

Elektrische Straße

Laufzeit des Vorhabens: 01.09.2011 bis 31.08.2012

Endbericht

Auftraggeber: Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt)

Auftragnehmer: Institut für Zukunftssysteme (IZES gGmbH)

IZES gGmbH
Institut für ZukunftsEnergieSysteme
Hermann Guss
Altenkesseler Str. 17
66115 Saarbrücken
Tel.: +49-(0)681-9762-840
Fax: +49-(0)681-9762-850
Email: guss@izes.de

Autoren: Jörg Frantzen, Hermann Guss

mit Beiträgen von Lars Grote, Sonja Kay, Katja Weiler und Alexander Zipp

Version: 1.0

Saarbrücken, den 17.09.2012

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	II
Abbildungsverzeichnis	IV
Tabellenverzeichnis	VI
Abkürzungsverzeichnis	VII
1 Einleitung	1
2 Aufbau und Herausforderungen des deutschen Stromnetzes	3
2.1 Aktuelle Struktur der Stromnetze	3
2.2 Wandel des Energiesystems	6
3 Erweiterung des Übertragungsnetzes und Kombination mit der Straßeninfrastruktur	13
3.1 Übertragungsnetzausbaubedarf und -problematiken	13
3.1.1 Netzausbaubedarf	14
3.1.2 Mangelnde Akzeptanz des Netzausbaus	17
3.1.3 Weitere Verzögerungsgründe und zeitliche Dimension der Verzögerungen	20
3.1.4 Netzentwicklungsplan 2012 (Stand: Mai 2012)	21
3.2 Planungs- und Genehmigungsverfahren von Übertragungsleitungen im Sinne eines beschleunigten Netzausbaus	23
3.2.1 Genehmigungsverfahren auf Übertragungsnetzebene	23
3.2.2 Netzausbauplanung nach dem Energiepaket 2011	24
3.2.3 Bundesfachplanung	26
3.2.4 Bündelungsgebot mit bestehenden Infrastrukturen und deren Einfluss auf die Prüftiefe	27
3.3 Möglichkeiten der Übertragungskapazitätserhöhung	29
3.3.1 Verstärkung und Ausbau des konventionellen Übertragungsnetzes	29
3.3.2 Errichtung eines Overlay-Netzes	33
3.3.3 Potenzielle Demand-Side-Management bzw. Speicher	35
3.4 Vergleich verschiedener Übertragungstechnologien	37

3.4.1	Gleichstrom- und Wechselstromübertragung	37
3.4.1.1	Technische Charakteristika	37
3.4.1.2	Finanzielle Aspekte	38
3.4.1.3	Genehmigungs- und Akzeptanzfragen	42
3.4.2	Freileitung und Kabel.....	42
3.4.2.1	Technische Charakteristika	43
3.4.2.2	Finanzielle Aspekte	44
3.4.2.3	Genehmigungs- und Akzeptanzfragen	46
3.4.3	Infrastrukturtunnel.....	52
3.5	Kombination von Energie- und Straßeninfrastruktur	56
3.5.1	Abgleich des Stromübertragungsbedarfs mit dem Autobahnnetz.....	56
3.5.2	Bewertung der Optionen einer kombinierten Energie- und Autobahninfrastruktur	63
3.5.2.1	Autobahn und Freileitung	63
3.5.2.2	Autobahn und Erdkabel, offene Verlegung/Kabelgraben	63
3.5.2.3	Autobahn und Erdkabel, geschlossene Verlegung/Tunnel.....	64
3.6	Fazit.....	64
4	Energiewende und Straßeninfrastruktur.....	66
4.1	Einspeisenetze und Straßeninfrastruktur	66
4.2	Grundsätzliche weitere Überlegungen zu Strom- und Straßen- infrastruktur.....	69
4.3	Erneuerbare Energien und Straßeninfrastruktur	69
4.3.1	Photovoltaik	69
4.3.2	Wind	71
4.3.3	Biomasse.....	72
4.4	Elektromobilität und Straßeninfrastruktur.....	75
5	Handlungsempfehlungen	78
	Literaturverzeichnis	80

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Hierarchische Netzstruktur mit verschiedenen Spannungsebenen	5
Abbildung 3-1: Stand der Ausbautvorhaben des EnLAG (Stand: 20.07.2012)	15
Abbildung 3-2: Nicht übertragbare Leistungen zwischen Regionen in Deutschland nach der dena-Netzstudie II	16
Abbildung 3-3: Akzeptabilität des Netzausbaus.....	18
Abbildung 3-4: Netzausbaumaßnahmen nach dem Netzentwicklungsplan 2012 (Szenario B 2022)	22
Abbildung 3-5: Einfach gespeistes Maschennetz in a), mehrfach gespeistes Maschennetz in b)	30
Abbildung 3-6: Die elektrischen Verbundsysteme der EU	32
Abbildung 3-7: Overlaynetz mit Ringverbindung.....	34
Abbildung 3-8: Betriebsmittelvarianten von verschiedenen Übertragungstechnologien und -leistungen.....	40
Abbildung 3-9: Barwerte der Gesamtkosten der Betriebsmittelvarianten für eine Übertragungsleistung von 3000 MW	41
Abbildung 3-10: Exemplarische Mehrkostenfaktoren für Teilverkabelungen (2 bis 4 Kabelabschnitte)	45
Abbildung 3-11: Typische Abmessungen für eine 380-kV-Freileitung (1 Doppelsystem)	49
Abbildung 3-12: Beispiel für einen 380-kV-Erdkabeltrasse mit 2 Doppelsystemen.....	49
Abbildung 3-13: Verschiedene in Deutschland geläufige Mastbilder (Einebenenmast links, Donaumast Mitte, Tonnenmast rechts)	50
Abbildung 3-14: Beantragte Masten für die Trasse Altenfeld – Redwitz (2 Doppelsysteme)	50
Abbildung 3-15: Beispiel für einen 380-kV-Erdkabeltrasse mit 4 Doppelsystemen.....	51
Abbildung 3-16: 380-kV-Diagonale in Berlin	52
Abbildung 3-17: Kombination von Autobahn und Freileitung und Kabelsystemen nach VDE	53
Abbildung 3-18: Power-Tubes, Kabel ohne zusätzlichen Trassenbedarf	54
Abbildung 3-19: Prinzipdarstellung des gesteuerten Rohrvortriebes	55
Abbildung 3-20: Stromübertragungsnetz (magenta/rosarot) und Autobahnnetz (schwarz) in Deutschland	58

Abbildung 3-21: Neubau und Erweiterungen von Bundesautobahnen und Gebiete in denen Überschneidungen mit dem Übertragungsnetzausbau besteht (grüne Markierungen)	59
Abbildung 3-22: Netzentwicklungsplan 2012 und Autobahnnetz	61
Abbildung 3-23: Varianten für den Trassenverlauf Altenfeld – Redwitz (Landesgrenze)	62
Abbildung 4-1: Enertrag Einspeisenetz in der brandenburgischen Uckermark.....	67
Abbildung 4-2: Leerrohrbauwerk auf Norderney.....	68
Abbildung 4-3: Solar Roadway-Modul	71
Abbildung 4-4: Konzept der Energieallee A7	72
Abbildung 4-5: Hybrid-LKW unter Oberleitung.....	76

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Gefährdung europäisch geschützter Arten durch Freileitung.....	47
Tabelle 3-2: Gefährdung europäisch geschützter Arten durch Erdkabel	48
Tabelle 4-1: Ansätze zur Potenzialermittlung für Straßenbegleitgrün	73

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
ACER	European Agency for the cooperation of the Energy Regulators
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BNetzA	Bundesnetzagentur
ca.	circa
dena	Deutsche Energieagentur
DSM	Demand-Side-Management
d. h.	das heißt
EE	Erneuerbare Energien
ebd.	ebenda
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EG	Europäische Gemeinschaft
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EnWGÄndG	Energiewirtschaftsänderungsgesetz
EU	Europäische Union
FA	Frischmasse
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
ha	Hektar
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HLTS	High Temperature Low Sag
km	Kilometer
kV	Kilovolt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

LED	Light Emitting Diode
m	Meter
Mio.	Millionen
MW	Megawatt
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
PV	Photovoltaik
ROV	Raumordnungsverfahren
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen
TAL	konventioneller Hochtemperaturleiter
TEN-E	Trans-European Energy Networks
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
V	Volt

1 Einleitung

Die Bundesregierung hat nach der Atomkatastrophe im japanischen Fukushima im Frühjahr 2011 das Thema Energiewende ganz oben auf die politische Agenda gesetzt. Ein halbes Jahr zuvor hatte sie mit dem Energiekonzept bereits die Leitlinien für die langfristige Ausrichtung der Energiepolitik festgelegt.¹ Vor dem Hintergrund der Problematik des Klimawandels und der Begrenztheit fossiler Energieträger ist die langfristige Notwendigkeit eines strukturellen Wandels der Energieversorgung schon seit längerer Zeit ins Bewusstsein der Bevölkerung und der politischen Entscheidungsträger gerückt. Erneuerbare Energien werden daher in Deutschland seit Jahren gefördert.

Im Sommer 2011 hat die Bundesregierung mit einer Reihe von Gesetzesbeschlüssen weitere Weichenstellungen für den Umbau des Energiesystems hin zu einem System auf Basis erneuerbarer Energieträger vorgenommen.² Dazu gehören der beschleunigte Ausstieg aus der Atomenergie und konkrete Ausbauziele für die Erneuerbaren Energien.

Der Umbau des Energiesystems ist mit einigen Herausforderungen verbunden. Die aktuelle Struktur der Stromnetze ist historisch gewachsen und beruht auf einer zentralistischen Erzeugungsstruktur in Großkraftwerken in der Nähe der Verbrauchszentren. Mit dem steigenden Anteil Erneuerbaren Energien erfolgt die Erzeugung zunehmend dargebotsabhängig und dezentral, zusätzlich teilweise fernab der Ballungsgebiete, insbesondere bei der Windenergie. Das aktuelle Stromnetz ist für die neuen Verteilungsaufgaben nicht ausgelegt und muss umgebaut werden. Die aktuelle Struktur des deutschen Stromnetzes sowie die aktuellen und zukünftigen Herausforderungen werden in Kapitel 2 beschrieben.

Die daraus folgenden Anforderungen, insbesondere an das Übertragungsnetz, und mögliche Lösungsmöglichkeiten werden in Kapitel 3 diskutiert. Kern der Überlegungen in dieser Studie ist es, ob und wie die Straßeninfrastruktur einen Beitrag zur praktischen Umsetzung der Energiewende leisten kann. Konkret wird die Möglichkeit untersucht, den Raum um und unter Autobahnen für die Verlegung von Übertragungstrassen zu nutzen. Dabei werden technische Varianten und mögliche Synergieeffekte beim Ausbau der Infrastrukturen untersucht. Das Kapitel 3 schließt mit

¹ Bundesregierung (2010)

² Gesetzespaket bestehend aus: Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes, Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EEG), Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften (EnWGÄndG), Gesetz über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze (NABEG), Gesetz zur Änderung des Gesetzes zur Errichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“, Gesetz zur Stärkung der klimagerechten Entwicklung in den Städten und Gemeinden.

einem Vergleich der verschiedenen Varianten und einer Empfehlung, inwiefern die Nutzung des Straßenraums für Stromübertragungsleitungen eine sinnvolle Option des Netzausbaus darstellt und damit einen Beitrag zur Energiewende leisten kann.

Neben der näheren Betrachtung, inwieweit Autobahn und Übertragungsnetz kombiniert werden können und sollten, werden in Kapitel 4 weitere Aspekte der Energiewende auf eine mögliche Kombination mit der Straßeninfrastruktur betrachtet. Dies beinhaltet die aktuelle Diskussion um Einspeisenetze sowie Möglichkeiten erneuerbarer Stromerzeugung im Straßenumfeld. Weiterhin werden Optionen für Elektromobilität im Zusammenhang mit der Straßeninfrastruktur angerissen.

Abschließend werden in Kapitel 5 aus den vorhergegangene Betrachtungen Handlungsempfehlungen abgeleitet.

2 Aufbau und Herausforderungen des deutschen Stromnetzes

In diesem Kapitel werden einleitend die aktuelle Struktur und die zukünftigen Anforderungen an die Stromnetze skizziert. Dabei wird zunächst auf die Gliederung des Stromnetzes in verschiedene Spannungsebenen eingegangen. Daran schließen sich Ausführungen über den Wandel des Energiesystems an, die sich jedoch auf die Anforderungen an die Infrastruktur konzentrieren und nicht die komplette Breite des Wandels des Stromsystems abdecken.

2.1 Aktuelle Struktur der Stromnetze

Die aktuelle Struktur der Stromnetze ist historisch gewachsen. Bedingt wurde sie in erster Linie durch die geografische Verteilung der Verbraucher und dem maßgeblich an den Kohlevorkommen orientierten Kraftwerkspark. Durch Skaleneffekte bei der fossilen Stromproduktion haben sich in der Vergangenheit Großkraftwerke als die dominierende Erzeugungsoption herausgebildet. Dies trifft vor allem für Braun- und Steinkohlekraftwerke, aber auch für Kernkraftwerke zu. Die Großkraftwerke sind in der Regel an die Übertragungsnetze angeschlossen.

Das Stromnetz wird unterteilt in Übertragungsnetze und Verteilnetze. In Deutschland werden bisher alle Netzebenen mit Wechselstromtechnik betrieben. Je nach Transportaufgabe bzw. Leistungsanforderung der Verbraucher sind die Stromnetze in verschiedene Spannungsebenen gegliedert.

Die Übertragungsnetze werden mit Höchstspannung (220 kV oder 380 kV) betrieben. Das Höchstspannungsnetz dient dem landesweiten Transport von Strom zu den Verbraucherschwerpunkten. Es hat eine Stromkreislänge von ca. 35.000 km.³ Da bei einer Vielzahl von Stromtrassen mehr als ein Stromkreissystem installiert ist,⁴ ist die tatsächliche Länge der Trassen etwa um die Hälfte kürzer und beträgt ca. 17.700 km.⁵ Im Übertragungsnetz werden derzeit fast ausschließlich Freileitungen verwendet. Zusätzlich ist das deutsche Übertragungsnetz mit sogenannten Kuppelleitungen an das europäische Verbundnetz angeschlossen und ermöglicht so den Stromaustausch mit den Nachbarländern. Es bestehen Grenzkuppelstellen zu allen Ländern, die eine gemeinsame Landesgrenze zu Deutschland besitzen. Zu den meisten Ländern gibt es mehrere Verknüpfungspunkte. Zusätzlich ist Deutschland durch ein

³ BNetzA (2011), S.87.

⁴ Beispielsweise sind auf Freileitungsmasten häufig zwei Stromkreissysteme, jeweils bestehend aus drei Leitungsseilen, installiert.

⁵ BNetzA (2011), S.87.

Seekabel mit Schweden verbunden. Die gesamte Interkonnektorkapazität beträgt circa 18 GW.⁶

Von den Übertragungsnetzen zu unterscheiden sind die Verteilnetze, die, wie der Name schon sagt, der Verteilung des Stroms an die Endverbraucher dienen. Hier ist wiederum zwischen verschiedenen Spannungsebenen zu differenzieren. Das Hochspannungsnetz dient der Grobverteilung von Strom und wird in der Regel mit 110 kV betrieben. Die Hochspannungsleitungen transportieren den Strom von den Verknüpfungspunkten der Übertragungsnetze zu den Verbrauchszentren, wie zum Beispiel großen Industriebetrieben oder zu Umspannanlagen zur nächst niedrigeren Spannungsebene. In diesen Umspannanlagen wird die Spannung auf Mittelspannungsniveau (6 kV bis 60 kV) transformiert. Mittelspannungsnetze werden in der Regel mit 10 kV, 20 kV oder 30 kV betrieben und verteilen den Strom innerhalb einer Region. An der Mittelspannungsebene sind auch größere Einrichtungen direkt angeschlossen, z. B. Industrie- und größere Gewerbebetriebe. Das Mittelspannungsnetz dient jedoch vor allem der Verbindung an die regional verteilten Transformatorenstationen, welche die einzelnen Niederspannungsnetze versorgen. Das Niederspannungsnetz dient dann letztlich der Feinverteilung. Es wird mit 230 V beziehungsweise 400 V betrieben. An das Niederspannungsnetz sind private Haushalte, kleinere Industriebetriebe, Gewerbe und Verwaltung angeschlossen.

⁶ Brodersen und Nabe (2009), S.10.

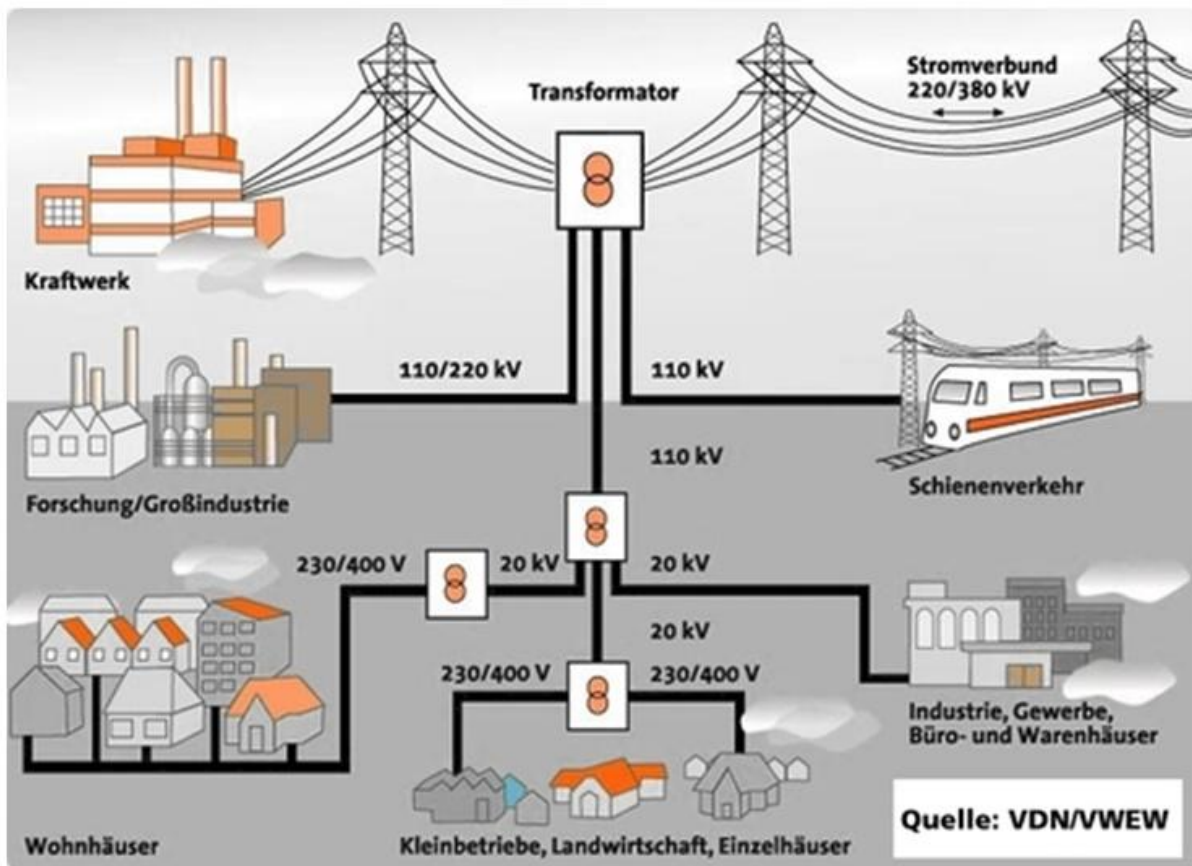


Abbildung 2-1: Hierarchische Netzstruktur mit verschiedenen Spannungsebenen

Die zuvor beschriebene und in der Abbildung 2-1 illustrierte Struktur des Stromnetzes hat einen starken hierarchischen Charakter. D. h., der Strom fließt in der Regel nur in eine Richtung. Er wird in Großkraftwerken produziert, in die höchste Spannungsebene eingespeist und dann über die niedrigeren Spannungsebenen zu den einzelnen Verbrauchern geleitet. Die Großkraftwerke wurden in der Vergangenheit in der Nähe der Verbrauchszentren errichtet, sodass ein Transport über große Entfernungen in der Regel nicht stattfand. Das Übertragungsnetz diente ursprünglich dazu, im Fall eines Kraftwerksausfalls, die Versorgung durch den Einsatz anderer, etwas weiter entfernt gelegener Kraftwerke abzufangen. Ein systematischer Transport von großen Strommengen von Regionen mit Erzeugungsüberschüssen zu weit entfernten Verbrauchszentren war nicht notwendig und zuerst nicht vorgesehen. In der Frühphase der industriellen Stromnutzung haben sich energieintensive Industriezweige in der Nähe von Rohstofflagerstätten, in Deutschland Stein- und Braunkohlevorkommen, angesiedelt, sodass auch hier die Kraftwerke in unmittelbarer Nähe zum Verbrauch errichtet werden konnten. Erst mit der systematischen Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken wurden größere Strommengen aus den Kohlekraftwerken an Rhein und Ruhr in den Süden Deutschlands und zurück transportiert.

Die aktuellen Versorgungsstrukturen aus Erzeugung und Stromnetzen haben sich parallel entwickelt und sind dementsprechend aufeinander abgestimmt. Für eine gra-

vierende Verschiebung entweder der Erzeugung oder des Verbrauchs ist das bestehende System nicht ausgelegt und würde dies vor große Herausforderungen stellen, wie es derzeit auch der Fall ist. Dies ist auf den Wandel des Energiesystems zurückzuführen, der im nächsten Abschnitt beschrieben wird.

2.2 Wandel des Energiesystems

Bei der Diskussion über Veränderungen des Energiesystems wird häufig mit drei Begriffen aus dem sogenannten energiepolitischen Zieldreieck argumentiert: Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit. Das bisherige Stromsystem, das durch die Dominanz fossiler und nuklearer Energieträger geprägt ist, wird langfristig keiner der drei Zielkategorien gerecht. Die Begrenztheit der Rohstoffe zusammen mit derer geografischer Verteilung stellt die Versorgungssicherheit infrage. Die bisher gewohnte Verfügbarkeit zu relativ niedrigen Preis täuscht darüber hinweg, dass gerade bei dem weltweit steigenden Energiebedarf die Endlichkeit der Rohstoffe durch stetige Verknappung zwangsläufig zu steigenden Preisen führen muss und fossile Energie mittel- bis langfristig eben nicht günstig zur Verfügung stehen wird. Insbesondere vor dem Hintergrund des Klimawandels und der damit verbundenen Notwendigkeit zur Reduktion von Treibhausgasen stellt das derzeitige Energiesystem keine nachhaltige Option dar. Der einzig sinnvolle und langfristig der einzig mögliche Weg ist der Umbau des Energiesystems zu einem System auf Basis Erneuerbarer Energien.

Die Notwendigkeit eines strukturellen Wandels der Energieversorgung ist schon seit einiger Zeit ins Bewusstsein der politischen Entscheidungsträger gerückt. Da Investitionen in Energieerzeugungsanlagen und –infrastruktur extrem langfristig angelegt sind und hohe Investitionsvolumina erfordern, kann der Wandel nicht abrupt, sondern nur sukzessive erfolgen. Erneuerbare Energien besitzen derzeit im Vergleich zu fossilen und atomaren Erzeugungslagen noch höhere Stromgestehungskosten, weshalb diese von politischer Seite eine Flankierung für eine Markteinführung benötigen. Dies geschieht sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene.

Mit der Verabschiedung der 2009 in Kraft getretenen neuen EU-Richtlinie für Erneuerbare Energien⁷ wurden auf europäischer Ebene Vorgaben für die Nutzung Erneuerbaren Energien festgelegt. Bis 2020 sollen 20 % des gesamten Endenergieverbrauchs der EU mit erneuerbaren Energien gedeckt werden. Für Deutschland ist ein Ziel von 18 % vorgegeben. Wie die Mitgliedsstaaten die nationalen Zielvorgaben umsetzen, bleibt der nationalen Rahmensetzung überlassen. Laut dem Energiekonzept der Bundesregierung wird im Stromsektor bis 2020 ein Anteil der Erneuerbaren

⁷ EU (2009a).

Energien von 35 % und bis 2050 ein Anteil von 80 % am Stromverbrauch angestrebt.⁸

In Deutschland werden Erneuerbaren Energien im Strombereich über das sogenannte Erneuerbare-Energien-Einspeisegesetz (EEG) gefördert. Es garantiert Anlagenbetreibern die Abnahme des erzeugten Stroms zu festen Einspeisetarifen über eine Laufzeit von 20 Jahren. Durch den Einspeisevorrang und die feste Vergütung werden gezielt Anreize gesetzt und Investitionssicherheit geschaffen. Darüber hinaus besteht vonseiten der Netzbetreiber die Verpflichtung EE-Anlagen an ihre Netze anzuschließen und diese unverzüglich entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus Erneuerbaren Energien sicherzustellen (§ 9 EEG).

Der durch das EEG induzierte Zubau von EE-Anlagen in der Vergangenheit stellt den wesentlichen Faktor für den aktuellen Ausbaubedarf in den Stromnetzen dar. Auch in Zukunft wird der Ausbau der Erneuerbaren Energien der Haupttreiber für die notwendige Umstrukturierung und den erforderlichen Zubaubedarf in der Strominfrastruktur sein. Der zweite Treiber für einen erhöhten Übertragungsbedarf und den daraus steigenden Anforderungen an die Übertragungskapazitäten ist die Verwirklichung des europäischen Binnenmarktes und den dadurch zu erwartenden erhöhten länderübergreifenden Stromaustausch. Darauf wird später in diesem Kapitel noch genauer eingegangen. Langfristig hängen der überregionale Austausch von Strom und ein steigender Anteil Erneuerbarer Energien eng zusammen. Zunächst sollen jedoch die geänderten Anforderungen an das Stromnetz durch den Ausbau der EE in Deutschland beschrieben werden.

Das Energieangebot der Erneuerbaren Energien liegt, mit Ausnahme der Biomasse, im Vergleich zu fossilen Energieträgern nicht gebunden in fester oder flüssiger Form, sondern in Form von solarer Strahlungsenergie oder Bewegungsenergie bei Wind- und Wasserkraft vor. Das Angebot ist daher geografisch über das ganze Land verteilt, die Energieträger an sich nicht speicher- und transportierbar. Die technischen Anlagen zur Umwandlung in Strom weisen daher ein hohes Maß an Dezentralität auf, ganz im Gegenteil zum historisch gewachsenen System aus fossilen und nuklearen Energieträgern, das stark durch die Stromproduktion in Großkraftwerken gekennzeichnet ist.

Die Standorte der EE-Erzeugungslagen orientieren sich an den optimalen Bedingungen zur Nutzung des natürlichen Energieangebotes. Die Standortentscheidungen werden dabei aus rein betriebswirtschaftlichen Rentabilitätsabwägungen getroffen.

⁸ Bundesregierung (2010), S.5.

Dabei spielen die Nähe zu Verbrauchern und auch die bestehende Netzinfrastruktur keine Rolle.

In Deutschland bestehen bezogen auf die verschiedenen EE-Erzeugungsoptionen die größten Potentiale bei der Windkraft und der Photovoltaik. Die Ertragspotentiale dieser Technologien sind jedoch nicht gleichmäßig über das Bundesgebiet verteilt, sondern hängen bei der Windenergie von den topografischen Gegebenheiten und bei der Photovoltaik vom Breitengrad und der damit verbundenen Einstrahlungsintensität und –dauer der Sonne ab. Die besten Bedingungen für Windkraftanlagen befinden sich in flachen Gebieten mit hohen Windgeschwindigkeiten, wie sie vor allem in der norddeutschen Tiefebene vorzufinden sind. Noch bessere Bedingungen ergeben sich auf hoher See, wo der Wind stärker und konstanter weht. Die meisten Windenergieanlagen befinden sich daher im Norden und Nordosten Deutschlands. Die Potentiale in der Nord- und Ostsee werden gerade durch die Errichtung der ersten offshore-Windparks erschlossen. Die Bundesregierung strebt eine Offshore-Kapazität von 25.000 MW bis 2030 an.⁹ Für die PV bieten die südlichen Bundesländer, vor allem Bayern und Baden-Württemberg die besten Bedingungen. Hier befindet sich auch der überwiegende Teil der derzeit installierten Leistung.

Der Großteil des Stromverbrauchs konzentriert sich in den großen Ballungszentren und den Industriestandorten im Westen, Südwesten und Süden der Bundesrepublik. Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, insbesondere der Windenergie, fällt also geografisch gesehen weit entfernt vom Ort des eigentlichen Bedarfes an. Daraus ergibt sich erhöhter Übertragungsbedarf vom Strom aus dem Norden und Nordosten in den Westen und Süden des Landes. Das bisherige Stromverbundnetz ist jedoch nicht für die Übertragung von großen Strommengen aus diesen Regionen Deutschlands ausgelegt.

Trotz des Ausbaus der Erneuerbaren Energien besteht mittelfristig noch Bedarf an fossilen Kraftwerkskapazitäten. Es befinden sich einige Kohlekraftwerke im Bau oder in Planung, deren Standorte sich ebenfalls überwiegend im Norden der Republik befinden. Dies ist auf einen Standortvorteil bei der Anlandung von Importkohle nach dem Auslaufen der heimischen Kohleförderung zurückzuführen. In der Vergangenheit hatten sich Kraftwerke und Großverbraucher in der Nähe von inländischen Kohlevorkommen angesiedelt. Bei Kernkraftwerken spielen die Transportkosten für den Rohstoff eine geringe Rolle, sodass diese Kraftwerke in der Nähe der Verbrauchszentren errichtet wurden. Ein Teil der Kraftwerksplanungen wurde jedoch aufgrund von Bürgerprotesten sowie aus betriebswirtschaftlichen Erwägungen vor dem Hintergrund des starken Ausbaus der Erneuerbaren Energien verworfen. Ein Ausbau der Übertragungsnetze wäre aber nicht nur wegen der hohen Windkraftkapazitäten, son-

⁹ Bundesregierung (2010), S.8.

dern auch bei einer Konzentration konventioneller Kraftwerkskapazitäten im Norden notwendig. Trotzdem bleiben die Erneuerbaren Energien der Haupttreiber für den Ausbaubedarf im Übertragungsnetz, insbesondere um die aktuellen und zukünftig noch steigenden Windstrommengen aus dem Norden und Nordosten in den Westen und Süden Deutschlands zu transportieren.

