Gleichstrom-Kurzkupplung für Mittelspannungsnetze.⁹³ Abbildung 21 stellt seine Struktur etwas detaillierter dar. Mit derartigen Gleichstrom-Kurzkupplungen lassen sich Verteilnetze verbinden, auch wenn sie verschiedene Nennspannungen haben oder sich hinsichtlich Sternpunktbehandlung, Frequenz oder Phasenlage unterscheiden. Über einen SIPLINK kann auch die Einspeisung in ein Inselnetz ohne eigene Spannungsquellen erfolgen. Dann generiert die Elektronik die notwendigen Netzparameter. In beiden Fällen gilt: Die Netze sind galvanisch entkoppelt, Netzspannungsverzerrungen werden nicht übertragen.

Damit eröffnet sich nun eine Vielzahl technischer Einsatzmöglichkeiten: von der Lastflusssteuerung zwischen Verteilnetzen, der Versorgung von Schiffen unterschiedlicher Bordnetzspannungen und -frequenzen bis hin zur Versorgung von Truster-Antrieben schwimmender Bohrinseln.

Es sei hier nur ein Beispiel zur Kupplung von Verteilnetzen genannt: Bei der SWU Energie GmbH, einer Tochter der Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm GmbH, kommt SIPLINK als Bindeglied zwischen den Verteilnetzen von Ulm und Neu-Ulm zum Einsatz. Die Aufgabe besteht darin, Leistung zwischen den beiden Netzen hin- und herzuschieben. SIPLINK ist in der Lage, sowohl Energie zwischen zwei Netzen gerichtet zu übertragen als auch auf jeder Netzseite Blindleistung zu erzeugen. Dabei muss der eine Stromrichter, der die Gleichspannung regelt, an ein Verteilungsnetz angeschlossen sein. Der zweite Stromrichter kann – wie in Ulm – entweder an ein Verteilungsnetz angeschlossen sein oder ein Inselnetz versorgen. Die Blindleistung der beiden Seiten kann unabhängig voneinander erzeugt werden. Damit lässt sich im Netzbetrieb die Blindleistung beidseitig nutzen, um die Netzspannung im Rahmen der Leistungsgrenzen zu regeln.

⁹³ Flottemensch et al. 2005; Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm/Siemens 2004.

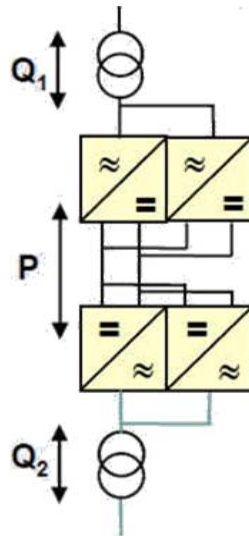


Abbildung 21: SST als SIPLINK zur Netzkupplung, Prinzipschaltung (Siemens)⁹⁴

Zur Grundsaltung 2

Im Weiteren wird im Hinblick auf künftige hybride Netze der Solid-State-Transformator (SST) sowohl für eine Umsetzung AC nach AC als auch AC nach DC diskutiert. Im Sinne eines offenen Konzepts sind auch Mischformen denkbar. Die heutige Restriktion der Dreiphasigkeit für die Erzeugung eines Drehfelds kann verlassen werden, und darüber hinaus kann der Freiheitsgrad eines Drehfeldes mit mehr als drei Phasen dort verwendet werden, wo er technisch und wirtschaftlich vorteilhaft ist.

Heutiger Stand der Technik der Grundsaltung 2 mit Umsetzung von AC nach DC ist das Antriebskonzept in Triebfahrzeugen elektrischer Bahnen nach Abbildung 22.

Der Eingangstransformator von Triebfahrzeugen kann dabei durch einen elektronischen Transformator ersetzt werden, der aufgrund der in Deutschland typischen 16,7 Hz-Bahnnetzfrequenz eine nochmals geringere Leistungsdichte als Netztransformatoren aufweist. Auf modularer IGBT-Technik basierende Lösungen mit bis zu 8 kHz Zwischenfrequenz stehen heute in Prototypenwendungen zur Verfügung.

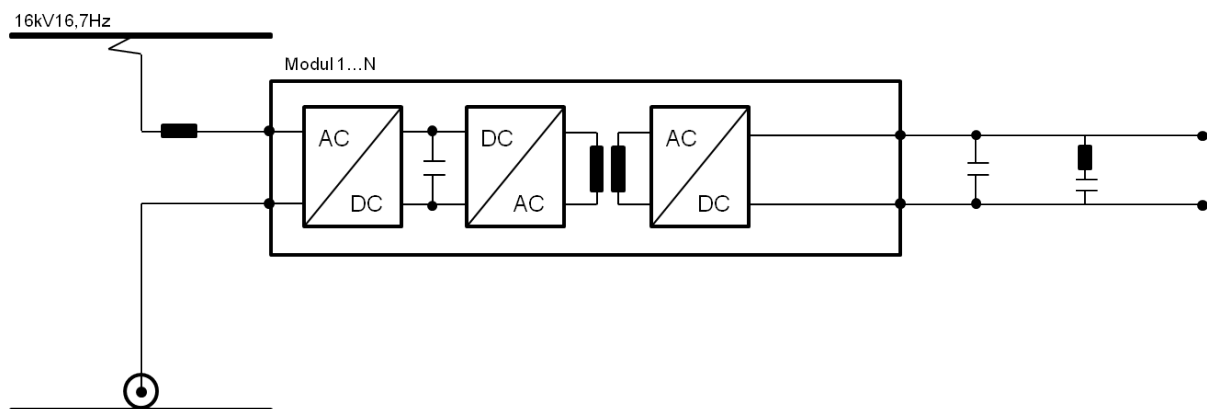


Abbildung 22: SST in Triebfahrzeugen elektrischer Bahnen⁹⁵

⁹⁴ Eigene Darstellung.

Stand der Forschung sind heute SSTs zur Netzkopplung nach Abbildung 23, die sich im Vergleich zur Grundsaltung 1 vor allem dadurch auszeichnen, dass die eingangs- und ausgangsseitigen Transformatoren entfallen und durch einen Transformator ersetzt werden, der im Bereich der Mittelfrequenz installiert ist. Hierdurch wird die erreichbare Leistungsdichte erheblich erhöht, sodass nötiges Eisen für den Transformator kern minimiert wird und im Extremfall sogar entfallen kann.

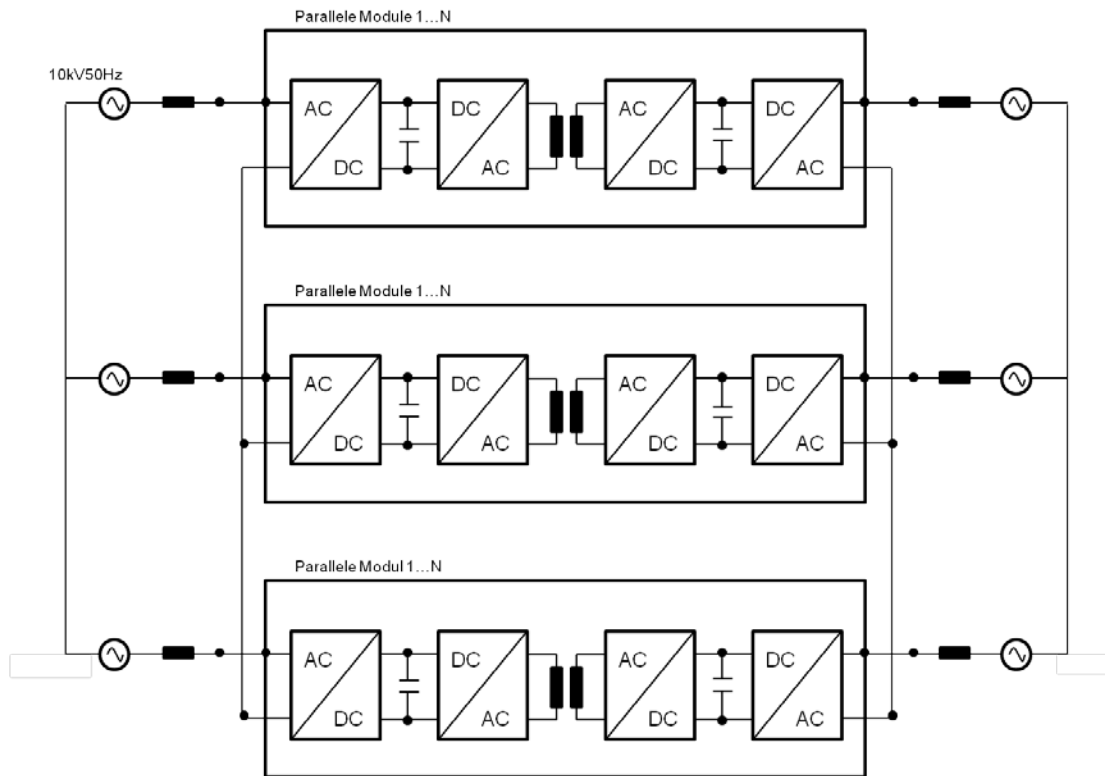
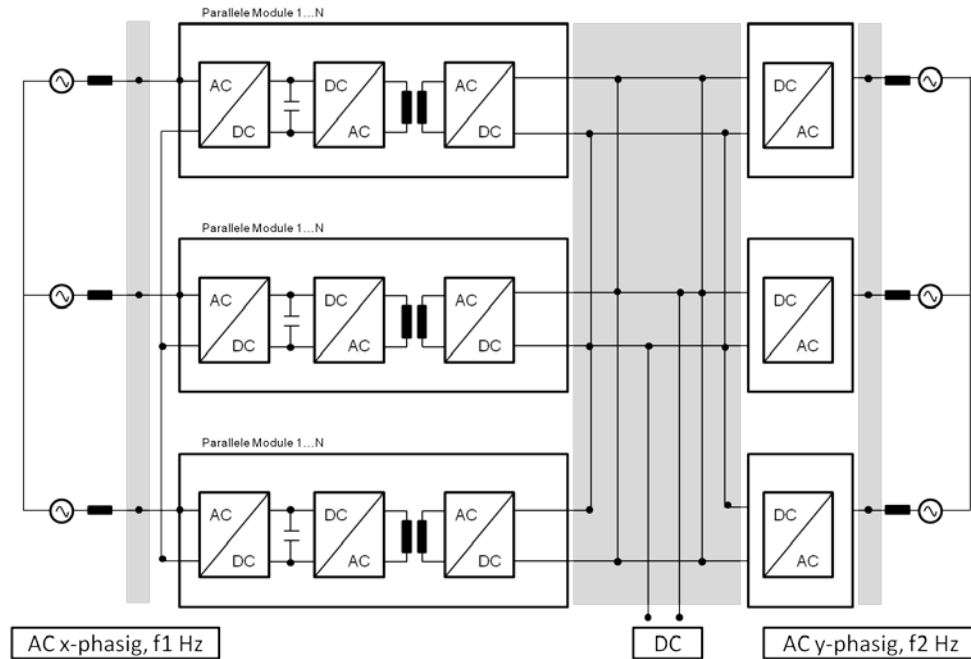


