

Technologiebericht

3.1 Stromtransport und -verteilung innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Holger Becker

Lothar Löwer

Martin Braun

Denis Mende

Thomas Degner

Philipp Strauß

Wolfram Heckmann

Sebastian Stock

Erika Kämpf

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Becker, H.; Braun, M.; Degner, T.; Heckmann, W.; Kämpf, E.; Löwer, L.; Mende, D.; Strauß, P.; Stock, S. (2017): Technologiebericht 3.1 Stromtransport und -verteilung. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:

Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Thomas Degner / Sebastian Stock
Tel.: +49 561 / 7294 -232 / -458
Fax: +49 561 / 7294 - 400
E-Mail: thomas.degner@iwes.fraunhofer.de
sebastian.stock@iwes.fraunhofer.de

Fraunhofer IWES
Königstor 59
34119 Kassel

Review durch:

Christof Wittwer (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	5
Tabellenverzeichnis	6
Abbildungsverzeichnis	7
Zusammenfassung (Steckbrief)	8
1 Beschreibung des Technologiefeldes und Stand der F&E	10
1.1 Technologien zur Erhöhung der Aufnahme- bzw. Transportkapazität des Netzes („Netztechnologien“)	11
1.1.1 Weiterentwicklung und bessere Auslastung bzw. Überlastbarkeit bestehender Betriebsmittel	12
1.1.2 Neue steuernde Betriebsmittel	13
1.1.3 Einsatz neuer Materialien	15
1.1.4 Systeme und Komponenten des Netzschutzes	16
1.1.5 Gleichstromnetze und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Technik	17
1.1.6 Technologien für die Offshore-Anbindung von Windkraftanlagen	19
1.1.7 Technologien zur Netzkopplung von EE-Anlagen, Speichern und Verbrauchern	20
1.2 Technologien für einen sicheren Netzbetrieb („Netzplanung und Netzbetrieb“)	21
1.2.1 Prinzipien und Methoden der Netzplanung	21
1.2.2 Werkzeuge und Methoden der Betriebsführung	22
1.2.3 Netzregelung und Netzschutz	25
1.2.4 Netzintegration Offshore Windkraft	27
2 Relevanz öffentlicher Förderung	30
2.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten	30
2.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)	32
3 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes	34
3.1 Kriterium 3: Marktpotenziale	34
3.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen	35
3.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	36
3.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz	36
3.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung	37
3.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	37
3.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz	37
3.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	38
3.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen	39
3.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität	39
4 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand	41
4.1 Technologien zur Erhöhung der Netzkapazität	42

4.1.1	<i>Weiterentwicklung und Flexibilisierung bestehender Betriebsmittel</i>	42
4.1.2	<i>Neue Betriebsmittel</i>	42
4.1.3	<i>Einsatz neuer Materialien</i>	42
4.1.4	<i>Systeme und Komponenten des Netzschutzes</i>	43
4.1.5	<i>Gleichstromnetze und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Technik</i>	43
4.1.6	<i>Technologien für die Offshoreanbindung von Windkraftanlagen</i>	43
4.1.7	<i>Technologien zur Netzkopplung von Erneuerbaren Energien, Speichern und Verbrauchern und zur dezentralen Bereitstellung von Systemdienstleistungen</i>	43
4.2	<i>Technologien für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb</i>	44
4.2.1	<i>Prinzipien und Methoden der Netzplanung</i>	44
4.2.2	<i>Werkzeuge und Methoden der Betriebsführung</i>	45
4.2.3	<i>Netzregelung und Netzschutz</i>	45
4.2.4	<i>F&E Netzintegration Offshore Windkraft</i>	46
	Literaturverzeichnis	47

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

AC	Alternating Current, Wechselstrom
DC	Direct Current, Gleichstrom
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
FACDS	Flexible AC distribution systems, Flexible AC Verteilungssysteme
FACTS	Flexible AC transmission systems, Flexible AC Übertragungssysteme
FLM	Freileitungsmonitoring
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HS	Hochspannung
HT	Hochtemperatur
HTLS	High Temperature Low Sag
HTS	Hochtemperatur-Supraleitung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
MS	Mittelspannung
P	Wirkleistung
Q	Blindleistung
RONT	Regelbarer Ortsnetz-Transformator
STATCOM	Static Synchronous Compensator
SST	Leistungsregler (Unified Power Flow Controller)
U	Spannung
UMZ	Überstromzeitschutz
UPFC	Leistungselektronische Transformatoren (Solid State Transformer)
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
WEA	Wind-Energie-Anlage

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius
kV	Kilovolt


Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1	Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee -----	28
Tab. 2-1	Vorlaufzeiten verschiedener Entwicklungsziele im Bereich der Technologie Hochspannungs-Gleichstrom Übertragung (HGÜ)-----	31
Tab. 3-1	Nationales Marktpotenzial im Bereich der Technologie Hochspannungs- Gleichstrom Übertragung (HGÜ) anhand installierter Leistungen von Offshore- Windenergie und geplanten HGÜ-Trassen gemäß der aktuellen Netzentwicklungspläne-----	35

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1	Angeschlossene Erzeugungsleistung im deutschen Verbundnetz pro Netzebene: Erneuerbare Erzeuger speisen fast ausschließlich in die Verteilungsnetze (≤ 110 kV) ein. -----	11
Abb. 1-2	Ergebnisse einer exemplarischen Engpasssimulation im deutschen Verbundnetz. Links: Durchschnittliche Belastung (Dicke der Leitungen) und Dauer der Überlastung (Farbe gemäß Legende). Rechts: Knotenspannungen -----	24

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 3.1 Stromtransport und -verteilung	
A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf	
Beschreibung des Technologiefeldes	
<p>Das Technologiefeld kann durch zwei Hauptkategorien beschrieben werden:</p> <p>A) Technologien zur Erhöhung der Aufnahme-/Transportkapazität des Netzes („Netztechnologien“), u. a.: Technologien zur besseren Auslastung bzw. Überlastbarkeit bestehender Betriebsmittel; neue Betriebsmittel; Einsatz neuer Materialien; Systeme und Komponenten des Netzschutzes; Gleichstromnetze und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Technik; Technologien für die Offshoreanbindung von Windkraftanlagen; Technologien zur Netzkopplung von Erneuerbaren Energien, Speichern und Verbrauchern</p> <p>B) Technologien für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb („Netzplanung und Netzbetrieb“), u. a.: Prinzipien und Methoden der Netzplanung, Werkzeuge und Methoden der Betriebsführung, Netzregelung und Netzschutz, Netzintegration Offshore-Windkraft</p>	
Entwicklungsziele und F&E-Bedarf	
<p>Die Entwicklungsziele und der F&E-Bedarf sind im nachfolgenden für A) und B) dargestellt:</p>	
<p>A) Technologien zur Erhöhung der Netzkapazität:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Technologien zur besseren Auslastung bzw. Überlastbarkeit bestehender Betriebsmittel: u. a. Einbezug von Wetterprognosen und Zustandsinformationen, Verbesserung der Systemeigenschaften (z. B. erweiterte dynamische Überlastungsfähigkeit). 2. Neue Betriebsmittel, und. Verbesserung der Systemeigenschaften (z. B. Regelungsverfahren, Betriebsführungsalgorithmen), technische Weiterentwicklung auf Komponenten- und Anlagenebene, Entwicklung kompakter, kosteneffizienter, langlebiger und umweltverträglicher Betriebsmittel. 3. Einsatz neuer Materialien: u. a. neue Leitermaterialien für Freileitungen, neue Halbleitermaterialien für Netzkomponenten (z. B. Siliziumkarbid (SiC)), Einsatz der Supraleitertechnologie. 4. Schutz- und Leittechnik, u. a. supraleitende Kurzschlussstrombegrenzer, kostengünstige, flexible Schutztechnik für Ortsnetze und Gebäudetechnik, Messtechnik, Automatisierungstechnik. 5. Gleichstromnetze und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Technik. 6. Offshoreanbindung von Windkraftanlagen: u. a. Verbesserung von Komponenten und Betriebsmitteln für den Offshore-Bereich, Verbesserung von Wartungskonzepten. 7. Technologien zur Netzkopplung (insbesondere Leistungselektronik) von Erneuerbaren Energien, Speichern und Verbrauchern. <p>B) Technologien für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Methoden und Werkzeuge der Netzplanung, u. a. Integration neuer Netzbetriebsmittel, probabilistische/zeitreihenbasierte Netzplanung, netzebenen-übergreifende Planung, zelluläres Systemdesign, Planung von Inselnetzen, Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit, Sektorkopplung, Expertentools, Planung unter Unsicherheit. 2. Methoden und Werkzeuge der Betriebsführung, u. a.: zellulare Netzbetriebsführung, Betriebsführungsalgorithmen und leittechnische Automatisierung für Systemdienstleistungen auf allen Spannungsebenen, Netzzustandserkennung auch in den unteren Netzebenen, Vorhersage Leistungsflüsse, Zusammenspiel zwischen Netzebenen, Netzwiederaufbaukonzepte, Interaktion Netz und Markt. 3. Netzregelung und Netzschutz, u. a. Netzstabilität und Systemsicherheit, Netzregelung und Netzschutz in stromrichterdominierten Netzen, bei Teilnetzbildung, in Netzzellen und Inselnetzen, Bereitstellung von Kurzschlussstrom, Grundlagen für Netzanschlussregeln. 4. Netzintegration Offshore, u. a. Einbindung HGÜ Kopfstationen in Netzbetrieb und Netzregelung. 	
Technologie-Entwicklung	
<p>Diverse Parameter und Entwicklungsschritte für die einzelnen Technologien, die beispielhaft im Technologiebericht näher ausgeführt sind.</p>	

B) Multikriterielle Bewertung
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen
Ziele der Klimapolitik sind vor allem die Reduzierung des CO ₂ -Ausstoßes in die Atmosphäre. Bezogen auf die elektrische Energieversorgung bedeutet dies vor allem eine Umstellung auf eine CO ₂ -arme Elektrizitätserzeugung und die Steigerung der Effizienz in allen Sektoren (z. B. Elektromobilität/Wärmepumpen). Übertragungs- und Verteilungsnetze werden in Deutschland mit sehr geringen elektrischen Verlusten betrieben. Bei einem stark steigenden Anteil von Energietransport aus erneuerbaren Energien könnten die Netzverluste klimaneutral ansteigen. Die Stromnetze sollten den stetig wachsenden Anteil Erneuerbarer Energien weiterhin ermöglichen und die Energieeffizienz verbessern.
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz
Im elektrischen Netz werden zunehmend neue Werkzeuge für Planung und Betrieb eingesetzt, welche so zur Energie- und Ressourceneffizienz beitragen. Insofern ist auch die Forschung zur Weiterentwicklung dieser Werkzeuge, insb. bei steigender Komplexität des Energiesystems (einschließlich der Sektorkopplung), wichtig, um das System energie- und ressourceneffizient weiter zu entwickeln. Reduktion von Wandlungs- und Transportverlusten: Bspw. kann der HGÜ-Technologie ein Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz zugeschrieben werden, da sie durch die geringeren Verluste bei der Leistungsübertragung eine Verringerung des Primärenergieeinsatzes gewährleistet. Andere Möglichkeiten bestehen z. B. mit dem Einsatz von Transformatoren (oder auch anderen Betriebsmitteln) mit möglichst geringen Verlusten.
Kosteneffizienz
Forschungsanstrengungen im Bereich der elektrischen Netze sollten immer auch unter Kosteneffizienzaspekten durchgeführt werden. Das Potenzial der Kostenersparnis durch sogenannte Smart-Grid Lösungen ist sehr groß, weil die Aufnahmefähigkeit der Netze für Erneuerbare Energien durch intelligente Maßnahmen mit relativ niedrigem Aufwand signifikant erhöht werden kann.
Inländische Wertschöpfung
Generell hohes Wertschöpfungspotenzial basierend auf der inländischen hohen Qualifikation. International führende Anbieter sind in Deutschland angesiedelt.
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich
International führende Unternehmen und Forschungseinrichtungen sind in Deutschland angesiedelt.
Gesellschaftliche Akzeptanz
Die Netz-Infrastruktur ist überwiegend im öffentlichen Raum installiert und deren Ausbau von der gesellschaftlichen Akzeptanz abhängig. Die zukünftige Forschung sollte deshalb Lösungen suchen, die gesellschaftlich akzeptiert werden können.
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit
In vielen Dimensionen ergeben sich lange Planungszeiten und hohe Pfadabhängigkeiten.
Abhängigkeit von Infrastrukturen
Das Energieversorgungssystem und damit die Technologie „Stromtransport und -verteilung“ ist selbst ein Teil der Versorgungsinfrastruktur. Der Betrieb des Energieversorgungssystems erfordert funktionierende Kommunikationsinfrastrukturen, Wege zum Erreichen der Betriebsmittel, im Schwarzstartfall auch eigene lokale Erzeugungsanlagen und Notstromversorgungen. Eine infrastrukturübergreifende Betrachtung ist anzustreben (Strom, Wärme, Gas, Wasser, Verkehr, IKT u.a.).
Systemkompatibilität
Systemkompatibilität ist bei der Entwicklung neuer Technologien im Technologiefeld „Stromtransport und -verteilung“ ein sehr wesentliches Kriterium. Es gibt kein „Parallelsystem“, welches für die Erprobung zur Verfügung steht. Neue Komponenten und Technologien müssen sich in das bestehende System einfügen lassen und parallel zu bestehender und alter Technik arbeiten können.

1 Beschreibung des Technologiefeldes und Stand der F&E

1.1 Einleitung

Die elektrische Energieversorgung war ursprünglich so konzipiert, dass die zur öffentlichen oder auch industriellen Versorgung notwendige elektrische Energie durch Kraftwerke möglichst in der Nähe der Lastzentren erfolgte. Durch die Drehstrom-Fernübertragung wurde es möglich, elektrische Energie auch über größere Strecken zu transportieren sowie später durch den Verbundbetrieb eine Energieversorgung basierend auf dem Parallelbetrieb von großen Kraftwerksblöcken zu realisieren. Die Netze wurden auf maximale Lastdeckung ausgelegt. Der Verbundbetrieb ermöglichte eine zuverlässige und wirtschaftliche Versorgung mit elektrischer Energie, mit dem auch nicht geplante Lastsprünge sowie Kraftwerksausfälle gut beherrscht werden können. Die Verteilungsnetze waren als reine Verbrauchernetze geplant.

Demgegenüber steht die heutige Situation, dass zusätzlich zur konventionellen Erzeugung aus Großkraftwerken ein sehr großer Anteil aus dezentraler und erneuerbarer Erzeugung besteht. Diese Erzeugung ist überwiegend an die Verteilungsnetze (Spannungsebenen ≤ 110 kV) angeschlossen (Abb. 1-1). Der Anteil erneuerbarer Erzeugung soll zukünftig noch größer werden, während die Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken, vor allem aus Kernkraftwerken, weiter zurückgehen soll.

Eine Energieversorgung, die zu großen Anteilen auf erneuerbaren, fluktuierenden Energien basiert, stellt eine besondere Herausforderung dar. Die technologische Weiterentwicklung muss sowohl bei den elektrischen Netzen als auch bei den angeschlossenen Stromerzeugern, den Verbrauchern und Speichern erfolgen. Es muss also das ganze Energieversorgungssystem betrachtet werden.

Die weitere Entwicklung des elektrischen Energieversorgungssystems kann durch folgende Haupttrends charakterisiert werden:

- Weiterer Ausbau der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien deutlich über der regionalen bzw. deutschen Spitzenlast.
- Rückgang der Erzeugung aus rotierenden Generatoren zu Gunsten der Stromerzeugung aus Stromrichtern (Stromrichter-dominierte Systeme).
- Überwiegende Erzeugung in den Verteilungsnetzen (Trend Dezentralisierung) sowie in Offshore-Windparks. Das Zusammenspiel zwischen Übertragungsnetz und Verteilungsnetz wird immer wichtiger.
- Zunehmende Kommunikation und Automatisierung auf Verteilungsnetzebene (Trend Digitalisierung).
- Leistungsübertragung über große Entfernungen (Nord-Süd, Offshore) nimmt zu.
- Anschluss punktuell großer Leistungen durch HGÜ-Kopfstationen
- Erneuerbare Energie Anlagen gehen aus der EEG Bindung heraus und werden direkt vermarktet.
- Zunehmende Elektrifizierung für Mobilität und Wärmebereitstellung (Sektor-Kopplung).