Neben dem Ausbaubedarf im Übertragungsnetz zum „Langstreckentransport“ von Strom stehen auch die Verteilnetze vor neuen Herausforderungen. Wie in Kapitel 2.1 zur aktuellen Struktur des Stromnetzes beschrieben, dienten die Verteilnetze in der Vergangenheit ausschließlich der Durchleitung von Strom aus dem vorgelagerten Netz zu den Endverbrauchern mit unidirektionalem Stromfluss. Mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien aber auch der wachsenden dezentralen Stromerzeugung aus fossilen KWK-Anlagen hat die Einspeisung von Strom in die Verteilnetze in letzter Zeit deutlich zugenommen. Da diese dezentrale Stromerzeugung den lokalen Strombedarf in den Verteilnetzen teilweise übersteigt, ist eine Hochspeisung in vorgelagerte Netze notwendig, um den „Abtransport“ und die Verteilung des Stroms über das Verbundnetz zu gewährleisten. Ausbaubedarf bei den Verteilnetzen besteht also nicht nur im Anschluss neuer dezentraler Anlagen, sondern auch in der Verstärkung des Netzes und der Ertüchtigung von Steuerungselementen, um einen bidirektionalen Stromfluss innerhalb des Netzes und die Hochspeisung von Strom in das vorgelagerte Netz zu ermöglichen. Die Aufgaben der Verteilnetzbetreiber zur Gewährleistung aller gewünschten Transportansprüche bei gleichzeitiger Sicherung der Systemstabilität werden mit zunehmender Einspeisung der fluktuierenden Erneuerbaren Energien immer anspruchsvoller.

Es bleibt festzuhalten, dass der Wandel des Stromsystems zu einem System mit einer Vielzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen und einem hohen Anteil an fluktuierender Erzeugung aus Erneuerbaren Energien eine weitgehende Umstrukturierung des Stromnetzes auf allen Ebenen erfordert, um den Strom von den Erzeugungsstandorten zu den Verbrauchern zu transportieren. Diese Umstrukturierung schließt den Neubau von Stromtrassen ein, deren Zubaubedarf zu Beginn des Kapitels 3.1 diskutiert wird.

Neben der sich verändernden Erzeugungslandschaft innerhalb Deutschlands tragen auch Veränderungen auf europäischer Ebene zu einem Wandel des Stromsystems und dem Erweiterungsbedarf der Übertragungsnetze bei. In erster Linie sind hier die Bestrebungen der EU zur Verwirklichung eines europäischen Energiebinnenmarktes zu nennen. In diesem Sinne hat die EU Jahr 2009 im sogenannten 3. Energiebinnenmarktpaket eine Reihe von Richtlinien erlassen. Diese beinhalten ändernde und ergänzende Regelungen für den Elektrizitäts- und Gasbinnenmarkt und widmet sich dem grenzüberschreitenden Stromhandel sowie den Erdgasfernleitungsnetzen. Der Elektrizitätsbinnenmarkt soll allen privaten und gewerblichen Verbrauchern in der Europäischen Union eine echte Wahl ermöglichen, neue Geschäftschancen für die

Unternehmen eröffnen sowie den grenzüberschreitenden Handel fördern und auf diese Weise Effizienzgewinne, wettbewerbsfähige Preise und höhere Dienstleistungsstandards bewirken und zu mehr Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit beitragen.¹⁰

Um den grenzüberschreitenden Handel und die grenzüberschreitende Stromversorgung in der Gemeinschaft zu verbessern, wurde ein europäischer Verbund der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) gegründet. In einer EU-Verordnung, die ebenfalls Teil des 3. Energiebinnenmarktpaketes ist, wurden wichtige Regelungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel festgelegt.¹¹ Diese betreffen u. a. die Aufgaben von ENTSO-E, die Festlegung von Netzkodizes, Netzzugangsentgelte, einen Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern sowie Leitlinien für die Verwaltung und die Vergabe der verfügbaren Übertragungskapazität von Verbindungsleitungen zwischen nationalen Netzen. Die in ENTSO-E zusammengeschlossenen Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen alle zwei Jahre einen nicht bindenden gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan, einschließlich einer europäischen Prognose zur Angemessenheit der Stromerzeugung. In diesem sogenannten ten year network development plan (TYNDP) werden die Investitionserfordernisse für ganz Europa einschließlich der grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen beschrieben. Um die Zusammenarbeit der nationalen Regierungsbehörden zu verbessern und um eine Regulierungslücke bei grenzüberschreitenden Energieinfrastruktureinrichtungen zu beheben, wurde auf Gemeinschaftsebenen eine Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden gegründet¹² (ACER).

Ziel der Integration des Energiebinnenmarktes im Strombereich ist ein vollständig harmonisierter europäischer Strommarkt mit einheitlichen Preissignalen. Dafür spielen die Entwicklung der Strombörsen und die koordinierte Vergabe grenzüberschreitender Kapazitäten durch marktorientierte Lösungen, insbesondere implizite Auktionen, eine wichtige Rolle. Mit der Marktkopplung der Strommärkte Nordwesteuropas (Deutschland, Frankreich, Benelux und Skandinavien) ist im November 2010 ein Meilenstein zur Integration der Strommärkte in der Europäischen Union erreicht worden. Seitdem sind die nationalen Stromspotmärkte von neun Ländern auf Großhandelsebene miteinander verbunden. Die damit verbundenen Erwartungen an die Marktergebnisse haben sich erfüllt. Insbesondere konnte eine Preisangleichung zwischen den Ländern erreicht werden. So lässt sich mittlerweile in ca. 70 Prozent der Stunden Preisgleichheit in Deutschland, Frankreich und Benelux beobachten. Vor der Markt-

¹⁰ EU (2009b)

¹¹ EU (2009c)

¹² EU (2009d)

kopplung war dies in weniger als ein Prozent der Stunden eines Jahres der Fall.¹³ Die Agentur für die Kooperation der Energieregulierungsbehörden (ACER) hat der deutschen Bundesnetzagentur die Projektleitung für die Umsetzung der gesamteuropäischen Marktkopplung bis 2014 übertragen. Die Bundesnetzagentur ist bestrebt, die nordwesteuropäische Marktkopplung sukzessive um weitere Regionen bzw. Märkte zu erweitern.

Einheitliche Preissignale führen zu Effizienzsteigerungen sowohl auf der Erzeugungs- als auch der Nachfrageseite. Auf der Erzeugungsseite ergeben sich durch eine Merit Order des gesamteuropäischen Kraftwerksparks ein effizienter Einsatz der vorhandenen Kapazitäten und gleiche Preissignale für eventuell notwendigen Zubaubedarf, ohne Restriktionen bezüglich der geografischen Lage. Auf der Nachfrageseite werden durch die Marktkopplung potenziell günstige Einkaufsoptionen erschlossen und der Einsatz und die Allokation der Energie erfolgt effizient, unabhängig vom Ort des Verbrauchs im Verhältnis zur Erzeugung. Die Verwirklichung einer einheitlichen Preiszone setzt allerdings nicht nur die Marktkopplung der Strombörsen, sondern auch die Beseitigung von Netzengpässen voraus. Dies betrifft sowohl den Ausbau von Grenzkuppelstellen als auch die Verstärkung und Erhöhung von Übertragungskapazitäten innerhalb der einzelnen Staaten, da mit sehr viel höheren Stromaustauschraten und Stromtransitflüssen zu rechnen ist.

Die Verwirklichung eines integrierten europäischen Strommarkts und der Ausbau der Erneuerbaren Energien stellen ähnliche Anforderungen an die Leistungsfähigkeit des europäischen Stromverbundnetzes. Die fluktuierende Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie erfolgt unabhängig vom Bedarf und führt bei kleinräumiger Betrachtung zu Über- und Unterspeisungen der lokalen Netze. In größerem Maßstab gleichen sich diese lokalen Ungleichgewichte tendenziell aus, sodass ein starkes Verbundnetz sowohl einen hohen Anteil an fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung als auch eine langfristig preisgünstige Versorgung gewährleistet. Durch die Verknüpfung weit entfernter Gebiete können kurzfristig unterschiedliche Verfügbarkeiten aufgrund meteorologischer Gegebenheiten, beispielsweise bei Windenergie, überbrückt werden. Zusätzlich werden Gebiete mit unterschiedlichen Potentialen bezüglich der eingesetzten EE-Technologien verbunden. So können die Windpotenziale in der Nordsee und die Solarpotenziale rund um das Mittelmeer jeweils für ganz Europa nutzbar gemacht werden. Schließlich gilt es neben den Erneuerbaren Erzeugungsoptionen auch europaweit Speicherpotentiale zu erschließen. Hier sind bisher wesentlich Pumpspeicherpotentiale in Skandinavien und dem Alpenraum für die Aufnahme von zukünftig temporär möglichen EE-Stromüberschüssen und für einen saisonalen Ausgleich in der Diskussion.

¹³ BNetzA (2011), S.31.

Der zusätzliche Übertragungsbedarf und mögliche Umsetzungsmöglichkeiten für die Realisierung des Ausbaus der Strominfrastruktur werden im nachfolgenden Kapitel erörtert.

3 Erweiterung des Übertragungsnetzes und Kombination mit der Straßeninfrastruktur

Wie im vorangegangenen Kapitel beschrieben, besteht vor allem wegen der Integration von Erneuerbaren Energien sowie der Stärkung des europäischen Binnenmarktes erheblicher Ausbaubedarf für die Stromnetze. Dies betrifft sowohl die Übertragungs- als auch die Verteilnetze. In diesem Kapitel sollen die Möglichkeiten des Ausbaus im Übertragungsnetz diskutiert werden.

Zunächst wird der zusätzliche Übertragungsbedarf skizziert. Dabei wird auf Studien zum Umfang dieses Bedarfs eingegangen sowie konkrete Prioritäten aus Sicht der europäischen und deutschen Regierungsbehörde und des Gesetzgebers vorgestellt. Weiterhin wird auf die aktuellen Verzögerungen und die fehlende Akzeptanz des Netzausbau Bezug genommen. Nachfolgend wird auf die Möglichkeiten der Kapazitätserhöhung im Übertragungsnetz sowie die unterschiedlichen, in Diskussion befindlichen Übertragungstechnologien eingegangen. Abschließend werden diese auf ihre Kombinierbarkeit mit dem Autobahnnetz geprüft und bewertet.

3.1 Übertragungsnetzausbaubedarf und -problematiken

Im liberalisierten Stromsystem Deutschlands sind die Übertragungsnetzbetreiber grundsätzlich für den Ausbau ihrer Netze verantwortlich. Sie haben ihr Energieversorgungsnetz bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen.¹⁴ In einem statischen Stromsystem ist diese Aufgabe gut überschaubar. Neben Ersatzinvestitionen zum Erhalt der Netze muss auf relativ leichte Angebots- und Nachfrageschwankungen reagiert werden. Dies bedeutet hauptsächlich die Verstärkung bestehender Trassen oder auch vereinzelt Neubauprojekte, z. B. für einen Kraftwerksanschluss. Längerfristige Projekte, wie die Schaffung eines europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes und die Energiewende, benötigen eine engere Abstimmung zwischen Netzbetreiber und Politik. Insbesondere die mehrjährige Genehmigungspraxis über Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren bedingt einen weiten Blick in die Zukunft. In einer generell ungewissen Zukunft kann dieser nur durch Orientierung an den Zielen der Politik stattfinden. Für den Netzausbau sind diese die Festlegungen aus den europäischen Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze (TEN-E)¹⁵ und das Energiekonzept der Bundesregierung¹⁶.

¹⁴ § 11 EnWG.

¹⁵ EU (2006).

¹⁶ Bundesregierung (2010).

3.1.1 Netzausbaubedarf

In den TEN-E Leitlinien sind über 150 Vorhaben zum Stromnetzausbau in Europa spezifiziert.¹⁷ Diese beinhalten den Ausbau von Stromnetzen in den Binnennetzen der EU-Mitgliedstaaten, zwischen den einzelnen Mitgliedsstaaten sowie dem Stromverbund zu Nichtmitgliedstaaten. Zur Umsetzung werden die Leitlinien in den 10-Jahresplan (ten year development plan - TYNDP) des Verbandes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) übernommen. Neben diesen werden auch die jeweiligen nationalen Zielsetzungen zum Ausbau der Erneuerbaren Energien in diesem berücksichtigt. Im aktuellen TYNDP wird ein Neubaubedarf von über 35.000 km an Stromleitungen angestrebt.¹⁸ Für Deutschland werden im TYNDP zwar eindeutige Neubauprojekte genannt, aber eine einfache Übersichtzahl, wie die Stromkreislänge oder Trassenlänge der neu zu bauenden Leitungen, ist nicht ersichtlich.

Eine dementsprechend übersichtlichere Darstellung zum Netzausbaubedarf ist die dena-Netzstudie I. Die Studie thematisiert die großflächige Netzintegration der Windenergie bis 2015. In ihr wird ein nötiger Stromtrassenausbau für Deutschland von 850 km bis 2015 festgestellt.¹⁹ Dieser Ausbaubedarf wurde zusammen mit den Anforderungen aus den TEN-E Leitlinien in das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) übernommen. Dort sind 24 konkrete Ausbauvorhaben festgeschrieben, die 1.800 km an neuen Trassen entsprechen.²⁰

Das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) wurde im August 2009 von der Politik verabschiedet, um den bisher stockenden Netzausbau der Übertragungsnetzbetreiber zu beschleunigen. Durch die dortige verbindliche Festschreibung von Ausbauvorhaben wird die Prüftiefe der benötigten Genehmigungsverfahren reduziert und somit soll eine Beschleunigung stattfinden. Darüber hinaus wurde der Rechtsweg gegen Behördenentscheidungen verkürzt und erst- und letztinstanzlich dem Bundesverwaltungsgericht zugewiesen. Von den 24 im EnLAG festgeschriebenen Ausbauvorhaben besitzen derzeit die Hälfte eine Verzögerung von 1 bis 4 Jahren.²¹ Von den 1.800 Neubaukilometern sind derzeit knapp über 200 km (11 %) realisiert. In der folgenden Abbildung sind die EnLAG-Trassen sowie deren Stand dargestellt.

¹⁷ EU (2006), Anhang III.

¹⁸ ENTSO-E (2010a), S. 15.

¹⁹ dena (2005), S. 126. Die Ergebnisse aus der dena-Netzstudie I sind ebenfalls in den TYNDP eingeflossen (ENTSO-E (2010), S. 263).

²⁰ BNetzA (2011a), S. 19.

²¹ Ebd.

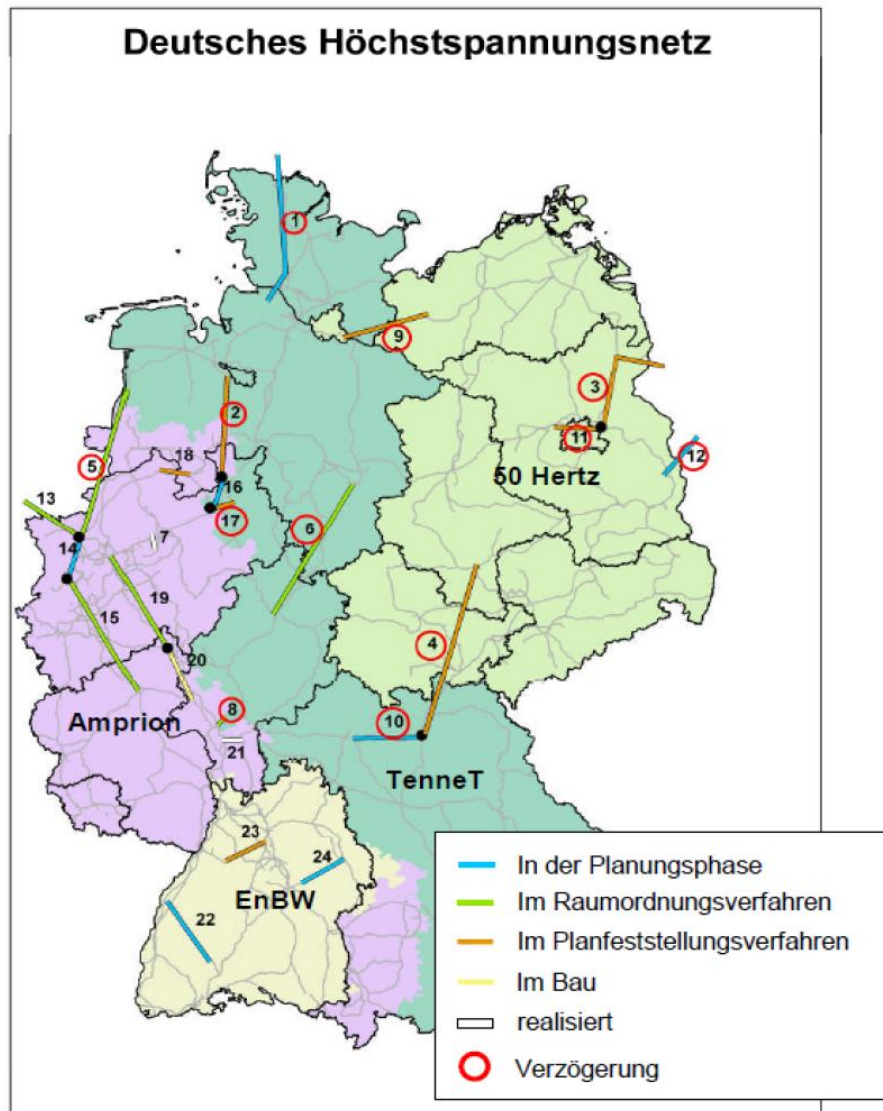


Abbildung 3-1: Stand der Ausbautvorhaben des EnLAG (Stand: 20.07.2012)²²

Ende 2010 folgte die dena-Netzstudie II, sie erweiterte die Bedarfsuntersuchung von 2015 auf 2020. Ergebnis ist ein weiterer Netzausbaubedarf von 1.700 bis 3.600 km.²³ Dieser schwankt in Abhängigkeit von weiteren Netzoptimierungsmaßnahmen, wie Freileitungsmonitoring und dem Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen. Zusammen mit den Ausbautvorhaben aus dem EnLAG bedeutet dies einen Zubau von 19 - 30 % gegenüber dem derzeitigen Bestand an Übertragungsnetztrassen.²⁴

²² BNetzA (2011a), S. 19.

²³ dena (2010a), S. 13.

²⁴ Vgl. 2.1 und BNetzA (2011a), S. 87.

In der dena-Netzstudie II wurde Deutschland in 18 Regionen und 2 Offshore/See-Gebiete unterteilt. In der folgenden Darstellung sind die Gebietsgrenzen, an denen neue Übertragungsstrassen benötigt werden, als rote Dreiecke dargestellt.

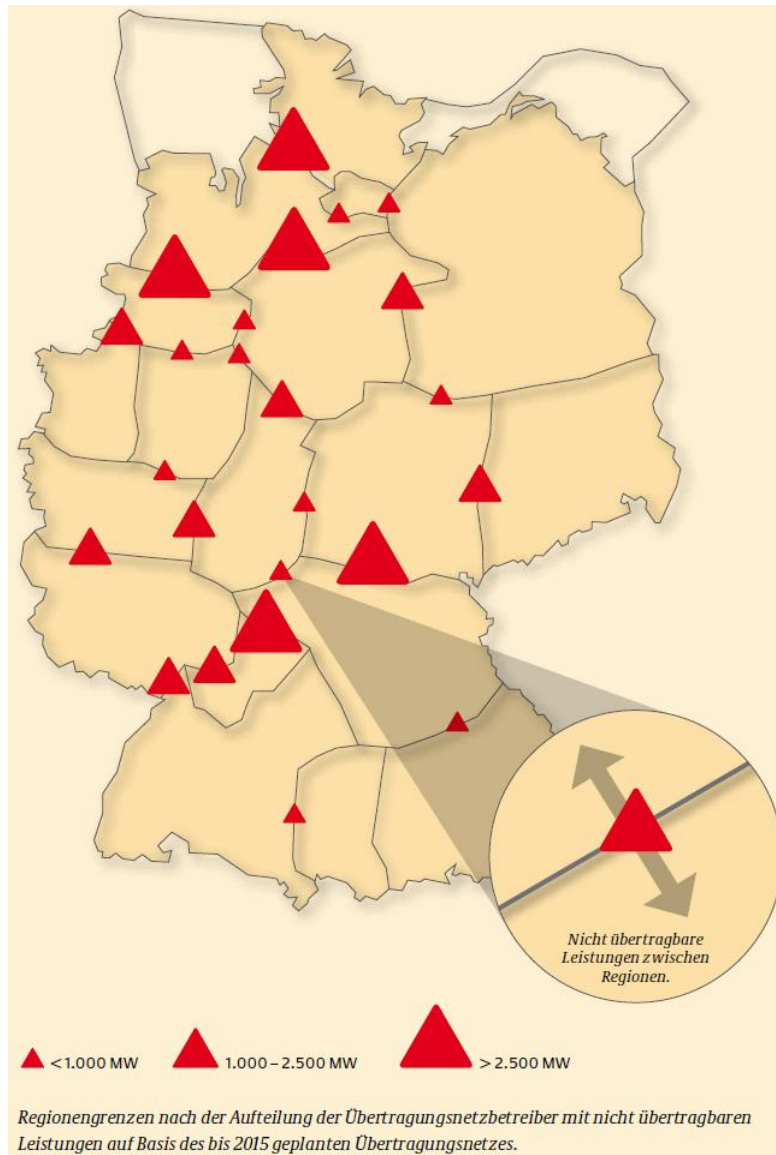


Abbildung 3-2: Nicht übertragbare Leistungen zwischen Regionen in Deutschland nach der dena-Netzstudie II²⁵

Die Ergebnisse der dena-Netzstudie II wurden insbesondere vonseiten verschiedenster Umweltverbände stark kritisiert. Zentrale Kritikpunkte an der Studie sind mangelnde Nachvollziehbarkeit der Berechnungen und übermäßige Neubauannahmen für Kohlekraftwerke, die ebenfalls einen nicht unerheblichen Netzausbau nach sich ziehen.

²⁵ dena (2010b), S. 3.

3.1.2 Mangelnde Akzeptanz des Netzausbaus

Ein weiterer Neubau von 3.300 – 5.200 km Stromtrassen²⁶ bis 2020 erscheint gegenüber den bisher realisierten 200 km Neubautrassen ambitioniert. Insbesondere, da Stromtrassen generell mehrstufige und mehrjährige Genehmigungsverfahren benötigen. Weiterhin treten auf den aktuellen Ausbautrassen gehäuft Verzögerungen von bis zu 4 Jahren auf.²⁷ Anfang der 90 Jahre dauerte es 1,5 Jahre die Stromtrasse Redwitz – Remptendorf (~ 50 km) für die elektrische Wiedervereinigung Deutschlands fertigzustellen.²⁸ Die Trasse Altenfeld – Redwitz (Hauptvarianten mit 26 und 46 km)²⁹ hingegen ist bis heute (Februar 2012) nicht fertiggestellt. Deren erste Antragskonferenz³⁰ fand vor 6 Jahren im Mai 2006 statt.³¹

Gründe für die Verzögerung der Trasse Altenfeld – Redwitz sind mangelnde Akzeptanz und Neuplanungen nach Einführung des EnLAGs.³² Mehrere Gemeinden, Städte, Landkreise, Bürgerinitiativen und eine Jagdgenossenschaft (insgesamt 33 Akteure) hatten einen Gutachter beauftragt, der die Notwendigkeit der Übertragungstrasse untersucht hat.³³ Ergebnisse des Gutachtens ließen an dieser zweifeln. Die Zweifel wurden abschließend mit dem EnLAG ausgeräumt, welches die netztechnische Notwendigkeit festschreibt und somit eine dementsprechende weitere Verzögerung ausschließt. Mit dem EnLAG wurde auf der Trasse Altenfeld – Redwitz auch die Möglichkeit der Teilverkabelung eröffnet, die jedoch eine weitere Alternativenprüfung nach sich zieht, was wiederum verzögernd wirkt.

Der Einsatz von Erdkabeln genießt gegenüber dem traditionellen Ausbau mit Freileitungen eine höhere Akzeptanz innerhalb der Bevölkerung (siehe Abbildung 3-3).³⁴ In der Öffentlichkeit bestehen gehäuft Bedenken gegen den Einfluss von Freileitungen auf die menschliche Gesundheit, die Natur und das Landschaftsbild. Der alternative Einsatz von Erdkabeln wird jedoch kontrovers diskutiert. Sie stehen bisher in dem Ruf, um ein Vielfaches teurer zu sein und es bestehen Vorbehalte gegenüber deren

²⁶ Netzausbaubedarf aus der dena-Netzstudie II, plus die noch zu bauenden 1.600 km aus dem EnLAG.

²⁷ BNetzA (2011a), S. 19.

²⁸ Schossig (2005), S. 82.

²⁹ Thüringer Landesverwaltungsamt (2011b).

³⁰ Antragskonferenz im Raumordnungsverfahren.

³¹ 50hertz.com.

³² BNetzA (2011b), S.57f.

³³ Jarass und Obermaier (2007).

³⁴ Vgl. Schweitzer-Ries et al. (2010), S. 12ff.

Integration in das bestehende, durch Freileitung geprägte Übertragungsnetz.³⁵ Während Erdkabel auf der Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene bereits verwendet werden, gibt es auf der Höchstspannungsebene im Übertragungsnetz nur vereinzelte Erdkabelstrecken. In Deutschland liegt der Kabelanteil im Übertragungsnetz bei unter 0,4 %.³⁶ Um zukünftig den technischen Einsatz von Erdkabel in der Fläche zu ermöglichen, sind vier der im EnLAG festgelegten Ausbautrassen als Pilotprojekte für den Einsatz von Teilverkabelungen vorgesehen.³⁷

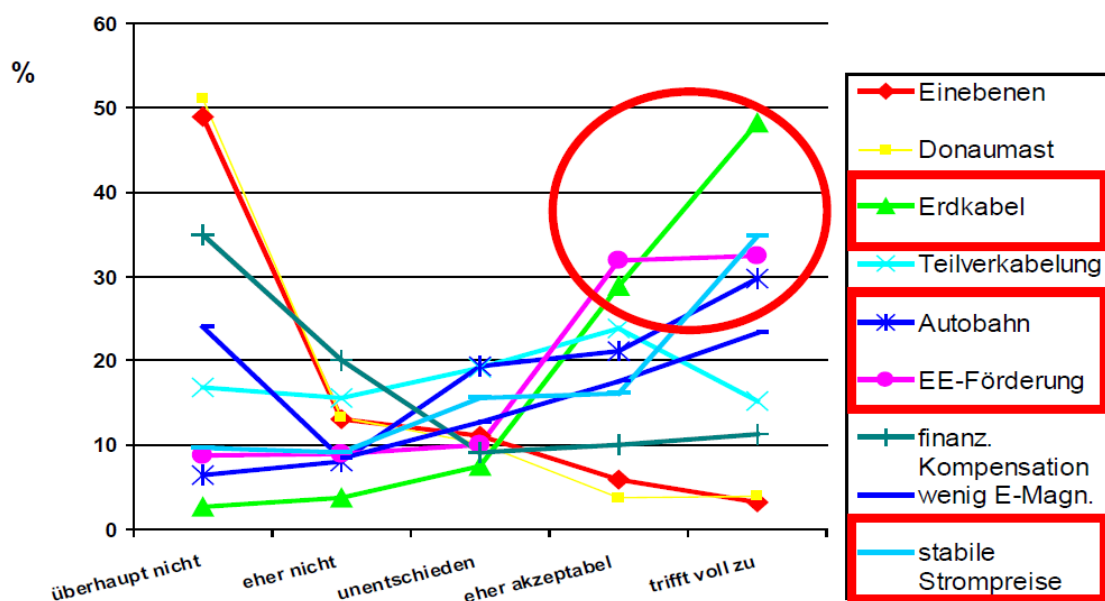


Abbildung 3-3: Akzeptabilität des Netzausbaus³⁸

Neben der Verwendung von Erdkabeln erhöht auch die Bündelung mit bestehenden Autobahnen die Akzeptanz des Netzausbaus.³⁹ Weiterhin wichtig für eine Akzeptanz des Netzausbaus sind auch der Grund des Netzausbaus sowie Erwartungen, die damit verbunden sind. Ein Netzausbau zur Förderung Erneuerbarer Energien wird eher akzeptiert als eine Ausbauleitung zum Transport von Strom aus nuklearen oder fossilen Energien. Ebenfalls hebt eine Aussicht auf zukünftig stabilere Strompreise generell die Akzeptanz.

³⁵ Vgl. IZES (2011), S. 2f.

³⁶ ENTSO-E (2010b), S. 126. In Europa ist dieser höher, mit 1,2 % aber absolut gesehen ebenfalls gering.

³⁷ Vgl. Bundestagsdrucksache 16/10491 (Gesetzesbegründung des EnLAG), S. 14.

³⁸ Schweitzer-Ries et al. (2010), S. 28. In der Grafik wird das Ergebnis einer sozialwissenschaftlichen Umfrage bezüglich der Tragfähigkeit verschiedener Trassenkonstellationen dargestellt. Teilgenommen haben von einer Planung für eine Neubautrasse betroffene Bürger (Trasse: Wahle-Mecklar).

³⁹ Vgl. Ebd., S. 12ff.

Eingeschränkt sind die Mehrkosten für eine Erdverkabelung von der Politik akzeptiert. In § 23 Abs. 1 der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) werden für die ENLAG-Pilottrassen sowie Trassen zur Anbindung von Offshore-Anlagen Mehrkosten für Erdkabel bis zu einem Mehrkostenfaktor von 2,75 ermöglicht. Auf 110kV-Hochspannungsebene sind Mehrkosten für Kabel in Höhe dieses Faktors generell für neue Trassen möglich.