Abbildung 23: SST zur Netzkopplung⁹⁵

⁹⁵ Nach Kolar/Ortiz 2013.

Abbildung 24: SST zur Netzkopplung hybrider AC- und DC-Netze⁹⁶

11.2 Technische und ökonomische Daten

Technisch

	2013	2023	2050
Übertragungskapazität pro Einheit in MVA für HS/MS	-	20	63
Übertragungskapazität pro Einheit in MVA für MS/MS	-	20	63
Übertragungskapazität pro Einheit in kVA für MS/NS	5	400	630
Übertragungskapazitätserhöhung in GW	0	0	0
Verluste in %	4	3,6	2
Maximale Spannung in kV	10	150	150
Flächenbedarf pro (Umrichter-)Station (m ² für Referenzleistung 1) ⁹⁷	3m ² /2MVA	2,5m ² /2MVA	2m ² /2MVA
Verfügbarkeit ⁹⁸		99,0 %	99,9 %
Ausfallhäufigkeit pro Jahr ⁹⁸		0,5	0,2
Ausfalldauer in h pro Jahr		174 ⁹⁹	43,5 ¹⁰⁰
Flexibilität im Betrieb (5 = sehr hoch bis 1 = sehr niedrig/nicht vorhanden)	5	5	5

Tabelle 31: Technische Daten¹⁰¹

⁹⁶ Eigene Darstellung.

⁹⁷ 6x800 mm² Schrank.

⁹⁸ Die Ausfallhäufigkeit bezieht sich auf die bestimmungsgemäße Funktion des SST – nicht auf seine Elemente –, welche erfahrungsgemäß eine höhere Ausfallrate aufweist. Die Gewährleistung der Funktionalität ist in speziellen internen Reservestrukturen gesichert.

⁹⁹ $8760 \cdot 1 \% / 0,5 = 174$.

¹⁰⁰ $8760 \cdot 0,1 \% / 0,2 = 43,5$.

Ökonomisch

	2023		2050	
	Minimal	Maximal	Minimal	Maximal
Investition Leistung in €/MVA	0,088	0,150	0,070	0,120
Investition Leistungserhöhung in €/MVA ¹⁰²	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.
Angenommene technische Nutzungsdauer in a	15	25	15	25

Tabelle 32: Ökonomische Daten¹⁰³

- Kosten des Mittelfrequenztransformators sind im Vergleich zur LE langfristig vernachlässigbar
- Annahme: Leistungselektronikpreis bleibt bis 2050 konstant
- 2023 noch mit Trafo, 2050 trafolos
- Investition (Mittelwert bestimmt) min. -35 Prozent, max. +20 Prozent¹⁰⁴

Technische Potenziale

Das Potenzial wird im Folgenden für übliche Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetzstrukturen gezeigt. Abbildung 25 zeigt eine heute übliche Netzstruktur.

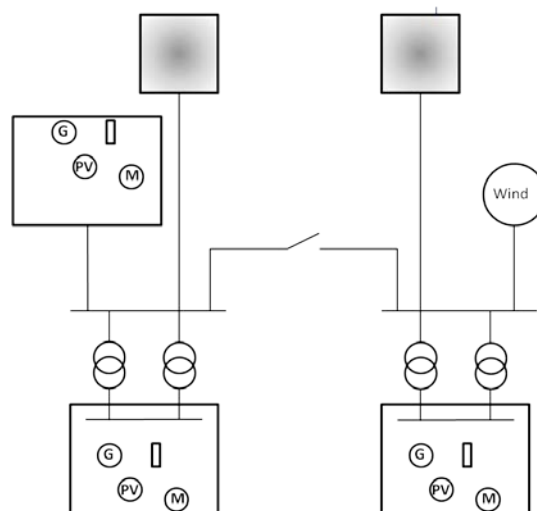


Abbildung 25: Heutige Netzstruktur eines Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetzes¹⁰⁵

Kommt es zu einem höheren Leistungsbedarf im Mittelspannungsnetz, so sind diese Netze neu zu planen und aufzuteilen, da die Installation eines dritten Transformators normalerweise wegen der dann zu hohen Kurzschlussleistung an der Mittelspannungssammelschiene nicht möglich ist. Durch Erweiterung der zwei Transformatoren um einen zusätzlichen SST nach Abbildung 26 kann die Nennleistung zum Beispiel verdoppelt werden, ohne die Kurzschlussleistung zu erhöhen, sodass alle Mittelspannungsinstallationen weiter betrieben werden können.

¹⁰¹ Kolar/Ortiz 2013; eigene Berechnungen.

¹⁰² Bei Neubaumaßnahmen nicht anwendbar.

¹⁰³ Eigene Berechnung.

¹⁰⁴ Anmerkung: Bezugsgröße ist der Durchschnitt aus den Durchschnittswerten je Jahr von jeweils min. und max. Min. -35 % ist der Durchschnitt aus den Mindestwerten je Jahr bezogen auf die vorstehende Bezugsgröße. Max. 25 % ist der Durchschnitt aus Maximalwerten je Jahr bezogen auf die vorstehende Bezugsgröße.

¹⁰⁵ Eigene Darstellung.

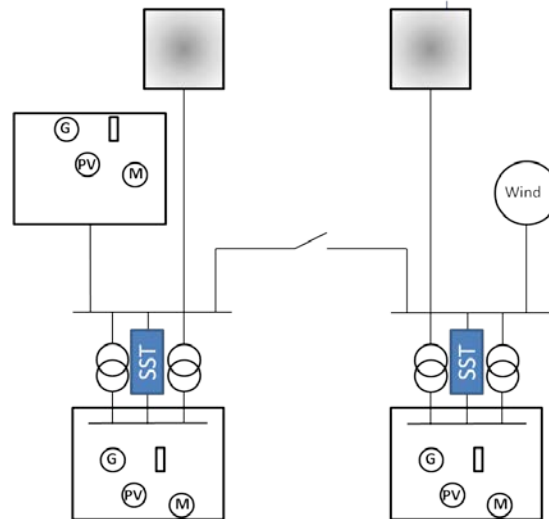


Abbildung 26: Erhöhung der Einspeiseleistung durch SSTs ohne Erhöhung der Kurzschlussleistung¹⁰⁵

Wie in Abbildung 27 dargestellt, können Windparks am sogenannten „Point of common Coupling“ über einen SST konform zu den Anschlussbedingungen des Hochspannungsnetzbetreibers angeschlossen werden. Die fluktuierende Einspeisung kann bei direkter Kopplung Netzstabilitätsprobleme zur Folge haben, welche durch eine Q-, f-, U-Regelung des SSTs vermieden werden.

Weiterhin können bei Einsatz eines SSTs zur Ankopplung von Micro- oder NanoGrids Systemdienstleistungen marktkonform bereitgestellt werden.