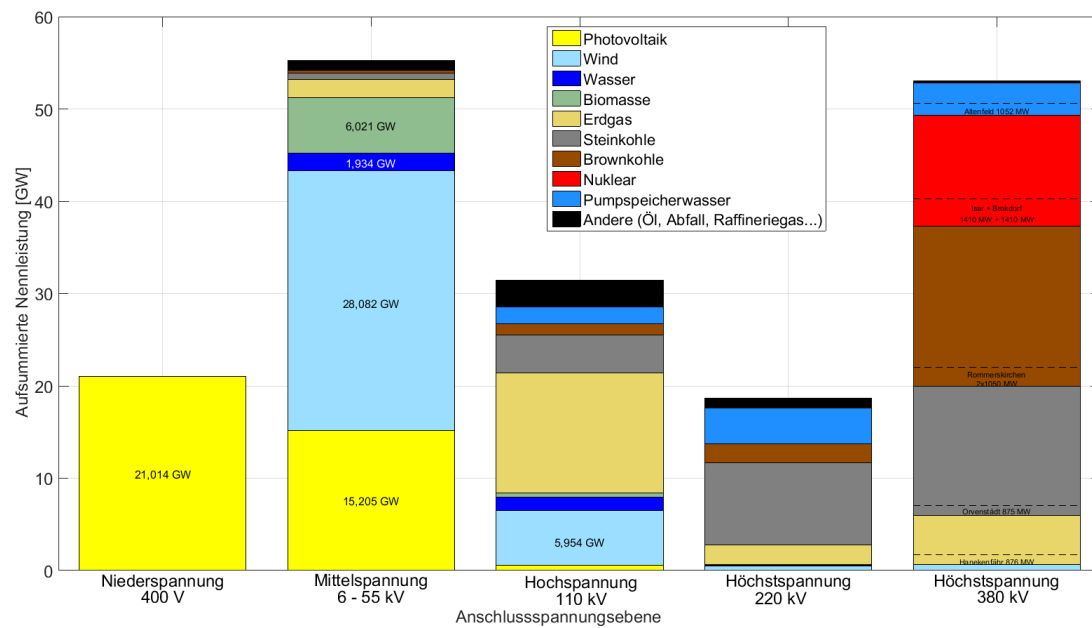


Abb. 1-1 Angeschlossene Erzeugungsleistung im deutschen Verbundnetz pro Netzebene: Erneuerbare Erzeuger speisen fast ausschließlich in die Verteilungsnetze (<= 110 kV) ein.

Quelle: Bundesnetzagentur, Datenbasis 2015 ohne Offshore Wind. Bild Hof, Fraunhofer IWES

Im Folgenden erfolgt eine Beschreibung des Technologiefeldes anhand zweier Technologiegruppen:

- Technologien zur Erhöhung der Aufnahme- bzw. Transportkapazität des Netzes.
- Technologien für einen kosteneffizienten und sicheren Netzbetrieb.

Neben diesen beiden Gruppen besteht wichtiger Forschungsbedarf bezüglich des elektrischen Gesamtsystems, bestehend aus dem elektrischen Netz mit seinen Betriebsmitteln im engeren Sinne sowie den angeschlossenen Generatoren, Speichern und Lasten. Darüber hinaus werden sektorübergreifende systemische Betrachtungen (Strom, Wärme, Gas, Verkehr, IKT) immer relevanter.

Das Spektrum der relevanten Technologien ist sehr umfangreich, so dass in den folgenden Darstellungen exemplarisch Vertiefungen ausgewählt wurden.

1.2 Technologien zur Erhöhung der Aufnahme- bzw. Transportkapazität des Netzes („Netztechnologien“)

Technologien zur Erhöhung der Aufnahme- bzw. Transportkapazität des Netzes (im Folgenden kurz *Netzkapazität*) umfassen alle netztechnischen Komponenten und Betriebsmittel, die eine höhere Netzkapazität und/oder einen kosteneffizienteren Betrieb ermöglichen. Dazu gehören u. a.:

- 1 | Technologien zur besseren Auslastung bzw. Überlastbarkeit bestehender Betriebsmittel: u. a. Einbezug von Wetterprognosen und Zustandsinformationen, Verbesserung der Systemeigenschaften (z. B. erweiterte dynamische Überlastungsfähigkeit).
- 2 | Neue Betriebsmittel und Verbesserung der Systemeigenschaften (z. B. Regelungsverfahren, Betriebsführungsalgorithmen), technische Weiterentwicklung

auf Komponenten- und Anlagenebene, Entwicklung kompakter, kosteneffizienter, langlebiger und umweltverträglicher Betriebsmittel.

- 3 | Einsatz neuer Materialien: u. a. neue Leitermaterialien für Freileitungen, neue Halbleitermaterialien für Netzkomponenten (z. B. Siliziumkarbid (SiC)), Einsatz der Supraleitertechnologie.
- 4 | Schutz- und Leittechnik, u. a. supraleitende Kurzschlussstrombegrenzer, kostengünstige, flexible Schutztechnik für Ortsnetze und Gebäudetechnik, Messtechnik, Automatisierungstechnik.
- 5 | Gleichstromnetze und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Technik.
- 6 | Offshoreanbindung von Windkraftanlagen: u. a. Verbesserung von Komponenten und Betriebsmitteln für den Offshore-Bereich, Verbesserung von Wartungskonzepten.
- 7 | Technologien zur Netzkopplung (insbesondere Leistungselektronik) von Erneuerbaren Energien, Speichern und Verbrauchern.

Beispielhaft sind im Folgenden einige Technologien weiter ausgeführt:

1.2.1 Weiterentwicklung und bessere Auslastung bzw. Überlastbarkeit bestehender Betriebsmittel

Betriebsmittel werden weiterentwickelt, um eine bessere Auslastung und Überlastbarkeit zu realisieren. Ebenso werden Technologien weiterentwickelt, um die Belastbarkeit vorhandener Betriebsmittel besser auszuschöpfen. Beispielhaft wird hier das Leitungsmonitoring beschrieben.

Leitungsmonitoring

Im konventionellen Betrieb sind Freileitungen auf ihre statische Dauerstrombelastbarkeit dimensioniert. Diese setzt konservative Wetterverhältnisse voraus und berücksichtigt damit nur sehr geringfügig in der Realität auftretende kühlende Effekte durch Wind oder kalte Temperaturen, wodurch in der Praxis häufig die tatsächliche Übertragungskapazität einer Leitung nicht ausgeschöpft wird. Unter Berücksichtigung von statistisch erhobenen oder in Echtzeit gemessenen Werten der Leiterseilzustände (mechanische Spannung an den Abspannmasten, Temperatur) sowie meteorologischen Daten können Sicherheitsreserven exakter bestimmt werden, was den Vorteil einer situationsbedingten Erhöhung der Übertragungsleistung mit sich bringt.

In Freileitungsnetzen der 110 kV- und der 380 kV-Ebene ist Freileitungsmonitoring (FLM) heute Stand der Technik. So wird z. B. das Verfahren des „temporary loadings“ (Anpassung auf Grundlage von statistischen Wetterdaten, (Vennegeerts et al. 2007)) in der 110 kV-Ebene auf der Leitung Niebüll-Flensburg eingesetzt (E.ON 2007). Das „dynamic rating“ Verfahren (Puffer et al. 2012) auf Basis von online-Wetterdaten kommt im Bereich der TenneT zwischen Hamburg und Gießen in der 380 kV-Ebene zum Einsatz (TenneT 2010).

Es besteht Forschungs- und Entwicklungsbedarf vor allem bezüglich der Modellvalidierung und zur Beschreibung der Übertragungskapazität bei niedrigen Windgeschwindigkeiten sowie bei den Wetterprognosemodellen. Außerdem sind vergleichende Studien zwischen verschiedenen Verfahren sinnvoll sowie Untersuchungen

hinsichtlich des konkret nutzbaren Potenzials sowie entsprechende Ertüchtigungen der zusätzlich betroffenen Netzbetriebsmittel (z. B. Schaltanlagen, Sammelschienen, Wandler, etc.) durchzuführen. Um die Auswirkungen auf die Netzführung, die Berücksichtigung und Nutzung in den Leitsystemen sowie einen aus Sicht des Verbundnetzes sinnvollen Ausbau von FLM zu bestimmen, sind systemische Studien durchzuführen.

1.2.2 Neue steuernde Betriebsmittel

Steuernde Betriebsmittel im Übertragungsnetz

Durch den starken Ausbau der Erneuerbaren Energien in den letzten Jahren bedarf es im Netzbetrieb immer häufigeren Eingriffen seitens des Netzbetreibers, um die Systemsicherheit und Stabilität zu gewährleisten. Die Eingriffsmöglichkeiten werden aus Netzsicht beispielsweise durch Schaltanlagen, Transformatorstufensteller, Kompensationsanlagen und durch leistungselektronische Komponenten wie FACTS („flexible alternating current transmission system“) oder durch Veränderungen der Kraftwerkseinspeisungen (Blindleistung, Wirkleistungs-Redispatch) ermöglicht. FACTS Elemente bieten dabei eine deutlich höhere Flexibilität in Bezug auf die Regelbarkeit als die zuvor genannten klassischen steuernden Betriebsmittel. Durch das Nachrüsten von FACTS-Elementen wird es häufig möglich, das Netz näher an seiner Belastungsgrenze zu betreiben, was einer Erhöhung der Übertragungskapazität (bis zu 40 %) gleich kommt. Grundsätzlich eignen sich FACTS-Elemente im Netzbetrieb (Siemens 2012) zur:

- Schnellen Spannungsregelung,
- Erhöhung des Leistungsflusses über lange AC-Leitungen,
- Dämpfung von Wirkleistungsoszillationen und zur
- Leistungsflusssteuerung in vermaschten Netzen.

Neben der oben beschriebenen möglichen Erhöhung der Übertragungskapazitäten können auch positive Beiträge für die dynamische und transiente Stabilität des Netzes erzielt werden.

Der Forschungs- und Entwicklungsbedarf wird insbesondere in folgenden Dimensionen gesehen:

- Materialwissenschaftliche Erkenntnisse und verbesserte Herstellungsprozesse.
- Entwicklung neuer leistungselektronischer Betriebsmittel.

Steuerbare Anlagen und Netzbetriebsmittel im Verteilungsnetz

Die folgenden Informationen sind (Braun et al. 2015, Kapitel 15) entnommen:

Netzbetriebsmittel und beeinflussbare Kundenanlagen sind Komponenten im Verteilungsnetz, welche zur Optimierung und Flexibilisierung im Netzbetrieb eingesetzt werden können. Es sind insbesondere folgende Netzbetriebsmittel zu berücksichtigen:

- Verteilungsnetztransformatoren,
- Spannungsregler,
- Flexible AC Distribution Systems (FACDS),
- Hybride AC/DC-Netze.

Beeinflussbare Kundenanlagen können dabei unterschieden werden in:

- Erzeugungsanlagen,
- Verbraucheranlagen,
- Speicheranlagen,
 - ortsfeste Anlagen und
 - Berücksichtigung der Elektromobilität.

Regelbare Verteilungsnetztransformatoren und Spannungsregler

Bereits heute werden in Niederspannungsnetzen mit hoher dezentraler Erzeugungsleistung regelbare Ortsnetztransformatoren eingesetzt. In ländlichen Verteilungsnetzen mit langen Netzausläufern und heterogener Last- bzw. Erzeugungsstruktur können zudem Spannungsregler verstärkt Anwendungen finden.

Die Herausforderungen und Forschungsthemen liegen hier insbesondere in der Einbindung in die Netzbetriebsführung und bei der Berücksichtigung in der Netzplanung.

Leistungselektronische Netzbetriebsmittel und hybride AC/DC-Netze

Leistungselektronik ist auch bei Netzbetriebsmitteln für das Verteilungsnetz eine zukünftig interessante Option zur Verbesserung der Regelungsmöglichkeiten. Dazu gehören bspw. Static Synchronous Compensators (STATCOM), Leistungsregler (UPFC – Unified Power Flow Controller) und leistungselektronische Transformatoren (SST – Solid State Transformer). Des Weiteren ist langfristig ein zunehmender Aufbau hybrider AC/DC-Netzstrukturen im Verteilungsnetz in Diskussion. Der Aufbau von DC-Netzstrukturen kann eine Vielzahl der Wandlungsprozesse im Netz vermeiden, wodurch Anlagenkosten und Wandlungsverluste reduziert werden können. Der SST kann zukünftig in hybriden AC/DC-Netzen ein zentrales Bauelement darstellen.

Beeinflussbare Kundenanlagen

Dezentrale Erzeugungsanlagen können dem Netzbetrieb zusätzliche Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen. Bei der Spannungshaltung können die DEA weiterführende Funktionen zur Spannungsregelung gewährleisten, wie z. B. eine spannungsabhängige Wirk- und Blindleistungsregelung (Q(U)-P(U)-Regelung) am Netzanschlusspunkt. Des Weiteren kann bei der Spannungshaltung der zusätzliche Blindleistungsbedarf im Übertragungs- und Verteilungsnetz zunehmend auch durch DEA im Verteilungsnetz bereitgestellt werden.

Im Rahmen der Frequenzhaltung sollten zunehmend Regelleistungen durch beeinflussbare Kundenanlagen zur Verfügung gestellt werden. Mit einer stärkeren Einbindung der DEA in den Strommarkt durch Direktvermarktung oder Fahrplanlieferung von EEG-Anlagen werden zusätzliche Flexibilitäten dem Strommarkt zur Verfügung gestellt.

Bei DEA und insbesondere bei dezentralen Speicheranlagen kann eine multifunktionale Bereitstellung von Systemdienstleistungen und Marktprodukten umgesetzt werden. Dies bedeutet, dass die dezentrale Erzeugungs- oder Speicheranlage mehrere Funktionen für den Verteilungsnetzbetreiber, Privatnetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber und Stromhändler bereitstellen kann. Dadurch können die Ausnutzung und die Wirtschaftlichkeit der Anlagen verbessert werden. Hierbei können Zielkonflikte auftreten, für welche im Einzelnen noch Lösungen unter Berücksichtigung des Netzbetriebszustandes („Ampelmodell“) zu entwickeln sind.

Gewerbe- und Industrieanlagen können durch Last- und Erzeugungsmanagement sowie Blindleistungskompensatoren zahlreiche Systemdienstleistungen liefern. Dazu gehören u. a.: Redispatch für Engpassmanagement bei regionalen Netzüberlastungen, Reduktion Spitzenbelastungen in einem Teil- oder dem Gesamtsystem und Regelenergiebereitstellung zur Frequenzhaltung.

1.2.3 Einsatz neuer Materialien

Hochtemperaturleiterseile

Konventionelle Leiterseile bestehen aus einer Kombination aus Stahl und Aluminium (ACSR: Aluminium Conductor Steel Reinforced). Für das Kernmaterial wird Stahl aufgrund seiner mechanischen Eigenschaften gewählt, während für den Mantel Aluminium bzw. Aluminiumlegierungen aufgrund der höheren elektrischen Leitfähigkeit zum Einsatz kommen. Die mechanischen Eigenschaften des Seils bestimmen deren maximale Betriebstemperatur von 80 °C für den Dauerbetrieb.

Neue hochtemperaturfähige Aluminiumlegierungen sowie neue Kernmaterialien mit verbesserten mechanischen Eigenschaften lassen höhere Betriebstemperaturen und damit eine erhöhte Strombelastbarkeit (bis zu 90 % gegenüber konventionellen Seilen) zu (FNN 2013). Grundsätzlich lassen sich Hochtemperaturleiterseile (HT-Seile) in zwei Gruppen einteilen:

- 1 | Leiter aus einer hochtemperaturbeständigen Aluminiumlegierung (TAL-Seile). Diese besitzen wie konventionelle Leiterseile einen Kern aus Stahl, können aber bis zu einer Temperatur von 150°C dauerhaft betrieben werden.
- 2 | Leiter mit neuartigen Kernmaterialien, welche eine geringere thermische Ausdehnung besitzen (HTLS-Leiter). Diese können bis zu einer Temperatur von 210 °C dauerhaft betrieben werden.

Leiterseile der ersten Gruppe besitzen aufgrund der höheren Temperaturfestigkeit gegenüber konventionellen Leiterseilen eine größere Übertragungskapazität. Dagegen weisen Seile der zweiten Gruppe aufgrund des verbesserten Kernmaterials bei gleicher Strombelastung einen geringeren Durchhang auf, weshalb sie sich besonders gut für den Austausch der Seile an bestehenden Masten eignen.