Parallel dazu wurde in einer Untersuchung für das Bundesumweltministerium gezeigt, dass zukünftige Engpasskosten Mehrkosten von Freileitungsalternativen bei beschleunigender Wirkung ausgleichen können.⁴⁰ Engpässe erzeugen Mehrkosten in der Stromerzeugung: Kraftwerke vor dem Engpass müssen abgeregelt werden und Kraftwerke hinter dem Engpass müssen hochgefahren werden. Grundsätzlich handelt es sich bei den neu hochgefahrenen Kraftwerken um Kraftwerke, deren Stromerzeugungskosten höher sind, als die der bereits am Netz befindlichen Kraftwerke.⁴¹ Im Fall von konventionellen Kraftwerken handelt es sich lediglich um einen Kostenaufschlag von wenigen Prozent des Stromgroßhandelspreises (Spotmarkthandel). Bei abgeregelteten Erneuerbaren-Energien-Anlagen betragen die Engpasskosten jedoch die vollen Stromerzeugungskosten eines konventionellen Kraftwerks, was generell dem Stromgroßhandelspreis entspricht.⁴² In einer Berechnung für einen Engpass vom Nordwesten Deutschlands nach Süden im Jahr 2020 sind Kosten in Höhe von 250 Millionen Euro für den einjährigen Engpass aufgezeigt worden.⁴³ Diese Kosten entsprechen wiederum den Mehrkosten einer möglichen Teilverkabelung (68 km Stromtrasse mit zwei Kabelabschnitten zu 3 km und 5 km).⁴⁴ Mehrausgaben für Alternativen zum klassischen Netzausbau mit Freileitungen sind somit volkswirtschaftlich sinnvoll und akzeptabel, falls diese zukünftige Netzengpässe verhindern helfen.

In der Diskussion zur Erhöhung der Akzeptanz des nötigen Netzausbaus stehen Netzausbaualternativen jedoch derzeit noch an zweiter Stelle. Transparenz in und Partizipation an den Planungs- und Genehmigungsprozessen sollen im ersten Schritt die Akzeptanz steigern und somit den Netzausbau beschleunigen. 2011 wurden dementsprechend das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) und Änderungen im EnWG verabschiedet. Mit diesen soll durch frühzeitige umfassende Partizipationsmöglichkeiten an einem Netzentwicklungsplan die Akzeptanz unter den Betroffenen gestärkt werden. Eine Regelprüfung für Alternativen zum klassischen Netz-

⁴⁰ IZES (2011).

⁴¹ Auf Grund des in Deutschland gültigen Marktdesigns an der Strombörse, kann theoretisch von einem kostenoptimalen Einsatzweise der Kraftwerke ausgegangen werden. Vgl. Bundeskartellamt (2011), S. 56ff.

⁴² Vgl. IZES (2011), S. 78ff..

⁴³ Vgl. Ebd, S. 82ff.

⁴⁴ Ebd, S. 89ff.

ausbau mit Freileitungen ist dort nicht vorgesehen. Nach § 12e Abs. 3 EnWG besteht die Möglichkeit eines einzelnen Pilotprojektes mit Teilverkabelung, wobei sich dies auf die Erprobung von Alternativen zur verlustarmen Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen bezieht, was de facto die Erprobung von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsverbindungen bedeutet.⁴⁵

Es ist fraglich, ob alleinig mit Partizipation die Akzeptanz direkt vom Netzausbau Betroffener ausreichend sichergestellt werden kann. Um eine ausreichende Akzeptanz zu gewährleisten und den zeitnahen Netzausbau sicherzustellen, sollte punktuell stark vom Netzausbau Betroffenen auch Alternativen angeboten werden. Wie zuvor aufgezeigt, können solche Mehrkosten gerechtfertigt sein, da diese den Kosten eines durch Verzögerung verursachten Engpässe entsprechen können. Ein solcher Kostenvergleich muss jedoch einzelfallbezogen an konkreten Trassen ermittelt werden. Wichtig für die Kostenbetrachtung ist vor allem der zeitliche Hintergrund. Zum einem, wann ein möglicher Engpass aufgrund eines verzögerten Netzausbaus droht und zum anderen, wie lang die Verzögerung zu erwarten ist.

3.1.3 Weitere Verzögerungsgründe und zeitliche Dimension der Verzögerungen

Mangelnde Akzeptanz ist jedoch nur einer von mehreren Verzögerungsgründen. Weitere Gründe, die im Netzausbaubericht der Bundesnetzagentur genannt sind, sind vor allem die Anpassung von Antragsunterlagen⁴⁶ an aktuelle Gesetzesänderungen bzw. aktuelle Gerichtsentscheidungen.⁴⁷ Daneben gibt es noch eine Verzögerung durch eine Klage gegen einen Planfeststellungsbeschluss sowie Verzögerungen bei der Planung über die Grenze zweier Bundesländer.⁴⁸ Grundsätzlich sind Klagen gegen Planfeststellungsbeschlüsse nur möglich, wenn formale Fehler im Verfahren bemängelt werden. Daher wird die Klage hier nicht ebenfalls als fehlende Akzeptanz gewertet, sondern als ein eigener Verzögerungsgrund. Neben diesen offiziellen Verzögerungsgründen im Bericht der Bundesnetzagentur können Verzögerungen wegen fehlender finanzieller Mittel des Übertragungsnetzbetreibers Tennet vermutet werden.⁴⁹

Bei näherer Betrachtung verzögerter Netzausbautrassen zeigt sich kein direktes einheitliches Muster. Das Raumordnungsverfahren (ROV) Ganderkeseersee – St. Hülfe

⁴⁵ Vgl. Bundestagsdrucksache 17/6072 (Gesetzesbegründung der EnWG Novelle), S. 68.

⁴⁶ Antragsunterlagen zur Eröffnung von Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren.

⁴⁷ Vgl. BNetzA (2011b), S. 55ff.

⁴⁸ Ebd.

⁴⁹ Vgl. Handelsblatt (2012a).

dauerte insgesamt 3 Jahre (von Antragskonferenz bis Abschluss) und wäre ohne Einwendungen⁵⁰ und einem redaktionellen Fehler in 2 Jahren möglich gewesen.⁵¹ Im Vergleich dazu fand die Antragskonferenz im ROV der Trasse Altenfeld – Redwitz im Mai 2006 statt und die landesplanerische Beurteilung wurde Ende März 2011 nach 5 Jahren abgeschlossen.⁵² Neben dem zeitlichen Unterschied differieren die Verzögerungen auch in der Verfahrensreihenfolge. Im ROV Ganderkesee – St. Hülfe fand die Verzögerung nach Einleitung des ROV statt, d. h. nach Auslage der Antragsunterlagen und der Möglichkeit, Einwände vorzubringen. Im ROV Altenfeld – Redwitz fand die Verzögerung maßgeblich vor der Einleitung des eigentlichen Verfahrens statt. In diesem Zeitraum definiert die Planungsbehörde den Prüfungsumfang, und der Antragssteller hat die nötigen Prüfungen zu erarbeiten und dann zur Einleitung des Verfahrens vorzulegen. Dies ist nur ein Beispiel, jede verzögerte Trasse hat ihre eigene Geschichte und verschiedene Verzögerungsgründe, -längen und Variationen im Verfahren. Aus den wenigen abgeschlossenen Genehmigungsverfahren lässt sich daher kein direkter Eingriffspunkt oder allgemeingültige Empfehlungen für Verbesserungen identifizieren. Ein Teil der bisherigen Verzögerungen können auch durch aktuelle Gesetzesänderungen nicht mehr auftreten.⁵³

3.1.4 Netzentwicklungsplan 2012 (Stand: Mai 2012)

Im Mai 2012 wurde der erste Entwurf des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber veröffentlicht.⁵⁴ In diesem wird der Ausbau des Übertragungsnetzes für die Jahre 2022 und 2032 für verschiedene Szenarien untersucht. Weiterhin wurde der aktuelle Netzausbau mitbetrachtet und dessen Maßnahmen hinterfragt und optimiert. Im Ergebnis müssen bis 2022 4.400 km bestehende Stromtrassen verstärkt und optimiert werden, 1.700 km Wechselstromtrassen und 2.100 km Gleichstromtrassen neu errichtet werden. Die Kosten dieses Ausbaus betragen ca. 20 Mrd. Euro. In der Dimension ist dieses Ergebnis mit dem der dena-Netzstudie II vergleichbar. Maßgeblicher Unterschied ist jedoch der ausgeprägte Einsatz von Gleichstrom- bzw. HGÜ-Trassen. Darüber hinaus findet im Netzentwicklungsplan eine Start- und Endpunkt scharfe Trassenbetrachtung statt. Die Ergebnisse des Szenarios B2022, in dem die zukünftigen Entwicklungen nach der Leitstudie des Bundesumweltministeriums unterstellt sind, sind in der folgenden Abbildung dargestellt. Gut sichtbar sind

⁵⁰ Aufgrund von Einwendungen bzgl. Übertragungsalternativen wurde eine Vergleichsstudie zu Übertragungsalternativen (Erdkabel und gasisolierte Leiter) in Auftrag gegeben, die auch zu Änderungen in der geplanten Trasse geführt hat.

⁵¹ Vgl. Leprich et al. (2011), S. 72ff.

⁵² Vgl. 50hertz.com und Thüringer Landesverwaltungsamt (2011a).

⁵³ Änderungen im EnWG und Einführung des NABEG. Siehe folgenden Abschnitt 3.2.

⁵⁴ NEP (2012).

die vier violett dargestellten HGÜ-Trassen, die zukünftig als „Stromautobahnen“ dienen sollen. Bis zum 01.07.2012 kann die Öffentlichkeit und die Bundesnetzagentur zum aktuellen Entwurf des Bundesnetzplan Stellung beziehen.

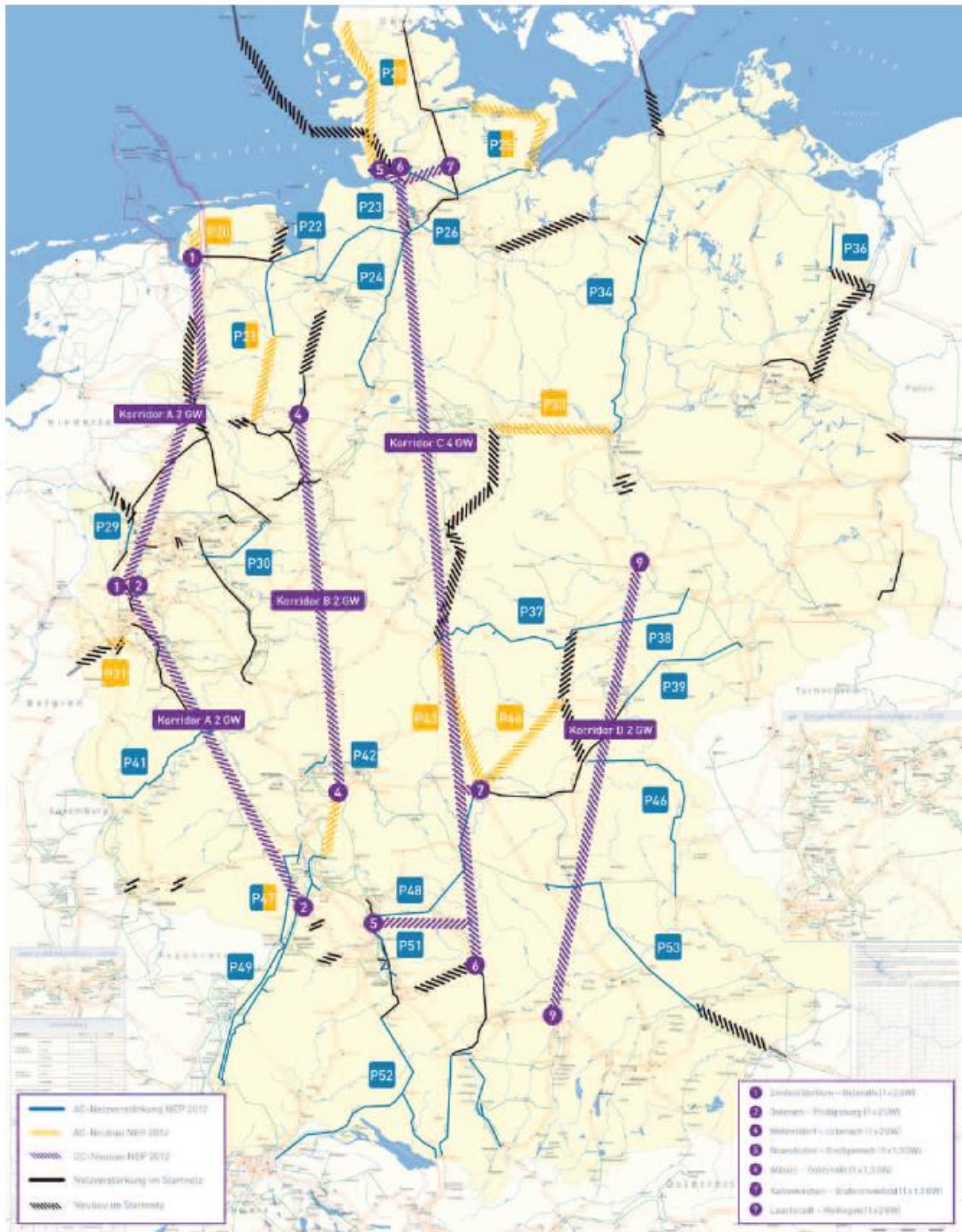


Abbildung 3-4: Netzausbaumaßnahmen nach dem Netzentwicklungsplan 2012 (Szenario B 2022)⁵⁵

⁵⁵ NEP(2012), S.23.

3.2 Planungs- und Genehmigungsverfahren von Übertragungsleitungen im Sinne eines beschleunigten Netzausbaus

Im vorherigen Abschnitt wurden bereits verzögernde Aspekte bei der Realisierung von Leitungsneubauvorhaben angesprochen. Diese hängen u. a. mit den bisher relativ langwierigen Planungs- und Genehmigungsverfahren zusammen. Zur Beschleunigung der Prozesse wurde das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) sowie Veränderungen im EnWG verabschiedet. Zum besseren Verständnis sollen in diesem Abschnitt die gesetzlichen Grundlagen der einzelnen Planungs- und Genehmigungsschritte erläutert werden.

3.2.1 Genehmigungsverfahren auf Übertragungsnetzebene

Die Errichtung von Hoch- und Höchstspannungsleitungen als Freileitungen oder Erdkabel unterliegt der raumordnerischen Prüfung (Raumordnungsverfahren) als auch der vorhabenbezogenen Genehmigung (Planfeststellungsverfahren). Das Planfeststellungsverfahren wurde bis zum Inkrafttreten des Energiepaketes 2011 optional für aufgeführte Erdkabelstrecken aus dem Bedarfsplan des EnLAGs eingeführt. Eine generelle Verpflichtung zur Planfeststellung für Erdkabelleitungen auf Hoch- und Höchstspannungsebene wurde durch das geltende EnWG nicht statuiert, sodass die Zulässigkeit von Erdkabel den komplexen Einzelgenehmigungsverfahren der jeweiligen Fachrechte sowie privatwirtschaftlichen Vertragsverhandlungen zu beispielsweise Grundstücksrechten unterlagen. Im Rahmen der Novelle des EnWG (Baustein des Energiepakets 2011) können nun auch Erdkabelleitungen auf 380-kV-Ebene planfestgestellt werden. Dies ist aber nur für Seekabel-Fortführungen und ein weiteres Vorhaben des Bundesbedarfsplans möglich, sowie weiterhin für die EnLAG-Vorhaben. Die Vorteile einer konzentrierten Planfeststellung liegen im Vergleich hierzu in der Rechtssicherheit für den Antragssteller als auch in dem verkleinerten Zeitfenster durch die konzentrierte Prüfung aller Teilbereiche.

Im Raumordnungsverfahren wird geprüft, ob das Vorhaben als raumbedeutsam einzustufen ist und mit den Erfordernissen der Raumordnung in Einklang steht. Dabei findet auch eine Abwägung mit anderen Zielen, wie z. B. der Umweltverträglichkeit, statt. Des Weiteren wird in dieser Phase die energiewirtschaftliche Notwendigkeit des Vorhabens beurteilt. Die Ergebnisse des Raumordnungsverfahrens entfalten keine unmittelbare Rechtswirkung, sind aber für das sich anschließende Genehmigungsverfahren/Planfeststellungsverfahren verbindlich. Im Raumordnungsverfahren wird der Trassenkorridor, nicht jedoch die konkrete Trassenführung festgelegt. Im darauf anschließenden Planfeststellungsverfahren ist der festgelegte Trassenkorridor verbindlich. Das Planfeststellungsverfahren endet mit einem Planfeststellungsbeschluss, der einer öffentlich-rechtlichen Genehmigung entspricht. Im Planfeststellungsbeschluss wird die konkrete Trassenführung festgelegt. Außerdem ist er Voraussetzung für mögliche Enteignungen und vorläufige Besitzeinweisungen. Sowohl beim Raum-

ordnungsverfahren als auch beim Planfeststellungsverfahren ist die Beteiligung der Öffentlichkeit vorgesehen.

Die Zuständigkeit für die Raumordnungsverfahren lag bisher ausschließlich bei den Behörden der Bundesländer. Dies führte insbesondere bei Ländergrenzen überschreitenden Projekten zu Verzögerungen. So kann das Planfeststellungsverfahren in einem Bundesland, in dem die raumordnerische Beurteilung abgeschlossen ist, nicht eingeleitet werden, solange das Raumordnungsverfahren in dem benachbarten Bundesland nicht abgeschlossen ist und damit der Länderübergangspunkt feststeht.

Der Gesetzgeber hat die verzögerte Wirkung, die sich aus den behördlichen Zuständigkeiten auf staatlicher Seite ergibt, erkannt und mit der Verabschiedung des NABEG die Zuständigkeit bei länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen auf Bundesebene gehoben, um eine einheitliche und zügige Bearbeitung zu gewährleisten.

3.2.2 Netzausbauplanung nach dem Energiepaket 2011

Die Netzausbauplanung lag bisher ausschließlich in der Verantwortung der Netzbetreiber. Diese haben laut EnWG § 12 Abs. 3 dauerhaft die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen und insbesondere durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes zur Versorgungssicherheit beizutragen. Mit dem steigenden Anteil Erneuerbarer Energien, dem Ausstieg aus der Atomenergie und einem steigenden grenzüberschreitenden Stromaustausch in der EU ist der Abstimmungsbedarf bei der Netzplanung deutlich gestiegen. Dem wurde vom Gesetzgeber mit der Einführung einer Bundesbedarfsplanung und der Bundesfachplanung Rechnung getragen. Die gesetzlichen Grundlagen dafür finden sich in einigen Änderungen im EnWG und im neuen NABEG. In den neuen gesetzlichen Regelungen ist an insgesamt sieben Stellen im Planungsprozess eine Öffentlichkeitsbeteiligung vorgesehen, um die Akzeptanz in der Bevölkerung zu erhöhen.

Am Anfang der Netzausbauplanungen steht die transparente Ermittlung des energiewirtschaftlichen Bedarfs. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben der Bundesnetzagentur im Sommer 2011 nach Maßgabe des § 12a EnWG erstmals drei Szenarien vorgelegt, die wahrscheinliche Entwicklungen in den Bereichen Erneuerbare Energien, konventionelle Energien sowie Energieverbrauch und Last darstellen. Der Szenariorahmen wurde im Dezember 2011 unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung von der Regulierungsbehörde genehmigt.

Basierend auf den Szenarien berechnen die ÜNB in einem einheitlichen Netzmodell den *Ausbaubedarf*. Dabei finden auch Annahmen zur räumlichen Verteilung der Versorgungskapazitäten, die sogenannte *Regionalisierung*, Berücksichtigung. Die ÜNB berechnen den Ausbaubedarf für alle drei Szenarien. In einem gesonderten Abwä-

gungsprozess müssen aus diesen drei Ausbau-Berechnungen die wichtigsten und unverzichtbaren Maßnahmen gefolgert werden. Der aktuelle Ansatz besteht darin, lediglich diejenigen Projekte zu realisieren, die in jedem der drei Szenarien erforderlich werden.

Die ÜNB stellen aus den Modellierungsergebnissen einen Netzentwicklungsplan zusammen, der alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthält, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind (§ 12b EnWG). Der Netzentwicklungsplan wird jährlich von den ÜNB erstellt, ein Entwurf wird von diesen zur öffentlichen Diskussion gestellt. Nach eventuellen Anpassungen wird der Netzentwicklungsplan dann der Bundesnetzagentur zur Bestätigung vorgelegt. Erstmals geschieht dies zum 3. Juli 2012.

Nach § 12c Abs. 2 EnWG ist während der Erstellung des Netzentwicklungsplans eine strategische Umweltprüfung durch die Bundesnetzagentur durchzuführen. Dabei werden die Umweltfolgen des Ausbaus von Höchstspannungsnetzen zunächst in generalisierter Form betrachtet. Da zu diesem Planungszeitpunkt noch nicht bekannt ist, wo die Leitungen genau verlaufen werden, können keine konkreten Aussagen getroffen werden. Fundierte raumbezogene Abschätzungen sind dennoch möglich und werden in einem Umweltbericht zusammengetragen.

Die Bundesnetzagentur stellt den Entwurf des Netzentwicklungsplans zusammen mit dem Umweltbericht in einem erneuten öffentlichen und behördlichen Beteiligungsverfahren zur Diskussion und bestätigt diesen unter Berücksichtigung der Ergebnisse des Konsultationsverfahrens.

Aus dem bestätigten Netzentwicklungsplan und dem Umweltbericht wird ein Entwurf eines Bundesbedarfsplans abgeleitet, der von der Bundesnetzagentur der Bundesregierung übergeben wird, die diesen mindestens alle drei Jahre dem Bundesgesetzgeber vorlegt. Der Bundesbedarfsplan wird vom Bundesgesetzgeber erlassen; er steht im Range eines Bundesgesetzes. Mit ihm wird für die darin enthaltenen Vorhaben der vordringliche Bedarf festgestellt. Das Bundesbedarfsplangesetz hat damit Ähnlichkeiten mit dem EnLAG, das die gleiche Funktion hat und die EnLAG Vorhaben inkludiert. Der Bedarfsplan nach EnLAG ist gemäß § 3 EnLAG im Dreijahresturnus im Einvernehmen mit dem BMU und dem BMVBS zu überprüfen und wird im Ergebnis dem Bundestag vorgestellt. Diese gesetzliche Vorgabe wird nunmehr aufgrund des bestehenden Bundesbedarfsplanes hinfällig. Die Beteiligung der Öffentlichkeit sowie in diesem Sinne eine strategische Umweltprüfung wurden im Rahmen des EnLAG nicht vorgenommen, sodass bis heute die Akzeptanzfrage im Rahmen der Raumordnungsverfahren und Planfeststellungsverfahren nicht zufriedenstellend vorbereitet wurde. Der Bundesbedarfsplan greift rechtskonform die fachbehördliche strategische Umweltprüfung auf, deren Beteiligung der Öffentlichkeit gemäß § 14i UVPG vorgeschrieben ist. Die Beteiligung der Öffentlichkeit wird durch die Konsulta-

tionen sichergestellt, vorgegebene Fristen sollen den Prozess kalkulierbar machen und den Beteiligten Planungssicherheit geben. Mit dem Erlass des Bundesbedarfsplans durch den Gesetzgeber wird für die darin enthaltenen Vorhaben die energie-wirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt. Die Feststel-lungen sind für die ÜNB sowie für die Planfeststellung und die Plangenehmigung verbindlich.

3.2.3 Bundesfachplanung

Das Bundesverfahren endet nicht mit der Bedarfsfeststellung. Die Bundesfachpla-nung folgt auf den Bundesbedarfsplan. In der Bundesfachplanung werden auf Bun-desebene die Trassenkorridore der erforderlichen Höchstspannungsleitungen, die im Bundesbedarfsplan als solche mit europäischer oder überregionaler Bedeutung ge-kennzeichnet sind, bestimmt. Das umfasst die Prüfung der Trassenkorridore hinsicht-lich ihrer Raum- und Umweltverträglichkeit. Diese Prüfungen zum Bundesbedarfs-plan ersetzen die Durchführung von Raumordnungsverfahren.

Das Verfahren beginnt mit einem Antrag der ÜNB. Der Antrag enthält einen Vor-schlag für den beabsichtigten Trassenkorridor, eine Darstellung möglicher Alternati-ven sowie Erläuterungen zu erkennbaren Auswirkungen auf Mensch und Umwelt. Die Bundesnetzagentur führt eine öffentliche Antragskonferenz mit den Trägern öf-fentlicher Belange und den Vereinigungen und Verbänden durch. Im Rahmen der Bundesfachplanung wird eine weitere strategische Umweltprüfung durchgeführt. Da nun weitere Details bekannt sind, können die Umweltauswirkungen an dieser Stelle mit konkreterem Raumbezug untersucht werden. Die Antragsunterlagen sowie der Umweltbericht sind Gegenstand eines erneuten öffentlichen und behördlichen Betei-ligungsverfahrens. Die Bundesfachplanung wird mit einer Entscheidung der Bundes-netzagentur über die Trassenkorridore abschlossen. Die festgelegten Trassenkorri-dore werden in den Bundesnetzplan aufgenommen.

Die Bundesfachplanung bildet die Grundlage für die anschließenden Planfeststel-lungsverfahren. Sofern eine Rechtsverordnung der Bundesregierung, die mit Zu-stimmung des Bundesrates erlassen werden muss, dies vorsieht, wird die Bundes-netzagentur für die Planfeststellungsverfahren von länderübergreifenden oder grenz-überschreitenden Höchstspannungsleitungen zuständig. Anderenfalls werden die zuständigen Landesbehörden die Planfeststellung vornehmen. Die Planfeststel-lungsverfahren für sonstige Höchstspannungsleitungen und für Leitungen der 110-kV-Ebene im Verteilnetz, für die ebenfalls erheblicher Ausbaubedarf erwartet wird, verbleiben in jedem Fall in der Zuständigkeit der Länder.

Auch das Planfeststellungsverfahren beginnt mit einem Antrag des Übertragungs-netzbetreibers. Im Gegensatz zur Bundesfachplanung enthält dieser nun allerdings einen ganz konkreten Trassenverlauf innerhalb des festgelegten Korridors mit ent-sprechenden Alternativen und Erläuterungen zu den erkennbaren Umweltauswirkun-

gen. Der weitere Verlauf des Planfeststellungsverfahrens ähnelt der Bundesfachplanung. Die Bundesnetzagentur führt auch hier eine öffentliche Antragskonferenz mit den Trägern öffentlicher Belange durch und prüft im Rahmen einer Umweltverträglichkeitsprüfung die Auswirkungen des geplanten Bauvorhabens. Jedoch ist die Planung und damit auch die Prüfung an dieser Stelle konkret und beinhaltet z. B. die genauen Maststandorte oder den genauen Verlauf einer Erdkabelstrecke.

Die Zuweisung der Verfahren bei der Bundesnetzagentur ermöglicht Synergien mit der vorgeschalteten Netzbedarfsplanung. Es wird sichergestellt, dass sich die (Fach-) Öffentlichkeit und die Betroffenen in allen entscheidenden Verfahrensschritten, die letztlich zur Genehmigung eines konkreten Vorhabens führen, aktiv und gestaltend einbringen können. Die Möglichkeit zur Planfeststellung von Erdkabelleitungen ab 110 kV wird bzgl. der Rechtssicherheit und Öffentlichkeitsbeteiligung als vorab Akzeptanzbildung als kurzfristig übliches Genehmigungsverfahren angesehen. Demnach wird im Grundsatz der gleiche Zeitkorridor zur Planfeststellung bei Erdkabel und Freileitungen auf Hoch- und Höchstspannungsebene angenommen.

3.2.4 Bündelungsgebot mit bestehenden Infrastrukturen und deren Einfluss auf die Prüftiefe

Als zeitverzögernder Faktor ist im Rahmen der Planfeststellungsverfahren der Prüfumfang bzgl. der Trassenalternativen zu beachten. Um diesen Prüftatbestand einzugrenzen, sind bereits bestehende Regelungen zu Trassenalternativen der Raumordnungsplanung hilfreich. Insbesondere das Gebot zur Nutzung bestehender Trassen sowie das Bündelungsgebot können den Prüfumfang verkürzen, da weitere alternative Trassenführungen nur in die Abwägung einfließen, falls diese sich aufdrängen. Beide Gebote basieren auf dem Vorbelastungsgrundsatz, der einer zusätzlichen Belastung bereits betroffener Trassen den Vorrang zu neuen Trassenalternativen zuweist, sofern die zusätzliche Belastung geringer wiegt als die Neubelastung (Minderung des Raumwiderstands durch Vorbelastung). Das Bündelungsgebot, sogleich auch das Gebot zur Nutzung bestehender Trassen, kann als Ziel oder Grundsatz im Rahmen der Raumordnung festgeschrieben werden. Die Rechtswirkung von raumordnerischen Zielen begründet eine verbindliche Beachtung im Rahmen der konkreten Trassenführung im Planfeststellungsverfahren. Grundsätze fließen im Planfeststellungsverfahren als abwägungs- oder ermessensrelevante Faktoren ein.

Unter das Bündelungsgebot fällt ausdrücklich Errichtung und Betrieb von Hoch- und Höchstspannungsfreileitungen sowie die unterirdische Verlegung von Erdkabeln mit sonstigen linienförmigen Infrastrukturen. Demzufolge ist zu prüfen, ob eine Bündelung mit Verkehrswegen/Bundesfernstraßen als zeit- und Akzeptanz begünstigende Trassenkorridoralternativen aufzunehmen sei.