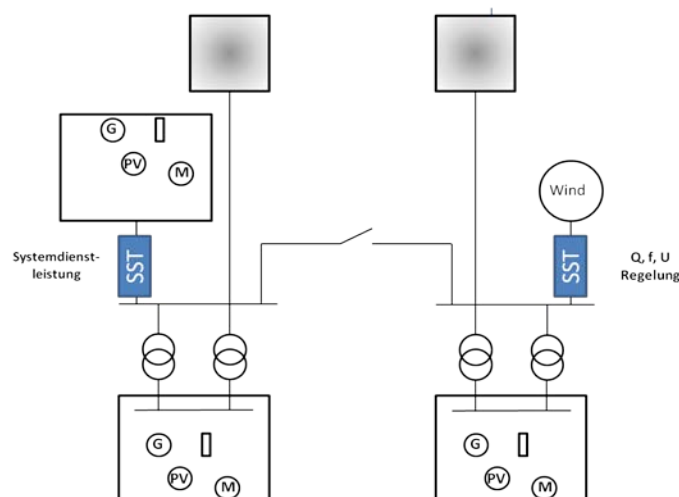
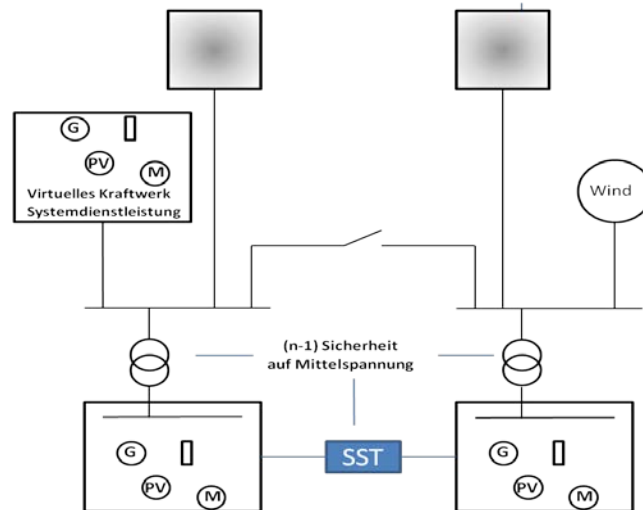


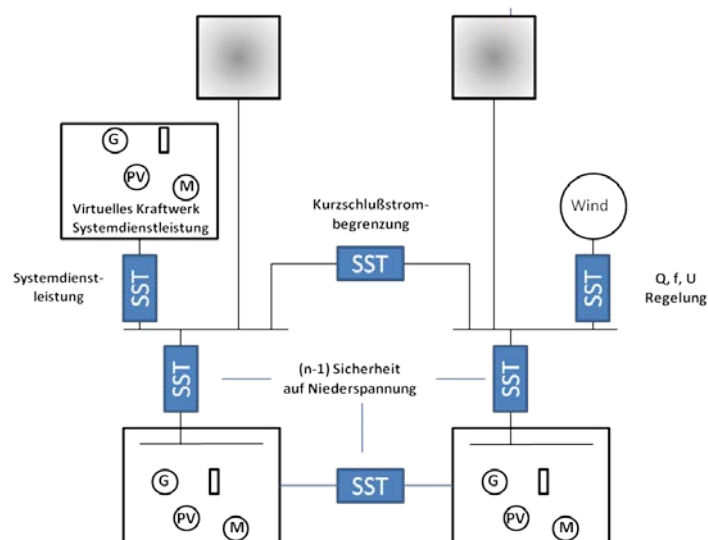
Abbildung 27: Zusammenfassung und marktkonforme Regelung von Systemdienstleistungen sowie Q-, f-, U-Regelung von Windparks am Point of common Coupling¹⁰⁶

Üblicherweise werden heute Mittelspannungsnetze zur Wahrung der (n-1)-Sicherheit mit jeweils zwei Transformatoren einschließlich Hochspannungs- und Mittelspannungsschaltfeldern versorgt. Diese (n-1)-Sicherheit kann nach Abbildung 28 aber auch durch Einsatz eines SSTs auf der Mittelspannungsebene durch Kupplung zweier Mittelspannungsnetze bereitgestellt werden. Hierdurch werden zwei Transformatoren und zwei Hochspannungsschaltfelder eingespart.

¹⁰⁶ Eigene Darstellung.

Abbildung 28: (n-1)-Sicherheit auf Mittelspannungsebene¹⁰⁷

Ein vollständig regelbares System ist in Abbildung 29 dargestellt.

Abbildung 29: Vollständige Netzkopplungen durch SSTs¹⁰⁷

11.3 Interdisziplinäre Beurteilung

SWOT-Analyse

	Stärken	Schwächen
intern	<ul style="list-style-type: none"> • Kleinerer Footprint in Bezug auf Fläche und Gewicht • Reduzierung von Öleinsatz (Trafo) • Reduzierter Ressourceneinsatz (Kupfer, Eisen) • Praktisch wartungsfrei 	<ul style="list-style-type: none"> • Zuverlässigkeit • Verluste • Netzurückwirkungen • Lebensdauer • Erhöhter Barwert gegenüber kon-

¹⁰⁷ Eigene Darstellung.

	<ul style="list-style-type: none"> • Selbstüberwachung der Leistungselektronik 	<p>ventionellem Trafo wegen verkürzter Lebensdauer</p>
extern	Chancen	Risiken
	<ul style="list-style-type: none"> • Flexibler Netzbetrieb • Schnelle Reaktion auf geänderte Netzbedingungen • Effizienzsteigerung • Kontinuierliche Regelung der Form und Amplitude der Verbraucherspannung • Hohe Spannungsqualität • Lokale aktive Filterung von Stromüberschwingungen nichtlinearer Lasten • Spannungshaltung durch Grundschwingungsblindleistung (Netzverträglichkeit prüfen!) • Bildung virtueller Kraftwerke (Systemdienstleistung) • Firewall zur Eingrenzung der Auswirkung von Netzfehlern • Mögliche Integration von Speichern in den Niederspannungsgleichstromkreis (zum Beispiel PV-Anlagen ohne Konverter) • Erfüllung von „Fault-Ride-Through“-Vorgaben • USV-Funktionalität • Kurzschlussstrombegrenzung • Sanftanlauf/kein Rushstrom beim Zuschalten • Black-Start-Fähigkeit • Keine Schaltüberspannungen • Flexible Topologien (Voraussetzung: vollkommen neue Netzführungskonzepte) <ul style="list-style-type: none"> ○ NS: Ersatz von Kabelverteilerschränken ○ MS: optimale Größe von Teilnetzen infolge von Last- und Einspeiseänderungen • (n-1)-Sicherheit zwischen MS-Verteilnetzen durch Direktkupplung, nicht über die Hochspannung • Gesteuerte Lastflüsse anstelle natürlicher Lastflüsse • Entlastung von Hot-Spots • Vermeidung/Reduzierung von Netzausbau • Regelbarer Ortsnetztrafo (RONT) mit elektronischem Stufensteller 	<ul style="list-style-type: none"> • Abhängigkeit von Kommunikation • Stabilitätsprobleme • Netzurückwirkungen • Fehlerdetektion erschwert (I_k-begrenzt) • Sensitivität gegen externe Störgrößen • Erhöhter Barwert gegenüber konventionellen Transformatorstationen

Tabelle 33: SWOT-Analyse

Rechtliche Hindernisse/gesellschaftliche Akzeptanzprobleme*Rechtliche Hindernisse*

- IEC-/EN-Standards
- EMV-Standards
- BIMSCHV

Gesellschaftliche Akzeptanzprobleme

Es sind keine gesellschaftlichen Akzeptanzprobleme zu erwarten.

Kritische Materialien*Ressourcen*

- Seltene Erden

Betrieb

- Öl
- Gase

Entsorgung

- Elektronikschrott (Zinn, Platinen etc.)
- Gase
- Öle

11.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit**Beispiele bereits realisierter Übertragungstrecken***SIPLINK*

- Netzkuppler onshore zum Beispiel Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm
- Netzkuppler onshore → ship SIHARBOR
- Bohrschiff-Truster-Antriebe

SST für Schienen-Traktionslösungen als Prototypenstruktur: (AC-DC-AC)-Trafo-(AC-DC)

- Umrichter + Transformator auf Mittelfrequenz (kHz)

SST für Netzkupplungsstruktur (AC-DC-AC)-Trafo-(AC-DC-AC)

- Forschungsobjekte

11.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf**Grundlagen-Forschungsbedarf**

- Isolationsmaterialien bei Mittelfrequenzbeanspruchung
- Verlustarme Mittelfrequenz-Stromverbindungen
- Kühlung (Luft und Wasserkühlung zur Vermeidung von Öl)
- Multilevel-integrierte Lösungen (Embedded Solution)

Bis 2023 essenzieller Beitrag möglich (verwendbare Ergebnisse bis 2023)

- EU-Förderprojekt Uniflex-PM (Universal and Flexible Power Management in Future Electricity networks)
- US National Science Foundation fördert FREEDM Center (Future Renewable Electric Energy Delivery and Management)

Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf bis 2023

Entwicklung

- SST-Schutz (zum Beispiel Überspannung)
- SST-Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit und Lebensdauer
- Für Netzbetreiber einfach und intuitiv anwendbare Simulationstools für Netz mit SSTs, Kommunikation, Regelung und Marktanbindung
- Kommunikationstechnik (in Hochspannungsnetzen sehr gut vorhanden, in Mittelspannungsnetzen gut, teilweise vorhanden und in der Niederspannung weitestgehend fehlend)
- Wirkungsgradverbesserung, heute 96 bis 97 Prozent (Verteilnetztrafo 95 Prozent)
- Entwicklung von systemischen Gesamtkonzepten
- Einbindung in Leittechnik

Standardisierung

- Erweiterung IEC 61850 von Station zu System
- Normung DC-Komponenten und DC-Systeme

Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf von 2023 bis 2050

- Neue leistungselektronische Elemente
- SiC-Schalter (Silicium-Carbid)
- Multi-Level vs. Two-Level-Topologien mit SiC Schaltern und optimaler Level-Zahl

Ausblick

Nach Abbildung 24 kann der SST auch zur Kopplung hybrider Netze eingesetzt werden. Im Bereich der Mittelspannungsverteilstellen bedeutet dies, dass Speicher ohne zusätzliche Umrichter angeschlossen werden können. Abhängig von der Regelung sind damit auch sogenannte „Virtual Inertia“-Anlagen denkbar, welche die Trägheit fehlender rotierender Massen im System regelungstechnisch ersetzen können.