Ein weiteres Feld für Optimierung von HT-Seilen ist die Verbesserung der Korrosionsbeständigkeit sowie der mechanischen Belastbarkeit, in dem in den letzten Jahren Erfolge erzielt werden konnten. Grundsätzlich treten bei höheren Belastungen der Seile auch höhere Verlustleistungen auf. Zu den Neuentwicklungen (Ullrich 2015; ISI 2010; Lange 2008) zählen u. a. die folgenden Leiterseil-Typen:

- Aluminium Conductor Composite Core: ACCC,
- Aluminium Conductor Composite Reinforced: ACCR,
- Aluminium Conductor Steel Supported: ACSS,
- Thermal Resistant Aluminium Alloy Conductor Steel Reinforced: TACSR,
- Thermal Resistant Aluminium Alloy Conductor Invar Reinforced: TACIR,
- Gap-Type Aluminium Conductor Steel Reinforced: GTACSR.

Bei ACCC-Leiteseilen können durch einen höheren Aluminiumanteil im Verbundkern im Vergleich zu konventionellen Seilen die Verlustleistung reduziert werden (Ullrich 2015). Bei ACCR-Seilen wird durch einen Verbundkern mit Aluminiumoxidfasern die thermische Ausdehnung reduziert, wodurch eine erhöhte Übertragungsleistung ohne Vergrößerung des Seildurchmessers erzielt werden kann (3M 2013). Jedoch wird der Investitionsbedarf in Deutschland als relativ hoch eingeschätzt und es liegen kaum Betriebserfahrungen mit ACCR- und ACCC-Seilen vor (Ullrich 2015).

Grundsätzlich ist zu beachten, dass die Leitungsverluste quadratisch mit dem Strom und linear mit der Temperatur ansteigen.

Anlagen mit Verwendung von Supraleitertechnologie

Supraleitertechnologie wird derzeit für die Anwendung in Energienetzen entwickelt und erprobt. Nachfolgend ein kurzer Überblick zu einigen Anwendungsfeldern (nach BDI 2017).

Einsatz im Übertragungsnetz zur Erdverkabelung kurzer Strecken: HTS-Trassen haben einen geringeren Platzbedarf (signifikant kleinere Grabenbreite) und emittieren durch die Verwendung supraleitender Schirme keine elektromagnetischen Felder (DOE 2009).

Innerstädtische Hochspannungsleitungen: Die HTS-Technologie erlaubt den Rückbau der Hochspannung aus Innenstädten durch Hoch-Strom Mittelspannungs-HTS-Kabel mit gleicher Übertragungsleistung. Dadurch werden die Hochspannungstransformatoren in der Innenstadt überflüssig (Platzeinsparung) (Ampacity 2016).

Städte mit wachsendem Strombedarf durch z. B. Elektromobilität können mit Supraleitern in bestehenden Kabelschächten mehr Leistung in die Städte leiten. Dies würde mit konventionellen Betriebsmitteln zusätzlichen unterirdischen Platzbedarf erfordern, der evtl. nicht mehr vorhanden ist (Telekommunikation-, Wasser-, Gasleitungen, Metro, schon voll mit Kabeln besetzte Tunnel unter Flüssen etc.).

1.2.4 Systeme und Komponenten des Netzschutzes

Supraleitende Kurzschlussstrombegrenzer

Supraleitende Kurzschlussstrombegrenzer für Hochspannung erlauben die reversible Begrenzung von Kurzschlussströmen durch die Ausnutzung der physikalischen Eigenschaften von Supraleitern. Konventionelle Lösungen (IS-Limiter) verwenden Sprengsicherungen, die von einer Elektronik sicher ausgelöst werden muss und im Auslösefall per Techniker ausgewechselt werden müssen. Supraleitende Kurzschlussstrombegrenzer müssen nach physikalischer Auslösung nur wieder auf Betriebstem-

peratur gekühlt werden und sind bereits nach wenigen Minuten wieder einsatzfähig (Siemens 2014).

Supraleitende Kurzschlussstrombegrenzer für Mittelspannung: Supraleitende Kabel erlauben eine deutlich größere Übertragungsleistung auf Mittelspannungsebene (Hochstrom-HTS-Kabel). Dadurch wird die Integration von Großerzeugern Erneuerbarer Energien abseits von existierenden Hochspannungstrassen auf Mittelspannungsebene möglich. Weiter wird die Vermaschung von Mittelspannungsnetzen durch supraleitende Kabel und Kurzschlussstrombegrenzer erleichtert. Es können sich HS/MS-Übergabepunkte reduzieren und es kann möglicherweise der Abbau von redundanten Transformatoren erlaubt werden. Die erhöhte Konnektivität zwischen erneuerbaren Erzeugern und Verbrauchern innerhalb des Mittelspannungsnetzes wird ohne Umweg über die Hochspannungsebene möglich.

Weiterentwicklung und Alternativen zu Schmelzsicherungen und Schutz-Automaten

Variable Einspeisesituationen und Stromflussrichtungen sowie der mögliche Betrieb von Netzbereichen mit und ohne Verbindung zum überlagerten Netz können die Anforderungen an Schutzeinrichtungen erheblich beeinflussen. Lösungsansätze in den höheren Netzebenen für diese Problemstellung liegen in der Verwendung von anpassbaren Parametersätzen in elektronischen Schutzrelais.

Die Schutzsysteme in den öffentlichen Netzen der Niederspannung und auch im Gebäudebereich sind in der Regel Bestandteil des primären Strompfades und größtenteils nicht für die Anpassung an stark wechselnde Anforderungen oder variable Schutzbereiche geeignet. Aufgrund der hohen Stückzahlen sind hier außerdem kostengünstige Lösungen gefordert.

F&E-Bedarf besteht in der Entwicklung von kostengünstigen, flexiblen Schutzsystemen insbesondere für den Einsatz in den unteren Netzebenen des Verteilungsnetzes.

1.2.5 Gleichstromnetze und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstechnik

DC-Netze

Der Einsatz von DC-Netzen als Alternative oder auch Komplement zur AC-Leistungsübertragung wird derzeit für verschiedene Einsatzgebiete erforscht und erprobt. Für den Bereich der Niederspannungs-DC-Netze (Spannungen kleiner 1.500 V) hat die Deutsche Elektrotechnische Kommission (DKE) kürzlich die deutsche Normungsroadmap Gleichspannung (DKE 2016) vorgestellt, die folgende Anwendungsmöglichkeiten nennt:

- Versorgung elektronischer Betriebsmittel mit Gleichspannung ohne Konvertierungsverluste und Vermeidung großer Netzteile.
- Das Gleichstromsystem ist für Energieerzeuger wie Photovoltaikanlagen und Brennstoffzellen geeignet und DC-AC-DC-Umwandlung sowie korrespondierende Umwandlungsverluste werden vermieden.

- Mikroturbinen, kleine Wasserkraftwerke und Windkraftanlagen mit variabler Drehzahl benötigen einen AC/DC/AC-Wandler, auch hier kann der DC/AC-Wandler entfernt werden oder durch einen einfacheren und kostengünstigeren DC/DC-Wandler ersetzt werden.
- Batterie- bzw. Speichersysteme können ohne Wandler direkt an das System angeschlossen werden.
- Konzept einer geregelten Blindleistungsquelle, bei dem ein Niederspannungs-Gleichstromnetz gegenüber dem speisenden Netz mit der Umrichterschaltung Active-Front-End betrieben wird.

Folgende DC-Vorteile gegenüber AC werden genannt:

- Wegfall von Umwandschritten, dadurch Reduzierung des Materialaufwandes und der Umwandlungsverluste.
- Echte Unterbrechungsfreiheit bei USV-Systemen möglich.
- Verbesserung der Spannungsqualität möglich, Oberschwingungsproblematik in Wechselstromnetzen entfällt.
- Effizientere Nutzung vorhandener Leistungsquerschnitte (kein Skin-Effekt).
- Kein Blindleistungsbedarf, dadurch vermiedene Belastung des speisenden Netzes.

Hochspannungs-Gleichstrom Übertragung (HGÜ)

Vor dem Hintergrund des technologischen Fortschritts, insbesondere im Bereich elektrischer (Halbleiter-) Schaltungstechnik und deren Regelungstechnik, ergeben sich zahlreiche Anwendungsgebiete mit technischen und/oder wirtschaftlichen Vorteilen für HGÜ- (engl. High Voltage Direct Current, HVDC) Technologien.

Typische Anwendungsgebiete für den Einsatz von HGÜs sind der Transport großer Mengen elektrischer Energie über weite Entfernungen, insbesondere Seekabelverbindungen sowie die Verknüpfung nicht synchron betriebener Netzgebiete. Während der wirtschaftliche Einsatz der HGÜ-Technologie in einem Freileitungssystem bei mehreren hundert Kilometern liegt, ist eine wirtschaftliche Anwendung bei einer kabelgebundenen Umsetzung in Abhängigkeit von der erforderlichen Übertragungskapazität aufgrund der elektrischen Eigenschaften der Hochspannungsdrehstromkabel schon bei deutlich kürzeren Übertragungsentfernungen gegeben.

Klassische, netzgeführte HGÜ-Systeme in Thyristor-Technologie (Line Commutated Converter, LCC) weisen neben den beschriebenen Vorteilen einige Nachteile im Netzbetrieb auf. Hierzu gehört zum einen der hohe Blindleistungsbedarf der Umrichterstationen, der entweder aus dem umliegenden Drehstromnetz bezogen oder durch entsprechende Kompensationselemente stationsnah erzeugt werden muss. Zum anderen ist ein gezielter Einsatz entsprechender Umrichterstationen abseits des Energietransports, z. B. für den Einsatz von Netzsystemdienstleistungen, nur sehr eingeschränkt oder gar nicht möglich. Demgegenüber können aus heutiger Sicht nach Stand der Technik errichtete, selbst geführte HGÜ-Systeme (Voltage Source Converter, VSC), welche heutzutage üblicherweise mit Insulated Bipolar Transistoren (IGBT) ausgeführt werden, neben der zu übertragenden Wirkleistung auch die drehstromseitig bezogene bzw. gelieferte Blindleistung nahezu unabhängig voneinander einstellen. Darüber hinaus erlaubt die Regelbarkeit der VSC-Umrichterstationen die Umsetzung weiterer Systemdienstleistungen.

VSC-basierte HGÜ-Systeme erlauben neben der klassischen Anwendung als Punkt-zu-Punkt- (point-to-point-) Verbindung darüber hinaus die Entnahme bzw. Einspeisung elektrischer Energie an mehreren Stellen entlang der Leitung und damit prinzipiell den Aufbau eines vermaschten HGÜ-Systems (Multi-Terminal-HVDC). Der Einsatz von Punkt-zu-Punkt-Verbindungen ist insbesondere in Form von Interkonnektoren zwischen verschiedenen Ländern oder zur Anbindung und Kopplung verschiedener Netzgebiete bereits in vielen Fällen im Einsatz, wohingegen Multi-Terminal-Systeme bislang nur vereinzelt Anwendung finden.

Insbesondere hinsichtlich der Verbesserung von Komponenten und Betriebsmitteln des HGÜ-Systems auf der einen als auch hinsichtlich Regelung und Integration in die vorhandenen Drehstrom-Netzstrukturen auf der anderen Seite ergeben sich Forschungs- und Entwicklungsbedarfe. Einen wesentlichen Beitrag zur Umsetzung netzseitiger Anforderungen an die Betriebsmittel, Regelungstechnik und Betriebsführung liefert die VSC-Technologie, die sich in den letzten 10-15 Jahren nach Abschluss der ersten Testinstallationen enorm weiterentwickelt hat, aber an die maximalen Übertragungsleistungen und DC-Spannungen der LCC-Technologie derzeit noch nicht heran reicht.

Auf Ebene der Komponenten und Betriebsmittel liegen entsprechende Entwicklungsmöglichkeiten im Bereich der verwendeten Halbleiter-Elemente zur Verbesserung der Effizienz vor (Hennig et al. 2016). Das Bestreben zu insgesamt höheren Systemspannungen und übertragbaren Leistungen führt darüber hinaus auch im Bereich klassischer Betriebsmittel, wie z. B. Transformatoren, Kabel und Schutztechnik zu anhaltendem Weiterentwicklungsbedarf.

Die Integration in bestehende AC-Systeme stellt insbesondere vor dem Hintergrund der hohen Anforderungen an die sichere und zuverlässige Versorgung mit elektrischer Energie einen möglichen Schwerpunkt künftiger Entwicklungen dar.

Eine besondere Herausforderung hinsichtlich vielfältiger Fragestellungen der Regelung, des Schutzes und der Integration in die bestehenden AC-Systeme stellen Multi-Terminal-Overlay-Netze dar. Diese sind Gegenstand internationaler (z. B. Asplund et al. 2010) und deutscher Forschungsvorhaben (z. B. Bohn et al. 2014; Marten und Westermann 2013; Weck et al. 2016). Die Diversität der in der Wissenschaft diskutierten Ansätze zeigt den frühen Planungsstand, der oftmals nur die grundsätzliche Machbarkeit solcher Konzepte darstellt.

1.2.6 Technologien für die Offshore-Anbindung von Windkraftanlagen

Netzanbindung Offshore-Windkraft

Mit der Nutzung der Windenergie auf dem Meer wurden neue Möglichkeiten der umweltfreundlichen Energiegewinnung geschaffen. Grundlegende Vorteile der Offshore-Energiegewinnung liegen u. a. in einer höheren und stetigeren Windgeschwindigkeit, da der Wind im Gegensatz zum Land von der Beschaffenheit des umliegenden Gebietes nur geringfügig abgeschwächt oder verwirbelt wird. Dies führt, im Verhältnis zu vergleichbare Anlagen an Land („Onshore“), zu einer in etwa doppelt so hohen Energiegewinnung von Offshore-Windparks.

Die Anbindung eines Windparks an das elektrische Netz hängt stark von seiner Entfernung des gewählten, technisch möglichen Anschlusspunktes ab. Im kontinental-europäischen Verbundnetz der ENTSO-E herrscht eine Netzfrequenz von 50 Hz. Die für die Netzanbindung der Offshore-Windparks verwendeten kunststoffisolierten Kabel weisen eine typische dreischichtige Isolation auf. Der konstruktive Aufbau eines Kabels entspricht einem typischen Zylinderkondensator, so dass ein solches Kabel ein kapazitives Verhalten hat. Dadurch fließt in einem AC-Netz im Normalbetrieb im Kabel zusätzlich zum normalen, gewünschten Laststrom, der zumeist einen induktiven Charakter hat, ein kapazitiver Ladestrom. Dies resultiert in einer maximalen Kabellänge von ca. 60-80 km für den Netzanschluss von Windparks in einem 50 Hz AC-System. Für Offshore-Windparks in größeren Entfernungen von der Küste oder auch größeren Freileitungslängen auf dem Festland wird daher die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) eingesetzt.

Aktuell in der Forschung und Entwicklung behandelte Themen sind der Aufbau von vermaschten Netzstrukturen in der Nord- und der Ostsee auf Basis der Drehstrom- und Gleichstromtechnik mit dem Ziel einen europaweiten Energieausgleich zu schaffen. Hierfür sind neben den technischen Fragestellungen auch entsprechende Marktstrukturen zu entwickeln und regulatorische Aspekte zu beachten.

Als alternative Netzanschlusstechnik könnte auch eine Netzanbindung der Offshore-Windparks über Gasisolierte Leitungen (GIL), z. B. auf Basis der Tunneltechnik, weiterführend analysiert werden. Ebenso sind die Weiterentwicklung der Netzanschlussregeln für Offshore-Windparks voranzutreiben und auch die Möglichkeiten der Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Offshore-Windparks zu analysieren. Ein weiteres wichtiges Thema ist auch die Energiespeicherung von Offshore-Windenergie in entsprechenden Offshore-Energiespeichern, z. B. auf Basis der Wasserstofftechnologie und damit auch die Frage der Vermarktung und des europäischen Strommarkts.

1.2.7 Technologien zur Netzkopplung von EE-Anlagen, Speichern und Verbrauchern

Erneuerbare Energieanlagen, Speichersysteme und vermehrt auch Verbrauchseinrichtungen sind häufig über leistungselektronische Komponenten (Stromrichter) an das Netz gekoppelt. Zusammen mit den Schutzeinrichtungen bestimmen diese das elektrische Verhalten der Anlagen am Netz. Durch die Ankopplung über Stromrichter ergeben sich neue Möglichkeiten, diese Anlagen möglichst netzverträglich und netzdienlich zu machen. Andererseits ergibt sich auch die Notwendigkeit, dass vermehrt Netzdienstleistungen von stromrichtergekoppelten Anlagen übernommen werden, da die Zahl der konventionellen Kraftwerke, und damit die Zahl der Synchrongeneratoren, die am Netz betrieben werden, abnimmt. Notwendig ist hier die Forschung und Entwicklung geeigneter Regelungsverfahren für die Netzkopplung von EE-Anlagen, Speichersystemen und Verbrauchseinrichtungen.