Betrachtet man den Vorbelastungsgrundsatz hinsichtlich der Auswirkungen auf die Umweltauswirkungen des Vorhabens, sei es im Rahmen der strategischen Umwelt-

prüfung der Raumordnungspläne oder im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung der Planfeststellung, wird eine vorbelastete Minderung des Raumwiderstandes angenommen. Da die Vorbelastung Schutz mindernde Auswirkungen bzgl. der Umweltprüfung zur Rechtsfolge hat, wird eine verringerte Prüftiefe durch Sachgutachten angenommen. Dennoch sind anderweitige Auswirkungen am Beispiel des Landschaftsbildes, Bodenauswirkungen, etc. sowie eine veränderte Rechtslage, die bei der vorhandenen Infrastrukturgenehmigung nicht galten, im Einzelfall nochmals auf Raumverträglichkeit zu prüfen. Eine grundsätzliche Zeitersparnis im Rahmen der Abwägungsverfahren durch gegebenenfalls weniger zu erstellende Sachgutachten ist demzufolge denkbar. Ein zeitlicher oder Akzeptanz begünstigender Vorteil im Vergleich zwischen Freileitungen und Erdkabel an/unter Bundesfernstraßen kann jedoch diesbezüglich im Vorfeld nicht allgemein ausgesprochen werden, da die umweltbezogenen Auswirkungen einzelfallbezogen zu prüfen sind. Als Beispiel können erhebliche Auswirkungen auf das Landschaftsbild bei Freileitungen mit wesentlichen Auswirkungen auf das Schutzgut Boden bei Erdkabelleitungen an/unter Bundesfernstraßen im Prüfumfang (Sachgutachten) gleichschwer wiegen. Der umweltbezogene Prüfumfang wird bei Bündelungsvorhaben im Vergleich zu Neutrassierungen jedoch immer verhältnismäßig geringer ausfallen.

Eine Bündelung mit Bundesfernstraßen im Vergleich zu sonstigen Straßen wirkt sich insbesondere positiv auf eine geringere Betroffenheit der Ortschaften aus, sodass im Rahmen der Öffentlichkeitsbeteiligung eine höhere Akzeptanz denkbar ist. Wird der Netzausbau oberirdisch in Form von Freileitungen durchgeführt, sind einschränkende Kriterien nach dem Bundesfernstraßengesetz (BFernStrG) zu beachten, die sich auf die Prüftiefe im Abwägungsverfahren auswirken. Der Bau von Hochbauten längs an Bundesfernstraßen ist in einer Entfernung von bis zu 40 m, gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn, auszusparen: Weiterhin einschränkend wirkt auch die Sicherheitsvorschrift, dass geeignete Landemöglichkeiten für Rettungshubschrauber vorgehalten werden müssen. Im Sinne des Allgemeinwohls können hiervon jedoch Ausnahmen durch die oberste Straßenbaubehörde ausgesprochen werden. Unter die Gründe des Allgemeinwohls fallen insbesondere Bauvorhaben, die der öffentlichen Versorgung dienen und die Realisierung vor Ort triftig begründbar ist, sodass das Bündelungsgebot als Ziel der Raumplanung konkret im Vorfeld aufzunehmen ist. Weiterhin ist eine Abwägung mit dem Schutzgut „Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs“ nach dem Bundesfernstraßengesetz mit dem Schutzzweck einer „sicheren und preiswerten Energieversorgung“ nach dem EnWG und NABEG vorzunehmen. Unter lineare Infrastrukturen sind unterirdische Gas- und Fernwärmeleitungen, Wasserleitungen als auch Fernmeldeleitungen gelistet und zur Bündelung mit Stromleitungen vorgesehen. Demnach ist das Bündelungsgebot für unterirdische Erdkabel gleichermaßen anwendbar. Die genannten einschränkenden Kriterien nach dem BFernStrG gelten lediglich für dauerhafte Einrichtungen, sodass der Ausbau von Erdkabelleitungen (Start und Zielgruben) hiervon befreit ist. Dennoch sind dies-

bezügliche bundesrechtliche Nutzungsrichtlinien einzuhalten, die im Rahmen der einzuholenden Genehmigung zur Leitungsverlegung unter Straßen (Gestattung mit Auflagen) zur Start- und Zielgrubenarbeit festgelegt sind. Die Landesbehörden für Straßenbau sind als Träger öffentlicher Belange und Eigentümer der Straße in das Planfeststellungsverfahren integriert, sodass nicht von einer geringeren Prüftiefe im Vergleich Freileitungen und Erdverkabelung an Bundesfernstraßen auszugehen ist.

Das Bündelungsgebot wird eingeschränkt durch den raumordnerischen Grundsatz zum Schutz kritischer Infrastrukturen, der eine wesentliche Erhöhung von Infrastrukturen mit wesentlicher Bedeutung für das staatliche Gemeinwesen zu verhindern ersucht. Betrachtet man den Fall der Erdkabelbündelung mit weiteren Infrastrukturleitungen (Infrastruktur tunnel) unter Bundesfernstraßen, ist die parallele Trassenführung grundsätzlich zulässig, sofern eine einzelfallbezogene Prüfung den Ausschluss aus obengenannten Gründen nicht begründet.

Trassierungsvorgaben im Sinne von Bündelungsgeboten im Rahmen der Raumordnungsplanung sind zur Trassenstandortalternativenprüfung ein wichtiges Instrument zur Errichtung von Freileitungen oder Erdkabel/-tunnel an/unter Autobahnen. Im Zuge einer Beschleunigung des Netzausbaus kann hier einzelfallbezogen der Prüfumfang hinsichtlich der umweltrelevanten Schutzgüter geringer ausfallen als bei Neutrassierungen. Eine Vermutung hinsichtlich einer höheren Akzeptanz in der Öffentlichkeit kann aufgrund des verringerten Belastungsgrades in Natur und Landschaft ausgesprochen werden. Eine konkrete Quantifizierung in wie weit Erdkabel an/unter Bundesfernstraßen im Vergleich zu Freileitungen einem Zeitvorteil in den Genehmigungsverfahren bedeuten, kann nicht abgeschätzt werden.

3.3 Möglichkeiten der Übertragungskapazitätserhöhung

3.3.1 Verstärkung und Ausbau des konventionellen Übertragungsnetzes

Das konventionelle Übertragungsnetz dient zum leitungsgebundenen Transport elektrischer Energie über große Distanzen mittels Drehstrom. Die elektrische Spannung der Übertragungsnetzebene beträgt in Deutschland bzw. dem europäischen Netzverbund zwischen 220 kV und 380 kV. Damit ist das Übertragungsnetz Teil der Höchstspannungsebene. Durch die sehr hohe elektrische Spannung reduzieren sich die Übertragungsverluste in dieser Netzebene auch über längere Distanzen auf ungefähr 1 Prozent.⁵⁶ Aus diesem Grund eignet sich das Netz für den Transport von Strom aus sehr großen Kraftwerken über hohe Distanzen zu den Verbraucherzentren bzw. zur Verbindung des europäischen Festlandes.

⁵⁶ Vgl. Erdmann und Zweifel (2008), S. 296.

In Deutschland speisen die Betreiber großer Kraftwerke ihren Strom direkt in das Übertragungsnetz ein und decken damit ca. 70 % des öffentlichen Strombedarfs.⁵⁷ Das deutsche Übertragungsnetz setzt sich aus vier Regelzonen zusammen, dass von vier Übertragungsnetzbetreibern geführt wird (TenneT TSO GmbH, 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH) (siehe Abbildung 3-1).

Die Topologie (die Struktur) des Übertragungsnetzes ist maschenförmig aufgebaut, d.h. jeder Netzknoten wird von mindestens zwei Leitungen mit Strom versorgt. Bei einem Ausfall einer Leitung besteht daher weiterhin eine Verbindung, womit das sogenannte n-1-Kriterium erfüllt ist.⁵⁸ Dadurch ist eine größtmögliche Versorgungszuverlässigkeit garantiert. Die maschenförmige Anordnung der Übertragungsnetzleitungen ermöglicht auch das Wechseln der Flussrichtung des Stromes und somit auch die Versorgung eines bestimmten Verbrauchergebietes durch unterschiedliche Kraftwerke.

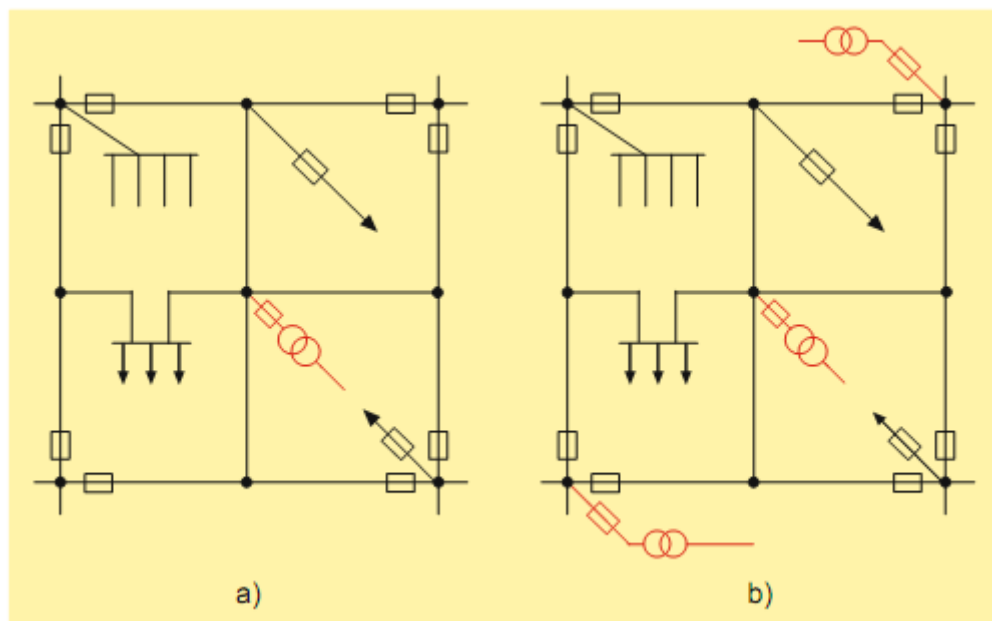


Abbildung 3-5: Einfach gespeistes Maschennetz in a), mehrfach gespeistes Maschennetz in b)⁵⁹

⁵⁷ Schwab (2012), S. 22

⁵⁸ Das (n-1)-Kriterium ist in 380-kV und 220-kV-Netzen erfüllt, wenn nach störungsbedingten Ausfällen dauerhafte Grenzwertverletzungen, Versorgungsunterbrechungen, Folgeauslösungen, der Verlust der Stabilität von Erzeugungseinheiten und die Notwendigkeit einer Änderung ggf. Unterbrechung von Übertragung ausgeschlossen wird (vgl. Transmissioncode der Netzbetreiber unter: http://www.n-ergie-netz.de/N-ERGIE-NETZ/dokumente/070801_TransmissionCode_2007_Anhang-C.pdf).

⁵⁹ Schwab (2012), S. 515

In Abbildung 3-5 ist der typische Aufbau eines Maschennetzes dargestellt. Die Verbindungen zwischen mehreren Leitungen werden als Netzknoten, dargestellt als Punkt, bezeichnet. Die Verbindungen zwischen zwei Netzknoten werden Leitungszweige genannt. Ein Maschennetz setzt sich aus mehreren Maschen zusammen: in der obigen Abbildung sind es in a) und b) jeweils vier quadratförmige Maschen, dargestellt durch die in sich geschlossene Verbindung mehrerer Netzzweige.

Bei einer nur geringen Versorgungsfläche wird ein Maschennetz von einem zentral angeordneten Transformator gespeist (siehe a) in Abbildung 3-5) und im Fall eines Ausfalls sind alle angeschlossenen Verbraucher betroffen. Um dem vorzubeugen, kann ein Reservetransformator installiert werden. Eine höhere Versorgungszuverlässigkeit für flächenmäßig größere Maschennetze bietet die Einspeisung durch mehrere Transformatoren (siehe b) in Abbildung 3-5). In diesem Fall werden die Transformatoren hinsichtlich der Netzlast gering überdimensioniert, so dass bei einem Ausfall eines Transformators die Last auf die übrig gebliebenen verteilt werden kann.

Der große Vorteil einer maschenförmigen Netztopologie ist die hohe Versorgungszuverlässigkeit und die minimalen Leitungsverluste. Aufgrund des hohen Bedarfs an Primärtechnik, also Leitern, Transformatoren etc., und aufwändigen Wartungsarbeiten sind die Investitions- und Instandhaltungskosten vergleichsweise hoch.

Eine relativ seltene Ausnahme vom maschenförmigen Aufbau des Drehstrom-Übertragungsnetzes stellen Zweipunktverbindungen dar. Diese werden als Verbindungen zwischen mehreren Höchstspannungsnetzen oder zur Einbindung großer Erzeuger- und Verbraucherschwerpunkten in das maschenförmige Übertragungsnetz über weite Distanzen eingesetzt. Eine Zweipunktverbindung stellt die einfachste und günstigste Form zum Austausch von elektrischer Energie dar. Bei Ausfall der Verbindung ist der Verbraucher bzw. Erzeuger allerdings vom Netz getrennt, ohne dass eine alternative Verbindung aufgebaut werden kann.

Die Übertragungsnetze in Deutschland bestehen größtenteils aus Freileitungen, also aus Leiterseilen, die von Freileitungsmasten getragen werden und durch genügend Freiraum bzw. Luft zwischen den Leitungen isoliert sind. Die Masten der Übertragungsnetze sind als Stahlfachwerkmasten oder Stahlrohrmaste konstruiert. Die Stromleitungen bestehen häufig aus Aluminium oder Aluminium mit Stahlkern.⁶⁰ Eine Alternative zu Freileitungen sind die im Boden verlegten Erdkabel zur Übertragung elektrischer Energie. Im Vergleich zu Freileitungen fallen die Investitionskosten für Erdkabel deutlich höher aus. Aus Gründen der Nicht-Akzeptanz von Eingriffen in Naturräume und in das Landschaftsbild kann der Bau von Erdkabeln dennoch vorgezo-

⁶⁰ Konstantin (2009), S. 400

gen werden. Für mehr technische Details und zu einer Diskussion zur Entscheidung des Einsatzes von Freileitungen oder Erdkabeln siehe Kapitel 3.4.2.

Die im Übertragungsnetz bisher überwiegend eingesetzten Technologien sind über Jahrzehnte bewährt und es gibt ausreichend Erfahrung in Betrieb und Wartung der Technik. Daher stellen sie grundsätzlich eine Möglichkeit zur Erweiterung der Übertragungskapazitäten über große Distanzen dar. Vor dem Hintergrund der Energiewende stellt der Ausbau der konventionellen Übertragungsnetze als sehr zuverlässige und erprobte Technologie eine nicht vollkommen vermeidbare Option zur Aufnahme und Übertragung der steigenden erneuerbaren Strommengen dar. Darunter fällt auch der Ausbau der Kuppelstellen zwischen den innereuropäischen Staatsgrenzen. Es bestehen schon Verbindungen in fast alle Nachbarländer, die zentrale Lage Deutschlands macht das deutsche Übertragungsnetz jedoch zu einer wichtigen Drehschleife im zentral-europäischen elektrischen Verbundsystem (siehe Abbildung 3-6). Die Schaffung eines einheitlichen Elektrizitätsbinnenmarktes der EU-Staaten hängt im Wesentlichen von ausreichend verfügbaren Übertragungskapazitäten ab und macht weitere Kuppelstellen erforderlich.⁶¹

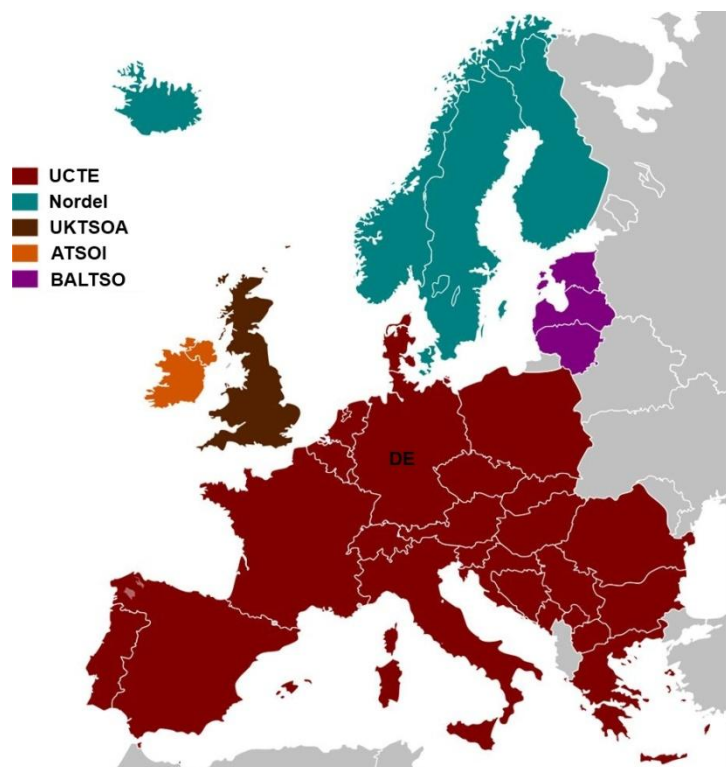


Abbildung 3-6: Die elektrischen Verbundsysteme der EU⁶²

⁶¹ vgl. Gabriel, J. et al. (2012), S. 174 ff.

⁶² Eigene Abbildung auf Grundlage von <http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/6/6d/ElectricityUCTE.svg/500px-ElectricityUCTE.svg.png>

Alternativ zum eigentlichen Neubau von Übertragungstrassen bestehen auch Möglichkeiten die Übertragungskapazitäten bestehender Trassen zu erhöhen. Allen voran werden bereits ältere 220-kV-Übertragungstrassen durch Leiterseilaustausch auf 380-kV-Trassen ertüchtigt und somit deren Übertragungskapazität erhöht. Daneben wird, insbesondere im Zusammenhang mit der Windenergieübertragung, eine erweiterte Betrachtung bzw. Auslegung der thermischen Belastungsgrenzen von Freileitungen durchgeführt.⁶³ Die Belastungsgrenze der Freileitung wird unter Normbedingungen (Temperatur, Wärmeabführung) errechnet. In Mittel- und Starkwindphasen sind jedoch mit Umgebungsbedingungen (Umgebungstemperatur, Kühlung durch Wind) deutlich kleiner der Normbedingungen gegeben, weshalb mittlerweile abhängig von der geografischen Lage höhere Dauerbelastungen erlaubt sind. Somit bestehen in Mittel- und Starkwindphasen, in denen hohe Windenergie-Einspeisungen von Norden nach Süden übertragen werden müssen, ohne physischen Zubau temporär höhere Übertragungskapazitäten zur Verfügung.

Übertragungstrassen können ebenfalls um ein aktives Temperaturmonitoring erweitert werden und somit höhere Übertragungsleistungen realisiert werden. Weiterhin ist der Austausch bestehenden Leiterseile durch Hochtemperaturleiterseile, die ebenfalls höhere Übertragungskapazitäten ermöglichen, in der Diskussion. Temperaturmonitoring und der Einsatz von Hochtemperaturseilen werden teilweise bereits in den Netzausbauuntersuchungen, wie dena-Netzstudie II und Netzentwicklungsplan, berücksichtigt. Das Ausmaß des Einsatzes dieser Möglichkeiten, so wie die im Detail eingesetzten Techniken (z. B. TAL- oder HTLS-Hochtemperaturleiterseile) sind häufig ein Kritikpunkt aller bisherigen Netzausbaustudien. Grundsätzlich kann jedoch davon ausgegangen werden dass diese Möglichkeiten den Netzausbau minimieren helfen, aber nicht komplett verhindern können.

3.3.2 Errichtung eines Overlay-Netzes

Neben dem Ausbau des klassischen Übertragungsnetzes wird der Bau eines Overlay-Netzes mittels HGÜ-Technik als Alternative diskutiert. Aufgrund technischer Restriktionen durch fehlende Gleichstrom-Leistungsschalter sind bisher nur Punkt-zu-Punkt-Verbindungen möglich (siehe Kapitel 3.4.1).⁶⁴ Daher beschränkt sich momentan der Einsatz von HGÜ-Leitungen auf die räumliche Verschiebung von Erzeugungsleistung über weite Strecken.

Die Technik für Punkt-zu-Punkt-Verbindungen über HGÜ-Leitungen ist weitestgehend ausgereift und verfügbar. Diese stellen somit eine Möglichkeit dar, die Erzeugung von den überwiegend im Norden und Osten Deutschlands installierten Wind-

⁶³ Vgl. ÜNB (2012), S. 15f.

⁶⁴ Vgl. VDE (2011a), S. 50.

kraft- und Solarparks in die größten Verbraucherzentren im Westen und Süden zu transportieren. Ein weiterer Anwendungsfall ist die Anbindung von Offshore-Windparks an das Drehstromnetz am Festland.⁶⁵ Im aktuellen Entwurf des Netzentwicklungsplans ist der Einsatz von vier HGÜ-Trassen angedacht (siehe 3.1.4.). Weiterhin gibt es Anregungen, in denen zusätzlich zu Nord-Süd-HGÜ-Trassen auch ein HGÜ-Ring betrieben werden soll (siehe Abbildung 3-7), jedoch steht die dafür nötige HGÜ-Technologie noch nicht zur Verfügung.⁶⁶

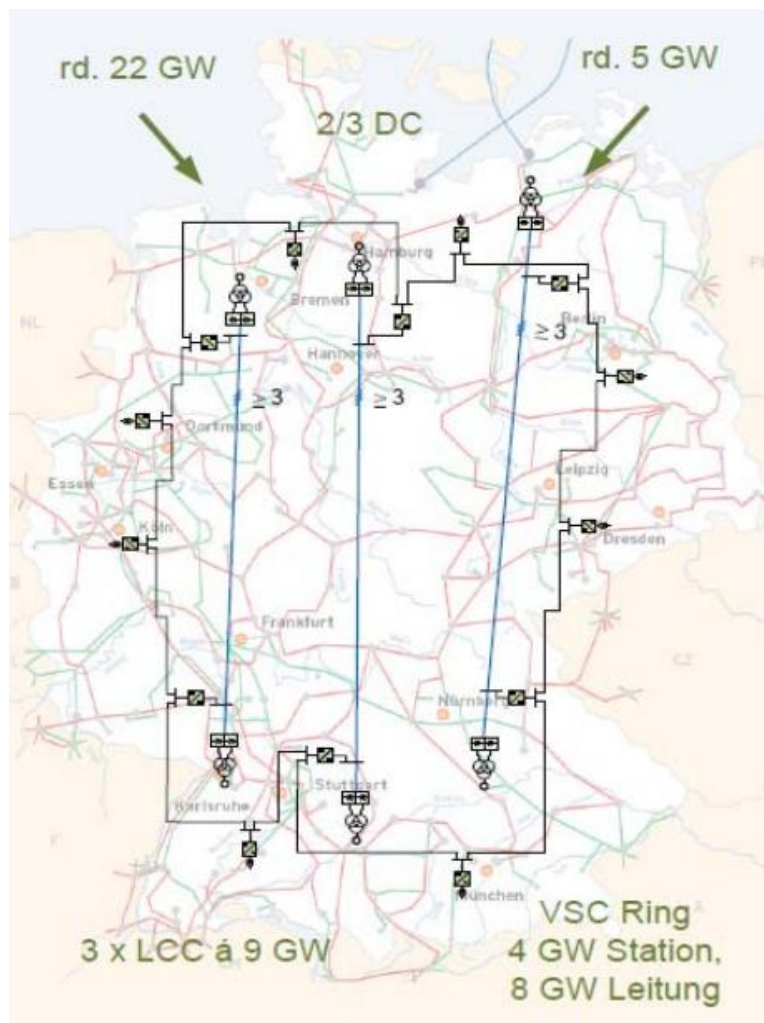


Abbildung 3-7: Overlaynetz mit Ringverbindung⁶⁷

Die Installation von HGÜ-Leitungen stellt aufgrund der technisch noch nicht möglichen Auslegung als Maschennetze eine Ergänzung zum bereits bestehenden Dreh-

⁶⁵ Vgl. Konstantin (2009), S. 396.

⁶⁶ Vgl. VDE (2011a), S. 50.

⁶⁷ VDE (2011a), S. 52.

strom-Übertragungsnetz dar. Im Vordergrund steht dabei das räumliche Verschieben von hoher Erzeugungsleistung über Punkt-zu-Punkt-Verbindungen und damit die Entlastung des klassischen Übertragungsnetzes. Ein Overlaynetz auf Basis der aktuell verfügbaren Technologie ist somit nicht als Ersatz oder Alternative zum Ausbau der Übertragungsnetzkapazitäten zu sehen, sondern als Ergänzung.

3.3.3 Potenzielle Demand-Side-Management bzw. Speicher

Der Ausbau des Übertragungsnetzes ist die primäre Option für den Ausgleich der dargebotsabhängigen Einspeisung von erneuerbaren Energien. Durch ausreichend Übertragungskapazität ist eine Verstetigung der Windeinspeisung sowohl innerhalb Deutschlands, als auch großflächig im europäischen Netzverbund zu erreichen und der erzeugte Strom lässt sich bedarfsgerecht verteilen. Neben dieser Option kann es sinnvoll sein, auf Alternativen zu einem konventionellen Netzausbau zurückzugreifen. Dies sind neben dem Errichten von Stromspeichern der vermehrte Einsatz von Lastmanagement bzw. Demand-Side-Management.⁶⁸

Stromspeicher dienen zum Angleich der dargebotsabhängigen Einspeisecharakteristik an die Verbrauchslast. Hinsichtlich ihrer Speicherfähigkeit kann eine grobe Einteilung der Kapazitäten für wenige Minuten (Einspeisefluktuationen), für bis zu einem Tag (Tagesmuster PV), bis zu drei Tage (Zufallsschwankungen PV), für ein bis zwei Wochen (anhaltende Stark- oder Schwachwindperioden) und für saisonale Zeiträume erfolgen.⁶⁹ Eine der vielfältigen Einsatzmöglichkeiten von Stromspeichern ist die Entlastung von besonders beanspruchten Netzknotenpunkten und Teilabschnitten in Zeiten sehr hoher Einspeisung erneuerbarer Energien. Durch eine Überlastung der vorhandenen Netzkapazitäten kann es zu Einspeisemanagementmaßnahmen nach §§ 11 und 12 EEG, sprich die Herunterregelung oder Abschaltung von EE-Anlagen, kommen. Davon fällt ein Großteil der Ausfallarbeit auf Windanlagen und wird in etwa 40 % der Fälle aufgrund Ursachen im vorgelagerten Netz und in etwa 60 % der Fälle aufgrund von Engpässen im Netz, in dem die Anlagen angeschlossen sind, nicht eingespeist bzw. abgeregelt.⁷⁰ Speicher könnten diesen Strom in Überschusszeiten einspeichern und zu Zeiten mit geringer EE-Einspeisung oder hoher Verbrauchslast wieder ausspeisen. Simulationen in der dena-Netzstudie II kamen jedoch zum Ergebnis, dass sich eine tatsächliche Entlastung der Netze durch den Einsatz von Speichern nur dann ergibt, wenn die zur Einspeicherung benötigten Leistung aus einer jenseits des Engpasses gelegenen Erzeugungseinheit bezogen wird

⁶⁸ Vgl. Sterner, M. et al. (2011), S. 8 ff.

⁶⁹ Auer und Keil (2012), S. 6

⁷⁰ vgl. Bundesnetzagentur (2011a), S. 27 ff.

und der Leistungsfluss den ursprünglichen Fluss überlagert.⁷¹ Demnach kann der Einsatz von Speichern nur unter bestimmten Voraussetzungen eine Netzentlastung und damit den Netzausbaubedarf reduzieren, allerdings in einem nicht bemerkenswerten Gesamtumfang. Werden neue Speicherkapazitäten erschlossen, wie beispielsweise Wasserspeicher in Skandinavien oder in den Alpen, kann unter Umständen sogar ein zusätzlicher Ausbau der Übertragungskapazität notwendig sein.

Neben der Anpassung der Erzeugung an den Verbrauch durch Stromspeicher ist umgekehrt auch die Anpassung des Verbrauchs an die wachsende, dargebotsabhängige Erzeugung möglich. Durch moderne Informations- und Kommunikationstechnologien sowie intelligenten Abrechnungsmethoden lässt sich eine kurzfristige Flexibilisierung des Verbrauchs erreichen.⁷² Darunter fallen Verbrauchsreduzierungen und -verlagerungen als Reaktion auf Preissignale, die unter den Begriffen „Lastmanagement“ oder „Demand-Side-Management (DSM)“ zusammengefasst werden. Mit diesen Maßnahmen ist es möglich, den Verbrauch in Hochlastzeiten zu reduzieren bzw. in Zeiten niedriger Last zu verlagern oder auch die Last zu erhöhen, wenn viele dargebotsabhängige erneuerbare Energien zu sehr geringen Grenzkosten in das Netz einspeisen. Prinzipiell können so, äquivalent zu dem Einsatz von Stromspeichern, besonders belastete Netzknoten und Teilleitungen entlastet werden. Die Potenziale von DSM-Maßnahmen zum Ausgleich großer Energiemengen werden jedoch als gering eingeschätzt.⁷³ Zudem ist die zeitliche Varianz des technischen Potenzials von DSM sehr hoch. Neueste Untersuchungen kommen zu dem Ergebnis, dass sich das größte Potenzial an Werktagen in den Wintermonaten zu späten Abend-/Nachtstunden ergibt.⁷⁴ Die Flexibilisierung des Verbrauchs ist daher ebenfalls nur eine den konventionellen Übertragungsnetzausbau ergänzende Maßnahme, die diesen aber nicht vollständig ersetzen kann.

Die obigen Ausführungen zeigen, dass der Ausbau der Übertragungsnetze zur besseren Nutzung und Integration der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien in das bestehende Stromsystem unumgänglich ist und oberste Priorität besitzt. Der Einsatz von Stromspeichern und DSM sind ergänzende Maßnahmen mit jedoch beschränktem technischem Potenzial zur Reduzierung des konventionellen Netzausbaus.

⁷¹ dena (2010): Netzstudie II . Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025.

⁷² In dieser Diskussion werden die Begriffe „Smart Grid“ für eine Ausstattung der konventionellen Netzkomponenten mit neuen Technologien für eine Überwachung und Steuerung der Lastflüsse sowie der Begriff „Smart Meter“ für einen elektronischen Stromzähler für eine Erfassung der Verbrauchsdaten in Echtzeit und deren elektronischen Übertragung verwendet.

⁷³ Vgl. SRU (2011), S. 462 und die dort zitierte Literatur.

⁷⁴ EWI (2012), S. 36 ff.