Im Bereich der Gebäudeversorgung und der Hausanschlüsse sind Klein-SSTs denkbar, die eine direkte DC-Einspeisung der Photovoltaik und lokale Speicher besitzen, sodass keine zusätzlichen Photovoltaik-Wechselrichter mehr benötigt werden.

12 EMVU (Elektromagnetische Feldemissionen und Umwelt) und technische EMV

12.1 Einführung

Die elektromagnetische Energieform stellt aus physikalischer Sicht eine Raumeigenschaft dar, die mit dem Begriff des elektromagnetischen Feldes beschrieben wird. Jedwede Nutzung elektrischer Energie ist also gleichbedeutend mit der bewussten Erzeugung und Handhabung elektromagnetischer Felder. Elektromagnetische Felder von energietechnischen Anlagen und Einrichtungen sind damit gewollt und unvermeidbar. Die Felder sollen und dürfen aber in der weiteren Anlagenumgebung keine unzulässigen Einwirkungen verursachen, weder auf andere technische Einrichtungen (Gebiet der „klassischen“ elektromagnetischen Verträglichkeit, kurz EMV) noch auf den Menschen beziehungsweise allgemeiner die Biologie (EMV und Umwelt, sogenannte „EMVU“).

Bisher wurden bei den Energieübertragungsnetzen nur AC-Felder betrachtet. Mit der Einführung von DC-Übertragungsleitungen („HGÜ“) sind nun auch die Einflüsse von Gleichfeldern zu berücksichtigen.

12.2 Technische EMV

Im Bereich der technischen EMV sind beim Netzausbau und bei der Netzumgestaltung zunehmend Probleme durch den vermehrten Einsatz von Leistungselektronik zu erwarten. Die steilen Schaltflanken der verwendeten Leistungshalbleiter und die damit möglichen hohen Taktfrequenzen sind unter anderem zur Realisierung hoher Wandlungs-Wirkungsgrade und flexibler Regelungsmöglichkeiten nötig, erzeugen als unerwünschten Nebeneffekt jedoch hochfrequente Störungen. Diese Störfelder können durch die angeschlossenen Leitungen sogar abgestrahlt werden und zu Störungen wichtiger Funkdienste führen. Dies gilt für alle Spannungsebenen. Hier besteht Forschungsbedarf für die Entwicklung wirksamer und ökonomisch darstellbarer Filterkonzepte und natürlich entsprechender EMV-Konzepte bei der Entwicklung der Leistungselektronik. Weitere zusätzliche EMV-Probleme sind nicht zu erwarten.

12.3 EMVU

Elektromagnetische Felder führen in biologischen Organismen und beim Menschen ab bestimmten Stärken und Einwirkungszeiten zu reproduzierbaren, mittlerweile gut verstandenen und durch entsprechende molekulare, biochemische und physiologische Wirkungsmechanismen qualitativ wie quantitativ erklärbaren Effekten. Dies hat zur Festsetzung entsprechender Basisgrenzwerte und abgeleiteten Referenzfeldstärken geführt, um jegliche Beeinflussung nicht nur prinzipiell, sondern mit einem Sicherheitsfaktor von mindestens einer Größenordnung auszuschließen. Grundlage der allermeisten weltweit angewendeten Bestimmungen auf diesem Gebiet sind die entsprechenden Werte in Veröffentlichungen der ICNIRP¹⁰⁸, die auch eine der Grundlagen für die Werte der in Deutschland in Form der im Sommer 2013 erfolgten Neufassung der 26. Bundes-Immissionsschutzverordnung

¹⁰⁸ ICNIRP 2010.

(26. BImSchV) darstellten.¹⁰⁹ Die Festlegungen bezüglich maximaler Feldstärkewerte aus dieser Verordnung sind sowohl für alle existierenden wie auch die denkbaren zukünftigen elektrotechnischen Energieanlagen erfüllbar und beeinflussen mögliche Handlungsoptionen deshalb nicht. Zum Beispiel wird der erlaubte maximale Referenzfeldstärkewert von 100 μT bei 50 Hz bei praktisch allen Hochspannungs-Freileitungen am Boden direkt unter der Leitung nur zu ca. 30 Prozent bei maximaler Anlagenauslastung ausgeschöpft. Aus diesen Festlegungen kann deshalb nicht eindeutig eine Handlungsmaxime zum Beispiel bei der Auswahl des Typs von Übertragungsleitungen abgeleitet werden. Auch für geplante HGÜ-Freileitungen wird bei den zu erwartenden DC-Magnetfeldern der Wert von 500 μT nach der 26. BImSchV¹⁰⁹ um mindestens eine Größenordnung unterschritten. Für die zu erwartenden elektrischen DC-Gleichfelder gibt es allerdings derzeit keine Referenzfeldstärke-Empfehlungen oder Grenzwertfestsetzungen. Diese Thematik unterliegt momentan noch der fachlichen Diskussion. Einigkeit herrscht aber darüber, dass es sich beim Wahrnehmen von elektrischen DC-Feldern um durch die Haare auf der Haut vermittelte Sensationen handelt, die man auch aus dem Alltag kennt (zum Beispiel elektrostatische Aufladung der Haare beim Trockenföhnen) und die in etwa im gleichen Feldstärkebereich wie die für 50 Hz-Felder gegebenen elektrischen Referenzfeldstärken liegen. Gesundheitlich relevante Effekte innerhalb des Körpervolumens kann es nicht geben, da elektrische Gleichfelder wegen der Leitfähigkeit des Körpers generell nicht in das Körpervolumen eindringen. Ein zumindest unangenehmer Effekt kann dagegen bei einer sehr hohen äußeren elektrostatischen Aufladung des Körpers bei Berührung von leitfähigen Strukturen in Form einer dann kurzen elektrostatischen Entladung auftreten (manchmal auch als „Mikroschock“ bezeichnet). Dies ist nicht zu erwarten, wenn elektrische Maximalfeldstärken festgelegt werden, für die die bloße Wahrnehmung durch die Haut als Grenze dient. Hierzu wird gerade ein größeres Forschungsprojekt durchgeführt, um eine bessere Datenbasis zur objektiveren Beurteilung dieses „Lästigkeits-Effektes“ zu gewinnen.

Im Sinne von Vorsorgekonzepten hat sich allerdings zusätzlich in den letzten Jahren ein Trend hin zu Minimierungskonzepten bei den Feldexpositionen entwickelt, dem in der jetzt gültigen Neufassung der 26. BImSchV in § 4 Abs. (2) erstmals Rechnung getragen wird, Zitat BImSchV¹⁰⁹:

„Bei Errichtung und wesentlicher Änderung von Niederfrequenzanlagen sowie Gleichstromanlagen sind die Möglichkeiten auszuschöpfen, die von der jeweiligen Anlage ausgehenden elektrischen, magnetischen und elektromagnetischen Felder nach dem Stand der Technik unter Berücksichtigung von Gegebenheiten im Einwirkungsbereich zu minimieren. Das Nähere regelt eine Verwaltungsvorschrift gemäß § 48 des Bundes-Immissionsschutzgesetz.“

Diese erstmalige Implementation eines Minimierungsgebotes hinsichtlich der Emissionen elektromagnetischer Felder war politisch umstritten und ist erst nach Intervention einiger Bundesländer über den Bundesrat im Vorfeld der Neufassung 2013 in die Verordnung aufgenommen worden. Ein derartiges Minimierungsgebot kann potenziell drastische Auswirkungen auf mögliche Handlungsoptionen bei der Netzgestaltung haben. Seine konkrete Umsetzung ist noch nicht annähernd erkennbar, an der zugehörigen Verwaltungsvorschrift wird derzeit im zuständigen Ministerium BMUB gearbeitet. Deshalb erscheinen zunächst die nachfolgenden Bemerkungen/Kommentare hinsichtlich eines Minimierungsgebotes angebracht:

¹⁰⁹ 26. BImSchV 2013.