1.3 Technologien für einen sicheren Netzbetrieb („Netzplanung und Netzbetrieb“)

Technologien für einen sicheren Netzbetrieb umfassen alle netzplanerischen und netzbetrieblichen Aspekte, die einen sicheren Netzbetrieb ermöglichen. Die sich ändernden Kraftwerksstruktur erfordert eine Anpassung der Prinzipien bei der Netzplanung und die Weiterentwicklung der Netzbetriebsführung. Dazu gehören u. a.

- 1 | Methoden und Werkzeuge der Netzplanung, u. a. Integration neuer Netzbetriebsmittel, probabilistische/zeitreihenbasierte Netzplanung, netzebenenübergreifende Planung, zelluläres Systemdesign, Planung von Inselnetzen, Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit, Sektorkopplung, Expertentools, Planung unter Unsicherheit.
- 2 | Methoden und Werkzeuge der Betriebsführung, u. a.: zellulare Netzbetriebsführung, Betriebsführungsalgorithmen und leittechnische Automatisierung für Systemdienstleistungen auf allen Spannungsebenen, Netzzustandserkennung auch in den unteren Netzebenen, Vorhersage Leistungsflüsse, Zusammenspiel zwischen Netzebenen, Netzwiederaufbaukonzepte, Interaktion Netz und Markt.
- 3 | Netzregelung und Netzschutz, u. a. Netzstabilität und Systemsicherheit, Netzregelung und Netzschutz in stromrichterdominierten Netzen, bei Teilnetzbildung, in Netzzellen und Inselnetzen, Bereitstellung von Kurzschlussstrom, Grundlagen für Netzanschlussregeln.
- 4 | Netzintegration Offshore Windkraft, u. a. Einbindung HGÜ-Kopfstationen in Netzbetrieb und Netzregelung

Beispielhaft sind einige Technologien im Folgenden weiter ausgeführt:

1.3.1 Prinzipien und Methoden der Netzplanung

Netzplanung

Den Rahmen netzplanerischer Entscheidungen bilden wie in (Braun et al. 2015, Kapitel 15.4) beschrieben ökonomische, regulatorische und qualitative Vorgaben. Gesetzliche Vorgaben befinden sich u. a. im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Zu den Qualitätskriterien gehören bspw. Vorgaben bzgl. Spannungsqualität (DIN EN 50160). Die Netzplanung greift auf Planungsgrundsätze zurück und berücksichtigt relevante Teilbereiche der Netzbetriebsführung.

Forschungsbedarf entsteht aufgrund der veränderten Möglichkeiten bei neuen Netzbetriebsmitteln und der Einbeziehung von Erzeugern und Verbraucheranlagen in den Netzbetrieb sowie neuer Planungsansätze. Aber derzeit sind die Freiheitsgrade der Netzplanung aufgrund der bestehenden Netzausbauverpflichtung stark beschnitten. Im Rahmen von Forschungsvorhaben kann losgelöst von diesen Rahmenbedingungen das theoretisch mögliche Potenzial zur Senkung von Netzausbaukosten ermittelt werden.

Integration neuer Netzbetriebsmittel und –verfahren in die Netzplanung

Entwicklungen bei der Integration neuer Netzbetriebsmittel lassen sich nach den netzplanerischen Freiheitsgraden Einbauort, Typ und Eigenschaften, Dimensionierung und Beeinflussbarkeit unterteilen. Die Integration neuer Netzbetriebsverfahren

ist deshalb von Bedeutung, weil mit ihrer Hilfe die stromnetzrelevante Wirk- und Blindleistung sowie die Spannung beeinflusst werden kann, und damit auch die Erreichung der planungsrelevanten Schwellwerte z. B. für Spannung und Auslastung. Ein wichtiger Aspekt dabei ist die stabilitätsgeprüfte Netzplanung, die den steigenden Bedarf nach Prüfung und ggf. Aktualisierung von Reglerparametern unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen zwischen Reglern von Netzbetriebsmitteln und Kundenanlagen betrachtet.

Probabilistische Netzplanung

Die probabilistische Netzplanung ist u. a. nützlich, um aus stark veränderlichen Einspeise-, Verbrauchs- und Marktdaten bzw. weiteren Unsicherheiten bewertungsorientiert die für die Netzplanung relevanten Größen zu bestimmen. Mit ihr kann szenarienbasiert die Unsicherheit über zukünftige Ereignisse rechnerisch handhabbar gemacht werden. Dies ist z. B. im Zusammenhang mit Zuverlässigkeitsvergleichen bei der Bewertung des Einsatzes neuer Betriebsmittel und Betriebsverfahren von Interesse.

Netzebenen-übergreifende Planung

Um zukünftig Systemdienstleistungen aus dem Verteilungsnetz an das Übertragungsnetz erbringen zu können und kostenoptimiert Netzausbau zu reduzieren, ist eine spannungsebenen-übergreifende Netzplanung erforderlich. Ebenso birgt die Intensivierung der Abstimmung zwischen Netzbetreibern in diesem Zusammenhang Effizienzpotenziale („netzbetreiberübergreifende Netzplanung“), die im Rahmen von Forschungsvorhaben näher bestimmt werden müssen.

Expertensysteme in der Netzplanung

Alle identifizierten Kern-Entwicklungsstränge können letztlich aufgrund der resultierenden zusätzlichen Komplexität und des Rechenaufwandes in die teilautomatisierte Netzplanung münden. Hierbei wird die Netzplanung unterstützt durch ein Expertensystem, welches auch die jeweils gültigen Planungsgrundsätze im Rahmen von teilautomatisierten Netzberechnungen möglicher Netzausbauszenarien anwendet.

1.3.2 Werkzeuge und Methoden der Betriebsführung

Systemdienstleistungen und leittechnische Systeme

Der Grad der Einbindung des VNB in die Erbringung von Systemdienstleistungen variiert von Forschungs-Stadium (z. B. Momentanreserve) bis Stand der Technik (z. B. Einspeisemanagement, Netzanalyse und Monitoring). Auch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch beeinflussbare Kundenanlagen hat noch ein umfangreiches Entwicklungspotenzial.

Die nachfolgende Auflistung zeigt wesentliche Systemdienstleistungen und eine Auswahl zugehöriger Maßnahmen:

- Frequenzhaltung: z. B. Momentanreserve, Regelleistung (Primärregelung, Sekundärregelung, Minutenreserve), zu- und abschaltbare Lasten, frequenzabhängiger Lastabwurf.
- Spannungshaltung: z. B. Spannungs-/Blindleistungsregelung, spannungsbedingter Redispatch
- Versorgungswiederaufbau: z. B. Schwarzstartfähigkeit, Schwarzstartunterstützung.
- Betriebsführung: z. B. Engpassmanagement, Einspeisemanagement, Leistungsflussoptimierung, Netzanalyse und Monitoring, Verbesserung der Spannungsqualität.

Systemdienstleistungen innerhalb des Verteilungsnetzes, insbesondere aber auch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen für das Übertragungsnetz, erfordern eine Weiterentwicklung der aktuellen IKT-Infrastruktur. Die Aufgaben der Netzautomatisierung in der Netzbetriebsführung erfolgen je nach Anforderung an die Geschwindigkeit, Optimierungsgrad und Ausfallsicherheit der Regelung zentral, dezentral und/oder lokal. Eine geeignete Kombination der Entscheidungsebenen für eine optimierte Automatisierungsarchitektur ist aktuell Aufgabe von Forschungs- und Entwicklungsarbeiten. Diskutiert wird auch der zellulare, selbst-organisierende Ansatz. Eine weitergehende Ausprägung stellt hier der Micro-Grid-Ansatz dar, bei dem Verteilungsnetzabschnitte sich zumindest zeitweise autark versorgen können. Der Nachweis der gesamtwirtschaftlichen Effizienz steht noch aus.

Insbesondere auch bei dem Thema Cyber-Security und Resilienz wird ein erheblicher F&E-Bedarf erwartet.

Steuernde Algorithmen im Übertragungsnetz

Durch den starken Ausbau der Erneuerbaren Energien in den letzten Jahren bedarf es im Netzbetrieb immer häufigeren Eingriffen seitens des Netzbetreibers, um die Systemsicherheit und Stabilität zu gewährleisten. Die Eingriffsmöglichkeiten werden aus Netzsicht beispielsweise durch Schaltanlagen, Transformatorstufensteller, Kompensationsanlagen und durch leistungselektronische Komponenten wie FACTS („flexible alternating current transmission system“) oder durch mit erheblichen Kosten verbundenen Veränderungen der Kraftwerkseinspeisungen (Redispatch) ermöglicht.

Neben den Netzkomponenten bilden steuerbare Erzeugungsanlagen (heutzutage insbesondere die konventionellen Kraftwerke) im Netz eine weitere wichtige Komponente zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebes. Sind die technischen Maßnahmen zur Beseitigung von Engpässen oder Spannungsbandverletzungen ausgereizt und das Problem würde weiterhin bestehen, ist der Netzbetreiber angewiesen über marktbezogene Maßnahmen in die Fahrpläne der Kraftwerke einzugreifen und diese hinsichtlich der Netzanforderungen anzupassen. Dieser Vorgang wird als Redispatch bezeichnet. Diese Eingriffe in den Netzbetrieb stiegen von 1.588 h in 2010 auf 15.811 h in 2015 (BNetzA 2015). Die Kosten für den Redispatch belaufen sich dabei auf 411,9 Mio. Euro (BNetzA 2016). Abb. 1-2 zeigt exemplarisch basierend auf Modellrechnungen Engpässe und Spannungsbandverletzungen im jährlichen Mittel (Mende et al. 2017).

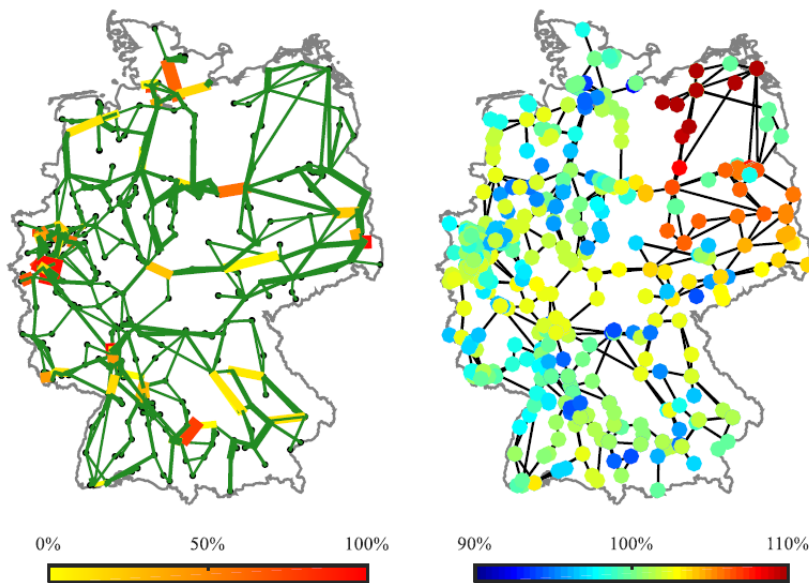


Abb. 1-2 Ergebnisse einer exemplarischen Engpasssimulation im deutschen Verbundnetz. Links: Durchschnittliche Belastung (Dicke der Leitungen) und Dauer der Überlastung (Farbe gemäß Legende). Rechts: Knotenspannungen

Quelle: Mende et al. (2017)

Die Komplexität der Entscheidungsfindung und die Vielzahl an Flexibilitäten in der Planung und in der Durchführung des Netzbetriebes bilden die Grundlage für einen steigenden Bedarf an entsprechenden unterstützenden Algorithmen.

Netzbetriebsführung im Verteilungsnetz

Bei der Netzbetriebsführung spielen Systemdienstleistungen in zweifacher Hinsicht eine Rolle, nämlich als Dienste aus dem Verteilungsnetz an das Gesamtsystem (Übertragungsnetz), wie beispielsweise Unterstützung der Frequenzhaltung, und als Dienste für den Netzbetrieb des Verteilungsnetzes, wie beispielsweise Unterstützung bei der Spannungshaltung. Hier werden die Dienste für den Netzbetrieb im Verteilungsnetz betrachtet. Neben der Spannungshaltung sind u. a. die Bereitstellung von Kurzschlussstrom, die Nutzung von Netzzellen, und die Optimierung des Netzausbaus zu nennen.

Auf die Spannungshaltung wird bei der Beschreibung der Aufgaben von Verteilnetztransformatoren und Spannungsreglern im Kapitel „Neue steuernde Betriebsmittel“ eingegangen.

Optimierung des Netzausbaus

Zur Optimierung der Netzausbaukosten im Verteilungsnetz sollte die Wirk- und Blindleistungsregelung der DEA und die zugehörigen Netzanschlussbedingungen weiterentwickelt werden. Nach (Braun et al. 2015, Kapitel 15.2) gehören dazu die Q(U)- und P(U)-Regelung sowie das Kapazitätsmanagement mit PV- und Windenergie-Anlagen. Hierbei ist zu beachten, dass aus der Vielzahl der Möglichkeiten die kostengünstigste und ausreichend sichere Variante zu wählen ist. Die Varianten

müssen auch im Vergleich zu klassischen Maßnahmen der Netzverstärkung und des Netzausbaus bewertet werden.

Spannungsebenenübergreifende Betriebsführung

Durch den zur Integration der dezentralen Einspeisungen erforderlichen erheblichen Zubau von Kabeln ist die Betriebskapazität im Netz stark angewachsen. Zusammen mit dem Lastwechsel zwischen Erzeugung und Verbrauch und den resultierenden häufigen Zeiten geringer absoluter Netzlast führt dies zu einem verstärkten kapazitiven Netzverhalten und zu Spannungsproblemen in der Hoch- und Höchstspannungs-Ebene.

Durch entsprechende Richtlinien sind die dezentralen Erzeugungsanlagen verpflichtet, sich an der Regelung der Spannung zur Sicherung der vorgegebenen Grenzwerte zu beteiligen. Dazu wird vorzugsweise die Einspeisung von Blindleistung an den Anschlusspunkten entsprechend vorgegebener $Q(U)$ -Kennlinien und $\cos(\varphi) = f(P)$ eingesetzt. Dies hilft zwar die Bilanzprobleme in Zeiten hoher Einspeisung zu reduzieren, speziell im Teillastbereich sind zur Unterstützung der Hoch- und Höchstspannung jedoch weitere Maßnahmen erforderlich.

F&E-Bedarf besteht bei Erarbeitung und Test von möglichen Maßnahmen zur Regelung des Blindleistungshaushaltes elektrischer Verteilungsnetze in der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene zur Unterstützung vorgelagerter Netzbereiche.

Nutzung von Netzzellen in der Netzbetriebsführung

Als ein möglicher Entwicklungspfad für das Stromversorgungssystem wird die verstärkte Berücksichtigung von Netzzellen in der Planung und Betriebsführung diskutiert. Ansätze dazu werden bspw. in der VDE-Studie „Der zelluläre Ansatz“, im europäischen Forschungsprojekt Electra mit dem „Web-of-cells-Konzept“ (<http://electrairp.eu/>) oder in den USA unter dem Stichwort „networked microgrids“ diskutiert. Auch für die Überbrückung von Versorgungsstörungen können Netzzellen zukünftig eingesetzt werden. Darüber hinaus werden Inselnetze international bei der Versorgung ortsferner Gebiete eine zunehmende Rolle spielen. Diese Inselnetze können langfristig die Grundlage für den Aufbau von zusammenhängenden Versorgungsnetzen bilden.

F&E-Bedarf besteht u. a. in Fragen geeigneter Konzepte der Leistungsbilanz- und Reservehaltung, der Skalierbarkeit von Netzzellen und Steuerungsaufgaben und der horizontalen und vertikalen Interoperabilität von Komponenten und Regelungsaufgaben.

1.3.3 Netzregelung und Netzschutz

Die elektrische Energieversorgung und insbesondere die Regelung des elektrischen Netzes in Deutschland befinden sich in einem Transformationsprozess. Die Netzregelung stützt sich heute im Wesentlichen auf Großkraftwerke mit Synchrongeneratoren. Zur Stromerzeugung werden jedoch zunehmend Erzeugungsanlagen eingesetzt, welche überwiegend mit Stromrichtern an das Netz gekoppelt sind. Diese speisen bisher hauptsächlich in die unteren Spannungsebenen des Verbundnetzes ein.

Bereits am 8. Mai 2016 konnten über 90 % der elektrischen Last in Deutschland aus Erneuerbaren Energien (EE) gedeckt werden. Derzeit müssen allerdings in solchen Situationen weiterhin konventionelle Kraftwerke am Netz bleiben (sog. „Must-Run-Units“). Die Gründe dafür sind vielschichtig und mit Hilfe derzeit verfügbarer Methoden und Daten nicht exakt zu ermitteln. Eine der Ursachen liegt darin, dass die wesentlichen Beiträge zur Systemstabilität heutzutage fast ausschließlich durch konventionelle Kraftwerke erbracht werden.