3.4 Vergleich verschiedener Übertragungstechnologien

Im Folgenden wird auf die Eigenschaften der unterschiedlichen Übertragungstechnologien eingegangen, um diese später im Kontext des Netzausbaus in Kombination mit der Straßeninfrastruktur zu bewerten.

3.4.1 Gleichstrom- und Wechselstromübertragung

In der leitungsgebundenen Übertragung elektrischer Energie hat sich großflächig die Wechselstromübertragung durchgesetzt. Die Übertragungs- und Verteilnetze transportieren die Energie auf verschiedenen Spannungsebenen, wobei der Strom mithilfe von Umspannstationen zwischen den verschiedenen Spannungsebenen ausgetauscht werden kann. Im Gegensatz zur Wechselstromübertragung wird die Gleichstromübertragung nur vereinzelt eingesetzt, wobei der Haupteinsatz in der Energiefernübertragung liegt. Einen besonderen Anwendungsfall stellt hierbei die Möglichkeit der Anbindung von Offshore Windparks mithilfe von Seekabeln dar. Wie zuvor beschrieben, wird aktuell auch der Einsatz von Gleichstromübertragungstrassen zur Entlastung des Übertragungsnetzes angedacht.

3.4.1.1 Technische Charakteristika

Mit dem Beginn der Elektrifizierung am Ende des 19. Jh. hat es einen Konkurrenzkampf um die beste Stromübertragungstechnik gegeben. Dabei hat sich der Ansatz, Wechselstrom zur Stromübertragung einzusetzen, gegenüber der Gleichstromübertragung durchgesetzt. Die Technik der Wechselstromübertragung bietet dabei den Vorteil einer günstigen Transformierbarkeit. Durch die damalige Transformation des Wechselstroms auf höhere Spannungen wurde erstmalig eine verlustarme und wirtschaftliche Fernübertragung ermöglicht. Die Verluste der leitungsgebundenen Stromübertragung hängen maßgeblich von der Stromstärke des Stromflusses ab. Je höher die Spannung ist, desto niedriger ist die Stromstärke bei gleicher Leistung und Übertragungsverluste werden reduziert.

Dem widerspricht scheinbar der heutige Ansatz, Gleichstrom zur Fernübertragung einzusetzen. Im Gegensatz zu damals wird heute bereits hochtransformierter Wechselstrom in Gleichstrom gewandelt und übertragen. Gegenüber der Wechselstromübertragung besitzt die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) dann den Vorteil geringerer Übertragungsverluste. Dieser Umstand resultiert daraus, dass beim Wechselstrom Blindströme auftreten, die zusätzliche Leitungsverluste erzeugen und auf längeren Strecken kompensiert werden müssen. Ein weiterer Vorteil der HGÜ-Technik liegt darin, dass im Gegensatz zum Wechselstrom (Skin-Effekt) der volle Leiterquerschnitt zur Stromübertragung genutzt werden kann. Die HGÜ-Leitung kann daher bei gleichem Leiterquerschnitt eine höhere Leistung übertragen. Für eine reine Punkt-zu-Punkt Langstreckenstromübertragung eignen sich HGÜ-Leitungen daher technisch besser als Wechselstromleitungen. Für den Einsatz als vermaschtes Über-

tragungsnetz (inkl. Knoten) eignen sich diese jedoch nicht, da die dementsprechenden Hochspannungsgleichstromschalter fehlen.⁷⁵ Kostengünstige Schalter, wie sie derzeit im Übertragungsnetz eingesetzt werden, sind nur mit Wechselstrom möglich, da auf den einzelnen Phasen des Wechselstroms die Spannung kurz null beträgt und somit kurzzeitig der Stromfluss unterbrochen wird. Wäre dieser Nulldurchgang nicht vorhanden, dann bliebe ein Lichtbogen zwischen den Schalterelementen bestehen, über den weiterhin Strom fließt. Ein hundertprozentiges Abschalten könnte somit nicht garantiert werden.

Mit Weiterentwicklung der VSC-Technologie (Voltage Source Converter) der HGÜ-Technik⁷⁶ sollen zukünftig auch vermaschte Hochspannungsgleichstromnetze möglich werden. Theoretisch kann die VSC-Technologie zukünftig auch zur Spannungs- und Lastflussregelung und zur Blindleistungskompensation im Wechselstromnetz eingesetzt werden.

Die derzeit längste fertiggestellte HGÜ-Landleitung befindet sich in China und verbindet das inländische Wasserkraftwerk am Xianjiaba-Damm mit der 2000 km entfernten Küstenstadt Schanghai.⁷⁷ Daneben befindet sich eine weitere 2.500 km lange HGÜ-Verbindung im Bau, die zwei Wasserkraftwerke im nordwestbrasilianischen Porto Velho mit der Region São Paulo im Südosten Brasiliens verbinden soll.⁷⁸

3.4.1.2 Finanzielle Aspekte

Die Kosten für die Stromübertragung bestehen wesentlich aus den Investitions- bzw. Kapitalkosten der unterschiedlichen Technologien sowie aus den Übertragungsverlusten während des Betriebs.

Für einen direkten Kostenvergleich sind weitere verschiedene Randannahmen nötig. Insbesondere die benötigte Übertragungsleistung bestimmt die Anzahl der nötigen Komponenten. Kann bei einer Stromübertragung bei niedriger Leistung davon ausgegangen werden, dass ein HGÜ-System äquivalent zu einem Wechselstromsystem verwendet werden kann, so ist dies bei höher benötigten Übertragungsleistungen nicht mehr der Fall. In der folgenden Abbildung ist dies für verschiedene Übertragungstechnologien bei verschiedenen Leistungen dargestellt. Generell werden Wechselstrom-Freileitungstrassen als Doppelsysteme ausgelegt. Ein Freileitungsmast trägt somit generell 2 mal 3 Leiterseile. Die Freileitungsvarianten (FL-Varianten) sind dementsprechend in der Abbildung als zwei horizontale lange Striche darge-

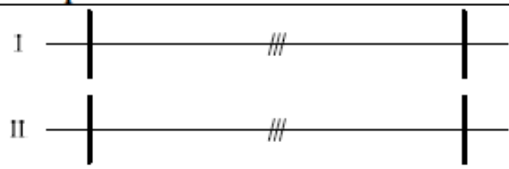
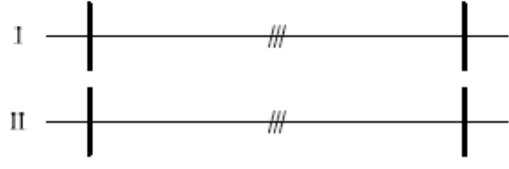
⁷⁵ Vgl. VDE (2011a), S. 50.

⁷⁶ Klassisch bei der HGÜ ist die LCC-Technologie (Line Commutated Converter), die VSC-Technologie ist in den benötigten Leistungsklassen noch nicht verfügbar. Vgl. ebd.

⁷⁷ abb.com.

⁷⁸ Ebd.

stellt, die jeweils ein System repräsentieren und dessen Leiterseile sind jeweils als 3 kleine, nahezu vertikale Striche angedeutet. Selbiges gilt für die Wechselstrom-Erdkabelvarianten(K-Varianten), wobei diese bei höheren Übertragungsleistungen aus vier Systemen bestehen (2 Erdkabelsysteme pro Freileitungssystem). Für die Integration der HGÜ-Leitungen in das Übertragungsnetz werden Konverterstationen benötigt, die den Wechselstrom in Gleichstrom konvertieren, der wiederum am anderen Ende der Leitung in Wechselstrom konvertiert werden muss. Die zwei benötigten Konverterstationen sind in der Abbildung als Vierecke mit diagonalen Strich dargestellt. Die Gleichstromsysteme (HGÜ-Varianten) werden analog zu den Wechselstromsystemen als horizontale Striche veranschaulicht und deren zwei Leiter pro System als kleine nahezu vertikale Striche.⁷⁹

Variante	Prinzipschaltbild	Kurzbeschreibung
FL1- 1000 MVA		2 Systeme Freileitung 564-AL1/72-ST1A
K1- 1000 MVA		2 Systeme Kabel 1200 mm ² Cu

⁷⁹ Eine HGÜ-Verbindung kann auch für den monopolen Betrieb mit nur einem Leiter errichtet werden. In diesem Fall wird das Erdreich, oder bei Seekabeln das Meerwasser zur Rückleitung verwendet. Aus verschiedenen Gründen werden HGÜ-Leitungen jedoch grundsätzlich mit zwei Leitern ausgelegt. Vgl. Rathke und Hofmann (2011), S. 40.

HGÜ1- 1000 MW		2 Systeme VSC-HGÜ 800 MW ± 320 kV 1600 mm ² Al
FL2- 2000 MVA		2 Systeme Freileitung 564-AL1/72-ST1A
K2- 2000 MVA		2×2 Systeme Kabel 1200 mm ² Cu
HGÜ2- 2000 MW		2 Systeme VSC-HGÜ 1000 MW ± 320 kV 2200 mm ² Al
FL3- 3000 MVA		2 Systeme Freileitung 564-AL1/72-ST1A
K3- 3000 MVA		2×2 Systeme Kabel 2500 mm ² Cu
HGÜ3- 3000 MW		2×2 Systeme VSC-HGÜ 800 MW ± 320 kV 1600 mm ² Al

Abbildung 3-8: Betriebsmittelvarianten von verschiedenen Übertragungstechnologien und -leistungen⁸⁰

⁸⁰ Tabelle 2.4 aus Rathke und Hofmann (2011), S. 274f. FL steht für ein Freileitungs-Wechselstrom-Doppelsystem, K für das Wechselstrom-Erdkabel-Pendant und HGÜ für das dementsprechende Gleichstromgegenstück. In diesem Fall wurde eine HGÜ-Erdverkabelung untersucht. Bei einer HGÜ-Freileitung mit gleichen Leiterquerschnitten kann von vergleichbaren Übertragungseigenschaften ausgegangen werden und würde daher die gleiche Darstellung besitzen.

In Abbildung 3-9 sind die Barwerte der Gesamtkosten in den zuvor gezeigten 3000 MW-Varianten dargestellt.⁸¹

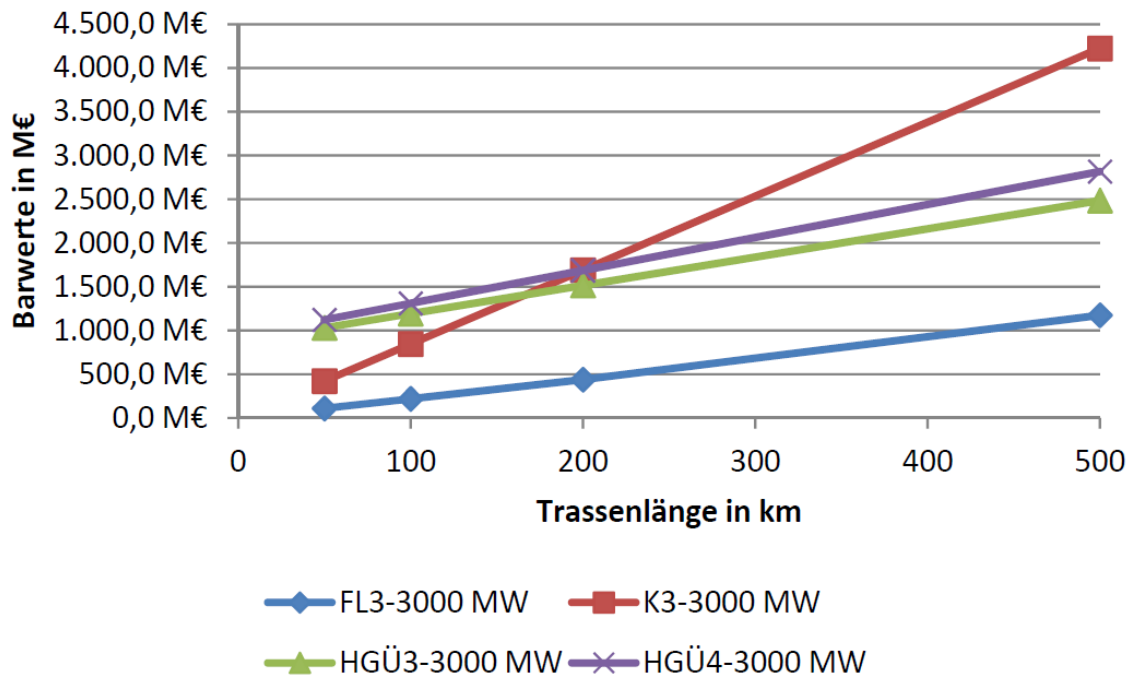


Abbildung 3-9: Barwerte der Gesamtkosten der Betriebsmittelvarianten für eine Übertragungsleistung von 3000 MW⁸²

Die Wechselstrom-Freileitungsvariante stellt über alle betrachteten Längen die günstigste Variante dar. Bei den Erdkabelvarianten ist bei kürzeren Entfernungen die Wechselstromlösung günstiger und bei längeren Entfernungen, hier ab 200 km Trassenlänge, sind die HGÜ-Varianten preiswerter. Dies liegt maßgeblich an den hohen Investitionskosten für die Konverterstation bei den HGÜ-Varianten, die bei zunehmender Trassenlänge spezifisch geringer werden sowie an den niedrigeren Übertragungsverlusten der HGÜ-Übertragung auf Langstrecken. Wäre in den Kostenvergleich auch eine HGÜ-Freileitung aufgenommen worden, so wäre diese ebenfalls gegenüber der Wechselstromfreileitung auf den kürzeren Trassenlängen teurer und auf längeren Trassen günstiger.

Praktisch kann eine HGÜ-Freileitung auch mit einer bestehenden Wechselstromfreileitungstrassen kombiniert werden. Der Übertragungsnetzbetreiber Amprion hat

⁸¹ Qualitativ führen die Untersuchungen in den anderen Leistungsklassen zu den selben Ergebnissen. Vgl. Rathke und Hofmann (2011), S. 297ff.

⁸² Rathke und Hofmann (2011), S.304.

diesbezüglich Tests durchgeführt und die technische Machbarkeit auf einer Versuchsanlage bei Datteln nachgewiesen.⁸³ Dadurch ließen sich Synergieeffekte bei den Investitionskosten nutzen. Weiterhin sind Vorteile in den Genehmigungsverfahren wie auch bei der Akzeptanz eines solchen Netzausbaus zu erwarten.

3.4.1.3 Genehmigungs- und Akzeptanzfragen

HGÜ-Verbindungen besitzen gegenüber Wechselstromverbindungen keine grundsätzlich unterschiedlichen Genehmigungsverfahren. Dies gilt auch für deren generelle Akzeptanz. Wenn Bürgerinitiativen HGÜ-Verbindungen fordern, dann handelt es sich dabei häufig um deren Erdkabelvarianten. Generell werden daher in den aktuelleren Studien zum Netzausbau fast ausschließlich HGÜ-Erdkabelsysteme betrachtet.⁸⁴

Bezogen auf die Genehmigungsverfahren und die Akzeptanz von Neubautrassen bieten die HGÜ-Systeme lediglich den Vorteil, dass diese im Vergleich zu deren Wechselstrompendants kleinere Trassenbreiten aufweisen. Dadurch kann der generelle Eingriff jedoch nicht verhindert werden, was daher die nötigen Genehmigungsverfahren nicht maßgeblich verringert. Eine generell höhere Akzeptanz kann diesbezüglich daher auch nicht erwartet werden.

Eine Beschleunigung des Netzausbaus durch den Umstieg auf die HGÜ-Technologie lässt sich nur bei dem Ansatz von Amprion und TransnetBW erwarten, die HGÜ-Leiter auf bestehenden Freileitungsmasten mitführen wollen.⁸⁵ Durch Nutzung einer bestehenden Stromtrasse, ohne erneuten Eingriff in die Umwelt, ist mit einem geringen Prüfumfang zu rechnen. Neue HGÜ-Trassen sollten daher immer auf deren Kombination mit dem bestehenden Übertragungsnetz geprüft werden.

3.4.2 Freileitung und Kabel

Freileitungen sind aufgrund ihres einfachen Aufbaus und ihrer geringen Kosten die übliche Technologie im Übertragungsnetz. Über 96 % des deutschen Übertragungsnetzes bestehen aus Freileitungen.⁸⁶ Alternative zu Freileitungen sind Erdkabel.⁸⁷ Sie

⁸³ FAZ (2012).

⁸⁴ Vgl. dena (2010a), Rathke und Hofmann (2011) und VDE (2011).

⁸⁵ Siehe FAZ (2012).

⁸⁶ Vgl. ENTSO-E (2010b), S. 126.

⁸⁷ Weitere Alternativen in der Wechselstromübertragung sind gasisolierte Rohrleiter (GIL). Gasisolierte Rohrleiter werden üblicherweise in besonders sensiblen Bereichen eingesetzt (z. B. im Umfeld von Flughäfen). Sie haben den besonderen Vorteil kein äußeres elektrisches Feld und ein sehr geringes magnetisches Feld zu besitzen. Demgegenüber steht der Nachteil relativ hoher Investitionskosten. Diese liegen weit über denen konventioneller Erdkabel, weswegen die Übertragung mit GIL nicht weiter betrachtet wird.

besitzen eine Isolierung aus vernetzten Polyethylen (VPE)⁸⁸ und werden üblicherweise in Tunneln (städtisches Umfeld) oder direkt in der Erde (Kabelgräben oder Rohre) verlegt.⁸⁹ Höchstspannungserdkabel werden derzeit noch vornehmlich im städtischen Bereich oder bei der Querung von Wasserwegen eingesetzt.⁹⁰ In Teilen der Öffentlichkeit bestehen Bedenken gegenüber dem Einfluss von Freileitungen auf die menschliche Gesundheit, die Natur und das Landschaftsbild, weshalb der Einsatz von Erdkabeln auf Übertragungsebene im freien Umfeld verstärkt diskutiert wird.⁹¹ In den seltensten Fällen geht es in dieser Diskussion um eine Vollverkabelung ganzer Stromtrassen, sondern um eine Teilverkabelung in besonders sensiblen Trassenabschnitten.

3.4.2.1 Technische Charakteristika

Freileitungen bestehen grundsätzlich aus nicht isolierten Leitern. Die umgebene Luft wird als Isolator genutzt. Um Kurzschlüsse und ein Überspringen des Stromflusses auf die Umwelt zu verhindern, müssen die Abstände zwischen den Leitern und der Umwelt groß genug gewählt werden. Auf Grund der hohen Spannung sind daher im Übertragungsnetz die größten Abstände und Mastgrößen nötig.

Die Luft als Isolator ist Vor- und Nachteil der Freileitung zugleich. Einerseits ist die Freileitung verstärkt der Umwelt ausgesetzt, was zu relativ häufigen Spannungsüberschlägen führt. Andererseits lassen sich diese häufig durch eine einfache kurze Unterbrechung des Stromflusses beheben. Weiterhin altert der Isolator Luft nicht und gewährleistet eine recht gutes Abführen der aus den Übertragungsverlusten entstehenden Wärme. In Stark- und Mittelwindphasen kann daher abhängig vom Freileitungstyp und der geografischen Position eine höhere Dauerstrombelastung möglich sein.⁹²

Um eine unzulässige Bodenerwärmung und ein Austrocknen des Bodens zu verhindern, ist die Wärmeabgabe von Erdkabeln nur eingeschränkt möglich. Die Wärmeabgabe lässt sich durch Verwendung verschiedener Bettungsmaterialien oder einer aktiven Kühlung (z. B. Wasserkühlung über Rohre) verbessern, grundsätzlich ist aber die Übertragungsleistung von einzelnen Erdkabeln gegenüber Freileitungssystemen daher geringer. Erdkabelsysteme besitzen daher generell mehr Systeme als Freileitungssysteme, was sich in dem Platzbedarf als auch in den Investitionskosten niederschlägt.

⁸⁸ Bis Anfang der 90er Jahre waren Öl isolierte Erdkabel üblich. Vgl. Rathke und Hofmann (2011), S. 19f.

⁸⁹ Vgl. Rathke und Hofmann (2011), S. 27ff und ENTSO-E (2010c), S.7 und S. 26.

⁹⁰ Vgl. Ebd.

⁹¹ Vgl. 3.1.2.

⁹² Vgl. ÜNB (2012), S. 15f.

Hauptkritikpunkt bei der Verwendung von Wechselstrom-Erdkabeln ist deren höhere Ausfalldauer, die basierend auf den wenigen Daten zu Erdkabeln um den Faktor 25 höher liegt.⁹³ Nach Erfahrungen des Verbandes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) betragen die Reparaturen von Erdkabeln und die darauf folgenden Funktionstests von Kabelsystemen weniger als 3 Wochen.⁹⁴ Mehr als ein Drittel der Fehler in Kabelsystemen konnte innerhalb einer Woche repariert werden und 75 % der Fehler innerhalb eines Monats. In 13 % der Fehlerfälle betrug die Fehlerbehebung länger als drei Monate. Die Gründe für diese längeren Störungen sind vielfältig. Sie reichen von dem Fehlen eines sicheren Zugangs zur Störstelle über fehlende Ersatzteile bis hin zu niedrigen Reparaturprioritäten, bei denen die Wartungen anderer Leitungsabschnitte vorgehen. Ausfallgrund ist in 50 % der Fälle eine Beschädigung von außen, was z. B. durch andere Erdarbeiten (Bagger) häufig geschieht. Generell ist die Datenlage bei den Erdkabeln jedoch recht gering und aufgrund des recht eingeschränkten Einsatzes im städtischen Umfeld wenig aussagekräftig. Im Vergleich zu Freileitungstrassen besitzen Erdkabeltrassen generell mehr Übertragungssysteme.⁹⁵ Bei zwei Freileitungssystemen werden dementsprechend drei bis vier Erdkabelsysteme verwendet. Ein Ausfall eines Kabelsystems ist daher nicht gleichbedeutend mit dem Ausfall einer Übertragungstrasse.⁹⁶

Weiterhin werden Wechselstrom-Erdkabel aufgrund ihres höheren Kapazitätsbelages und somit höheren Blindleistungsbedarfs kritisiert. Auf Kabellängen kleiner 10 km ist jedoch eine Blindleistungskompensation nicht nötig und derzeit sind lediglich Teilverkabelungsabschnitte bis 8 km im Gespräch.⁹⁷

Ein rein technologischer Vergleich zwischen Freileitung und Erdkabel ist daher zu kurz gegriffen und kann fehlleitend sein. Eine allgemeine Betrachtung einer Teilverkabelung ist jedoch schwierig und kann eigentlich nur anhand einer konkreten Trasse erfolgen.

3.4.2.2 Finanzielle Aspekte

Grundsätzlich ist ein technologischer Kostenvergleich zwischen Freileitung und Erdkabel ebenfalls fehlleitend. Aus aktuellen Vergleichsstudien ergibt sich im Mittelwert für Wechselstrom-Erdkabel ein Investitionsmehrkostenfaktor von 5 bis 6 gegenüber Freileitungen.⁹⁸ Bei der systemischen Betrachtung von Teilverkabelungen ist von

⁹³ Vgl. IZES (2011), S. 39.

⁹⁴ ENTSO-E (2010c), S. 12f.

⁹⁵ Vgl. Abbildung 3-8, IZES 2011, S. 53ff und Oswald (2008), S. 18f..

⁹⁶ Guss (2012), Folie 8.

⁹⁷ Ebd., Folie 9.

⁹⁸ Abhängig von der verwendeten Freileitungsvariante. Vgl. IZES (2011), S. 50ff.

niedrigeren Mehrkosten auszugehen. Beispielsweise betragen die Investitionsmehrkosten für eine 68 km lange Wechselstromtrasse mit zwei Kabelabschnitten zu 3 und 5 km nur noch das 1,8 bis 2,4-fache. In der folgenden Abbildung ist dies ebenfalls exemplarisch für verschiedene Teilverkabelungsanteile bei verschiedenen Freileitungsvarianten dargestellt. Die Stufen in der Kostenfunktion kommen durch zusätzlich benötigte Kabelübergangsbauwerke bei weiteren Kabelabschnitten zustande. Bei einer höheren Anzahl (hier größer 4) von Teilverkabelungsabschnitten kann die Option einer Vollverkabelung günstiger sein, als die einer Teilverkabelung.

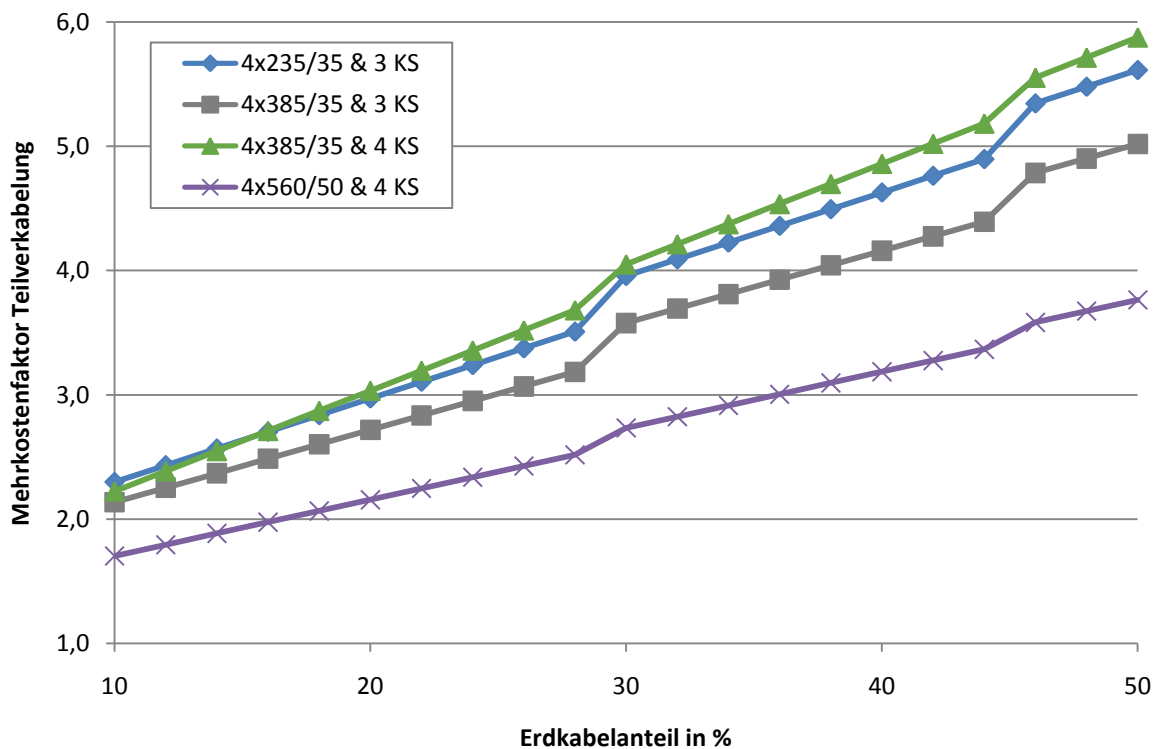


Abbildung 3-10: Exemplarische Mehrkostenfaktoren für Teilverkabelungen (2 bis 4 Kabelabschnitte)⁹⁹

Ist mit Verzögerungen aufgrund von Akzeptanzproblemen zu rechnen, können Mehrkosten für Erdverkabelung akzeptabel und gesamtwirtschaftlich betrachtet sogar günstiger sein.¹⁰⁰ Wird durch den Einsatz von Erdkabeln eine Verzögerung mit resultierenden Engpass verhindert, können die sonst angefallenen Engpasskosten den Mehrkosten einer Erdverkabelung gegenüber gestellt werden. Dies muss im jeweiligen Einzelfall geprüft werden. Beispielsweise entsprechen mögliche Engpasskosten

⁹⁹Eigene Berechnungen: 68 km Trassenlänge, Kabelabschnitte max. 10 km, 2 bis 4 Abschnitte (Guss (2012), Folie 21).

¹⁰⁰ Vgl. 3.1.2.

im Nordwesten Deutschlands im Jahr 2020 den Mehrkosten des obigen Beispiels (68 km Stromtrasse mit zwei Kabelabschnitten zu 3 km und 5 km).¹⁰¹

Detaillierte Studien zum Kostenvergleich von Gleichspannungs-Freileitungen und Erdkabeln existieren derzeit noch nicht. Von Europacable, einer Draht- und Kabelherstellervereinigung, werden für die reine Übertragungsleitung für Erdkabel die 3-fachen Investitionskosten gegenüber einer Freileitung angenommen.¹⁰² Bezogen auf ein vollständiges HGÜ-System, inklusive Konverterstation, sind die Mehrkosten jedoch geringer einzuschätzen und liegen bei einem Faktor von 1,5.

Für eine eventuelle Kombination mit der Straßeninfrastruktur sind die Tiefbaukosten einer Erdverkabelung interessant. Bei einem Straßenneubau oder einer Straßenerweiterung in Kombination mit einer Erdverkabelung kann mit Synergieeffekten bezüglich der Tiefbaukosten gerechnet werden. Der Anteil der Tiefbaukosten an den Investitionskosten einer Erdverkabelung kann nach dem Verband der europäischen Netzbetreiber bis zu 60 % betragen.¹⁰³ In Studien von Prof. Dr. Oswald zu konkreten Ausbauprojekten variieren die Tiefbaukostenanteile zwischen 13 - 15 % (Schwrien/Görries – Krümmel/Mecklenburg-Vorpommern), 24 – 28 % (Ganderkesee – St.Hülfe/Niedersachsen) und 39 % (Tauern-Salzach/Österreich).¹⁰⁴ Abhängig von der Landschaftsform und bestehenden Bebauung können die Tiefbaukosten stark variieren. In einer aktuellen pauschalisierten Betrachtung wird ein Tiefbaukostenanteil von 24 bis 28 % angenommen.¹⁰⁵ Dies deckt sich mit den im Norddeutschen angesiedelten Ausbauprojekten. Erweiternd wird in dieser Untersuchung ein Synergieeffekt in den Tiefbaukosten für 2 weitere Erdkabelsysteme, 4 statt 2 Kabelsysteme, von 20 % angenommen.