a) Trotz jahrzehntelanger Forschungsarbeiten auf dem Gebiet der niederfrequenten elektromagnetischen Felder entstammen die einzigen Hinweise auf mögliche Wirkungen sehr schwacher Feldstärken epidemiologischen Studien. Mit Abstand der seriöseste Hinweis ist eine Korrelation zwischen schwacher Magnetfeldexposition und einer sehr kleinen Erhöhung des Risikos für das Auftreten kindlicher Leukämie. Wenn die Korrelation tatsächlich ursächlich wäre, muss für Gesamt-Deutschland bei derzeit jährlich etwa 630 Neuerkrankungsfällen von einem bis zwei Zusatzfällen durch Hochspannungsleitungen und weiteren zwei bis vier Fällen durch die elektrotechnischen Haushaltsinstalltionen ausgegangen werden. Die Ursächlichkeit wird aber durch wissenschaftlich gewichtige weitere Gründe in Zweifel gezogen, zum Beispiel das fehlende Wirkungsmodell, mögliche unerkannte Bias-Fehlereffekte bei der Epidemiologie etc. Dennoch kann der Beweis einer Unschädlichkeit elektromagnetischer Felder unterhalb der erlaubten Feldstärkewerte schon rein logisch nicht erbracht werden – etwas Nichtexistentes kann nicht bewiesen werden.

b) Die Gesamtbewertung dieser Situation hat deshalb zur Einführung des Vorsorgegedankens geführt: Da sich Effekte unterhalb der maximal erlaubten Feldstärkewerte nicht ausschließen lassen, sollten unnötige Expositionen vermieden und nicht vermeidbare gering gehalten werden. Dies ist nach einer extrem umfassenden wissenschaftlichen Gesamtbewertung des Einflusses niederfrequenter elektromagnetischer Felder auf den Menschen im Jahre 2007 erstmals auch von der WHO formuliert worden¹¹⁰, allerdings immer wieder auf die sehr schwache wissenschaftliche Begründung hinweisend, siehe zum Beispiel Kommentar zum Regelungsansatz in Italien:

„Precautionary exposure limits – As a precautionary measure, some countries have reduced limits on exposure. For example, in 2003, Italy adopted ICNIRP standards but introduced two further limits for EMF exposure (Government of Italy, 2003): (a) ‚attention values‘ of one tenth of the ICNIRP reference levels for specific locations, such as children's playgrounds, residential dwellings and school premises, and (b) further restrictive ‚quality goals‘ which only apply to new sources and new homes. The chosen values for 50 Hz, 10 μ T and 3 μ T respectively, are arbitrary. There is no evidence of possible acute effects at that level nor evidence from epidemiological studies of leukaemia which suggests that an exposure of 3 μ T is safer than an exposure of 10 or 100 μ T.“¹¹¹

Es sind bis heute keine zusätzlichen wissenschaftlichen Erkenntnisse zu verzeichnen, die die WHO-Schlussfolgerungen von 2007 ändern würden. Wichtige und gleichzeitig im Zusammenhang derartiger Vorsorge zu nennende Punkte sind für die WHO insbesondere, dass wegen der sehr schwachen Evidenz für tatsächliche Effekte die Vorsorgemaßnahmen nicht nur ökonomisch darstellbar, sondern darüber hinaus keine oder nur geringe Zusatzkosten verursachen sollen, siehe das gesamte Kapitel 13 der WHO-Publikation „Extremely Low Frequency Fields“ und die Abschluss-Empfehlungen:

„Recommendations

In view of the above, the following recommendations are given.

- Policy-makers should establish guidelines for ELF field exposure for both the general public and workers. The best source of guidance for both exposure levels and the principles of scientific review are the international guidelines.

¹¹⁰ WHO 2007.

¹¹¹ WHO 2007: 363.

- Policy-makers should establish an ELF EMF protection programme that includes measurements of fields from all sources to ensure that the exposure limits are not exceeded either for the general public or workers.
- Provided that the health, social and economic benefits of electric power are not compromised, implementing very low-cost precautionary procedures to reduce exposures is reasonable and warranted.
- Policy-makers and community planners should implement very low-cost measures when constructing new facilities and designing new equipment including appliances.
- Changes to engineering practice to reduce ELF exposure from equipment or devices should be considered, provided that they yield other additional benefits, such as greater safety, or involve little or no cost.
- When changes to existing ELF sources are contemplated, ELF field reduction should be considered alongside safety, reliability and economic aspects.
- Local authorities should enforce wiring regulations to reduce unintentional ground currents when building new or rewiring existing facilities, while maintaining safety. Proactive measures to identify violations or existing problems in wiring would be expensive and unlikely to be justified.
- National authorities should implement an effective and open communication strategy to enable informed decision-making by all stakeholders; this should include information on how individuals can reduce their own exposure.
- Local authorities should improve planning of ELF EMF-emitting facilities, including better consultation between industry, local government, and citizens when siting major ELF EMF-emitting sources.
- Government and industry should promote research programmes to reduce the uncertainty of the scientific evidence on the health effects of ELF field exposure.¹¹²

c) Das Problem mit dem Minimierungsgebot in der Neufassung der 26. BImSchV ist nun, dass die ökonomischen Aspekte bei seiner technischen Umsetzung keinen Eingang gefunden haben. Dies mag aus juristischer Sicht nachvollziehbar sein, da in der 26. BImSchV und der zugehörigen Verwaltungsvorschrift nur Feldstärke-Expositionen und deren Minimierung behandelt werden sollen, während eine Gesamtabwägung und Kompromissfindung nicht nur hinsichtlich der Kosten, sondern auch hinsichtlich weiterer Umweltaspekte nach den Kriterien des Bundes-Immissionsschutzgesetzes zu beurteilen ist, vgl. Anhang 3 BImSchG.¹¹³ Dies wird aber aller Voraussicht nach dazu führen, dass die Kostendiskussion bei der Behandlung des Minimierungsgebotes zunächst unberücksichtigt bleibt oder zumindest nicht die Bedeutung hat, die die WHO zu Recht ganz klar adressiert: dass nämlich für eine Feldminimierung angesichts der vorliegenden wissenschaftlichen Bewertung möglicher biologischer Feldeffekte nur eine marginale Kostensteigerung zu rechtfertigen sei. Die Brisanz dieser in diesem Fall sicher nicht sinnvollen, wenn auch nur teilweisen Trennung ökonomischer Aspekte vom Minimierungsgedanken beziehungsweise die definitive Ausklammerung vom Kostengedanken in der 26. BImSchV könnte dazu führen, dass es bei fast jeder energietechnischen Baumaßnahme zu Einzelfallentscheidungen unter Abwägung aller Einzelbeurteilungspunkte kommen wird, häufig sicher bis zur juristischen Entscheidung in letzter Instanz. Ob die Minimierung der Felder hierdurch nicht völlig über-

¹¹² WHO 2007: 372f.

¹¹³ 26. BImSCHV 2013.

zogene Bedeutung erlangt, auch hinsichtlich ihrem Gewicht gegenüber anderen Umwelt- Gesichtspunkten (Lärm, Umweltbeeinflussung durch die Baumaßnahme an sich etc.), wird sich dann erst in jeder Einzelfallentscheidung aufs Neue herausstellen.

Ob das gesamtgesellschaftlich gesehen sinnvoll ist, ist mehr als zweifelhaft. Der damit ermöglichte gewaltige Einfluss des Minimierungsgebotes auf Handlungsoptionen bei der Planung und Umgestaltung des elektrischen Energienetzes sei mit folgenden Beispielen illustriert:

- Was kann beim Minimierungsgebot als „Stand der Technik“ gelten? Im Prinzip könnte jede im Labor realisierte Lösung auch in die großtechnische Anwendung übertragen werden, ein Extrembeispiel wäre die ideale Abschirmung von Magnetfeldern mithilfe von supraleitenden Magnetfeldschirmen. Ein realistischeres Beispiel wäre die grundsätzliche Verwendung koaxialer Kabellayouts zur idealen Kompensation der äußeren Emissionen auf Null oder die zusätzliche Installation aktiv gesteuerter Kompensationsleiter. Bei den für Jahrzehnte auszulegenden Betriebsdauern elektrotechnischer Energieanlagen ist auch zu fragen, inwieweit technische Maßnahmen zur Minimierung die langfristige Betriebssicherheit beziehungsweise Verfügbarkeit der Anlagen beeinträchtigen und ab wann ein „Stand der Technik“ bejaht oder verneint werden muss.
- Bezieht sich das Minimierungsgebot schon auf die Vorauswahl eines prinzipiellen Anlagentyps, oder soll eine nach den übrigen technischen Anforderungen ausgewählte Lösung erst in einem separaten, nachfolgenden Schritt bezüglich ihrer Feldexposition optimiert werden?
- Was soll überhaupt minimiert werden? Die Gesamtexposition für alle Menschen im Einzugsbereich einer Anlage, die maximale mögliche Belastung für eine Einzelperson, der zeitliche Expositions-Mittelwert (Tagesmittelwert oder nur nachts)? Wie kann angesichts dieser Parameter Vielfalt dauerhafte Rechtssicherheit für die Planung, Genehmigung und den Betrieb der Anlagen erreicht werden?
- Wenn ökonomische Erwägungen miteinbezogen werden: Wie soll gerechnet werden? Soll zum Beispiel die Entscheidung Freileitung/Erdkabel nur für den entsprechenden Leitungsabschnitt ökonomisch verglichen werden, oder aber für die Gesamtleitung – oder sogar für das Gesamtsystem, also bei HGÜ-Leitungen inklusive Konverter-Stationen? Gilt für jeden Systembestandteil ein Minimierungsgebot oder nur für den Bestandteil, der die höchsten Emissionen erzeugt (muss zum Beispiel am Zaun einer Umspannanlage separat von $0,5 \mu\text{T}$ auf $0,1 \mu\text{T}$ durch Maßnahmen innerhalb der Anlage minimiert werden, wenn die abgehenden Leitungen deutlich mehr aufweisen)? Ist es ökonomisch im oben angegebenen Sinne der WHO, wenn man zum Beispiel drei Prozent aller Investitionskosten in das Netz für die Feldminimierung als Pauschale ansetzt? Dann wäre es Aufgabe der Politik, diese Zahl in Milliarden Euro als von allen Bürgern über die Netzentgelte zu leistendem Aufwand zu nennen und zu begründen, warum dies gerade hier gesamtgesellschaftlich gesehen sinnvoll ist.