Für elektrische Energieversorgungssysteme mit einem geringen Teil von konventionellen Erzeugungsanlagen mit Synchrongeneratoren müssen die Netzregelung aber auch der Netzschutz weiterentwickelt werden.

Die derzeitigen Mechanismen zur Frequenzhaltung im Verbundnetz unterteilen sich nach der zeitlichen Erbringung (Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve). In den ersten Millisekunden einer Frequenzabweichung wird dieser durch die sogenannte Momentanreserve entgegengewirkt. Die Bereitstellung der Momentanreserve erfolgt ungesteuert durch rotierende Massen, die direkt über Maschinen ans Netz gekoppelt sind. Stromrichter-gekoppelte Anlagen stellen diese im Verbundnetz heute noch nicht bereit.

Die Dena kommt in ihrer Studie „Momentanreserve 2030“ (Dena 2016) zu dem Schluss, dass die Frequenzgradienten aufgrund verringerter Momentanreserve zukünftig steigen werden. Die Veränderungen sind im zusammengeschalteten kontinentaleuropäischen System in dem nächsten Jahrzehnt noch nicht von Bedeutung. Allerdings könnten extreme Störfälle mit Abtrennung von Teilsystemen unter Umständen nicht mehr beherrscht werden. Auch Wechselrichter können Momentanreserve bereitstellen, wenn diese als netzbildende, spannungsstellende Umrichter konzipiert sind. Solche Umrichter werden heute üblicherweise in Inselnetzen eingesetzt und sind nicht für den Verbundnetzbetrieb optimiert (Engler 2001). Es existieren jedoch auch Ansätze, die explizit auf eine Nachbildung des Synchronmaschinenverhaltens abzielen und damit prinzipiell für einen Einsatz im Verbundnetz geeignet erscheinen (Hesse et al. 2009; Laudahn et al. 2016).

Stromrichtersysteme können also teilweise ähnliche Eigenschaften der Synchrongeneratoren übernehmen und so möglicherweise die Frequenz- und Spannungsstabilität des Verbundsystems gewährleisten. Die Eigenschaften der Synchrongeneratoren sind teils inhärent und müssen für eine Realisierung in anderen Erzeugern klar identifiziert und technologieneutral beschrieben werden.

Bereitstellung von Kurzschlussstrom

(VDE-ETG 2013, Detaildarstellung D3)

Das am häufigsten in allen Spannungsebenen verwendete Kriterium für die Kurzschlussfassung und -abschaltung ist der Strom. So fließt im Kurzschlussfall von den Erzeugungsanlagen ein Kurzschlussstrom zur Kurzschlussstelle, der in aller Regel heute erheblich größer ist als der im Normalbetrieb fließende Laststrom.

Die Bereitstellung von Kurzschlussstrom kann zu einer der Systemdienstleistungen gezählt werden. Die Höhe des Kurzschlussstroms bildet insbesondere im Verteilungsnetz die Basis für die gängigen Netzschutzkonzepte als Haupt- oder Reserve-schutz.

In Deutschland wird in Netzen der öffentlichen Energieversorgung größer 1 kV und bis 30 kV am häufigsten der sogenannte unabhängige Überstromzeitschutz (UMZ) angewendet. Der Überstromzeitschutz besitzt mehrere Einschränkungen bei der Anwendung. So muss z. B. sicher gestellt sein, dass der minimal auftretende Kurzschlussstrom deutlich größer ist, als der maximale Betriebsstrom, mit dem das zu schützende Betriebsmittel belastet werden soll. Außerdem kann in der Standardausführung die Richtung des Stromes nicht erfasst werden (ungerichteter UMZ).

Im öffentlichen Niederspannungsnetz werden in der Regel NH-Sicherungen eingesetzt. In offen betriebenen Netzen wird hierbei das Kriterium der Zeitselektivität angewendet, während in vermaschten Netzen das Stromselektivitätskriterium Anwendung findet. Beide Kriterien erfordern eine ausreichende Kurzschlussleistung, um die Anrege- und Auslösekriterien zu erfüllen.

Hausverteilungen weisen in der Übergabe eine NH-Sicherung auf, die eine Nennstromstärke von 63 A nicht überschreitet. Diese Sicherung stellt schutztechnisch die Schnittstelle zum öffentlichen Netz dar. Für die unterlagerte Verteilungen werden Leitungsschutzschalter oder auch noch NH-Sicherungen eingesetzt. Diese Schutzrichtungen übernehmen den Überlast- und Kurzschlussschutz im Hausnetz. Der Schutz gegen indirektes Berühren wird durch den Fehlerstromschutzschalter erzielt.

F&E-Bedarf im Verteilungsnetz besteht insbesondere durch mögliche Veränderungen in der Stromrichtung auch im Kurzschlussfall (hiervon kann ggf. auch die Funktion des Fehlerstromschutzschalters betroffen sein), der Schwächung des Kurzschlussstroms an Einbauort des Schutzgerätes durch Zwischeneinspeisungen sowie durch die begrenzten Kurzschlussstrombeiträge von DEA, die über Wechselrichter angeschlossen sind. Darüber hinaus bestehen mögliche Wechselwirkungen zwischen Fehlerdetektion und interner Stromregelung der DEA, die genauer untersucht und beschrieben werden müssen.

1.3.4 Netzintegration Offshore Windkraft

Sowohl im nationalen als auch im internationalen Umfeld sind bereits eine Vielzahl von Offshore-Windparks errichtet und in Betrieb. Die Netzanbindung umfasst hierbei einerseits die AC-Anbindung sowie andererseits die Netzkopplung mit HGÜ.

Die folgenden Abbildungen und Tabellen zeigen die sich in unterschiedlichen Realisierungszuständen befindlichen Projekte in der Nord- und Ostsee.

Tab. 1-1 Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee¹

Projektname	AWZ/SMZ*	WEA-Zahl	WEA-Leistung [MW]
ENOVA Offshore Ems-Emden	12-SMZ	1	4,5
Hooksiel	12-SMZ	1	5
Riffgat	12-SMZ	30	30 x 3,6
Meerwind Süd / Ost	AWZ	80	80 x 3,6
Alpha Ventus (ehem. Borkum West)	AWZ	12	12 x 5
BARD Offshore 1	AWZ	80	80 x 5
Global Tech I	AWZ	80	80 x 5
Nordsee Ost	AWZ	48	48 x 6,15
Amrumbank West	AWZ	80	80 x 3,6
Butendiek	AWZ	80	80 x 3,6
DanTysk	AWZ	80	80 x 3,6
Trianel Windpark Borkum	AWZ	40	40 x 5
Borkum Riffgrund 1	AWZ	78	78 x 4
SUMME Nordsee		690	2956,1
Rostock	12-SMZ	1	2,5
Baltic 1	12-SMZ	21	21 x 2,3
Baltic 2	AWZ	80	80 x 3,6
SUMME Ostsee		102	338,8

Stand: Dezember 2015

* AWZ: Ausschließliche Wirtschaftszone, SMZ: 12-Seemeilen-Zone

Der zunehmende Ersatz von konventionellen Kraftwerken durch Erzeugungsanlagen auf Basis von Erneuerbaren Energien führt dazu, dass das Netz rotierende Massen, die zur Frequenzstützung im Störfall beitragen, sowie Kraftwerke, die Blindleistung zur Spannungshaltung zur Verfügung stellen und am Netzengpassmanagement teilhaben, verliert. Deshalb müssen On- und Offshore-WEA die Verantwortung für diese Systemdienstleistungen zukünftig übernehmen, um die Stabilität des Netzes zu gewährleisten (vgl. die Systemdienstleistungsverordnung der Bundesregierung (SDL-WindV 2009)).

¹ <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Technologien/Windenergie-auf-See/Offshore-Projekte/Windparks-in-Betrieb/windparks-in-betrieb.html#doc154398bodyText1>

Heutige WEA an Land erbringen bereits Systemdienstleistungen, indem sie z. B. ihre Einspeiseleistung bei zu hoher Netzfrequenz automatisch reduzieren. Außerdem kann der Blindleistungsanteil je nach Bedarf der Netzsituation in weiten Bereichen eingestellt werden. Moderne WEA sind zudem mit Schutzmechanismen gegen kurzfristige Störungen durch Netzfehler ausgestattet, die es ihnen erlauben, im Falle einer Netzstörung für gewisse Zeit weiter Leistung einzuspeisen, systemstützend zu wirken und den Fehler zu durchfahren ohne selbst in unerlaubte Betriebszustände zu geraten.

Während AC-angeschlossene On- bzw. Offshore-Windparks durch ihre Anschluss-topologie selbst eine Spannungs- und Frequenzmessung durchführen und entsprechend auf Netzfehler reagieren können, hat ein Windpark, der über eine HGÜ an das AC-Verbundnetz angeschlossen ist, keinerlei Möglichkeiten, eigenständig Netzfehler im Verbundnetz zu erkennen. Auf Spannungsprobleme kann von den onshore-seitigen HGÜ-Stationen durch Regelung ihrer Blindleistungsfahrweise reagiert werden. Für eine Reaktion auf Frequenzprobleme des AC-Netzes bedarf es aber einer Kommunikation oder Steuerung der HGÜ-Umrichter, um seeseitig einer Wirkleistungserhöhung oder Wirkleistungsreduktion zu bewirken.

Bei dem Technologiefeld „Stromtransport und -verteilung“ handelt es sich um ein sehr großes und heterogenes Technologiefeld, welches sowohl Technologien von einzelnen Komponenten des Netzes („Netztechnik“) als auch Technologien zur effizienten Planung und dem sicheren Betrieb des Energieversorgungssystems („Netzplanung und Netzbetrieb“) umfasst. In diesem Kapitel wurden wesentliche Elemente des Technologiefeldes dargestellt. Allerdings erhebt die Darstellung keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

2 Relevanz öffentlicher Förderung

2.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

An der Energieversorgung sind sehr viele verschiedene Branchen beteiligt. Die Wertschöpfung der Unternehmen wird durch die Forschungsanstrengungen mitunter nur teilweise verbessert. Oft ergibt sich für die Unternehmen kurzfristig kein unmittelbarer Gewinn. Aufgrund des regulatorischen Umfelds erfolgt eine Erstattung von notwendigen Kosten auch wenn diese – unter Verwendung neuer Technologien – möglicherweise geringer ausfallen könnten. Die weitere Entwicklung und Gesamtoptimierung des Energieversorgungssystems hat den Charakter einer gesamtgesellschaftlichen Aufgabe, die entsprechend auch öffentlich gefördert werden sollte.

Insbesondere die Systemintegration, welche die Folgen der Einbindung neuer Komponenten und Technologien in das Gesamtsystem untersucht, bedarf der öffentlichen Förderung. Hohe Vorlaufzeiten ergeben sich hier auch aus der Komplexität der Themen. Im Zusammenhang mit der Sicherstellung der n-1 Sicherheit sind beispielsweise zunehmend auch dynamische Untersuchungen mit geeigneten Modellen der umrichterdominierten Verteilnetze erforderlich. Des Weiteren sollte die zunehmend dezentrale Erbringung von Systemdienstleistungen von einer kontinuierlichen Prüfung der gesetzten Anreize für die verschiedenen Marktteilnehmer begleitet werden. Hierbei sind die Rahmenbedingungen idealerweise so zu definieren, dass die Einzelnen einen Anreiz haben, zum Gesamtwohl beizutragen. Technologische Entwicklungen führen hier zu einem regelmäßigen Prüfungs- und Anpassungsbedarf mit entsprechenden, komplexitätsbedingten Vorlaufzeiten.

Die Sicherstellung der Versorgungssicherheit sowie die üblichen Lebensdauern der Betriebsmittel und Netzstrukturen von mehreren Jahrzehnten lassen eine kurzfristige und schnelle Anpassung umfangreicher Systeme nicht zu. Neue Lösungen und Technologien müssen sorgfältig entwickelt und umfangreich getestet werden, bevor ein Einsatz erfolgen kann. Neue Produkte und Technologien haben daher entsprechend große Vorlaufzeiten. Dies wird im Folgenden anhand einiger Beispiele weiter ausgeführt.

Beispiel: Hochspannungs-Gleichstrom Übertragung

Wie die Erläuterungen in der Technologiebeschreibung zeigen, ist die VSC-HGÜ-Technologie ein am Markt etabliertes Betriebsmittel und für geeignete Anwendungen auch wirtschaftlich. Neben den bereits umgesetzten Systemen sind darüber hinaus weitere Systeme bereits im Bau bzw. in Planung. Auch und insbesondere im deutschen Raum betrifft dies die Netzanbindung der Offshore-Windkraft (vgl. Kapitel 1.2.6 sowie ONEP et al. 2017) sowie die Netzverstärkung zum Transport von elektrischer Energie in Nord-Süd-Richtung Deutschlands (NEP et al. 2017a).

Die Weiterentwicklung von Komponenten in Richtung höherer Spannungen (DC-Kabel, Leistungs-Halbleiter) und Ströme (Leistungs-Halbleiter) sowie die Regelung und Integration in bestehende AC-Netzstrukturen benötigen aus heutiger Sicht Weiterentwicklungsbedarf. Dieser sollte bis zum Erreichen einer systemsicherheitskritischen Übertragungsleistung entsprechender Systeme und/oder Systemverbünde weitgehend abgeschlossen sein, um die Versorgungssicherheit mit elektrischer Ener-

gie gewährleisten zu können. Eine exakte Angabe über den notwendigen Zeitraum zur Entwicklung entsprechender Netzsystemdienstleistungen und -interaktionen ist hier nur schwerlich zu treffen, bereits heute sind vielfach Diskussionen in Bezug auf eine Mindesterzeugungsleistung aus konventionellen, über Synchrongeneratoren gekoppelte Kraftwerke in Gange, die z. B. in eine Berichtstätigkeit der Bundesnetzagentur zur konventionellen Mindesterzeugung münden (EnWG 2016; Consentec 2016; FGH 2012; RWTH 2015). Vor diesem Hintergrund sind entsprechende Entwicklungen in den nächsten ca. <5-10 Jahren umzusetzen. Inwiefern umrichterbasierte Einspeisung, z. B. in Form von HGÜ-Verbindungen aus Offshore-Windenergie, synchrongeneratorbasierte Erzeugung komplett ersetzen kann, entscheidet sich auch durch die Frage der möglichen Funktionalitäten und Eigenschaften dieser Anlagen.

Weiterer Entwicklungsbedarf wird in der Entwicklung von Regelungsalgorithmen für und dem Aufbau von Multi-Terminal-HGÜ-Systemen und deren Einbindung in die Netzfürung und deren Leitsysteme gesehen. Insbesondere die Möglichkeiten zur Nutzung der Steuerbarkeit dieser Anlagen im Hinblick auf den Optimal Power flow und im Rahmen des Engpassmanagements gilt es, zu analysieren und zu entwickeln.

Tab. 2-1 Vorlaufzeiten verschiedener Entwicklungsziele im Bereich der Technologie Hochspannungs-Gleichstrom Übertragung (HGÜ)

	heute	bis 2020	bis 2030	bis 2040	bis 2050
Kommerziell einsetzbare HGÜ-Systeme	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Komponenten- / Betriebsmittelverbesserungen (höhere Spannungen und Leistungen)	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Erweiterte Regelungsverfahren für Netzsystemdienstleistungen	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Umfassende Integration in AC-Netzstrukturen und hybride AC/DC-Netze sowie deren Betriebsführung	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Beispiel: Dynamisierung der Übertragungskapazität

Die technische Entwicklung des Leiterseilmonitoring und die Materialentwicklung von HT-Leiterseilen sind weit fortgeschritten. Hier ist kurzfristig mit weiteren Entwicklungen zu rechnen. Mittelfristig könnte die weitere Integration in die Netzfürung und die Berücksichtigung und Nutzung dieser Techniken in den Leitsystemen insbesondere im Hinblick auf den wirtschaftlichen (verlustminimalen) Netzbetrieb ein Entwicklungsziel sein, wie z. B. die Integration in einen Optimal Power Flow Algorithmus.

Beispiel: Offshore

Wie die bereits realisierten Offshore-Projekte aufzeigen, ist die Offshore-Technologie – so auch die Netzanbindung auf See – grundsätzlich marktreif. Neben den bereits umgesetzten Systemen sind weitere Systeme bereits im Bau bzw. in Planung. Auch und insbesondere im deutschen Raum betrifft dies insbesondere die Netzanbindung der Offshore-Windkraft (vgl. ONEP et al. 2017).