3.4.2.3 Genehmigung- und Akzeptanzfragen

Freileitungen bestehen wegen Bedenken gegenüber ihrem Einfluss auf die menschliche Gesundheit, die Natur und das Landschaftsbild in der Kritik. Aber auch der Einsatz von Erdkabeln ist, wie jeglicher menschlicher Eingriff, nicht frei von Auswirkungen. Bezogen auf Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit liegen die elektromagnetischen Felder von Freileitungen und Erdkabeln unter den deutschen Grenzwerten. Aufgrund bestehender Wissensunsicherheiten bestehen jedoch weiterhin Vorbehalte, die jedoch nicht ausreichend belegt sind, um die bestehenden Grenzwert-

¹⁰¹ IZES (2011), S. 89ff.

¹⁰² Europacable (2011), S. 11.

¹⁰³ ENTSO-E (2010c), S. 20.

¹⁰⁴ Vgl. Oswald (2008), S. 38, Oswald (2005), S. 63 und Oswald (2007), S.52ff.

¹⁰⁵ Vgl. Rathke und Hofmann (2011), S. 279ff.

te nennenswert herabzusetzen.¹⁰⁶ Unter Vorsorgegesichtspunkten sind Erdkabel hier gegenüber Freileitungen vorzuziehen. Sie besitzen von einem Nahbereich abgesehen vergleichsweise geringe Magnetfelder und fehlende relevante elektrische Felder. Das Landesraumordnungsprogramm Niedersachsen legt daher für Neutrassen in der Nähe von Bebauung, die die Mindestabstände von 400 m zu Wohngebäuden und 200 m zu deren Außenbereich unterschreiten, eine Erdverkabelung als Ziel fest.

Gegenüber Freileitungen, die vor allem eine Gefahr für Vögel darstellen, gefährden Erdkabel besonders bodenlebende Tier- und Pflanzenarten, insbesondere während deren Bauphase. Pauschal lässt sich daher in Bezug zum Eingriff in die Natur weder Freileitung noch Erdkabel als ideale Lösung darstellen. In den folgenden Tabellen sind die Risiken für in Europa geschützte Arten dargestellt. Grundsätzlich ist aus den Tabellen ersichtlich, dass vor allem in der Betriebsphase von Erdkabeln mit kleineren Risiken für geschützte Tiere und Pflanzen zu rechnen ist.

Vorhaben	Wirkbereiche	Farne	Samenpflanzen	Weichtiere	Libellen	Käfer	Schmetterlinge	Rundmäuler und Fische	Lurche	Kriechtiere	Fledermäuse	Gesch. Säugtiere	Rast- und Brutvögel
Bauphase	1 Tötung			X	-	X	-	-	-	-	X	-	-
	2 Störung			-	-	-	-	-	X	X	X	X	X
	3 Fortpflanz.			-	-	-	-	-	-	-	X	X	X
	4 Zerstörung	X	X										
Anlage/ Betrieb	1 Tötung										-		X
	2 Störung										X	-	X
	3 Fortpflanz.										X	-	X
	4 Zerstörung	X	X										

Legende: leer = kein Risiko; - = Risiko; **x** = erhöhtes Risiko

Tabelle 3-1: Gefährdung europäisch geschützter Arten durch Freileitung¹⁰⁷

¹⁰⁶ Runge et al. (2011), S. 10ff.

¹⁰⁷ Ebd., S. 61.

Vorhaben	Wirkbereiche	Farne	Samenpflanzen	Weichtiere	Libellen	Käfer	Schmetterlinge	Rundmäuler und Fische	Lurche	Kriechtiere	Fledermäuse	Gesch. Säugtiere	Rast- und Brutvögel
Bauphase	1 Tötung			X	-	X	-	-	-	-	X	-	-
	2 Störung			-	-	-	-	-	X	X	X	X	X
	3 Fortpflanz.			-	-	-	-	-	-	-	X	X	X
	4 Zerstörung	X	X										
Anlage/ Betrieb	1 Tötung												
	2 Störung										-	-	-
	3 Fortpflanz.										-	-	-
	4 Zerstörung	-	-										

Legende: leer = kein Risiko; - = Risiko; **x** = erhöhtes Risiko

Tabelle 3-2: Gefährdung europäisch geschützter Arten durch Erdkabel¹⁰⁸

Erdkabeltrassen besitzen gegenüber Freileitungen geringere Trassenbreiten, was sich bei der Querung von Gehölzen positiv auswirkt. Die folgende Abbildung stellt die typischen Abmessungen einer Freileitungstrasse in Deutschland dar. Für ein Doppelsystem Freileitung mit dem in Deutschland üblichen Mastbild eines Donaumasts ergibt sich eine Trassenbreite von ca. 72 Metern, dabei beträgt die Mastbreite an sich 32 m. Die weiteren benötigten 40 m, 20 m rechts und links der Trasse, werden zur Sicherheit benötigt, um einen elektrischen Überschlag auf die Umgebung zu verhindern. Von den Leiterseilen zum Boden herrschen generell Mindestabstände um die 10 m.¹⁰⁹ Abhängig von der Umgebung variiert dementsprechend auch die Mastgröße, welche sich typischerweise zwischen 50 und 60 Metern befindet.

¹⁰⁸ Runge et al. (2011), S. 18.

¹⁰⁹ Mindestabstände für die Überquerung von: Straßen 8,8 m, Schwimmbecken 10,8 m, Tankstellen 12,8 m, ... (Vgl. IZES (2011), S.18).

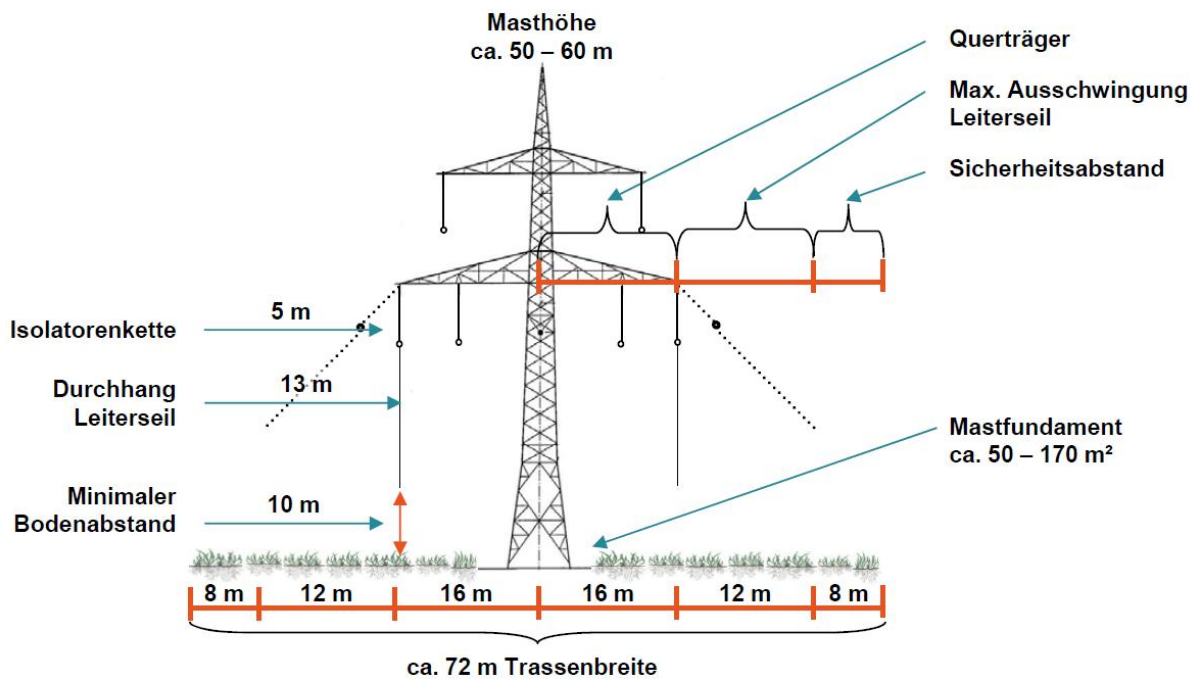


Abbildung 3-11: Typische Abmessungen für eine 380-kV-Freileitung (1 Doppelsystem)¹¹⁰

Das Erdkabel-Pendant zu der oben dargestellten Freileitungstrasse (1 Doppelsystem) besteht aus 2 Doppelsystemen Kabel und benötigt eine Trassenbreite von 30 m.

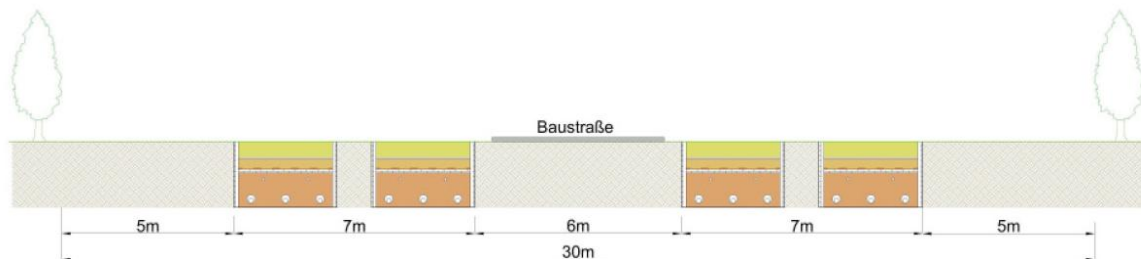


Abbildung 3-12: Beispiel für einen 380-kV-Erdkabeltrasse mit 2 Doppelsystemen¹¹¹

Als Alternative zum Donaumast sind in Deutschland auch noch der Einebenenmast und der Tonnenmast geläufig (siehe Abbildung 3-13). Durch Einsatz dieser Mastformen lassen sich Trassenbreite und -höhe in geringen Maßen variieren.

¹¹⁰ 50Hertz (2012a), Folie 22.

¹¹¹ Entspricht einer Freileitung mit einem Doppelsystem. Abbildung: Vattenfall (2009), S. 59.

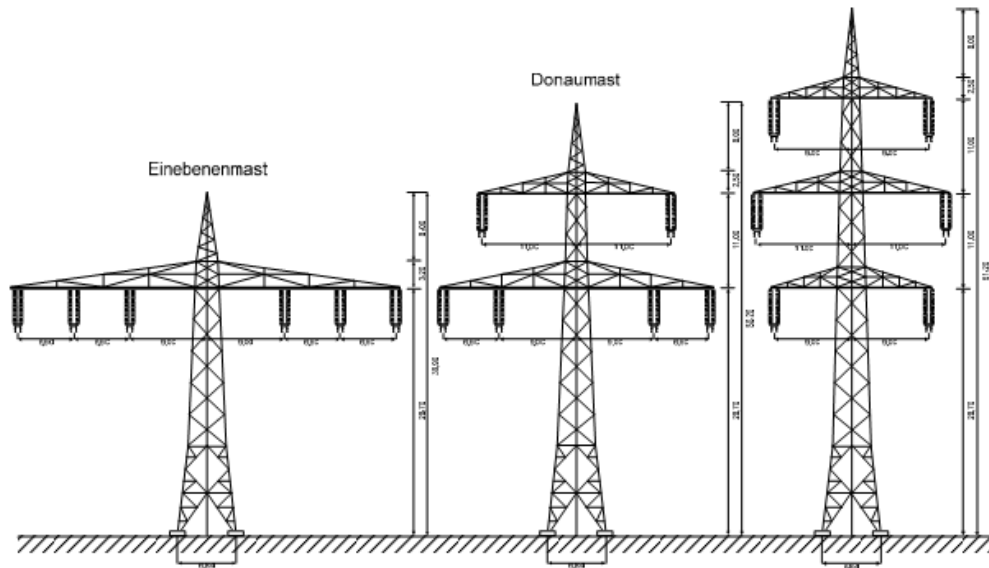


Abbildung 3-13: Verschiedene in Deutschland geläufige Mastbilder (Einebenenmast links, Donaumast Mitte, Tonnenmast rechts)¹¹²

Die Trassenbreite für Freileitungen ist auch bei zwei Doppelsystemen breiter als die einer Erdverkabelung. In Abhängigkeit von dem Masttyp variiert die Trassenbreite der Freileitung von 115 m bis 180 m (siehe Abbildung 3-14). Eine Erdkabeltrasse, dementsprechend mit 4 Doppelsystemen, besitzt lediglich eine Breite von 56 m (siehe Abbildung 3-15).

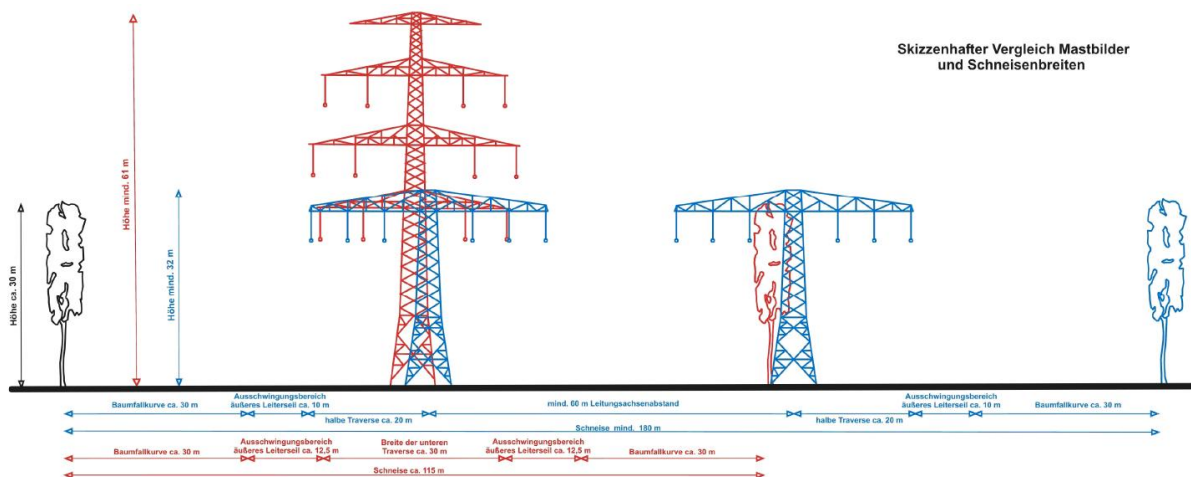


Abbildung 3-14: Beantragte Masten für die Trasse Altenfeld – Redwitz (2 Doppelsysteme)¹¹³

¹¹² Rathke und Hofmann (2011), S.9.

¹¹³ Neldner (2011), Folie 29.

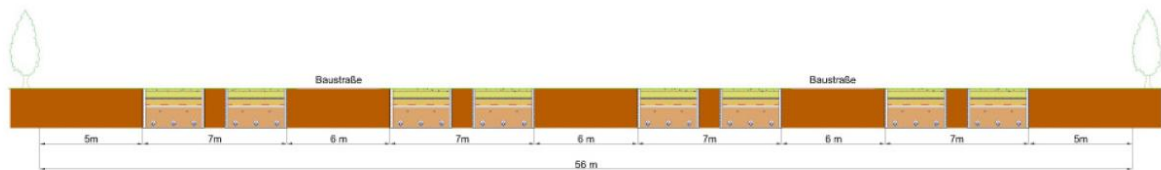


Abbildung 3-15: Beispiel für einen 380-kV-Erdkabeltrasse mit 4 Doppelsystemen¹¹⁴

Neben ihrem geringeren Ausmaßen werden Erdkabeltrassen aufgrund ihrer deutlich geringeren Sichtbarkeit allgemein als landschaftsverträglicher eingeschätzt.¹¹⁵ Im offenen Gelände sind diese ca. ein Jahr nach der Fertigstellung für einen Durchschnittsbetrachter nicht mehr zu erkennen.

Für die Erdverkabelung auf Übertragungsebene sind Planfeststellungsverfahren nicht generell vorgeschrieben und auch nur beschränkt zugelassen.¹¹⁶ Sie ist gesetzlich für Seekabel-Fortführungen, die 4 EnLAG-Pilotvorhaben und ein weiteres Vorhaben nach Bundesbedarfsplan anerkannt. Weitere Erdverkabelungen sind nicht unzulässig, jedoch muss der Vorhabenträger (Netzbetreiber) privatrechtlich für seine Rechtssicherheit sorgen und eine Kostenanerkennung bei der Bundesnetzagentur ist schwierig. Der Netzbetreiber wird daher nur in Ausnahmefällen eine Erdverkabelung anstreben.

Bezogen auf die eigentlichen Genehmigungsverfahren ist der Aufwand, sowohl zeitlich als auch generell, für Erdkabel wie auch für Freileitungen ähnlich zu bewerten.¹¹⁷ In wie weit Erdkabel durch ihre höhere Akzeptanz beschleunigend wirken, lässt sich nicht gemeingültig quantifizieren.¹¹⁸ Dies kann nur trassenscharf durch Rückmeldungen Betroffener ermittelt werden. Da eine Verzögerung des Netzausbaus zukünftig nicht unerhebliche Engpasskosten verursachen kann, sollte eine mögliche Beschleunigung durch Erdkabel jedoch immer mit berücksichtigt bzw. geprüft werden. Als Mittler zwischen Betroffenen und Vorhabenträger sollte die Planungsbehörde daher ermächtigt werden, eine Alternativenprüfung auf Erdverkabelung anordnen zu können.

¹¹⁴ Entspricht einer Freileitung mit zwei Doppelsystemen. Abbildung: Vattenfall (2009), S. 59.

¹¹⁵ Runge et al. (2011), S. 49f.

¹¹⁶ Siehe 3.2.1 und vgl. Weyer et al. (2011), S. 135.ff.

¹¹⁷ Vgl. 3.2.4.

¹¹⁸ Vgl. 3.1.2 und 3.1.3.

3.4.3 Infrastrukturtunnel

Im städtischen Umfeld ist eine Erdverkabelung in Tunneln bereits üblich. Aktuellstes Beispiel in Deutschland ist 380-kV-Diagonale in Berlin. Insgesamt besitzt die Diagonale 4 Kabelabschnitte zwischen 5,4 und 8,1 Kilometern (siehe Abbildung 3-16).

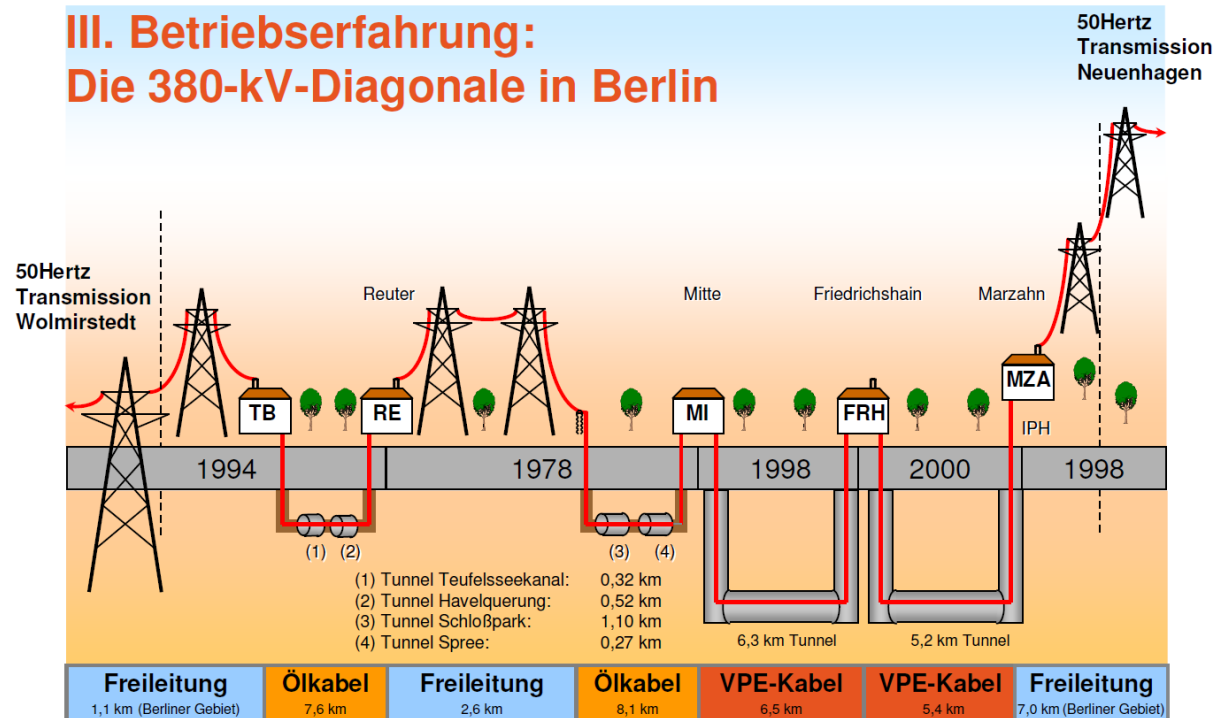


Abbildung 3-16: 380-kV-Diagonale in Berlin¹¹⁹

Die Erdkabelverlegung in Tunneln hat die Vorteile, dass die Kabel grundsätzlich vor mechanischen Beschädigungen (z. B. durch Bagger) geschützt sind und im Fehlerfall ein einfacherer Zugang für Reparaturen besteht.¹²⁰ Weiterhin lässt sich durch aktive Belüftung der Tunnel kühlen und die Leistungsfähigkeit der Kabel erhöhen. Diese Vorteile werden jedoch durch sehr hohe Investitionskosten erkauft, welche bisher nur dort Anwendung finden, wo ein klassischer Tiefbau nicht möglich ist. In der aktuellen Diskussion zum Übertragungsnetzausbau wird aber auch ein weitreichender Einsatz von Kabeltunneln diskutiert.

Vom VDE wird eine mögliche Kombination von Stromnetz mit verschiedenen Infrastrukturen angesprochen, bei der auch verschiedene Tunnellösungen berücksichtigt werden. Unter anderem wird auch die Kombination von Autobahn und Stromversor-

¹¹⁹ 50Hertz (2012b), Folie 7.

¹²⁰ Rathke und Hofmann (2011), S. 31f.

gung dargestellt (siehe Abbildung 3-17).¹²¹ Die Kombination mit der Autobahn wird unter anderem als vorteilhaft angesehen, weil über die Autobahn und ihre regelmäßig existierenden Parkplätze ein guter Wartungszugang besteht. Bei einer Tunnellösung könnten weiterhin an den Parkplätzen Zugangsbauwerke installiert werden. Als Restriktion werden parallel zur Autobahn liegende Kommunikationsleitungen gesehen, die gegebenenfalls neu verlegt oder integriert werden müssen. Für eine mögliche Realisation solcher Vorhaben werden die dementsprechend nötigen Genehmigungsverfahren vorausgesetzt und rudimentäre Ideen zur Finanzierung angesprochen (z. B. eine Kostenumlage über die EEG-Umlage).¹²²

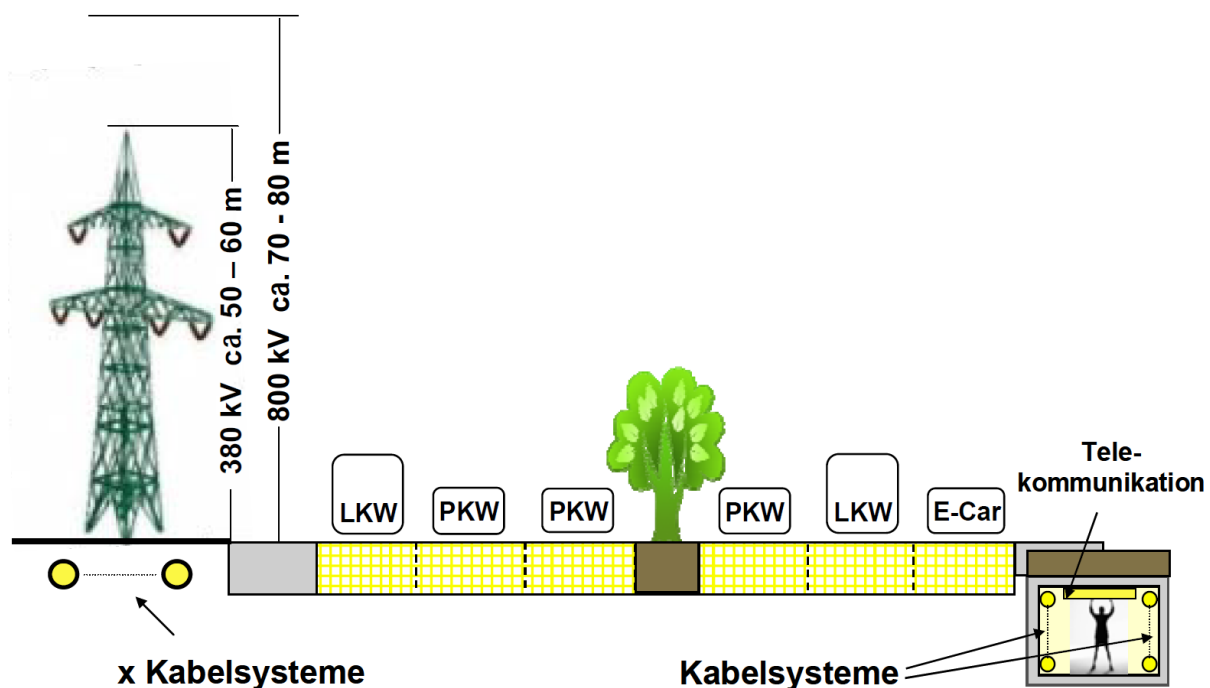


Abbildung 3-17: Kombination von Autobahn und Freileitung und Kabelsystemen nach VDE¹²³

Ein neuer weiterer Erdkabelansatz, bei dem insbesondere auch Tunnellösungen verfolgt werden, wird unter dem Namen Power-Tubes verfolgt.¹²⁴ Der Power-Tubes-Ansatz von Prof. Dr. Brakelmann und Prof. Dr. Stein ist ein umfassenderer Ansatz.¹²⁵ Bei diesem geht es nicht allein um eine alternative Kabelverlegung, sondern um

¹²¹ Vgl. VDE (2011), S. 33f. In der VDE-Studie wurde die Tunnellösung auch als Basis für weitere Innovationen gesehen. Mit Kabelfabriken direkt an den Kabeltunneln sollen „Endloskabel“ erstellt werden, um die fehleranfällige Verbindung von Kabelsträngen mit Muffen überflüssig zu machen.

¹²² Vgl. Ebd., S. 37.

¹²³ Ebd., S. 33.

¹²⁴ Brakelmann (2011), Folie 13ff.

¹²⁵ Vgl. unitracc.de.

eine Optimierung bestehender Technologien und Verfahren. Bezüglich der eigentlichen Stromübertragung werden über eine Kapselung der Leiter bisherige betriebliche Probleme von Erdkabeln adressiert und eine engere Anordnung von Leitern in Kabeltunneln ermöglicht. Weiterhin werden Reservekabeladern vorgesehen, die die Zuverlässigkeit der Erdverkabelung verbessern. Verlegetechnisch werden, gegenüber den im Übertragungsnetzausbau üblichen Verlegeverfahren, weitere neuere Verlegearten betrachtet.



Quelle: Stein&Partner

Abbildung 3-18: Power-Tubes, Kabel ohne zusätzlichen Trassenbedarf¹²⁶

Insbesondere der gesteuerte Rohrvortrieb, der seit geraumer Zeit weltweit beim Bau von Abwasserkanälen eingesetzt wird, wird als eingriffsarme Verlegeart beworben (siehe Abbildung 3-19). Mit diesem sollen Power-Tubes-Leitungsgänge bzw. Kabeltunnel problemlos neben oder unter bestehenden Infrastrukturen verlegt werden. Aufgrund der geringen Eingriffstiefe des Verfahrens und dem Umstand, dass eine Verlegung unterhalb von bebauten Gebieten angestrebt wird, sind kurze Genehmigungsverfahren und eine gute Akzeptanz zu erwarten. Nach Aussagen von Prof. Dr. Stein ist das Wissen um das eingriffsarme Verlegeverfahren des gesteuerten Rohrvortriebs im Straßenbau noch wenig bekannt.¹²⁷ Dies hat zur Folge, dass die bestehenden Vorschriften und Genehmigungsverfahren von der einer Verlegung im offenen Graben ausgehen, was wiederum vielfach prohibitiv gegenüber Tunnellösungen wirkt und deren Potenzial nicht ausschöpft.

¹²⁶ Brakelmann (2011), Folie 14.

¹²⁷ Persönliches Treffen mit Prof. Dr. Stein und Prof. Dr. Brakelmann am 28.06.2012 in Bochum.

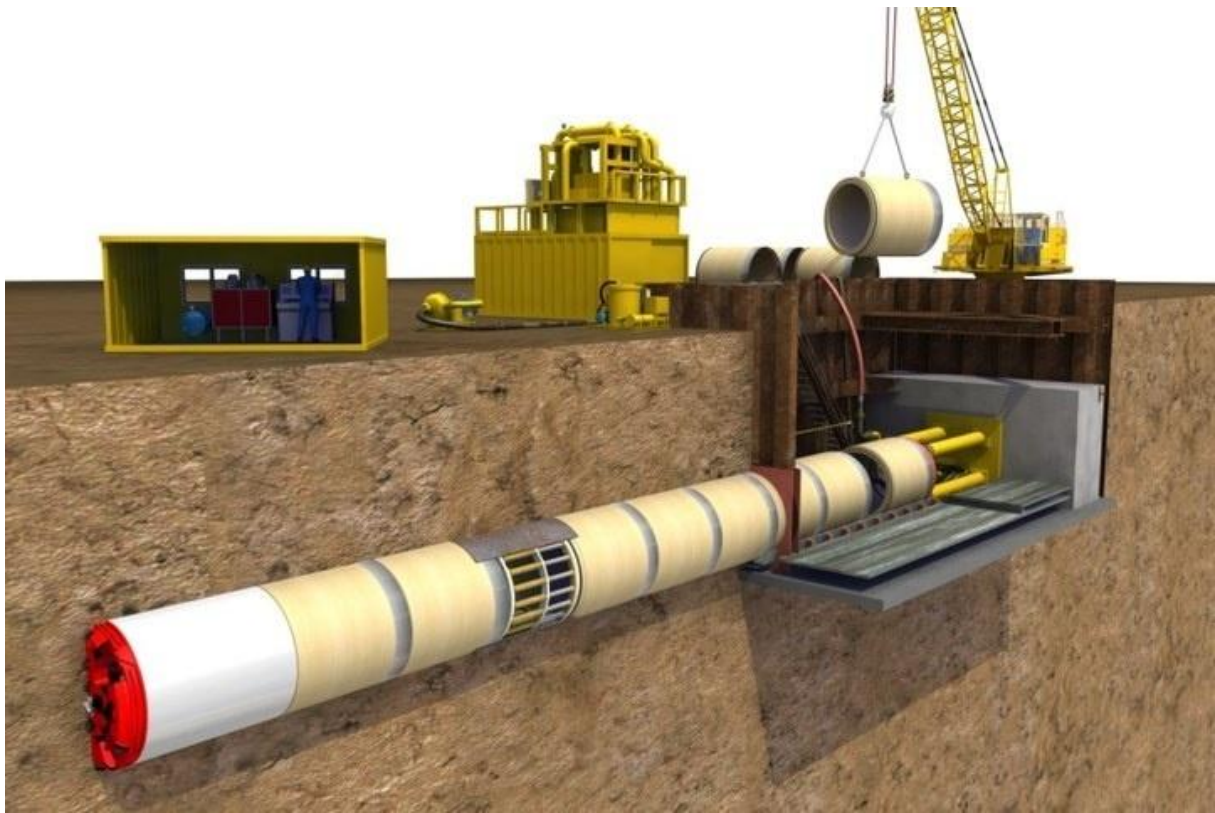


Abbildung 3-19: Prinzipdarstellung des gesteuerten Rohrvortriebes¹²⁸

¹²⁸ Abbildung: unitracc.de.