Literatur

Alle Daten ohne weitere Literaturangaben basieren auf Erfahrungswerten der Mitwirkenden der Fachgruppe sowie eigenen Berechnungen und Abschätzungen der Autoren. Die Urheber räumen ein Nutzungsrecht für die Verwendung der Abbildungen in diesem Technologiesteckbrief im Rahmen der Online-Publikation ein.

3M Deutschland 2015

3M Deutschland: *Now, You have the Power*, 3M™ Aluminum Conductor Composite Reinforced (ACCR), Folien für KIT, 2015.

ABB 2014

ABB: FACTS solutions for utilities, 2014. URL: <http://new.abb.com/facts/solutions-for-utilities> [Stand: 18.03.2015].

Alter/Pöhler 2014

Alter, J./Pöhler, S.: „Energietunnel für gasisolierte Hochspannungsleitungen“. In: *ew (Elektrizitätswirtschaft)*, 8/2014, 2014.

Alstom 2014-1

Alstom: Alstom liefert Blindleistungskompensationsanlage (MSCD) zur Unterstützung der Energiewende, Presseinformation vom 07.03.2014. URL: <http://www.alstom.com/de/press-centre/2014/2/alstom-liefert-blindleistungskompensationsanlage-mscdn-zur-unterstuetzung-der-energiewende/> [Stand: 18.03.2015].

Alstom 2014-2

Alstom: Alstom erhält ersten Auftrag für rotierenden Phasenschieber eines Übertragungsnetzbetreibers in Deutschland, Presseinformation vom 14.08.2014. URL: <http://www.alstom.com/press-centre/de/2014/8/alstom-erhalt-ersten-auftrag-fur-rotierenden-phasenschieber-eines-ubertragungsnetzbetreibers-in-deutschland/> [Stand: 18.03.2015].

AREVA T&D 2007

AREVA T&D: Power Electronics–HVDC & FACTS, 2007. URL: http://www.sari-energy.org/PageFiles/What_We_Do/activities/Sri_Lankan_Exchange_%20March_2007/AREVA&HVDC.pdf [Stand: 18.03.2015].

26. BImSchV 2013

Sechszwanzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über elektromagnetische Felder – 26. BImSchV), 2013. URL: http://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_26/ [Stand: 23.03.2015].

Bock et al. 2005

Bock, J./Breuer, F./Walter, H./Elschner, S./M. Kleinmaier/Kreutzer, R./Noe, M.: „CURL 10: Development and Field-Test of a 10 kV/10 MVA Resistive Current Limiter Based on Bulk MCP-BSCCO 2212“. In: *Applied Superconductivity*, IEEE Transactions, 15:2, 2005, S. 1955–1960.

Bock et al. 2011

Bock, J./Hobl, A./Krämer, S./Bludau, M./Schramm, J./Jänke, C./Rikel, M./Elschner, S.: „Nexans' Superconducting Fault Current Limiters for Medium Voltage Applications – Status and Prospects“. In: *CIREN*, Frankfurt, 6.–9. Juni 2011.

Bock et al. 2012

Bock, J./Hobl, A./Schramm, J.: „Superconducting Fault Current Limiters – a New Device for Future Smart Grids“. In: *Electricity Distribution (CICED)*, China International Conference Shanghai, 2012.

Bundesnetzagentur 2013-1

Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2013. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=15 [Stand: 16.11.2015].

Bundesnetzagentur 2013-2

Bundesnetzagentur: Leitungsvorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz, 2013. URL: http://www.netzausbau.de/cln_1931/DE/Vorhaben/BBPIG-Vorhaben/BBPIG-Vorhaben-node.html Stand: 16.03.2015].

CIGRE 2003

CIGRE: *Gas-Insulated Transmission Line (GIL)*, TB 218, 2003.

CIGRE 2008

CIGRE: *Application of Long High Capacity Gas-Insulated Lines in Structures*, TB 351, 2008.

CIGRE Working Group B4-46 2010

CIGRE Working Group B4-46: *Voltage Source Converter (VSC) HVDC for Power Transmission – Economic Aspects and Comparison with other AC and DC Technologies*, November 2010.

CIGRE 2013-1

CIGRE: *GIS Survey 2012*, TB509 to TB 514, 2013.

CIGRE 2013-2

CIGRE: *Testing of superconducting cable systems*, Technical Brochure Ref. No.: 538, SC B1, 2013.

CIGRE TB 497 2012

CIGRE TB 497: *Applications and Feasibility of Fault Current Limiters in Power Systems*, WG A3.23, 2012.

CIGRE Working Group B4-46 2010

CIGRE Working Group B4-46: *Voltage Source Converter (VSC) HVDC for Power Transmission – Economic Aspects and Comparison with other AC and DC Technologies*; November 2010.

CIGRE Working Group B4.52 2013

CIGRE Working Group B4.52: *HVDC Grid Feasibility Study*, April 2013.

CIGRE Working Group B4-117 2014

CIGRE B4-117: A Survey of the Reliability of HVDC Systems throughout the World during 2011–2015, Paris, 2014.

Crastan 2004

Crastan, V.: *Elektrische Energieversorgung 2*, Berlin/Heidelberg: Springer Verlag 2004.

dena 2005

Deutsche Energie-Agentur: *dena-Netzstudie: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020*, 2005. URL: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Energiesysteme/Dokumente/dena-Netzstudie.pdf [Stand: 18.03.2015].

dena 2010

Deutsche Energie-Agentur: *dena-Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick 2025*, 2010.

dena 2014

Deutsche Energie-Agentur: Technologieübersicht. Das deutsche Höchstspannungsnetz: Technologien und Rahmenbedingungen, 2014. URL: <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=645820.html> [Stand: 18.03.2015].

DIN EN 50182 2001

DIN EN 50182:2001-12, Leiter für Freileitungen – Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten; deutsche Fassung EN 50182:2001.

Dorn et al. 2012

Dorn, J./Gambach, H./Retzmann, D.: „HVDC Transmission Technology for Sustainable Power Supply“, In: *IEEE International Multi-Conference on Systems Signals and Devices (SSD)*, Chemnitz, 2012.

Dorn et al. 2013

Dorn, J./Gambach, H./Schmitt, D./Schuster, D./Würflinger, K.: „VSC-basierte HGÜ-Technik – Erfahrungen und Trends“. In: *ETG-Kongress*, Berlin, 5.–6. November 2013.

Elsner et al. 2015

Elsner, P./Fischedick, M./Sauer, D. U. (Hrsg.): *Analyse: Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge* (Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2015.

ETG 2011

Energetische Gesellschaft im VDE: *ETG Studie: Stromübertragung in Verbindung mit Infrastruktur*, VDE Verlag 2011.

Flottemensch et al. 2005

Flottemensch J./Krebs, U./Weinhold, M.: „Lastflußoptimierung in Verteilnetzen durch Einsatz von Leistungselektronik“, Centrum für Energietechnologie Brandenburg. In: *Innovationstag Energie 2005*.

Grünbaum et al. 1999

Grünbaum, R./Noroozian, M./Thorvaldsson, B.: „FACTS – leistungsfähige Systeme zur flexiblen Energieübertragung“. In: *ABB Technik*, 5, 1999.

Hanson/Sandeberg 2005

Hanson, J./Sandeberg, P.: Selbstgeführte Umrichter im elektrischen Versorgungsnetz, 2005. URL: [http://library.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/fd2c8d7ebbd091e8c12570820034cf49/\\$File/ETG_2005_Hanson.pdf](http://library.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/fd2c8d7ebbd091e8c12570820034cf49/$File/ETG_2005_Hanson.pdf) [Stand: 16.03.2015].

Hessischer Landtag 2014

Hessischer Landtag: Antwort der Landesregierung auf die Große Anfrage der Abg. Gremmels, Schmitt, Eckert, Lotz, Müller (Schwalmstadt), Siebel, Warnecke (SPD) und Fraktion betreffend Rückbau des Atomkraftwerkes Biblis Drucksache 19/335 vom 17.04.2014.