Im zweiten Entwurf des ONEP 2025 werden als Zeiträume von Beginn der Umsetzung bis zur Fertigstellung der Anbindungssysteme fünf Jahre für die Nordsee und 3,5 Jahre für die Ostsee vorgesehen, wobei von einem Zeitraum von 60 Monaten für die Realisierungsphase der DC-Anbindungssysteme in der Nordsee und 42 Monaten für die Realisierungsphase der AC-Anbindungssysteme in der Ostsee ausgegangen wird.

Der Aufbau von vermaschten Gleichstromnetzstrukturen in der Nord- und der Ostsee aber ggf. auch zukünftig Onshore als Overlay-Netz zum bestehenden Übertragungsnetz und die Verknüpfung der Drehstrom- und Gleichstromtechnik über eine gemeinsame wirtschaftliche Betriebsführung zur Erfüllung der Anforderungen des Strommarkts und der Netzregulierung stellen noch heute ungelöste Fragestellungen dar, deren Beantwortung in den nächsten 10 Jahren angegangen werden sollte.

Die Untersuchung der alternativen Netzanschlusstechnik der Offshore-Windparks über Gasisolierte Leitungen (GIL) könnte ebenfalls neue Impulse zum Aufbau von Offshore-Netzstrukturen liefern. Dabei ist die GIL-Technik weitgehend ausgereift. Entwicklungspotenzial liegen in der Legetechnik und dabei insbesondere in der Verschweißung der Rohrleiter sowie in der Tunneltechnik.

Die Weiterentwicklung der Netzanschlussregeln für Offshore-Windparks und auch die Analyse der Möglichkeiten der Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Offshore-Windparks stellen sicherlich kurzfristige Aufgaben und Fragestellungen dar, die zum Teil bereits heute schon angegangen werden.

Die Energiespeicherung von Offshore-Windenergie in entsprechenden Offshore-Energiespeichern, z. B. auf Basis der Wasserstofftechnologie, und die Vermarktung dieser Energie auf dem europäischen Strommarkt sowie Fragen zur Wirtschaftlichkeit sind eng mit der Weiterentwicklung der Speichertechnologien verknüpft. Hier sind sicherlich langfristige Zeiträume zu berücksichtigen.

2.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Die schon erwähnten großen Lebensdauern der Betriebsmittel und Netzstrukturen macht eine langfristige, vorrausschauende Planung erforderlich. Hier bestehen Risiken in der weiteren Entwicklung der wirtschaftlichen aber auch der regulatorischen Rahmenbedingungen, da diese langfristig schwer vorhersehbar sind. Das Technologiefeld Stromtransport- und Verteilung zeichnet sich durch die große Heterogenität der Technologien ab. Die Bewertung der Forschungs- und Entwicklungsrisiken können daher nur beispielhaft erfolgen. Die Frage nach der Relevanz einzelner Technologien wird sich erst im Rahmen der weiteren Entwicklung des Energiesystems herausstellen. Dennoch ist es im öffentlichen Interesse die Machbarkeit verschiedener technischer Optionen zu untersuchen.

Beispiel: Hochspannungs-Gleichstrom Übertragung (HGÜ)

Aus anlagentechnischer Sicht ergeben sich Forschungs- und Entwicklungsrisiken in überschaubarem Umfang. Die HGÜ-Technologie ist grundsätzlich wirtschaftlich realisierbar. Ebenso sind keine gesteigerten technisch bedingten Ausfallraten im Betrieb befindlicher Systeme bekannt. Für den großflächigen Einsatz in Netzen mit einer ho-

hen Durchdringung von HGÜ-Anlagen und AC-/DC-Hybridnetzen liegen die größten Herausforderungen in einer integrierten, gemeinsamen Regelung und Betriebsführung klassischer AC-Netzstrukturen und HGÜ-Punkt-zu-Punkt- sowie insbesondere von Multi-Terminal-HGÜ-Systemen. Hemmnisse für die Integration sind aus technischer Sicht insbesondere die erforderliche Sicherstellung der Versorgungssicherheit sowie die üblichen Lebensdauern der Betriebsmittel und Netzstrukturen von mehreren Jahrzehnten, die eine kurzfristige und schnelle Anpassung umfangreicher Systeme nicht zulassen. Die Forschungs- und Entwicklungsrisiken aus systemtechnischer Sicht erweisen sich daher als relativ hoch.

Aus wirtschaftlicher Sicht ergeben sich bei der Umsetzung einzelner Projekte trotz der sehr hohen Kosten und relativ langen Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten von teilweise mehreren Jahren überschaubare Risiken für die entsprechenden Marktteilnehmer, da die Technologie bereits seit Jahren erfolgreich kommerziell angewendet wird (ABB 2016; Siemens 2012). Umfassende Anpassungen im Energiesystem zur flächendeckenden Integration von HGÜ-Systemen geschweige denn der Aufbau eines integrierten AC-/DC-Hybridnetzes ist aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten von einzelnen Marktteilnehmern jedoch nicht zu realisieren, sondern hat in koordinierter Form auf der Ebene von nationalen und internationalen Regulierungsbehörden und Institutionen zu erfolgen.

Rohstoffseitig ergeben sich gegenüber klassischen Energieübertragungstechnologien, wie z. B. AC-Freileitungs- oder Kabelsystemen keine gesteigerten Risiken. Die Nutzung seltener Erden und Halbleitermaterialien für die Realisierung der Halbleiterschalter in den Umrichterstationen der HGÜ unterliegt den in der gesamten Halbleiter-Branche zugrundeliegenden Risiken der Rohstoffgewinnung und -verfügbarkeit am Markt.

3 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

Wie in der Beschreibung des Technologiefeldes bereits ausgeführt, handelt es sich bei dem Technologiefeld „Stromtransport und -verteilung“ um ein sehr großes, heterogenes Technologiefeld, welches sowohl Technologien von einzelnen Komponenten des Netzes („Netztechnik“) als auch Technologien zur effizienten Planung und dem sicheren Betrieb des Energieversorgungssystems umfasst. Eine detaillierte Bewertung aller relevanten Teile des Technologiefeldes ist daher im Rahmen dieses Berichts nicht möglich.

3.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Aufgrund der zunehmenden Umstellung der Energieversorgung auf Erneuerbare Energien gibt es ein großes Marktpotenzial sowohl für Technologien zur Erhöhung der Netzkapazität als auch für Technologien für einen sicheren Netzbetrieb. Dies gilt sowohl für Deutschland als auch international: In sehr vielen Ländern der Welt ist die zukünftige intensive Nutzung Erneuerbarer Energien ein wichtiges Thema.

Beispiel: Hochspannungs-Gleichstrom Übertragung

International besteht ein sehr großes Marktpotenzial, insbesondere in Flächenländern wie z. B. China, wo im mittelfristigen Zeitbereich (spätestens bis 2030) HGÜ-Verbindungen zwischen Erzeugungsschwerpunkten im Westen und Norden des Landes an die Verbrauchszentren im Osten und Südosten in großen Mengen, über große Entfernungen und mit großen Übertragungsleistungen gebaut werden sollen. Inwiefern der Marktzugang insbesondere im chinesischen Markt für deutsche Unternehmen auch langfristig gegeben ist, lässt sich im Rahmen dieser Studie allerdings nicht beurteilen.

Allerdings ergeben sich auch in anderen Gebieten der Welt durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien Verschiebungen zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkten, die einen langfristigen Bedarf an technischen Lösungen und somit entsprechende Märkte hervorrufen.

Im nationalen Umfeld ergibt sich vor dem Hintergrund der mittelfristigen Energiesystemplanung in Form von Offshore- und Onshore-Netzentwicklungsplänen (NEP et al. 2017a; ONEP et al. 2017) ein relativ sicheres und gut abzuschätzendes Marktpotenzial. Die entsprechenden Mechanismen der Netzplanung, die allerdings einen Zeitbereich abdecken, der den Betrachtungszeitraum dieser Studie noch deutlich unterschreitet, ergibt sich ein konkreter Bedarf an entsprechenden Trassen und Ausbauplänen, die den entsprechenden Marktteilnehmern zur Verfügung stehen.

Wie sich der Bedarf über die im Rahmen der jeweiligen Verfahren ergebenden Werte, insbesondere für längerfristige Betrachtungszeiträume entwickelt, wird wesentlich von den regulatorischen Rahmenbedingungen zur weiteren Ausgestaltung des Energiesystems der Zukunft abhängen.

Tab. 3-1 Nationales Marktpotenzial im Bereich der Technologie Hochspannungs-Gleichstrom Übertragung (HGÜ) anhand installierter Leistungen von Offshore-Windenergie und geplanten HGÜ-Trassen gemäß aktuellen Netzentwicklungsplänen

Technologie	Einheit	kurzfristig		bis 2030		bis 2050	
		onshore	offshore	onshore	offshore	onshore	offshore
LCC-HGÜ	GW	~0	~0	~0	~0	~0	~0
VSC-HGÜ	GW	(>2)	(>3)	8	14-15	>16	>19

Quelle: NEP (2017a), NEP (2017b), ONEP et al. (2017)

3.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen

Ziele der Klimapolitik sind vor allem die Reduzierung des CO₂-Ausstoßes in die Atmosphäre. Bezogen auf die elektrische Energieversorgung bedeutet dies vor allem eine Umstellung auf eine CO₂-arme Elektrizitätserzeugung. Die Stromnetze sollten den stetig wachsenden Anteil Erneuerbarer Energien weiterhin ermöglichen und die Energieeffizienz verbessern.

Der Einsatz von neuen Netztechnologien in Verbindung mit einem innovativen Netzbetrieb ist für eine vermehrte Integration von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen und damit für das Erreichen der Klimaziele notwendig. Die weitere Erhöhung der Anteile von Wind- und PV-Generatoren bei gleichzeitigem Erhalt der Versorgungssicherheit ist nur effizient möglich, wenn auf der Basis weitere Forschungsanstrengungen das elektrische Gesamtsystem hierfür ertüchtigt wird. Wesentliche Herausforderungen bestehen in der Integration der fluktuierenden Einspeisung durch Wind- und Solarenergie durch geeignete Netztechnologien, der Informations- und Kommunikationstechnik sowie der leistungselektronischen Wandler und Betriebsmittel.

Ein weiterer Aspekt bei der Fortentwicklung der Netztechnologien ist die Verringerung der Übertragungsverluste. Übertragung- und Verteilungsnetze werden in Deutschland mit sehr geringen elektrischen Verlusten betrieben. Vom Kraftwerk über alle Netzebenen betragen die Netzverluste im Jahr 2011 4,2 % der entnommenen elektrischen Energie (ermittelt auf Grundlage von BNetzA, Monitoringbericht 2012). Bei einem stark steigenden Anteil von Energietransport aus Erneuerbaren Energien könnten die Netzverluste möglicherweise etwas ansteigen. Es ist aber zu bedenken, dass dieser Anstieg nicht mit einem Anstieg an klimawirksamen Gasen verbunden ist, da die Elektrizitätserzeugung überwiegend aus Erneuerbaren Energien erfolgen wird. Vielmehr sind die Stromnetze als Technologie zu sehen, die eine Stromerzeugung mit einem großen Anteil von Erneuerbaren Energien ermöglichen.

Als letztes Beispiel soll hier der Einsatz von HGÜ-Technologien genannt werden. Diese erlaubt den Transport großer Energiemengen über weite Entfernungen mit im Vergleich zur klassischen Übertragung im Wechselstromnetz geringeren Energieverlusten. Damit wird der Energietransport nicht nur verlustärmer, sondern vor allem auch wirtschaftlicher.

3.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Im elektrischen Netz werden zunehmend neue Werkzeuge für Planung und Betrieb eingesetzt, welche so zur Energie- und Ressourceneffizienz beitragen. Insofern ist auch die Forschung zur Weiterentwicklung dieser Werkzeuge, insbesondere bei steigender Komplexität des Energiesystems (einschließlich der Sektorkopplung), wichtig, um das System energie- und ressourceneffizient weiterzuentwickeln.

Wie im vorangegangenen Abschnitt ausgeführt, zeichnet sich die elektrische Energieversorgung in Deutschland durch geringe Verluste aus. Um die Verluste im System weiter zu verringern, könnten z. B. dickere Kabel verwendet werden. Dies erfordert aber auch mehr Material. Auch der HGÜ-Technologie kann ein Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz indirekt zugeschrieben werden, da sie durch die geringeren Verluste bei der Leistungsübertragung und die durch sie möglichen höheren Integrationsraten von erneuerbaren Erzeugungsanlagen eine Verringerung des Primärenergieeinsatzes gewährleistet. Andere Möglichkeiten bestehen z. B. mit dem Einsatz von Transformatoren (oder auch anderen Betriebsmitteln), mit möglichst geringen Leerlaufverlusten.

Konkrete, quantitative Betrachtungen und Aussagen zur Energie- und Ressourceneffizienz der elektrischen Netze können nur durch eine umfassende Betrachtung einzelner Szenarien in einer Gesamtsystemanalyse getätigt werden.

3.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Elektrische Netze erlauben es die Erzeugung elektrischer Energie und den Verbrauch räumlich voneinander zu entkoppeln. Gerade Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien profitiert hiervon, da oft sonnen- oder windreiche Standorte nicht in der Nähe von Verbrauchszentren gelegen sind. Zudem kann durch die räumliche Verteilung der Erzeugungsanlagen eine Vergleichmäßigung in der Summenerzeugung erreicht werden. Forschungsanstrengungen im Bereich der elektrischen Netze sollten immer auch unter Kosteneffizienzaspekten durchgeführt werden. Das Potenzial der Kostenersparnis durch sogenannte Smart-Grid-Lösungen ist sehr groß, weil die Aufnahmefähigkeit der Netze für Erneuerbare Energien durch intelligente Maßnahmen mit relativ niedrigem Aufwand signifikant erhöht werden kann. Kosten, die mit dem weiteren Ausbau der Netze verbunden sind, sollten systematisch mit Alternativen verglichen werden (z. B. lokale Erzeugung, Einsatz von Speichern vor Ort).

Aber auch zwischen verschiedenen Netztechniken können Kostenvergleiche angestellt werden. So besitzt beispielsweise die HGÜ-Technologie für den Transport großer Leistungen über weite Entfernungen in erster Linie Vorteile hinsichtlich der Verluste sowie der einfacheren technischen Umsetzung entlang der Leitung aufgrund wegfallender Randbedingungen, die in einem AC-System auftreten würden (Stichwort Blindleistung/Kompensation). Bei der HGÜ-Technologie treten nur ohmsche Verluste auf, Verluste durch zusätzliche Blindleistungen und entsprechende Kompensationsanlagen entfallen, was einen (Verlust-) Kostenvorteil bedeutet. Dahingegen sind Kosten für die Umrichter-Stationen und deren Wartung zu berücksichtigen, die mit 0,5 % der Gesamtkosten der Konverterstation abgeschätzt werden können (Ullrich 2015).

Allgemein ist bei Untersuchungen zur Kosteneffizienz auf eine gesamtwirtschaftliche und ganzheitliche Herangehensweise zu achten. Die Auswirkungen auf Netzentgelte und Umlagen sollte regelmäßig mit berücksichtigt werden. Gerade die Berechnung von Kosteneffizienz aus gesamtwirtschaftlicher Sicht sowie die Ableitung angepasster Rahmenbedingungen für Marktteilnehmer bedarf einerseits zwingend der öffentlichen Förderung und bietet andererseits nennenswerte Potenziale.

3.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Es kann generell von einem hohen Wertschöpfungspotenzial basierend auf der inländischen hohen Qualifikation ausgegangen werden. Neben international führenden Anbietern von Betriebsmitteln, Schutztechnik, IKT und Systemtechnik wie z. B. Siemens, sind auch Bauelementehersteller, z. B. im Bereich der Halbleiterindustrie (u. a. Infineon), in Deutschland angesiedelt. Weiterhin gibt es viele KMUs und Industrieunternehmen, die sich auf die Herstellung von speziellen Anlagenkomponenten (z. B. Kompensationsanlagen, Schaltanlagen) spezialisiert haben (z. B. FTCap, HTT-Transformatoren, Maschinenfabrik Rheinhausen, u.v.m.).

Falls durch weitere intensive Forschungsanstrengungen der internationale wettbewerbliche Stand von Unternehmen in Deutschland gehalten oder sogar ausgebaut werden kann, besteht ein erhebliches Wertschöpfungspotenzial neuer Netztechnologien für den Export.