3.5 Kombination von Energie- und Straßeninfrastruktur

Die Energiewende bedingt einen alternativlosen Ausbau des Übertragungsnetzes. Alternativen, wie ein Overlaynetz, mit dem z. B. Winderzeugung im Norden in südliche Netzregionen verschoben wird, sowie Lastmanagement und Stromspeicher werden diesen leicht verringern, aber nicht maßgeblich beeinflussen. Damit der bereits verzögerte Netzausbau im nötigen Zeitrahmen durchführbar ist, müssen die obligatorischen Genehmigungsverfahren effizient und möglichst reibungsfrei von statten gehen. Dies bedeutet, in erster Linie die Akzeptanz der direkt vom Netzausbau Betroffenen sicherzustellen und in sensiblen Gebieten auch wirkliche Übertragungsalternativen für einen Kompromiss anzubieten. Dies kann längere Trassen bedeuten, die einen sensiblen Bereich weiträumig umgehen, oder aber auch alternative Übertragungstechniken wie Erdkabel. Im Folgenden werden diese Übertragungsalternativen in Kombination mit Autobahnstruktur untersucht und mögliche Synergieeffekte beim Ausbau und Betrieb aufgezeigt. Dabei werden sowohl die technischen Anforderungscharakteristika als auch die ökonomischen Aspekte verschiedener Stromübertragungsoptionen betrachtet sowie mögliche Auswirkungen auf deren Planungs- und Genehmigungsverfahren.

3.5.1 Abgleich des Stromübertragungsbedarfs mit dem Autobahnnetz

Im Bundesverkehrswegeplan 2003 wird Mobilität als Grundlage für Wachstum und Beschäftigung gesehen.¹²⁹ Dort gilt die nachhaltige Sicherung von Mobilität als oberstes verkehrspolitisches Ziel der Bundesregierung. In der konkreteren Zielsetzung bedeutet dies:¹³⁰

- Beseitigung von Verkehrsengpässen
- Verkehrsentlastung und Steigerung der Lebensqualität in Städten und Gemeinden durch den Bau von Ortsumgehungen
- Stärkung des maritimen Standortes durch Ausbau der Hinterlandanbindungen
- Stärkung der Infrastruktur in Ostdeutschland
- Erhöhung der Bestandsinvestitionen
- Unterstützung und Förderung moderner Verkehrstechnologien

Diese Ziele sollen in den folgenden Überlegungen zur Kombination von Straßeninfrastruktur (Bundesfernstraßen) und Stromübertragungsnetz nicht konterkariert werden. In der praktischen Umsetzung bedeute dies, der Netzausbau sollte wenig verkehrsbehindernde Straßenbaumaßnahmen nach sich ziehen.

¹²⁹ Vgl. Bundesregierung (2003), S. 8.

¹³⁰ Ebd.

In Bezug zum Übertragungsnetzausbau ist die Autobahninfrastruktur von besonderer Bedeutung. Zum einen, da das Übertragungsnetz in der Stromnetzinfrastruktur analog zur Autobahn in der Straßeninfrastruktur die höchste Transportebene darstellt, zum anderen, da in der Nähe von Autobahnen beim Netzausbau mit geringeren Akzeptanzproblemen zu rechnen ist.¹³¹

Mit 12.800 km¹³² besitzt das deutsche Autobahnnetz etwa 3/4 der Trassenlänge des deutschen Übertragungsnetzes. Die folgende Abbildung ist eine Montage aus einer Autobahnkarte und einer Übertragungsnetzkarte. In dieser ist das Autobahnnetz schwarz dargestellt und das Übertragungsnetz in magenta bzw. rosarot. Zusätzlich sind als graue Punkte am „rosaroten“ Übertragungsnetz dessen Umspannstationen sichtbar, die dieses mit Kraftwerken und unterliegenden Verteilnetzen verbinden. Das Übertragungsnetz mit seinen Umspannstationen liegt zum Teil schon in nächster Nähe zur Autobahninfrastruktur und Bündelungen der Infrastrukturen sind bereits erkennbar. Einige Beispiele dafür sind an der A5 Freiburg – Karlsruhe, der A61 südlich von Mainz, der A7 zwischen Kassel und Göttingen, der A38 von Nordhausen Richtung Osten und parallel dazu an der A4 von Bad Hersfeld nach Erfurt zu sehen. Die Bündelung von Stromtrassen mit anderen Infrastrukturen wird bereits in der Raumplanung angestrebt und durchgeführt.¹³³ Eine grundsätzliche Bündelung von bestehenden Autobahn- und Übertragungsnetzen ist durch fern der Autobahntrassenliegenden Umspannstationen (Verteilnetz- und Kraftwerksanschlüsse) schlecht machbar. Aufgrund der unterschiedlichen Ausdehnung, 17.700 km Übertragungsnetz zu 12.800 km Autobahnnetz, ist dies theoretisch auch nicht möglich. Für den Neubau von Stromtrassen ist sowohl eine Bündelung mit bestehenden Autobahnen, wie auch mit Neubauten oder Erweiterungen der Autobahn denkbar.

¹³¹ Vgl. Schweitzer-Ries et al. (2010), S. 28ff.

¹³² bmvbs.de.

¹³³ Weyer et al. (2011), S. 74ff.

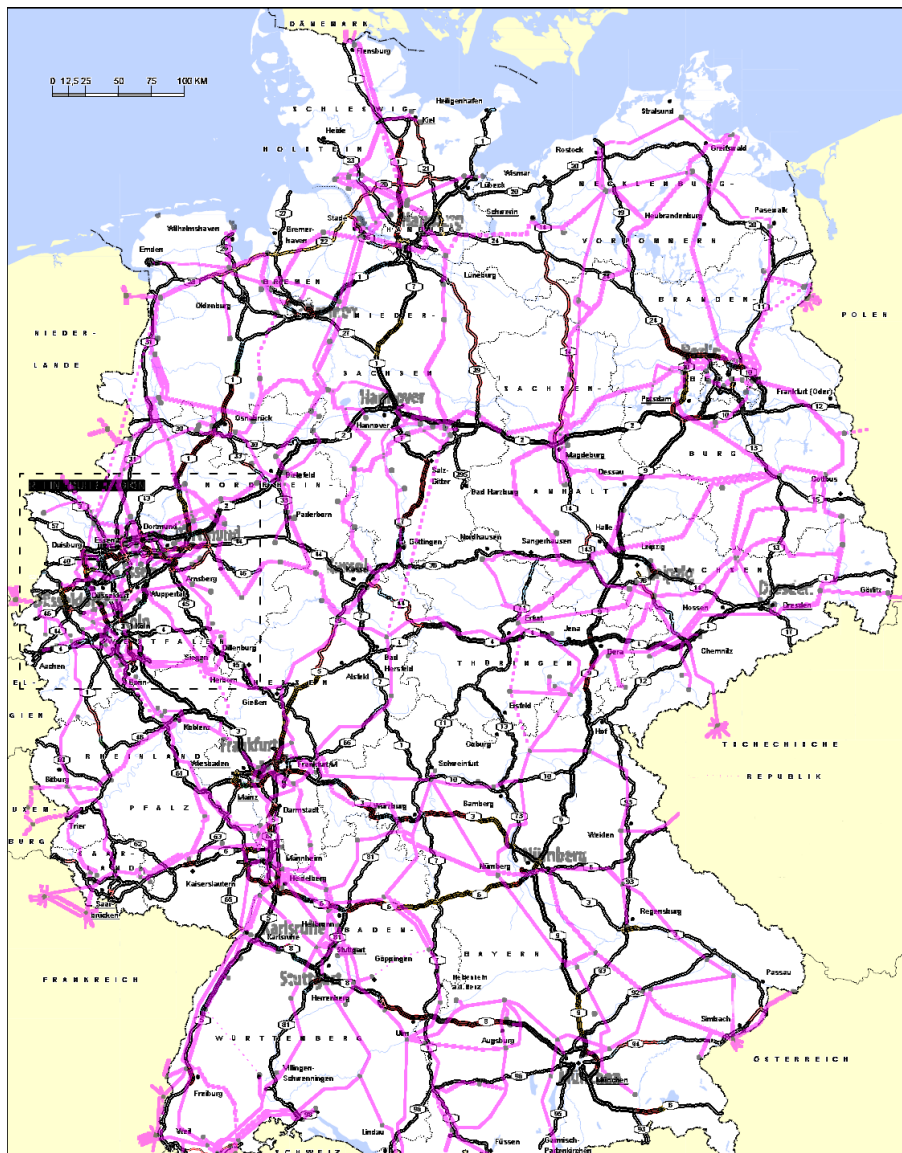


Abbildung 3-20: Stromübertragungsnetz (mangenta/rosarot) und Autobahnnetz (schwarz) in Deutschland¹³⁴

Aktuell sind ein weiterer Zubau von 800 km Autobahn und Erweiterungen¹³⁵ bestehender Autobahnen auf 1.450 km angedacht.¹³⁶ Die folgende Abbildung stellt den Neubau und die Erweiterung der Bundesautobahnen dar. Dort sind rot und gelb die Streckenabschnitte mit vordringlichem und weiterem Bedarf eingezeichnet. Mit grünen Ovalen und Pfeilen sind dort die Gebiete dargestellt, in denen parallel Bedarf an

¹³⁴ Montage aus FNN Übertragungsnetzkarte und Autobahnkarte des BMVBS. Vgl. FNN (2010) und bmvbs.de.

¹³⁵ Ausbau auf sechs oder mehr Fahrstreifen.

¹³⁶ Vgl. Bundesregierung (2012), S. 14.

neuen Stromtrassen für den Nord-Süd- sowie West-Ost-Transport besteht.¹³⁷ In den Gebieten mit dem höchsten Bedarf an neuen Stromübertragungstrassen befinden sich auch etliche Bedarfsstrecken für den Ausbau des Autobahnnetzes. Eine grundsätzliche Betrachtung der Autobahnausbauvorhaben bei der Stromtrassenplanung durch die Netzbetreiber ist daher sinnvoll und anzuraten.

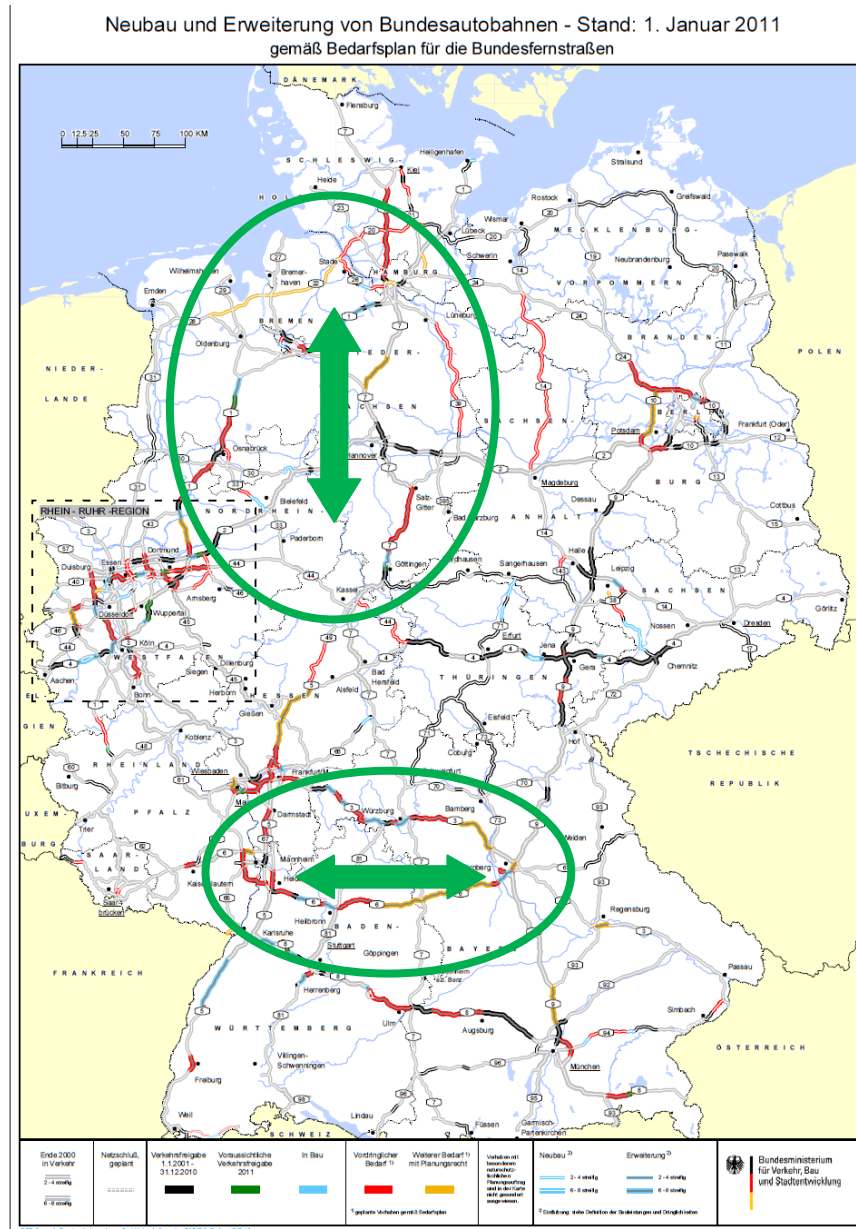


Abbildung 3-21: Neubau und Erweiterungen von Bundesautobahnen und Gebiete in denen Überschneidungen mit dem Übertragungsnetzausbau besteht (grüne Markierungen).¹³⁸

¹³⁷ Vgl. Abbildung 3-2.

¹³⁸ bmvs.de, ergänzt um grüne Markierungen.

Mit dem Entwurf des Netzentwicklungsplans 2012 vom Mai liegen neuerdings konkrete Trassenstart- und –endpunkte vor. Auf der folgenden Seite ist eine Montage der Neubautrassen des Netzentwicklungsplans und des Bundesautobahnnetzes dargestellt (Abbildung 3-22). Die Neubautrassen werden darin schräg gestrichelt veranschaulicht: Die schwarzen Trassen sind derzeit in Planung und Bau.¹³⁹ Die gelben Trassen sind die in dem Entwurf des Netzentwicklungsplans angestrebten Wechselstromtrassen und die Violetten die geplanten HGÜ-Trassen.

Viele der geplanten Neubautrassen besitzen im Umfeld eine parallele Autobahn, ebenso häufig laufen bereits bestehende Übertragungsnetztrassen parallel. Im Folgenden werden daher primär Trassenabschnitte angesprochen, in denen keine Bündelung mit dem bestehenden Übertragungsnetz möglich sind und eine Bündelung mit der Autobahn sinnvoll erscheint. Dies gilt insbesondere für die HGÜ-Trassen, da Amprion zusammen mit TransnetBW die problemlose Mitnahme von HGÜ-Leitern auf bestehenden Übertragungsnetztrassen erprobt hat.¹⁴⁰ Beispielsweise läuft die westliche geplante HGÜ-Trasse von Emden nach Phillipsburg komplett in der Umgebung bestehender Autobahnen (A 31 im Norden, verschiedene Autobahnen im Ruhrgebiet und im Süden entlang der A 61). An dieser Strecken befinden sich aber ebenso durchgehend parallel laufende Stromübertragungstrassen. Ein weiteres Beispiel, bei dem eine Autobahn und eine bestehende Übertragungsnetztrasse parallel laufen, ist die geplante Wechselstromtrasse westlich von Magdeburg.

Netzausbaustrecken, auf denen eine Bündelung mit der Autobahn untersucht werden sollte, sind die folgenden Strecken (grün markiert in Abbildung 3-22):

- die neu geplante Wechselstromtrasse südlich von Heiligenhafen, die parallel zur A1 läuft
- weiterhin die angestrebte Wechselstromtrasse südlich von Oldenburg, die ebenfalls parallel zur A1 läuft
- sowie Teile der geplanten mittleren HGÜ-Trasse und die Wechselstromneubautrasse nördlich von Schweinfurt, die parallel zur A7 laufen

Bezogen auf eine komplette Stromtrasse stellt die Bündelung mit einer Infrastruktur häufig nur einen Teilbereich der Trasse dar. Bei der stark verzögerten Stromtrasse Altenfeld-Redwitz (rosarote Markierung in Abbildung 3-22) wurde in zwei Trassenvarianten jeweils eine Bündelung mit bestehenden Infrastrukturen (A73 und eine ICE-Trasse) vorgeschlagen. Problematisch für die Akzeptanz erwies sich jedoch die vorherige Querung des Rennsteigs (siehe Abbildung 3-23; rosarotes Oval: Bündelung mit der A 73; rosarote Blitze: besonders problematische Streckenabschnitte).

¹³⁹ Vorhabensliste aus dem EnLAG.

¹⁴⁰ Siehe FAZ (2012).

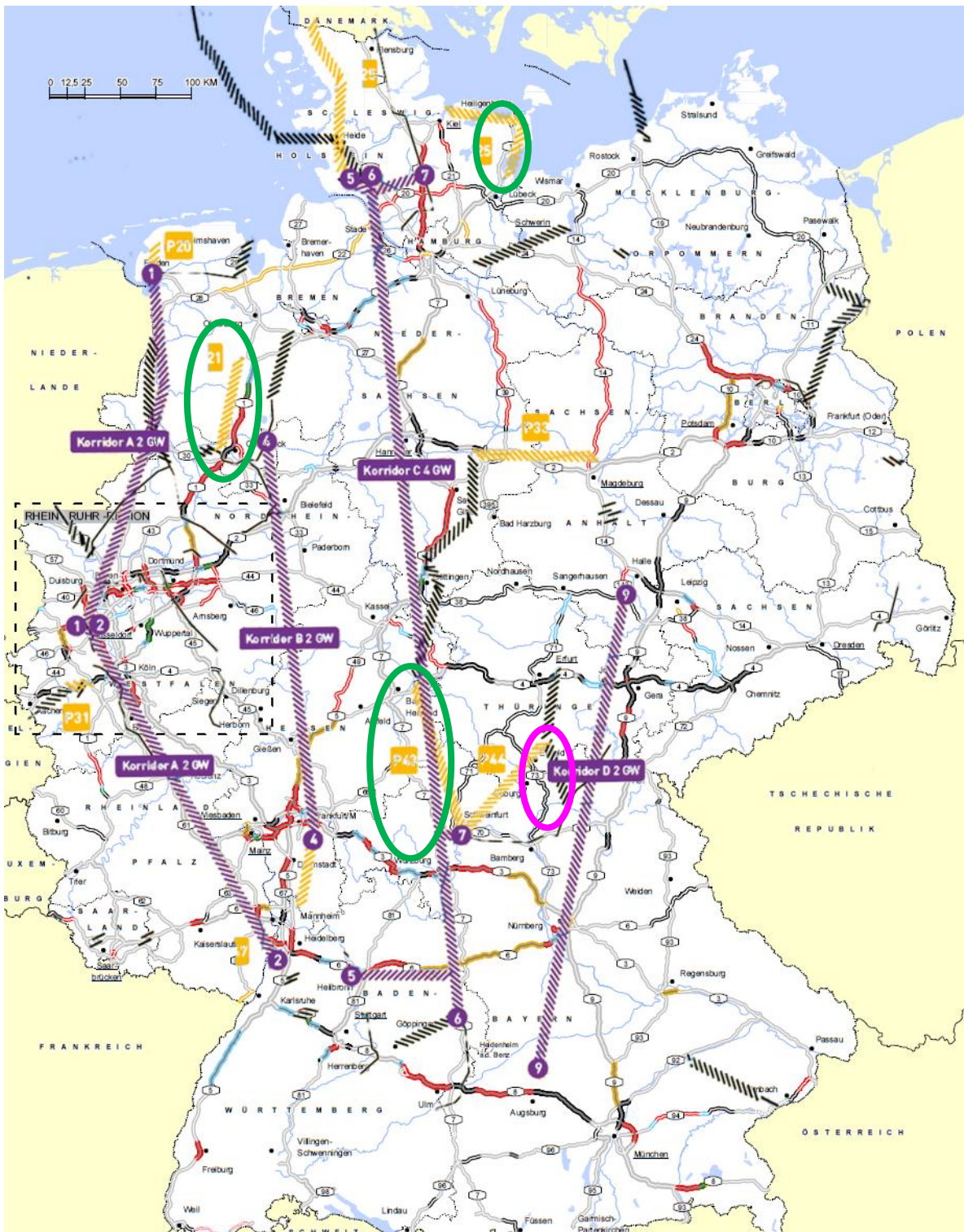


Abbildung 3-22: Netzentwicklungsplan 2012 und Autobahnnetz¹⁴¹

¹⁴¹ Montage aus Netzentwicklungsplan-2012-Karte Szenario B 2022 und Autobahnkarte des BMVBS erweitert um grüne und rosarote Markierungen. Vgl. NEB (2010), S. 23 und bmvs.de.



Abbildung 3-23: Varianten für den Trassenverlauf Altenfeld – Redwitz (Landesgrenze)¹⁴²

Trotz akzeptabler Bündelungsabschnitte kann eine Trasse punktuell daher starke Akzeptanzprobleme besitzen. Eine 100%-Bündelung mit bestehenden Infrastrukturen ist aufgrund der anderweitig platzierten Umspannstationen nicht ohne Weiteres umzusetzen. Eine gegenüber der bisherigen Praxis ausgeprägtere Bündelung mit der Straßeninfrastruktur wird daher nicht die bisherigen Akzeptanzprobleme im Netzausbau abschließend beheben können. Es wird, wie in der bisherigen Praxis, Trassenabschnitte geben, bei denen eine Bündelung mit der Straßeninfrastruktur sinnvoll ist. Diese müssen jedoch einzelfallbezogen ermittelt werden. Dafür ist eine ausgiebige Kommunikation zwischen Betroffenen, Netzbetreiber und Planungsbetreiber nötig. Hier könnte eine Ermächtigung der Genehmigungsbehörde zum Vorschlagen von Trassenalternativen Verbesserungen bringen. Bisher schlägt alleinig der Netzbetreiber die relevanten Trassenvarianten vor, Rückmeldungen zu akzeptableren Trassenverläufen hat dieser nicht zu berücksichtigen.

Eine Bündelung mit der Autobahninfrastruktur wird derzeit schon angestrebt und durchgeführt. Dies ist weiterhin auch sinnvoll. Inwieweit Alternativen (Übertragungstechnologie/Verlegeart) zur bisherigen Praxis im Zusammenhang zur Autobahn näher betrachtet werden sollten, wird im Nachfolgenden bewertet.

¹⁴² 50Hertz.com, erweitert um rosarote Markierungen.

3.5.2 Bewertung der Optionen einer kombinierten Energie- und Autobahninfrastruktur

In der bisherigen Bündlungspraxis werden Freileitungen in Abständen größer 40 m zur Autobahn gebündelt. Nach Bundesfernstraßengesetz (FStrG) sind keine Hochbauten in direkter Nähe zu Autobahnen (seitlicher Abstand: 40 m) oder Bundesstraßen (Abstand: 20m) erlaubt. Durch diese Abstandsregelung sollen z. B. ausreichend Landemöglichkeiten für Rettungshubschrauber ermöglicht werden. Ausnahmen von dieser Regel sind nach § 9 Abs. 8 FStrG jedoch möglich, falls Gründe des Allgemeinwohls oder nicht beabsichtigte Härten dagegen stehen.¹⁴³

3.5.2.1 Autobahn und Freileitung

Die bisherige Praxis ist sinnvoll und erprobt. Untersuchungen haben auch gezeigt, dass eine Bündelung von Autobahnen und Netzausbau eine höhere Akzeptanz besitzt.¹⁴⁴ Eine noch stärkere Bündelung von Freileitungstrassen macht weder räumlich noch generell Sinn. Es bestehen weder technische, finanzielle, genehmigungsrechtliche, noch Akzeptanz hebende Gründe, die eine Bündelung unter den bisher vorgeschriebenen Abständen vorteilhaft erscheinen lassen. Generell ist auch, wie oben besprochen, eine ausgeprägtere Bündelung von Übertragungsnetz und Autobahnnetz aufgrund der unterschiedlichen räumlichen Ausdehnungen nicht möglich.

3.5.2.2 Autobahn und Erdkabel, offene Verlegung/Kabelgraben

Erdkabel besitzen gegenüber der reinen Bündelung mit der Autobahninfrastruktur eine noch höhere Akzeptanz.¹⁴⁵ Eine Bündelung von Autobahninfrastruktur und Erdkabeln sollte daher die Akzeptanz noch erweitern. Technisch bietet eine offene Verlegung im Kabelgraben neben einer Autobahn keine direkten Vorteile. Bei einer Verlegung direkt neben den Seitenstreifen kann auf die sonst benötigten Baustraßen (vgl. Abbildung 3-12 und Abbildung 3-15) verzichtet werden. Im Vergleich zum angenommenen Synergieeffekt von 20 % der Tiefbaukosten bei der Verlegung mehrerer Kabelsysteme¹⁴⁶ kann dieser jedoch als gering eingeschätzt werden. Bei einer Verlegung der Erdkabel im Rahmen eines Autobahnausbaus sollte dieser besser genutzt werden können, insbesondere falls die Erdkabel ins Autobahnbett mit eingebracht werden. Dies hätte auch den Vorteil, dass diese besser vor äußeren Einwirkungen geschützt wären.¹⁴⁷ Ein späterer Fehler in der Erdverkabelung würde damit

¹⁴³ Vgl. Weyer et al. (2011), S. 74f.

¹⁴⁴ Vgl. 3.1.2.

¹⁴⁵ Vgl. Ebd..

¹⁴⁶ Vgl. 3.4.2.2.

¹⁴⁷ Vgl. Technische Charakteristika3.4.2.1.

jedoch ein Sperren und Aufreißen der Straße bedeuten und somit auch ein Ausfall von zwei Infrastrukturen, weshalb die offene Verlegung von Erdkabeln unter der Autobahn nicht empfohlen werden kann. Finanziell müssen die Synergieeffekte in den Tiefbaukosten den Mehrkosten der eventuell längeren Kabelabschnitte gegenübergestellt werden, die nötig sind, um sich der Autobahn zu nähern. Dies muss jedoch im Einzelfall geprüft werden. Die Genehmigungsverfahren, wie auch der Umfang der nötigen Umweltverträglichkeitsprüfungen, für eine Erdverkabelung neben der Autobahn ist mit denen einer Erdverkabelung jenseits der Autobahn annähernd identisch, weshalb hier keine gravierenden Vorteile zu erwarten sind. Eine Verlegung von Erdkabeln entlang der Autobahn kann jedoch im Einzelfall weiterhin sinnvoll sein, Gründe für eine grundsätzliche Verlegung von Erdkabeln längs der Autobahn sind aber nicht gegeben.

3.5.2.3 Autobahn und Erdkabel, geschlossene Verlegung/Tunnel

Eine Verlegung von Erdkabeln in Tunneln unter der Autobahn würde einen einfachen Zugang zu einer eventuellen Fehlerstelle bedeuten. Ein Verlegeverfahren, wie das des gesteuerten Rohrvortriebs, würde auch eine eingriffsarme Verlegung unter bestehenden Autobahntrassen ermöglichen.¹⁴⁸ Nachteil sind hier die höheren Verlegekosten, die im Falle drohender Engpässe jedoch trotzdem akzeptabel sein können.¹⁴⁹ Eine Tunnellösung unter einer bestehenden Autobahn lässt weiterhin kürzere Genehmigungs- und Prüfungsverfahren erwarten, was wiederum eventuelle Engpasskosten verhindern hilft und somit in einer Gesamtkostenbetrachtung positiv wirkt. Da eine Erdverkabelung generell nur als Teilverkabelung angestrebt wird, sind eventuelle Synergieeffekte durch Mitnahme anderer Infrastrukturen im Tunnel (z. B. Kommunikation, Gas, Wasser) eher als gering einzuschätzen. Die Verlegung von Erdkabeln in Tunneln unter der Autobahn besitzt daher das höchste Potenzial Verzögerungen zubeheben. Die Mehrkosten müssen wie in allen anderen Fällen im Einzelfall geprüft werden.

3.6 Fazit

Von dem derzeit geplanten 1.800 km Neubautrassen im EnLAG sind erst 200 km (11 %) realisiert. Gut die Hälfte der Ausbauprojekte ist zwischen 1 und 4 Jahren verzögert. Im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2012 werden bis 2022 3.800 km Neubautrassen angestrebt. Bezogen auf den bisher stockenden Netzausbau erscheint dieses Ausbauziel sehr ambitioniert. Jedoch können aufgrund von Gesetzesänderungen einige Verzögerungen nicht mehr auftreten. Zur Hebung der Akzeptanz

¹⁴⁸ Vgl. 3.4.3.