Hobl et al. 2012

Hobl, A./Elschner, S./Bock, J./Krämer S./Jänke, C./Schramm, J.: „Superconducting fault current limiter – a new tool for the ‚grid of the future““. In: *CIGRE Workshop*, Lisbon, 29.–30. Mai 2012.

ICNIRP 2010

ICNIRP: „Guidelines For Limiting Exposure To Time – Varying Electric And Magnetic Fields (1 Hz–100 Khz). In: *Health Physics*, 99:6, 2010, S. 818-836.

IEEE Transmission and Distribution Committee 2012

IEEE Transmission and Distribution Committee: HVDC Project Listing, 2012. URL: http://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&frm=1&source=web&cd=3&ved=0CDUQFjACahUKEwivnsaWju7GAhVIKXIKHdXJCaK&url=http%3A%2F%2Fwww.ece.uidaho.edu%2Fhvdcfacts%2FProjects%2FMarch2012_HVDC_Projects_Listing.xls&ei=KzivVe_cDeXSyAPV6fIcG&usq=AFQjCNG1bTnSDwhwebPIOKQXNJBivfc-IQ [Stand: 17.11.2015].

Imamovic et al. 2015

Imamovic, D./Tenzer, M./Koch, H./Lutz, B.: „High Power Underground Transmission Lines“. In: *9th International Conference on Insulated Power Cables – Jicable 2015*, Paris Versailles/France, 21.-25.06.2015.

Kirn/Palic 1990

Kirn, H./Palic, M.: „Messung und Berechnung von Freileitungsseiltemperaturen bei veränderlichen Strombelastungen“. In: *ETZ*, 111, 1990, S. 1016–1023.

Koch 2011

Koch, H. J.: *Gas-Insulated Transmission Lines*, Wiley-IEEE Press 2011.

Koch 2014

Koch, H. J.: *Gas-Insulated Substation*, Wiley-IEEE Press 2014.

Kolar/Ortiz 2013

Kolar, J.-W./Ortiz, G.: „Aktive Verteiltransformatoren – Funktion und Einsatzbereiche in künftigen Smart Grids“. In: *Bulletin SEV/VSE*, 104:4, 2013, S. 34–40.

Leopoldina/acatech/Akademienunion 2015

Leopoldina/acatech/Akademienunion (Hrsg.): *Stellungnahme: Mit Energieszenarien gut beraten. Anforderungen an wissenschaftliche Politikberatung* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), 2015.

Marquardt/Lesnicar 2004

Marquardt, R./Lesnicar, A.: „New Concept for High Voltage – Modular Multilevel Converter“. In: *PESC Conference*, Aachen, 2004.

McCall et al. 2013

McCall, J./Reddy, N./Bock, J./Hobl, A./Schramm, J.: „Resistive Superconductor Fault Current Limiter Design and Application for Extending Critical Asset Life“. In: *CIGRÉ Canada Conference*, Calgary, Alberta, 9.–11. September 2013.

Merschel 2015

Merschel, F.: „„AmpaCity‘. Energieverteilung von Morgen mit Hochtemperatur-Supraleiterkabeln und Strombegrenzern für Zentren mit hoher Lastdichte“. In: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik/Industrie und Handelskammer: Forum Technische Innovation, Köln, 10. September 2015.

Netzentwicklungsplan 2012

50Hertz Transmission/Amprion/TenneT TSO/TransnetBW: Netzentwicklungsplan Strom 2012. URL: http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/NEP_2012_2/NEP2012_2_Kapitel_1_bis_8.pdf [Stand: 18.03.2015].

Netzentwicklungsplan 2013

50Hertz Transmission/Amprion/TenneT TSO/TransnetBW: Netzentwicklungsplan Strom 2013. URL: http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2013_2_Entwurf_Teil_1_Kap_1_bis_9.pdf [Stand: 18.03.2015].

Netzentwicklungsplan 2014

50Hertz Transmission/Amprion/TenneT TSO/TransnetBW: Netzentwicklungsplan Strom 2014, URL: http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2014_1_Entwurf_Teil1.pdf [Stand: 18.03.2015].

Nexans 2013

Nexans: Übersicht über ausgeführte resistive Mittelspannungsstrombegrenzer, 2013. URL: www.nexans.de/hts [Stand: 04.01.2016].

Nexans 2014

Nexans Superconducting Cable Systems, 2014. URL: http://www.nexans.de/eservice/Germany-de_DE/fileLibrary/Download_540144810/Germany/files/Nexans_Superconducting_cable_systems.pdf [Stand: 04.01.2016].

Nexans 2015

Nexans: „Ampacity Project – Update on world’s first superconducting cable and fault current limiter installation in a German city center“, In: *CIGRE 23rd International Conference on Electricity Distribution*, Lyon, 15.-18. Juni 2015.

Noe 1998

Noe, M.: *Supraleitende Strombegrenzer als neuartige Betriebsmittel in Elektroenergiesystemen*, Dissertation Universität Hannover 1998.

Noe et al. 1999

Noe, M./Oswald, B.: „Technical and Economical Benefits of Superconducting Fault Current Limiters in Power Systems“. In: *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, 9: 2, 1999.

Noe/Streuer 2007

Noe, M./Streuer, M.: „TOPICAL REVIEW High-temperature superconductor fault current limiters: concepts, applications, and development status“. In: *Superconductor Science and Technology*, 20, 2007, S. R15–R29.

Pöhler/Rudenko 2012

Pöhler, S./Rudenko, P.: „Directly Buried Gas-Insulated Transmission Lines (GIL)“. In: *IEEE PES T&D Conference and Exposition*, Orlando/USA, 07.–10.05.2012.

Prysmian Group 2012

Prysmian Group: Western HVDC, 2012. URL: http://www.prysmiangroup.com/en/corporate/about/special_projects/western-HVDC-link/ [Stand: 17.11.2015].

Puffer 2010

Puffer, R.: Netzoptimierung durch witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb und Hochtemperaturleiter, 2010. URL: http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/DUH_Puffer_WS1_06052010.pdf [Stand: 18.03.2015].

Puffer 2012

Puffer, R.: „Optimierungspotenziale bei Freileitungen – Was ist machbar?“. In: *Technikdialog der Bundesnetzagentur*, Hannover, 17.04.2012.

RWE

RWE Deutschland: Mit intelligenten Lösungen für die Energiewende in der Stadt. Das Modellprojekt AmpaCity in Essen erprobt, wie der Strom zukünftig nahezu verlustfrei ans Ziel kommt. Broschüre. URL: <https://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/2030846/data/496898/1/rwe-deutschland-ag/presse/mediacenter/publikationen/blob.pdf> [Stand: 12.11.2015].

SAG Germany 2014

SAG Germany: MSCDN plant as a turnkey project, 2014. URL: http://www.sag.de/de-en/references/reference/de_mscdn-anlage-goldshoefe.php [Stand: 18.03.2015].

Schwab 2012

Schwab, A. J.: *Elektroenergiesysteme*, Berlin/Heidelberg: Springer Verlag 2012.

Shojaei/Joos 2012

Shojaei, A./Joos, G.: „An Improved Modulation Scheme for Harmonic Distortion Reduction in Modular Multilevel Converter“. In: *Power and Energy Society General Meeting*, IEEE 2012.

Siemens 2009-1

Siemens: Mechanical Switched Capacitors (MSC/MSCDN) – Reference List, 2009. URL: http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-transmission/FACTS/MSC/Siemens_Reference_List_MSC.pdf [Stand: 18.03.2015].

Siemens 2011

Siemens: *Windfarm Kemnitz*, Brandenburg, Deutschland 2002.

Siemens 2012

Siemens: Gasisolierte Übertragungsleitungen, 2012. URL: <http://www.energy.siemens.com/hq/de/stromuebertragung/gasisolierte-uebertragungsleitungen.htm> [Stand: 18.03.2015].

Siemens 2013

Siemens: Der Generator von Biblis A stabilisiert als Phasenschieber das Netz, 2013. URL: <http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/automation/power-generation/electrical-engineering/e3000/download/biblis-a-rwe-power-ag-elektrotechnik-generator-phasenschieber-sppa-e3000.pdf> [Stand: 18.03.2015].

Siemens 2014-1

Siemens: *Hauptkomponenten eines Umspannwerkes*, 2014.

Siemens 2014-2

Siemens: *Gasisolierte Schaltanlage für bis 145 kV*, Großkraftwerk Mannheim AG, 22 Felder, 2014.

Siemens 2014-3

Siemens: *Luftisolierte Freileitung und Sammelschiene mit gasisolierten Schaltgeräten für 110 kV*, HIS Schaltanlage Hagen-Garenfeld, 2014.

Siemens 2014-4

Siemens: Long distance power transmission, 2014. URL: <http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-transmission/hvdc/applications-benefits/configurations/long-distance-power-transmission.htm> [Stand: 17.11.2015].

Smart Wires Inc. 2013

Smart Wires Inc.: Distributed FACTS Devices for Transmission & Distribution Power Grids, 2013. URL: http://www.accantas.de/docs/2014-04-11%20SWG_SmartGridForum.pdf [Stand: 04.01.2016].

Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm et al. 2004

Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm/Siemens: „Der Balance-Regler – Optimierter Energieaustausch in der Mittelspannungsverteilungsebene“. In: *Energiespektrum*, 04, 2004.