3.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Der Stand und die Trends von F&E auch im internationalen Vergleich wurde bereits im Kapitel 1 beschrieben. Durch den im internationalen Vergleich relativ großen Anteil an Windenergie und Solarenergie im elektrischen Versorgungssystem konnten in Deutschland bereits viele Erfahrungen mit der Integration großer Anteile von EE-Anlagen in die Energieversorgung und die Netze gemacht werden. Dies hat die Technologie sowie die F&E im internationalen Vergleich in vielen Bereichen in führende Positionen gebracht. Daher wird in vielen anderen Ländern die Erfahrung und Produkte aus Deutschland nachgefragt. Allerdings lassen sich nicht alle Erkenntnisse direkt auf andere Regionen übertragen. Dies hat teils technische, teils aber auch nicht-technische, z. B. regulatorische, Gründe.

3.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Naturgemäß ist die Infrastruktur für Stromtransport und -verteilung überwiegend im öffentlichen Raum installiert und deren Ausbau von der gesellschaftlichen Akzeptanz abhängig. Die zukünftige Forschung sollte deshalb auch Lösungen suchen, die gesellschaftlich akzeptiert werden können. Verteilungsnetze sind in Deutschland – zumindest in den unteren Spannungsebenen 400 V sowie 10/20/30 kV – überwiegend als Kabelnetze ausgeführt und nur in den Ortsnetzstationen und Umspannwerken sichtbar. Auch in der 110 kV-Ebene werden inzwischen viele Verbindungen als Kabel ausgeführt. Im Übertragungsnetz überwiegen jedoch noch Freileitungen.

Der verzögerte Netzausbau sowie lange Planungs- und Genehmigungsverfahren sind vielerorts neben diversen weiteren Gründen auch auf Widerstände aus der Bevölkerung bzw. Interessenvereinigungen zurück zu führen. Insbesondere neue Stromtrassen und leistungsfähige Verbindungen in der Nord-Süd-Achse werden skeptisch be-

trachtet, was dazu geführt hat, dass eine zumindest teilweise Erdverkabelung für die Umsetzung dieser Trassen angestrebt wird. Zukünftige Forschung könnte helfen belastbarer darzustellen, inwiefern ein weiterer dezentraler Ausbau und der Einsatz sogenannter Smart-Grid-Technologien den weiteren Ausbau von Übertragungsstrecken minimieren könnten.

Mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) wurde auch politisch eine Grundlage für einen umweltverträglichen, transparenten, rechtssicheren und effizienten Ausbau des Übertragungsnetzes geschaffen, um weitere Verzögerungen beim Netzausbau zu vermeiden. Dies könnte sich insbesondere auf weitere HGÜ-Nord-Süd-Verbindungen und die Bedingungen unter denen diese realisiert werden sollen, auswirken (Ullrich 2015).

Studien zufolge zählen Offshore-Windanlagen zu den beliebtesten erneuerbaren Technologien, was mit Sicherheit auch darauf beruht, dass die Windparks außer Sichtweite der Küste errichtet werden und somit zu einer bevorzugten, komplett „unsichtbaren“ Energieversorgung beitragen (WindkraftJournal 2012).

Die in der Deutschen Bucht geplanten oder in Bau befindlichen Offshore-Windparks befinden sich zwar außerhalb des Nationalparks „Wattenmeer“, jedoch laufen die Kabeltrassen, die den Windstrom ans Festland bringen, durch das Schutzgebiet. Durch spezielle Verlegeverfahren, die naturschutzfachlich begleitet werden, wird der Eingriff in das Ökosystem minimiert.

Überlegungen des Bundesamtes für Naturschutz gehen u. a. in die Richtung die Durchführung von lärmintensiven Bauarbeiten, wie das Rammen der Fundamente, in besonders wichtigen Fortpflanzungsgebieten für Schweinswale in Zeiten außerhalb der sensiblen Paarungs- und Kalbungszeiten (Mai bis September) zu verlegen. In diesen Zeitraum fällt jedoch die Hauptbauphase für Offshore-Anlagen, da hier der Wellengang verhältnismäßig gering ist und somit die besten Wetterverhältnisse für ein solches Bauvorhaben herrschen.

Der Umgang mit ökologischen Aspekten beeinflusst die gesellschaftliche Akzeptanz.

3.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Typische Lebensdauern von Betriebsmitteln im Energieversorgungssystem liegen in Bereich von mehreren Jahrzehnten. Die Systemstruktur selbst entwickelt sich zwar stetig weiter, vorhandene Betriebsmittel werden jedoch aufgrund der hohen Investitionskosten zumindest in der Breite nicht vor Ende ihrer Lebensdauer ausgetauscht, weshalb grundlegende Änderungen in Energieversorgungssystemen noch darüber hinaus gehende Zeiträume beanspruchen.

Beispielsweise verlangen HGÜ-Systeme lange Planungszeiten und besitzen eine hohe Pfadabhängigkeit, insbesondere wenn man über die Betrachtung von einzelnen Punkt-zu-Punkt-Verbindungen hinaus vermaschte Systeme oder gar integrierte AC/DC-Hybridssysteme und DC-Overlay-Netze betrachtet.

Ebenso erfordert die mit der Offshore-Windenergienutzung einhergehende Netzanbindung, die zumeist als HGÜ-Verbindung ausgelegt (werden) wird, eine koordinierte und vorausschauende, langfristige Planung, welche die Integration jedes einzelnen

Offshore-Windparks bzw. vieler der Parks in ein Offshore-Höchstspannungsnetz berücksichtigt (auf eine HGÜ-Station zusammengeführte Offshore-Windparks / Multi-Terminal-HGÜ). Daher besitzt die Netzanbindung, ebenso wie die Errichtung von Offshore-Windparks selbst, eine hohe Pfadabhängigkeit.

Im Bereich der Verteilungsnetze ist vor allem der quantitative Umfang der Installationen sowie die Integration in bauliche Gegebenheiten zu nennen, welche eine langfristige Planung erfordert und schnelle Anpassungen an sich ändernde Bedingungen in der Regel ausschließt.

3.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Die Orte der Kraftwerke und allgemein der Energieerzeugung und des Verbrauchs stellen wesentliche Randbedingungen für die Installation und den Installationsort von Übertragungsnetzen und Verteilungsnetzen dar. Übertragungs- und Verteilungsnetze sind in jeder Phase der Entwicklung, Planung und Realisierung unter den Randbedingungen vorhandener Infrastrukturen, unter Berücksichtigung der derzeitigen und zukünftig geplanten Flächennutzung sowie geo- und topografischen Eigenschaften des Versorgungsgebiets umzusetzen.

Das Energieversorgungssystem und damit die Technologie „Stromtransport und -verteilung“ ist selbst ein Teil der Versorgungsinfrastruktur. Der Betrieb des Energieversorgungssystems erfordert funktionierende Kommunikationsinfrastrukturen, Straßen bzw. Wege zum Erreichen der Betriebsmittel, im Schwarzstartfall auch eigene lokale Erzeugungsanlagen und Inselstromversorgungen. Um die Abhängigkeit von weiteren Infrastrukturen zu verringern und die Resilienz des Systems zu erhöhen, werden vielfach dezidierte Kommunikations- und Energieversorgungsstrukturen durch die Netzbetreiber aufgebaut, die allein zum Betrieb des Netzes verwendet werden und nicht von anderen Infrastrukturen abhängig sind.

3.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Systemkompatibilität ist bei der Entwicklung neuer Technologien im Technologiefeld „Stromtransport und -verteilung“ ein sehr wesentliches Kriterium, weil das elektrische System auf Basis der Forschungs- und Entwicklungsergebnisse im Betrieb modifiziert wird. Neue Komponenten und Technologien müssen sich in das bestehende System einfügen lassen und parallel zu bestehender Technik arbeiten können. Gerade dieser Transformationsprozess ist eine besondere unvermeidbare Herausforderung.

Ein wichtiger Aspekt ist die Einführung neuer Technologien und Netzstrukturen, wie sie derzeit im Bereich der HGÜ-Systeme stattfindet. In den einführenden Abschnitten wurde bereits auf die Besonderheiten bei der Integration von HGÜ-Systemen unterschiedlichster Ausprägungsform (Punkt-zu-Punkt, Multi-Terminal, AC-/DC-Hybridnetz, DC-Overlay) eingegangen. HGÜ-Systeme als Ganzes können nicht ohne eine technische Rückwirkungsanalyse auf das bestehende Energieversorgungssystem eingebracht und integriert werden. Insbesondere bei steigenden Durchdringungsraten und beim Übergang in kombinierte weiträumige Systeme ist die vorhandene Infrastruktur zu berücksichtigen.

Grundsätzlich ist die Kompatibilität zum bestehenden System gegeben. Jedoch kann sich durch die Erweiterung um HGÜ-Systeme jedweder Art ein umfassender Eingriff in das bestehende System ergeben. Eine technische Bewertung des kombinierten Systems wird notwendig sein um notwendige Maßnahmen z. B. in Bezug auf die Regelung und Betriebsführung beider (AC- und DC-) Systeme abzuleiten.

Auf der Komponentenebene besteht die besondere Herausforderung darin Normen, Standards und Netzanschlussrichtlinien so zu entwickeln, dass ein systemdienliches Verhalten der angeschlossenen Generatoren, Speicher und Lasten erreicht wird. Hierfür sind auch zukünftig Forschungsanstrengungen bezüglich der Erbringung von Systemdienstleistungen sowie der Steuerbarkeit und Beobachtbarkeit notwendig. Eine besondere Rolle spielen hierbei leistungselektronische Komponenten und deren regelungstechnisches Verhalten im Gesamtsystem.

4 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

Das elektrische Verbundsystem befindet sich im Umbau, der vor allem durch das Ziel einer CO₂-armen Versorgung durch den massiven Einsatz Erneuerbarer Energien getrieben wird. Dies erfordert zum einen Technologien, die kostengünstig große Leistungen transportieren und verteilen können. Zum anderen sind Technologien notwendig, die einen sicheren, zuverlässigen und wirtschaftlichen Betrieb bei einer veränderten Struktur der Erzeugungsanlagen und sich zukünftig auch veränderten Verbraucherstruktur und Verbrauchercharakteristik ermöglichen.

In diesem Zusammenhang ist es besonders wichtig, dass das elektrische Netz nicht alleine betrachtet wird, sondern dass das ganze elektrische Energieversorgungssystem betrachtet werden muss („Vom Netz zum System“). Insbesondere bei der Betrachtung langfristiger Konzepte und Szenarien darf darüber hinaus die Kopplung mit anderen Technologien und Teilen der Infrastruktur (Stichwort „Power-to-X“) nicht vernachlässigt werden.

Das elektrische Netz ist eine Infrastruktur, die von sehr großer Bedeutung für Industriestaaten wie Deutschland ist. Damit verbunden sind Anlagen von großem Wert und langer Lebensdauer. Bedingt z. B. durch die Nutzung von öffentlichen Flächen sind Änderungen an der Infrastruktur immer mit Planungsprozessen verbunden, die oft viele Jahre dauern. Eine Weiterentwicklung des Systems muss langfristig vorausschauend erfolgen, um Investitionssicherheit zu geben sowie um teure Nacharbeiten oder Umrüstungen von Anlagen zu vermeiden. Diese langfristige vorausschauende Planung erfordert entsprechende Forschung im jeweiligen Gebiet. Diese kann oft von den Unternehmen alleine nicht geleistet werden. Viele wichtige Forschungsthemen betreffen Systemaspekte und Aspekte des Gesamtsystems, welche die Wertschöpfung einzelner Unternehmen nur teilweise betreffen, jedoch Potenzial für großen gesamtwirtschaftlichen Nutzen bieten bzw. von hoher gesellschaftlicher Relevanz sind. Eine Förderung von Forschung und Entwicklung durch die öffentliche Hand ist daher empfehlenswert und notwendig.

Die in Kapitel 1 erwähnten Haupttrends sollten auch durch öffentliche Förderung begleitet werden:

- Weiterer Ausbau der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien deutlich über der regionalen bzw. deutschen Spitzenlast.
- Rückgang der Erzeugung aus rotierenden Generatoren zu Gunsten der Stromerzeugung aus Stromrichtern (Stromrichter-dominierte Systeme).
- Überwiegende Erzeugung in den Verteilungsnetzen (Trend Dezentralisierung) sowie in Offshore-Windparks. Das Zusammenspiel zwischen Übertragungsnetz und Verteilungsnetz wird immer wichtiger.
- Zunehmende Kommunikation und Automatisierung auf Verteilungsebene (Trend Digitalisierung).
- Leistungsübertragung über große Entfernungen (Nord-Süd, Offshore) nimmt zu.
- Anschluss punktuell großer Leistungen durch HGÜ-Kopfstationen
- Erneuerbare Energie Anlagen gehen aus der EEG Bindung heraus und werden direkt vermarktet.
- Zunehmende Elektrifizierung für Mobilität und Wärmebereitstellung (Sektor-Kopplung).

Zusätzlich sollten die Rahmenbedingungen und Anreize für gesamtwirtschaftlich wünschenswertes Verhalten der Marktteilnehmer weiter erforscht und entwickelt werden.

Im Folgenden werden die Hauptpunkte genannt, in denen Forschung und Entwicklung mit Unterstützung durch die öffentliche Hand aus heutiger Sicht besonders empfehlenswert erscheint und in denen die erwarteten Forschungsergebnisse zur Lösung der mit den Haupttrends auftretenden Probleme beitragen. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass sich die F&E-Bedürfnisse nicht nur aus den Bedürfnissen der nationalen Energieversorgung ableiten. Vielmehr ist auch bei den Themen und den angestrebten Lösungen darauf zu achten, dass diese ggf. auch international anwendbar sind.

Aufgrund der Breite des Technologiefeldes und der teilweise noch unbekanntenen Lösungsoptionen ist es in diesem Technologiefeld empfehlenswert nicht nur einzelne förderfähige Technologien und konkrete Lösungswege zu beschreiben, als vielmehr die Ziele zu benennen, die durch die geförderten Forschungsaktivitäten erreicht werden sollen. Folgende Ziele sollten aus öffentlicher Sicht förderfähig sein: Beiträge zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit von Erneuerbarer Energie, effiziente Planung und effizienter und sicherer Betrieb des Systems sowie Erschließung der Potenziale durch die Sektorkopplung.

4.1 Technologien zur Erhöhung der Netzkapazität

Bedarf für öffentlich geförderte Forschungs- und Entwicklung besteht u. a. für die folgenden Themen:

4.1.1 Weiterentwicklung und Flexibilisierung bestehender Betriebsmittel

Im Rahmen der Flexibilisierung spielen die Entwicklung neuer Materialien mit verbesserten thermischen Eigenschaften und der Einbezug von Wetterprognosen für diesen Anwendungszweck eine wichtige Rolle. Weiterhin ist eine Verbesserung der Systemeigenschaften (Regelungsverfahren, Betriebsführungsalgorithmen, z. B. Kombinationen von Hochtemperaturseilen und Freileitungsmonitoring) notwendig. Auch im Bereich der Freileitungssysteme besteht weiterhin Entwicklungsbedarf zur Entwicklung möglichst kompakter, kosteneffizienter und umweltverträglicher Systeme.

4.1.2 Neue Betriebsmittel

Neue Betriebsmittel, wie z. B. regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT), flexible AC-Übertragungssysteme (FACTS), weitere Netzbetriebsmittel unter Verwendung von Leistungselektronik: Hier besteht Entwicklungsbedarf vor allem in der Verbesserung der Systemeigenschaften (Regelungsverfahren, Betriebsführungsalgorithmen) sowie einer technischen Weiterentwicklung auf Komponenten- und Anlagenebene.

4.1.3 Einsatz neuer Materialien

Der Einsatz neuer Materialien für Komponenten der Netztechnik muss weiter erforscht und entwickelt werden. Dies betrifft u. a. den Einsatz neuer Leitermaterialien für Freileitungen oder den Einsatz neuer Halbleitermaterialien für Netzkomponen-

ten, die Leistungselektronik verwenden (z. B. Siliziumkarbid (SiC)). Eine weiter vielversprechende Technologie ist die Supraleitertechnologie, deren Anwendung in Übertragungsnetzen (Erdverkabelung kurzer Strecken), in Hochspannungsnetzen sowie im Netzschutz (Kurzschlussstrombegrenzung für Hoch- und Mittelspannung) weiter entwickelt werden sollte.

4.1.4 Systeme und Komponenten des Netzschutzes

Bedarf besteht in der Weiterentwicklung von Komponenten und Systemen des Netzschutzes. Beispiele hierfür sind supraleitende Kurzschlussstrombegrenzer für Hochspannung und Mittelspannung, kostengünstige, flexible Schutztechnik für Ortsnetze und Gebäudetechnik, Methoden zur Anpassung der Netzschutzkoordinierung bei dezentraler Erzeugung, Robustheit gegenüber nichtsinusförmiger Stromeinspeisung sowie der Netzschutz in Netzen mit geringer Netzkurzschlussleistung (schwache Netze). Es besteht F&E-Bedarf im Verteilungsnetz insbesondere durch mögliche Veränderungen in der Stromrichtung auch im Kurzschlussfall (hiervon kann ggf. auch die Funktion des Fehlerstromschutzschalters betroffen sein), der Schwächung des Kurzschlussstroms am Einbauort des Schutzgerätes durch Zwischeneinspeisungen sowie durch die begrenzten Kurzschlussstrombeiträge von DEA, die über Wechselrichter angeschlossen sind. Darüber hinaus bestehen mögliche Wechselwirkungen zwischen Fehlerdetektion und interner Stromregelung der DEA, die genauer untersucht und beschrieben werden müssen.