SWG 2013

SWG: „Smart Wires – Aufrüstung von Freileitungen mit intelligenten Drosselsystemen“. In: *Summary CIREC*, Stockholm, 10.–13. Juni 2013.

Sztykiel et al. 2012

Sztykiel, M./da Silva, R./Teodorescu, R./Zeni, L.: „Modular Multilevel Converter Modelling, Control and Analysis under Grid Frequency Deviations“. In: *Proceedings EPE Joint Wind Energy and T&D Chapters Seminar*, 2012.

Tenzer et al. 2015-1

Tenzer, M./Behne, M./Juhre, K./Imamovic, D.: „Realization and testing of gas-insulated DC systems“. In: *Highvolt Kolloquium 2015*, Dresden/Germany, 07.–08.05.2015.

T&D Europe 2006

T&D Europe: *Zusammenstellung von Daten zu HGÜ durch Herstellerverband T&D Europe*, Revision 06.06.2014.

VDE 2010

Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik: VDE-Positionspapier: Übertragung elektrischer Energie, 2010. URL: <https://www.vde.com/de/InfoCenter/Seiten/Details.aspx?esShopItemID=3248a982-dfa7-42b8-a8ca-8ed930908652> [Stand: 18.03.2015].

Webs 1963

Webs, A.: „Dauerstrombelastbarkeit von nach DIN VDE 48201 gefertigten Freileitungsseilen aus Kupfer, Aluminium und Aldrey“. In: *Elektrizitätswirtschaft*, 62, 1963, S. 861–872.

Wellmer/Herzig 2016

Wellmer, F.-W./Herzig, P.: *Rohstoffe für die Energiesysteme der Zukunft* (Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2016 i. E.

WHO 2007

World Health Organization: *Extremely Low Frequency Fields*, 2007. URL: http://www.who.int/peh-emf/publications/elf_ehc/en/ [Stand: 23.03.2015].

Über das Akademienprojekt

Mit der Initiative „Energiesysteme der Zukunft“ geben acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften Impulse für eine faktenbasierte Debatte über Herausforderungen und Chancen der Energiewende in Deutschland. Acht Arbeitsgruppen bündeln fachliche Kompetenzen und identifizieren relevante Problemstellungen. Interdisziplinär zusammengesetzte Ad-hoc-Gruppen erarbeiten Handlungsoptionen zur Umsetzung einer sicheren, bezahlbaren und nachhaltigen Energiewende.

Die Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte“

Die Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte“ hat sich mit der Frage beschäftigt, wie die Versorgungssicherheit in der Stromversorgung bei einem wachsenden Anteil volatil einspeisender erneuerbarer Energien sichergestellt werden kann. Sie hat untersucht, wie die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik sinnvoll durch flexible Stromerzeuger, Demand-Side-Management, Speicher und Netzausbau ergänzt werden kann. Als Zeithorizont wurde das Jahr 2050 betrachtet. Neben dem Technologiebedarf und den Kosten wurden auch die gesellschaftlichen Implikationen sowie der Ressourcenbedarf unterschiedlicher Gestaltungsoptionen für das Energiesystem beleuchtet.

Zur Ad-hoc-Gruppe gehören elf Fachgruppen mit Experten aus Wissenschaft und Industrie. Die Ergebnisse wurden in drei Formaten aufbereitet.

Die **Technologiesteckbriefe** dokumentieren Details zu den einzelnen Technologien und stellen den Stand der Technik ausführlich dar, zeigen Entwicklungspotenziale auf und beschreiben den Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Anhand einer interdisziplinären Matrix wurden alle Technologien im Hinblick auf Ressourcenverfügbarkeit, gesellschaftliche Akzeptanz, technischen Reifegrad und relevante Aspekte des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bau- und Emissionsschutzrechts bewertet. Die Steckbriefe richten sich in erster Linie an Energiesystem-Modellierer, denen hiermit eine aktuelle, von Experten erstellte Datenbasis zur Verfügung gestellt wird.

Weitere Formate von der Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte“:

- Die **Analyse** „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge“ dokumentiert die Methodik und die Ergebnisse der Ad-hoc-Gruppe in umfassender Form und setzt diese in Bezug zu energiepolitischen Fragen.
- Die **Stellungnahme** „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Stabilität im Zeitalter der erneuerbaren Energien“ stellt die Synthese der Ergebnisse in kompakter, allgemein verständlicher Form dar und zeigt Handlungsoptionen zur Gestaltung der zukünftigen Stromversorgung auf.

Mitwirkende der Ad-hoc-Gruppe

In der Ad-hoc-Gruppe arbeiteten rund 100 Experten aus Wissenschaft und Industrie mit. Neben Naturwissenschaftlern und Ingenieuren waren auch Wirtschaftswissenschaftler, Psychologen, Politik- und Sozialwissenschaftler vertreten.

Leitung

Prof. Dr. Peter Elsner	Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie
Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer	RWTH Aachen

Mitwirkende der Fachgruppe Stromnetze

Fachgruppenmitglieder

Prof. Dr. Dirk-Uwe Sauer (Leitung)	RWTH Aachen, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe
Dr. Franziska Adamek	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Gerd Dangrieß	Main-Donau Netzgesellschaft mbh
Jörg Dorn	Siemens AG
Prof. Dr. Achim Enders	Technische Universität Braunschweig, Institut für Elektromagnetische Verträglichkeit
Julia Eßer	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Prof. Dr. Jutta Hanson	Technische Universität Darmstadt
Prof. Dr. Rainer Krebs	Siemens AG
Prof. Dr. Jochen Kreusel	ABB AG
Prof. Dr. Albert Moser	RWTH Aachen, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
Prof. Dr. Mathias Noe	Karlsruher Institut für Technologie, Institut für Technische Physik
Prof. Dr. Christian Rehtanz	Technische Universität Dortmund, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft
Frank Schmidt	Nexans AG
Dr. Klaus von Sengbusch	50Hertz Transmission GmbH
Prof. Dr. Rolf Witzmann	Technische Universität München

Weitere Mitwirkende

Ulf Häger	Technische Universität Dortmund, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft
Dr. Christian Wallner	Siemens AG

Wissenschaftliche Referenten

Dr. Berit Erlach	acatech
Benedikt Lunz	RWTH Aachen
Dr. Matthias Merzkirch	Karlsruher Institut für Technologie

Institutionen und Gremien des Akademienprojekts

Beteiligte Institutionen

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (Federführung)

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

Steuerkreis

Der Steuerkreis koordiniert die Arbeit in acht interdisziplinären, thematischen Arbeitsgruppen.

Prof. Dr. Robert Schlögl (Vorsitzender)	Fritz-Haber-Institut der Max-Planck-Gesellschaft und Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion
Prof. Dr. Peter Elsner	Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie
Prof. Dr. Armin Grunwald	Karlsruher Institut für Technologie, Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse
Prof. Dr. Peter Herzig	Helmholtz-Zentrum für Ozeanforschung Kiel
Prof. Dr. Ortwin Renn	Universität Stuttgart, Institut für Sozialwissenschaften, Abteilung für Technik- und Umweltsoziologie
Prof. Dr. Christoph M. Schmidt	Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung
Prof. Dr. Ferdi Schüth	Max-Planck-Institut für Kohlenforschung
em. Prof. Dr. Rüdiger Wolfrum	Max-Planck-Institut für ausländisches öffentliches Recht und Völkerrecht, Heidelberg
Prof. Dr. Eberhard Umbach	acatech Präsidium

Kuratorium

Das Kuratorium verantwortet die strategische Ausrichtung der Projektarbeit.

Prof. Dr. Reinhard F. Hüttl (Vorsitzender)	acatech Präsident
Prof. Dr. Jörg Hacker	Präsident Leopoldina
Prof. Dr. Dr. Hanns Hatt	Präsident Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (seit September 2015), Präsident Nordrhein-Westfälische Akademie der Wissenschaften und der Künste
Prof. Dr. Günter Stock	Präsident Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (bis August 2015), Präsident Berlin-Brandenburgische Akademie der Wissenschaften (bis September 2015)
Prof. Dr. Bärbel Friedrich	Vizepräsidentin Leopoldina
Prof. Dr. Jürgen Gausemeier	Mitglied acatech Präsidium
Prof. Dr. Andreas Löschel	Universität Münster, Vorsitzender der Expertenkommission zum Monitoring- Prozess „Energie der Zukunft“
Prof. Dr. Klaus Töpfer	Ehemaliger Exekutivdirektor Institute for Advanced Sustainability Studies
Dr. Georg Schütte (Gast)	Staatssekretär Bundesministerium für Bildung und Forschung
Rainer Baake (Gast)	Staatssekretär Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Dr. Ingrid Wüning Tschol (Gast)	Bereichsdirektorin „Gesundheit und Wissenschaft“ Robert-Bosch-Stiftung

Projektkoordination

Dr. Ulrich Glotzbach Leiter der Koordinierungsstelle, acatech

Rahmendaten

Projektlaufzeit

04/2013 bis 02/2016

Finanzierung

Das Projekt wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (Förderkennzeichen EDZ 2013) und der Robert-Bosch-Stiftung gefördert.