4.1.5 Gleichstromnetze und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstechnik

Gleichstromnetze

DC-Netze und DC-Übertragungstechnologien sollten weiter erforscht und entwickelt werden, insbesondere vor dem Hintergrund, dass viele Endverbraucher direkt mit Gleichspannung betrieben werden können.

Übertragungstechnologien für sehr große Leistungen

Aufgrund des starken Bedarfs von Übertragungstechnologien für sehr große Leistungen über große Entfernungen sollten die entsprechenden Technologien (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)) weiter erforscht und entwickelt werden.

4.1.6 Technologien für die Offshoreanbindung von Windkraftanlagen

F&E-Bedarf besteht u. a. in der Verbesserung von Komponenten und Betriebsmitteln für den Offshore-Bereich und der Verbesserung von Wartungskonzepten der Offshore Anlagen zur Kostenreduktion.

4.1.7 Technologien zur Netzkopplung von Erneuerbaren Energien, Speichern und Verbrauchern und zur dezentralen Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Der zunehmende Ersatz von konventionellen Kraftwerken durch Erneuerbare Energieerzeuger führt dazu, dass Systemdienstleistungen, wie Frequenzstützung im Stör-

fall, durch EE-Anlagen oder Speicher übernommen werden müssen. Es müssen für diese Anlagen geeignete Technologien zur Netzkopplung (insbesondere Leistungselektronik), Regelungstechniken und Betriebsführungsstrategien entwickelt werden, damit diese Aufgaben übernommen werden können. Ziele sind hier unter anderem die Entwicklung von Techniken, die eine Reduzierung bzw. Vermeidung der konventionellen „Must-Run-Unit“-Leistung ermöglichen.

4.2 Technologien für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb

Bedarf für öffentlich geförderte Forschungs- und Entwicklung besteht u. a. für die in den folgenden Abschnitten ausgeführten Themen:

4.2.1 Prinzipien und Methoden der Netzplanung

Integration neuer Netzbetriebsmittel und –verfahren in die Netzplanung

F&E-Bedarf besteht u. a. aufgrund der veränderten Möglichkeiten bei neuen Netzbetriebsmitteln und der Einbeziehung von Erzeugern und Verbraucheranlagen in den Netzbetrieb sowie neuer Planungsansätze. Aber derzeit sind die Freiheitsgrade der Netzplanung aufgrund der bestehenden Netzausbauverpflichtung stark beschnitten. Im Rahmen vom Forschungsvorhaben kann losgelöst von diesen Rahmenbedingungen das theoretisch mögliche Potenzial zur Senkung von Netzausbaukosten ermittelt werden.

Zusammenspiel Übertragungsnetz / Verteilungsnetz

Um zukünftig Systemdienstleistungen aus dem Verteilungsnetz an das Übertragungsnetz erbringen zu können und kostenoptimiert Netzausbau zu reduzieren, ist eine spannungsebenen-übergreifende Netzplanung erforderlich. Ebenso birgt die Intensivierung der Abstimmung zwischen Netzbetreibern in diesem Zusammenhang Effizienzpotenziale („netzbetreiberübergreifende Netzplanung“), die im Rahmen von Forschungsvorhaben näher quantifiziert werden müssten.

Sicherstellung der Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit

F&E-Bedarf besteht u. a. in der weiteren Entwicklung von Methoden und ggf. Geräten zur Erfassung, Beurteilung und Sicherstellung der Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit in Verteilungsnetzen.

Aspekte der Sektorkopplung

Die Kopplung des Stromsektors mit anderen Sektoren (Verkehr, Wärme) ergibt neue Möglichkeiten bezüglich der Nutzung und des Bedarfs der Netzkapazität sowie für die Ausgestaltung des Netzbetriebs. F&E-Bedarf besteht u. a. in der Entwicklung von geeigneten Planungswerkzeugen, Werkzeugen zur Beurteilung der Netzstabilität und Werkzeuge für den Netzbetrieb, welche die Aspekte der Sektorkopplung berücksichtigen.

Betriebssicherheit von kritischen Infrastrukturen der elektrischen Energieversorgung

F&E-Bedarf besteht u. a. in der Erforschung von Konzepten, Verfahren und Technologien zur Erhöhung der Betriebssicherheit von kritischen Infrastrukturen der elektrischen Energieversorgung.

4.2.2 Werkzeuge und Methoden der Betriebsführung

Werkzeuge und Methoden der Betriebsführung

F&E-Bedarf besteht u. a. in der Weiterentwicklung von steuernden Algorithmen im Übertragungsnetz (z. B. zur Durchführung von Redispatchmaßnahmen), in der Weiterentwicklung der Betriebsführung für die Verteilungsnetze, in der Nutzung von Netzzellen in der Netzbetriebsführung und in der Verbesserung von Methoden und Technologien zur Netzzustandserkennung auch in den unteren Netzebenen.

Vorhersage Stromeinspeisung aus EE-Anlagen

F&E-Bedarf besteht u. a. in der weiteren Entwicklung von Prognoseverfahren und Prognosewerkzeugen – insbesondere im Kurzzeitbereich und für kleinere Netzgebiete.

Konzepte für den Netzwiederaufbau zusammen mit Erneuerbaren Energien

F&E-Bedarf besteht u. a. in der Erforschung und Entwicklung von Konzepten, Verfahren und Technologien, die einen Netzwiederaufbau in einem elektrischen Verbundsystem, welches einen sehr großen Anteil von Erneuerbaren Energien hat, ermöglicht.

4.2.3 Netzregelung und Netzschutz

Netzstabilität und Systemsicherheit

F&E-Bedarf besteht u. a. in der Weiterentwicklung von Methoden und Werkzeugen zur Beurteilung von Netzstabilität und Systemsicherheit für die Netzplanung und den Netzbetrieb mit sehr großem Anteil Erzeugung aus Erneuerbaren Energien in großen Verbundnetzen.

Netzregelung und Netzschutz in stromrichter-dominierten Netzen und bei Teilnetzbildung

F&E-Bedarf besteht u. a. in den Grundsätzen und der Ausgestaltung der Netzregelung und des Netzschutzes bei einem hohen Anteil von stromrichter-gekoppelter Erzeugung in Netz.

Management von Teilnetzbildung im Störbetrieb

F&E-Bedarf besteht u. a. in den Anforderungen und Grundsätzen, die einen sicheren Teilnetzbetrieb resultierend aus einer Störung des Verbundnetzes ermöglichen.

Planung und Betrieb von Netzzellen und Inselnetzen mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien

F&E-Bedarf besteht u. a. in der Untersuchung von Grundsatzfragen zum Design von Netzzellen, Beschreibung der Veränderungen im Kurzschlussstrombeitrag, Auswirkungen auf Netzschutz, Weiterentwicklung von Technologiekomponenten und Planungswerkzeugen für Inselnetze mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien.

Netzanschlussregeln für Erneuerbare Energieanlagen und Speichern

F&E-Bedarf besteht u. a. in der Erforschung der Grundlagen zur Weiterentwicklung von Netzanschlussregeln für Erzeugungsanlagen und Speichern.

4.2.4 F&E Netzintegration Offshore Windkraft

Netzintegration Offshore Windkraft und HGÜ Kopfstationen

F&E-Bedarf besteht u. a. in der Entwicklung von Betriebsführungsstrategien und -technologien zur Integration von Offshore-Windparks, Regelungs- und Betriebsführungsstrategien zur Integration von HGÜ-Kopfstationen in vorhandene AC-Netzstrukturen und in den Netzbetrieb.

Literaturverzeichnis

- 3M (2013): Erhöhung der Übertragungskapazität – Hochleistung für zukunftssichere Netze; Technisches Datenblatt.
http://solutions.3mdeutschland.de/3MContentRetrievalAPI/BlobServlet?lmd=1410763182000&locale=de_DE&assetType=MMM_Image&assetId=1361633230449&blobAttribute=ImageFile. Letzter Zugriff: 22.02.2017.
- ABB (2013): HVDC Light – It's time to connect. ABB AB, Ludvika, 2013.
<http://www.abb.com/hvdc>. Letzter Zugriff: 22.02.2017.
- ABB (2016): HVDC Light® - The original VSC Technology – Reference List. ABB AB, Ludvika, 2013. <https://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=POW0027&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>. Letzter Zugriff: 22.02.2017.
- AEE (2015): Agentur für Erneuerbare Energien: Renews Kompakt – Akzeptanz für Erneuerbare weiterhin hoch. Renews Kompakt, Ausgabe 27, 10.12.2015.
https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/416.AEE_RenewsKompakt_Akzeptanzumfrage2015.pdf.
 Letzter Zugriff: 22.02.2017.
- Ampacity (2016): Innogy: AmpaCity in Essen - Das Supraleiterkabel-Weltprojekt, Kurzinformation.
<https://www.innogy.com/web/cms/mediablob/de/3368186/data/3367840/2/fuer-unternehmen/individuelle-loesungen/energieversorger/netzdienstleistungen/produktdownload/Supraleiter-AmpaCity.pdf>.
- Asplund, G.; et al. (2010): Continental Overlay HVDC-Grid. CIGRE B4-109, 2010.
[ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK105152A9082&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch](https://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK105152A9082&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch). Letzter Zugriff: 22.02.2017.
- BDI (2017): Bundesverband der deutschen Industrie, Anmerkungen zum Technologiesteckbrief, Mai 2017.
- Bohn, S.; et al. (2014): A Pan-European-North African HVDC Grid for Bulk Energy Transmission – A Model-based Analysis. IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition, Chicago, 2014.
- BNetzA (2015): Entwicklung der Redispatchmaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz (2010-2015).
http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html. Letzter Zugriff: 24.07.2017.
- BNetzA (2016): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016. Bonn, 2017.

- https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2. Letzter Zugriff: 24.07.2017.
- Braun, M.; Kämpf, E.; Kraiczy, M. (2015): Elektrische Verteilungsnetze im Wandel. In M. Wietschel et al.(Hrsg.): Energietechnologien der Zukunft – Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze. Springer Vieweg.
- Consentec (2016): Konventionelle Mindestenerzeugung – Einordnung, aktueller Stand und perspektivische Behandlung. Consentec GmbH, 2016.
[https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Ver %c3 %b6ffentlichungen/Studie %20zur %20Konventionellen %20Mindestenerzeugung/Consentec_UeNB_MinErz_Ber_AP1_2_20160415.pdf](https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Ver%20%b6ffentlichungen/Studie%20zur%20Konventionellen%20Mindestenerzeugung/Consentec_UeNB_MinErz_Ber_AP1_2_20160415.pdf). Letzter Zugriff: 22.02.2017.
- Dena (2016): Momentanreserve 2030 - Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030, Analyse der dena-Plattform Systemdienstleistungen, Februar 2016.
- DKE (2016): Deutsche Normungs-Roadmap Gleichstrom im Niederspannungsbereich, Version 1, DKE, Februar 2016.
- DOE (2009): High Temperature Superconducting Underground Power Cable-Albany Cable Project. DOE Cooperative Agreement Number DE-FC36-03GO013301, SuperPower, Inc., Final Report, 2009.
- Engler, A. (2001): Regelung von Batteriestromrichtern in modularen und erweiterbaren Inselnetzen, Kassel: Dissertation: Universität Gesamthochschule Kassel, 2001.
- EnWG (2016): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG), Ausfertigungsdatum: 07.07.2005, Zuletzt geändert durch Art. 3 G v. 22.12.2016 | 3106. www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf. Letzter Zugriff: 22.02.2017.
- E.ON (2007): Freileitungsmonitoring. http://apps.eon.com/documents/ene_flyer-freil-monito_0907_ger.pdf. Letzter Zugriff: 20.02.2017.
- EW (2009): Kapazitäten in Stromnetzen optimal ausschöpfen - Monitoring macht den Betrieb von Freileitungen sicherer. Sonderdruck PDF 6313 aus EW 108 (14-15) 74-83.
- Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft - FGH (2012): Studie zur Ermittlung der technischen Mindestenerzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. www.50hertz.com/Portals/3/Galerien/Studien/1_Studie-Mindestenerzeugung-4TSO-20120120.pdf. Letzter Zugriff: 22.02.2017.
- Forum für Netztechnik / Netzbetrieb - FNN (2013): Infoblatt: Netzausbau mit Hochtemperaturleitern, August 2013.
- Hennig, T.; et al. (2016): Efficiency Evaluation of Offshore Power Systems with Power Electronics based on SiC Technology, IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Conference, Xi'an, 2016.

- Hesse, R.; Turschner, D.; Beck, H.-P. (2009): Micro grid stabilization using the Virtual Synchronous Machine (VISMA), International Conference on Renewable Energies and Power Quality, Valencia, 2009.
- Laudahn, S.; Bülo, T.; Premm, D.; Seidel, J.; Engel, B. (2016): Substitution of Synchronous Generator Based Instantaneous Frequency Control Utilizing Inverter-coupled DER, 7th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, Vancouver, 2016.
- Marten, A.-K.; Westermann, D. (2013): Schedule for Converters of a Meshed HVDC Grid and a Contingency Schedule for Adaption to Unscheduled Power Flow Changes. IEEE Power and Energy Society General Meeting (PES), Vancouver, 2013.
- Mende, D.; Böttger, D.; Ganal, I.; Löwer, L.; Harms, Y.; Bofinger, S. (2017): Combined power market and power grid modeling – First results of the project SystemKontext, 14th International Conference on the European Energy Market, Dresden, 2017.
- NEP; 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2017a): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017 – Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Stand: 31. Januar 2017. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_1_Entwurf_Teil1.pdf. Letzter Zugriff: 22.02.2017.
- NEP; 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2017b): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Offshore-Netzentwicklungsplan 2030, Version 2017, 1. Entwurf – Zahlen · Daten · Fakten. Stand: 31. Januar 2017. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_1_Entwurf_Zahlen-Daten-Fakten_online.pdf. Letzter Zugriff: 22.02.2017.
- ONEP; 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2017): Offshore-Netzentwicklungsplan 2030, Version 2017 - Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Stand: 31. Januar 2017. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/ONEP_2030_1_Entwurf_Teil1.pdf. Letzter Zugriff: 22.02.2017.
- Puffer, R.; et al. (2012): Area-wide dynamic line ratings based on weather measurements. Beitrag B2-106, CIGRE 2012.
- RWTH (2015): Studie zu Aspekten der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023. Institut für Hochspannungstechnik RWTH Aachen University, 2015. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/System_u_Netzicherheit/Gutachten_IFHT_RWTH_Systemstabilitaet_2015.pdf. Letzter Zugriff: 22.02.2017.
- SDLWindV (2009): <http://www.gesetze-im-internet.de/sdlwindv/SDLWindV.pdf>.

- Siemens (2012): HVDC - High Voltage Direct Current Transmission – Unrivaled practical experience. Siemens AG, Erlangen, 2012.
http://www.energy.siemens.com/co/pool/hq/power-transmission/HVDC/HVDC-Classic/HVDC-Classic_Transmission_References_en.pdf. Letzter Zugriff: 22.02.2017.
- Siemens (2014): Supraleitende Strombegrenzer, Kurzinformation
http://www.siemens.com/press/pool/de/pressemitteilungen/2014/corporate/factsheet-supraleiter_d.pdf.
- TenneT TSO B. V. (2010): Freileitungs-Monitoring – Optimale Kapazitätsauslastung von Freileitungen, November 2010.
- Ullrich, S. (2015): Übertragungsnetze. In M. Wietschel et al. (Hrsg.): Energietechnologien der Zukunft – Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze. Springer Vieweg.
- Weck, S.; et al. (2016): Planning and Design of a European HVDC Grid Divided Into Feasible Protection Zones. IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC), Ottawa, 2016.
- WindkraftJournal (2012): <http://www.windkraft-journal.de/2012/07/05/studie-zur-gesellschaftlichen-akzeptanz-von-energieeffizienz-und-offshore-windanlagen/22781>. Letzter Zugriff: 11.08.2017.
- Vennegeerts, H.; et al. (2007): Bewertung der Optimierungspotenziale zur Integration der Stromerzeugung aus Windenergie in das Übertragungsnetz.