¹⁴⁹ Vgl. 3.1.2.

des Netzausbaus wird eine umfassendere Einbeziehung der Betroffenen in die Planungs- und Genehmigungsprozesse angestrebt. Inwieweit dies wirklich hilft, Akzeptanzprobleme zu lösen, werden erst die nächsten Jahre zeigen. Häufig wird als Alternative zum klassischen Netzausbau mit Freileitung die Verlegung von Erdkabeln gefordert. Diese stehen in dem Ruf einen geringeren Einfluss auf die menschliche Gesundheit, die Natur und auf das Landschaftsbild zu haben. Auf der anderen Seite bestehen Bedenken wegen deren Integration in das durch Freileitung geprägte Übertragungsnetz und deren höheren Investitionskosten. In einer gesamtwirtschaftlichen Untersuchung konnte gezeigt werden, dass ein durch Erdkabel beschleunigter Netzausbau nicht teurer sein muss. Die durch Verzögerungen drohenden Engpasskosten können die Mehrkosten für Erdkabel ausgleichen. Dies sollte daher jeweils einzelfallbezogen für entsprechende Neubautrassen untersucht werden.

Eine Kombination mit der Autobahninfrastruktur hebt ebenfalls die Akzeptanz des Netzausbaus. Grundsätzlich besteht bereits eine Bündelungspflicht für Stromtrassen mit bestehenden Infrastrukturen, wie z. B. der Autobahn. Die Ausdehnungen des Stromnetzes übersteigen jedoch die Ausdehnung des Autobahnnetzes und weiterhin liegen viele Umspannstationen nicht im räumlichen Umfeld der Autobahn. Daher ist eine generelle Bündelung des Übertragungsnetzes mit dem Autobahnnetz nicht möglich und auch nicht sinnvoll. Stromtrassen können punktuell starke Akzeptanzprobleme vorweisen, obwohl diese andernorts akzeptabel mit bestehenden Infrastrukturen gebündelt sind. Eine Bündelung mit der Autobahn ist daher kein Garant für die Akzeptanz einer vollständigen Trasse und muss daher auch im Einzelfall geprüft werden.

Im Beispiel der neu geforderten HGÜ-Trassen sollte vor einer Bündelung mit der Autobahn eine Mitnahme auf bestehenden Freileitungstrassen geprüft werden. Durch die grundsätzlich nötige Einzelfallprüfung sollten bei ersichtlichen Akzeptanzproblemen und dementsprechenden Verzögerungen auch eine Bündelung zwischen Erdkabeln und Autobahn überprüft werden. Bei der Bündelung von Erdkabeln mit der Autobahn bieten insbesondere Tunnellösungen unter der Autobahn Möglichkeiten zur Beschleunigung des Netzausbaus, da hier mit einem verminderten Genehmigungs- und Prüfumfang gerechnet werden kann.

Die bisherige Bündelungspraxis zwischen Übertragungsnetz und Autobahn sollte weitergeführt und bezogen auf weitere Übertragungstechnologien, wie Erdkabel, erweitert werden. Im Einzelfall können Erdkabelösungen neben oder unter der Autobahn Sinn ergeben. Wobei Tunnellösungen unter der Autobahn ein höheres Potenzial für mögliche Beschleunigungen im Netzausbau bergen.

4 Energiewende und Straßeninfrastruktur

4.1 Einspeisenetze und Straßeninfrastruktur

Der ambitionierte Ausbau der Erneuerbaren Energien übersteigt bereits die Transportkapazitäten der Übertragungs- und Verteilnetze. 2009 mussten bereits 74 GWh Strom aus Erneuerbaren Energien abgeregelt werden und 2010 stiegen die Abregelungen auf 127 GWh an.¹⁵⁰ Bezogen auf die gesamte Einspeisung aus Erneuerbaren Energien betrug dies weniger als 0,2 %. Aufgrund der steigenden Tendenz zeigt sich jedoch eine zeitliche Brisanz des Netzausbaus. In etwa 60 % der Fälle fanden die bisherigen Engpässe im Verteilnetz statt. Aufgrund des ebenfalls stockenden Netzausbaus auf Verteilnetzebene wurde von Erneuerbare-Energien-Betreibern die Idee von reinen Einspeisenetze geboren. Einspeisenetze verbinden im Gegensatz zu regulären Verteilnetzen nur Stromerzeuger und leiten den erzeugten Strom in das Übertragungsnetz. Dies hat den Vorteil, dass auf eine (n-1)-Sicherheit verzichtet werden kann und somit weniger Leitungssysteme benötigt werden. Dies hilft Investitionskosten zu vermeiden und/oder relativ kostenneutral Erdkabel statt Freileitung zu verwenden.¹⁵¹

Die Firma Enertrag hat in der brandenburgischen Uckermark ein eigenes Einspeisenetz errichtet, um sich von den dort eingeschränkten Netzkapazitäten unabhängig zu machen.¹⁵² Für über 35 Mio. € wurden über 330 km Erdkabel, inklusive vier Umspannwerke, verlegt, um 360 MW EE-Anlagen anzuschließen. Das Netz ist derzeit für maximal 410 MW Erzeugungsleistung ausgelegt. In der folgenden Abbildung ist dieses Einspeisenetz dargestellt:

¹⁵⁰ BNetzA (2011a), S. 27f.

¹⁵¹ Vgl. Bömer (2012), S. 10.

¹⁵² Siehe enertrag.com.

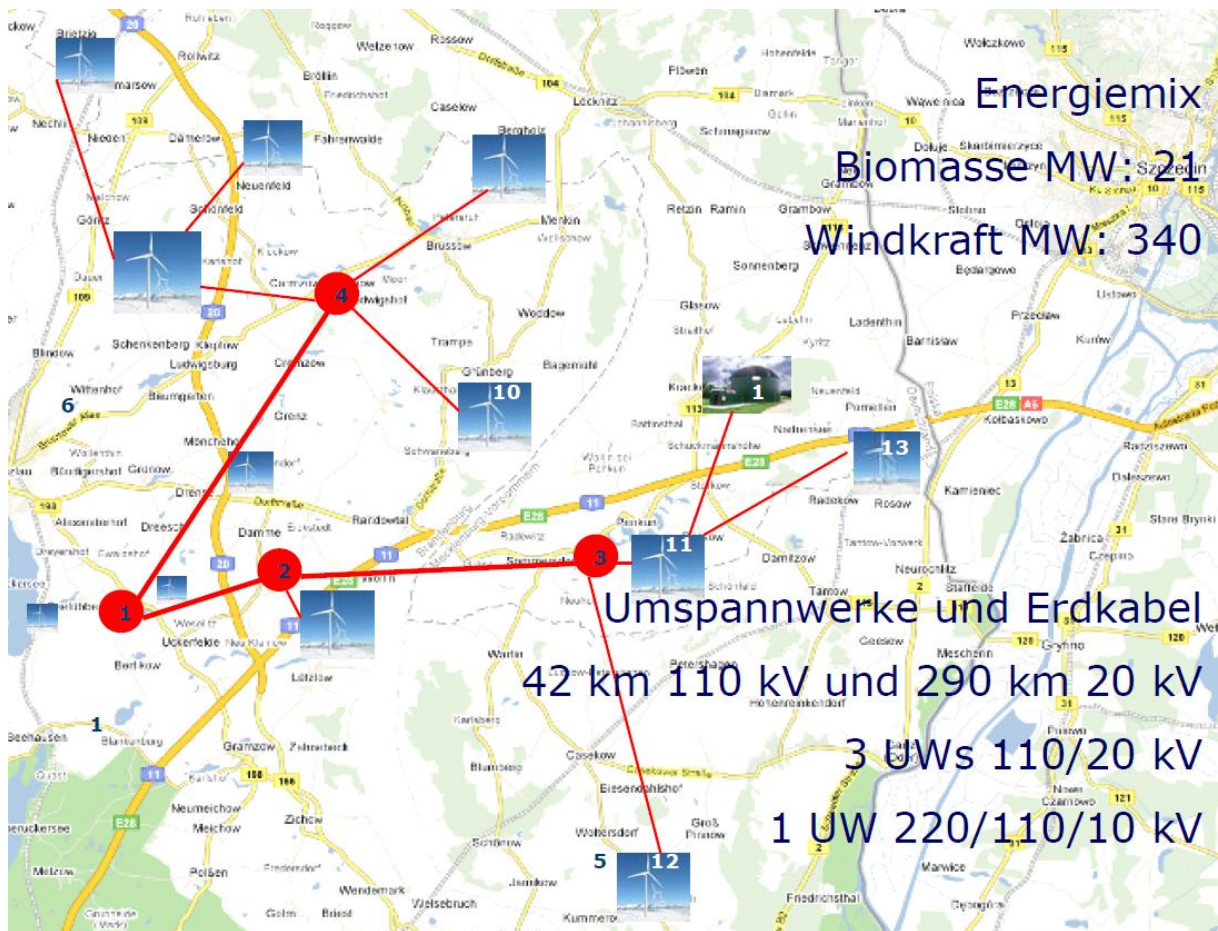


Abbildung 4-1: Enertrag Einspeisenetz in der brandenburgischen Uckermark¹⁵³

Die Sammelschienen des Enertrag Einspeisenetzes liegen grob in Ausrichtung der Autobahnen A20 und A11 und theoretisch hätte sich hier eine Bündelung mit der Autobahn angeboten. Im Gegensatz zur 380-kV-Übertragungsebene sind Erdkabel auf 110-kV-Ebene Stand der Technik und deren Verlegung ist an sich einfacher. Durch die niedrigere Spannung in den Verteilnetzebenen ist die Isolierung der Kabel weniger aufwendig und anfällig. Weiterhin können längere Kabelstränge auf Kabeltrommeln transportiert werden (Gewicht und Biegeradius des Kabels) und es werden daher ebenfalls weniger Verbindungsmuffen benötigt (potenzielle Fehlerstellen, dementsprechend aufwendige Installation). Die Trassenbreite ist ebenfalls geringer, da auf diesen Spannungsebenen eine geringere Bodenerwärmung und weniger elektromagnetische Wechselwirkungen auftreten. Auf Verteilnetzebene ist ebenfalls die großflächige Nutzung von Erdkabeln bereits akzeptiert und möglich. In Dänemark

¹⁵³ enertrag.com

wurde deshalb zur Schonung des Landschaftsbildes eine Vollverkabelung aller Stromleitung ab der 150-kV-Ebene und niedriger beschlossen.¹⁵⁴

Zur Anbindung von Offshore-Windanlagen wurde in Norddeutschland eine Sammeltrasse über die Insel Norderney verlegt. Dafür wurde ein Leerrohrbauwerk unter einer Straße verlegt (siehe Abbildung 4-2). Der Einsatz von Erdkabeln führte in diesem Fall trotz Leitungsführung durch einen Nationalpark zu keinen Problemen mit Natur- und Umweltverbänden sowie Anwohnern bzw. der Stadt Norderney.¹⁵⁵ Ein naturschonender Einsatz von Erdkabeln mit einer Straße gebündelt erhöht somit die Akzeptanz ungemein. Im obigen Beispiel des Einspeisernetzes von Enertrag hingegen war eine Bündelung mit vorhandenen Infrastrukturen nicht nötig, der alleinige Einsatz von Erdkabeln führte hier zu ausreichender Akzeptanz für eine Realisierung. Eine generelle Bündelung von Erdkabel-Einspeisernetzen mit der Straße kann daher auch hier nicht empfohlen werden. Die individuelle Trassensituation entscheidet weiterhin, ob und in wieweit eine Bündelung mit vorhandenen Infrastrukturen Akzeptanz erhöhend wirkt.



Abbildung 4-2: Leerrohrbauwerk auf Norderney¹⁵⁶

¹⁵⁴ DUH (2012), S. 3.

¹⁵⁵ Vgl. Schwarzenholz (2012), Folie 15.

¹⁵⁶ Ebd., Folie 13.

4.2 Grundsätzliche weitere Überlegungen zu Strom- und Straßeninfrastruktur

In der bisherigen Betrachtung wurde kein grundsätzlicher Zusammenhang zwischen dem historisch gewachsenen Stromnetz und der Straßeninfrastruktur gefunden. Auf den höheren Transportebenen, wie Übertragungsnetz und Autobahn ist dies bei nachträglicher Betrachtung auch nicht verwunderlich. Stromverbrauch und menschliches Zusammenleben, auch in Form von Arbeitsstätten, fallen natürlicherweise zusammen. Innerhalb und um Siedlungen sind Stromnetz und Straßeninfrastruktur daher nahezu identisch. Bei der Übertragung über längere Strecken jedoch spielen andere Anforderungen eine stärkere Rolle. Die geografische oder geologische Gegebenheiten bestimmen beispielsweise den Standort von Kraftwerken, die mit dem Umstieg auf die Erneuerbaren Energien immer häufiger entfernt von Verbrauchszentren liegen. Ebenfalls bedeutet beispielsweise ein Berg rein technisch unterschiedliches für die Infrastrukturen. Mit einer Freileitung lässt sich dieser vielleicht relativ einfach überqueren, während sich für eine Autobahn eher eine Umgehung oder Tunnel anbieten. Effiziente Verbindungen in der höheren Strominfrastruktur und den Straßeninfrastrukturen führen daher nicht zwangsläufig zu ähnlichen Ergebnissen.

Kurz- und mittelfristig gibt es derzeit auch noch keine Gründe, weshalb sich dies ändern sollte. Langfristig könnte die Energieversorgung des Verkehrs dies hingegen ändern. Der Verkehr ist für ca. 30 % des Endenergieverbrauchs in Deutschland verantwortlich. Nach dem Energiekonzept der Bundesregierung soll dieser bis 2050 um 40 % sinken. Durch die reine Weiterentwicklung konventioneller Antriebe, basierend auf fossilen Energien, wird dies nicht möglich sein. Ebenso wird ein reiner Umstieg auf Biokraftstoffe nicht gelingen. Alternativen wie Brennstoffzellen-, Hybrid- und Elektrofahrzeuge werden ebenso nötig sein. Würde sich die Elektromobilität durchsetzen, so wäre ein Zusammenwachsen zwischen Strom- und Straßennetz zu vermuten. Ob und wie weit sich diese durchsetzt, kann aber heute noch nicht vorausgesehen werden.

4.3 Erneuerbare Energien und Straßeninfrastruktur

4.3.1 Photovoltaik

Photovoltaik (PV) wird zukünftig neben Windkraft eine der Säulen unseres Stromsystems sein.¹⁵⁷ Der Ausbau dieser wird über das EEG gefördert. Wegen Bedenken gegenüber dem Flächenverbrauch und Konkurrenzen zu anderen Nutzungen werden PV-Freiflächenanlagen mittlerweile kritisch gesehen. Neue Freiflächenanlagen wer-

¹⁵⁷ Siehe 2.2.

den daher nur noch auf Konversionsflächen und auf Randstreifen von Straßen- und Bahnstrecken gefördert.¹⁵⁸ Daneben besteht weiterhin die Förderung für Dachanlagen sowie für Photovoltaik an Lärmschutzwänden.¹⁵⁹

Der Einsatz von PV an Lärmschutzwänden wurde bereits vor Jahren vom Auftraggeber aktiv verfolgt und ein dementsprechender Leitfaden wurde entwickelt.¹⁶⁰ Dieser Leitfaden ist derzeit über eine Internetrecherche nicht zu finden, soll jedoch noch veröffentlicht werden.¹⁶¹ Mittlerweile wurde im November 2011 durch die Landesentwicklungsgesellschaft Thüringen und dem Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie ein Leitfaden „Photovoltaik-Projekte an Bundesautobahnen in Thüringen“ veröffentlicht.¹⁶² Anfragen von Autobahn nahen Gemeinden an das IZES zeigen, dass bezüglich dieser Thematik aktuell immer noch großes Interesse besteht und die Informationslage innerhalb der Gemeinden recht gering ist.

Praktisch steht mit dem bestehenden Potenzial an geeigneten Dach-, Fassaden- und Siedlungsflächen genügend Fläche zur Verfügung, um das Ausbauszenario aus der Leitstudie des Bundesumweltministeriums für 2050 zu erreichen.¹⁶³ Für weitere noch nicht im EEG-geförderte PV-Nutzungen besteht daher kein akuter Bedarf. Neue Ansätze, die eine gute Flächennutzung, weitere Synergieeffekte oder anderweitige systemische Vorteile bieten, sollten jedoch trotzdem auf deren Vorteile hin untersucht werden und gegebenenfalls gefördert werden.

Ein solcher weiterer Ansatz ist das „Solar Roadways“-Konzept aus den USA.¹⁶⁴ In diesem wird ein Straßenbelag vorgeschlagen und erforscht, in dem eine Solarzelle zur Stromerzeugung integriert ist. Dafür sind 3 Quadratmeter große Module in Entwicklung, die neben den Solarzellen eine Heizung gegen Schnee und Eis sowie eine LED-Straßenbeleuchtung besitzen, mit der flexibel Informationen an Verkehrsteilnehmer dargestellt werden können. Die einzelnen Module untereinander bilden das nötige Strom- und Kommunikationsnetz. Als eigentlicher Straßenbelag soll Glas dienen.

¹⁵⁸ § 32 EEG.

¹⁵⁹ § 33 EEG.

¹⁶⁰ Vgl. Photovoltaik (2009), S. 26ff.

¹⁶¹ Vgl. Bundestag (2010), S. 5.

¹⁶² ThEGA (2011).

¹⁶³ Ein realisierbares Potenzial von 150 TWh im Jahr gegenüber dem Ausbauszenario von ca. 65 TWh im Jahr 2050. Vgl. BMU (2011), S. 53 und Nitsch et al. (2012), S. 117ff.

¹⁶⁴ Vgl. solarroadways.com und Handelsblatt (2012b).



Abbildung 4-3: Solar Roadway-Modul¹⁶⁵

In ebendieser Glasoberfläche liegt die technische Herausforderung des Ansatzes. Die Oberfläche muss stabil sein, eine ausreichende Haftung auch bei Regenwetter besitzen und einfach zu reinigen bzw. selbstreinigend sein. Die Kosten der Module werden auf 10.000 US-Dollar pro Modul beziffert, was in etwa 2.700 €/m² entspricht.¹⁶⁶ In die Entwicklung der Module sind in den letzten drei Jahren fast eine Millionen US-Dollar durch die Federal Highway Administration bereitgestellt worden. Es sollte geprüft werden, in wieweit dieser Ansatz in Deutschland Anwendung finden kann und ob die Forschungen diesbezüglich auch in Deutschland aktiv vorangetrieben werden sollten.

4.3.2 Wind

Die Idee von Windenergieanlagen an Straßeninfrastrukturen ist vor allem bekannt durch das Konzept Energieallee A7 des verstorbenen Hermann Scheer. Da dezentrale Kraftwerke nicht die Faszination von Großprojekten ausüben, hat er das Leuchtturmprojekt Energieallee A7 erdacht.¹⁶⁷ In diesem Projekt sollen entlang der längsten deutschen Autobahn A7 mindestens 1.251 Windkraftanlagen (5 MW Leistung) platziert werden. Mit diesen 6.225 MW Erzeugungsleistung soll die Leistungsfähigkeit der Windenergie sichtbar demonstriert werden.

¹⁶⁵ solarroadways.com.

¹⁶⁶ Handelsblatt (2012b). Angenommener Wechselkurs: 1.25 €/\\$.

¹⁶⁷ eurosolar.de.



Abbildung 4-4: Konzept der Energieallee A7¹⁶⁸

Neben der Idee, die Leistungsfähigkeit der Windenergie durch die sichtbare Platzierung an Autobahnen zu demonstrieren, wurde zum Zeitpunkt sinkender Zubauraten von Windkraftanlagen ebenfalls die Bündelung mit Infrastrukturen zur Förderung der Windenergie selbst erwogen. Damals waren die Flächenanteile, in denen Windkraftanlagen installiert werden durften, recht gering.¹⁶⁹ Mittlerweile wird die Windenergienutzung großflächig, insbesondere auch in den südlicheren Bundesländern angestrebt. Vielerorts wurden dementsprechend bereits die Raumentwicklungspläne angepasst oder sind derzeit in der Anpassung, damit ausreichend Flächen zur Umsetzung der Windausbauziele zur Verfügung stehen. Parallel dazu hat sich die Anlagentechnik weiterentwickelt und es können durch höhere Nabenhöhen der Windkraftanlagen vielfältigere Standorte nutzbar gemacht werden. Dies schlägt sich auch im Szenarienrahmen des Netzentwicklungsplans 2012 nieder, bei dem im Szenario C, das durch die Ziele der Bundesländer geprägt ist, mit ca. 70 GW Windkraft (Onshore) bis 2020 gerechnet wird. Im Vergleich dazu wird im Szenario B, das durch die Leitstudie des BMU bestimmt ist, mit 44 GW Windkraft (Onshore) kalkuliert.

Eine nähere Betrachtung von Möglichkeiten der Kombination von Windkraft und Straßeninfrastruktur kann daher grundsätzlich nicht schaden, ist jedoch für den generellen Windenergieausbau nicht unbedingt nötig.

4.3.3 Biomasse

Straßen- und Schienenwege, aber auch Stromstrassen sind in Deutschland sehr häufig mit Bäumen, Sträuchern und Gräsern gesäumt. Um die Offenhaltung der Transporttrasse bzw. Sicherheit des Verkehrs durch Sicht-, Blend- und Windschutz dauerhaft zu gewährleisten, unterliegen diese Straßenränder einer stetigen Pflege. Diese Aufgabe wird je nach länderspezifischen Zuständigkeiten von Straßenmeistereien bzw. Maschinenringen durchgeführt oder direkt an externe Lohnunternehmer in Auftrag vergeben.

¹⁶⁸ eurosolar.de.

¹⁶⁹ Vgl. Bosch & Partner (2009), S. 2.

Da während der Pflegemaßnahme lediglich eine beschränkte bzw. keine Benutzung der Straßen- und Schienenwege bzw. Hochspannungsleitungen möglich ist, bedarf es bereits im Vorfeld einer abgestimmten Planung unter Berücksichtigung vielfältiger Faktoren. Je nach Standort- und Vegetationstyp haben neben den Interessen der Trassennutzer (möglichst ununterbrochene Nutzbarkeit), die Belangen des Naturschutzes (Schnittzeitpunkt außerhalb der Vegetationsperiode) und die Auslastungskapazitäten der Aufarbeiter Einfluss auf eine optimierte Arbeitskette. Daher bedarf die logistische Abstimmung bezüglich des Zeitpunkts, der Dauer und der angewandten Aufarbeitungs- und Transporttechnik eines deutlich erhöhten Aufwandes.¹⁷⁰

Eine Pflegemaßnahme besteht prinzipiell aus den Teilschritten „Sicherung der Trasse“, „Ernte der Strauch- und Baumschicht“, „Zerkleinerung des anfallenden Grünschnitts“ und „Abtransport des Materials von der Fläche“. Je nach Standort und Vegetation können diese Teilschritte als geteilte oder kombinierte Verfahren angewandt werden. Bei den geteilten Verfahren erfolgen die Arbeitsschritte unabhängig voneinander, z.B. verbleibt das Material nach der Ernte zunächst einige Zeit vor Ort bzw. wird zu einem Sammelplatz transportiert, die Zerkleinerung erfolgt mit anderen Maschinen (z.B. Hacker) zeitlich und/oder räumlich versetzt. Bei kombinierten Verfahren werden alle Teilarbeitsschritte mit einer Maschine bzw. bei einem Arbeitseinsatz hintereinander geschaltet.

Für den Massenfall an Pflegeholz pro Kilometer Straßenlänge liegen unterschiedliche Untersuchungen und Auswertungen vor, welche insgesamt ein sehr heterogenes Bild darstellen.¹⁷¹ Laut Rösch (1996) ergeben sich nach Untersuchungen in Baden-Württemberg folgende Ansätze:

Material	Kriterium	Kennzahl
halmgutartig	Flächenansatz:	2,1 ha / km bei Autobahnen 0,6 ha / km bei Bundes-/Landes-/Kreisstraßen
	Biomasseertrag:	8 – 13 t FM / ha*a
holzartig	Flächenansatz:	0,6 ha / km bei Autobahnen 0,2 ha / km bei Bundes-/Landes-/Kreisstraßen
	Biomasseertrag:	5 t FM / ha*a

Tabelle 4-1: Ansätze zur Potenzialermittlung für Straßenbegleitgrün¹⁷²

¹⁷⁰ Dobers und Opiz (2007).

¹⁷¹ Dinter und Moritz (1989), Rommeiß (2006), Rösch (1996), Kaltschmitt et al. (2009).

¹⁷² Rösch (1996).

Für das anfallende Material gibt es verschiedene Verwertungswege, die je nach Massenanteil je Arbeitseinsatz bzw. Trassenlänge variieren. Dabei können folgende Optionen unterschieden werden:

- *Verbleib vor Ort*: das Pflegeholzmaterial verbleibt (meist zerkleinert) direkt auf der Fläche und verrottet vor Ort
- *Kompostierung*: das Material wird gesammelt, zerkleinert und abgefahren, anschließend steht es als Strukturmaterial der Kompostierung zur Verfügung
- *Verbrennung*: das Material wird gesammelt, zerkleinert, abgefahren und kann anschließend als Brennstoff zur Wärme- und Energieerzeugung zur Verfügung gestellt werden.

Aktuelle Forschungsprojekte beschäftigen sich sowohl mit der Potenzialermittlung sowie mit der optimierten Nutzung des Straßenbegleitmaterials. Einige Beispiele dazu sind: *PRONARO – Projekt zur umfassenden Analyse der ökonomisch und ökologisch sinnvollen Nutzung nachwachsender Rohstoffe auf Straßenbegleitflächen des Landesbetriebes Straßenbau NRW* (Projekt TU Dresden); *Bioenergie-Region Kulturland Kreis Höxter* (in Zusammenarbeit mit dem Maschinenring), Mobilisierung und Nutzung von Landschaftspflegematerial/Straßenbegleitgrün in der Metropolregion Hamburg (ArborEnergy GmbH) oder *BioLogio – Entwicklung und Ausbau regionaler Logistikstrukturen für Holzbrennstoffe* (Fraunhofer – Institut für Materialfluss und Logistik).

Straßen- und Trassenränder müssen aus Gründen der Sicherheit und zur Erhaltung ihrer Funktion gepflegt werden. Das anfallende Material ist bisher jedoch ein Abfall- bzw. Reststoff und erfährt lediglich eine geringe bis keine Nutzung. Dies hat mehrere Ursachen.

- Pflegemaßnahmen erfolgen aufgrund naturschutzfachlicher sowie nutzerspezifischer Gründe häufig vereinzelt bzw. kleinräumlich
- Maßnahmen müssen zügig durchgeführt werden, damit die Einschränkungen an der Trasse gering bleiben
- die Erweiterung der Arbeitskette um den Schritt „Aufbereitung und Transport Nutzer“ erhöht den Zeit-, Logistik- und Abstimmungsaufwand zusätzlich
- der Materialanfall ist (meist) gering
- die Materialqualität ist durch geringe Holzanteile verbundenen mit evtl. Anteilen von (Plastik)Müll gering

So stellt die (energetische) Nutzung von Straßenbegleitmaterial hohe Anforderungen an Logistik und Abstimmung und liefert lediglich eine geringe Menge mit geringen Qualitäts- und Heizwerten.¹⁷³ Einer optimierten Aufarbeitungs- und Logistikkette kommt daher die entscheidendste Rolle zu. Sie entscheidet über die (Un-)Wirtschaftlichkeit bzw. die Realisierung einer Maßnahme.

4.4 Elektromobilität und Straßeninfrastruktur

Abhängig von der zukünftigen Entwicklung der Elektromobilität wird Stromnetz und Straßeninfrastruktur stärker zusammenwachsen. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) sieht insbesondere die Elektrifizierung des Güterverkehrs als wesentlichen Schritt zur Dekarbonisierung unseres Energiesystems.¹⁷⁴ Voraussetzung dafür ist natürlich eine vollständig regenerative Stromversorgung. Neben einer Verlagerung des Straßengüterverkehrs auf die Schiene sieht der SRU auch in der Elektrifizierung des Straßengüterverkehrs eine Alternative.¹⁷⁵ Leitungsgeführte LKW, sogenannte Trolley-Trucks stellen nach dem SRU eine vielversprechende Option dar (siehe Abbildung 4-5). Von Siemens wird ein solches System bereits erprobt und erscheint nach deren Außendarstellung recht ausgereift und sofort umsetzbar.¹⁷⁶

¹⁷³ IZES (2011b).

¹⁷⁴ SRU (2012), S.234.

¹⁷⁵ Ebd., S. 238ff.

¹⁷⁶ Siemens.de



Abbildung 4-5: Hybrid-LKW unter Oberleitung¹⁷⁷

In Analogie zu den Ergebnissen einer aktuellen Studie über die Machbarkeit einer Verknüpfung von Bahn- und Stromnetz,¹⁷⁸ sind durch eine Oberleitung über der Autobahn keine maßgeblichen Synergieeffekte bezüglich Stromübertragung bzw. Stromnetzausbau zu erwarten.

Neben einer Oberleitungslösung, die fast ausschließlich dem Güterverkehr zugute kommen würde,¹⁷⁹ gibt es Ansätze zur induktiven Energieübertragung aus der Fahrbahn zum Fahrzeug.¹⁸⁰ Bezogen auf den Netzausbau ergeben sich bei einer solchen Lösung für Erdkabeltrassen Synergieeffekte. Die Integration von Ladeschleifen zur induktiven Ladung im Straßenfahrbahnbelag würde eine Fahrbahnerneuerung bedeuten, die gleichzeitig zur Verlegung von Erdkabeln genutzt werden könnte. Für eine solche Umsetzung muss zum einen die entsprechende dynamische Ladeinfra-

¹⁷⁷ spiegel.de

¹⁷⁸ Siehe BNetzA (2012).

¹⁷⁹ Aufgrund der Abmessungen bzw. Anordnung ist zu bezweifeln, dass PKW Stromabnehmer in entsprechenden Dimensionen mitführen können.

¹⁸⁰ Vgl. IAV (2009).

struktur entwickelt werden und zum anderen die dementsprechenden Fahrzeuge angeboten werden. D. h., dies ist eine mittel- bzw. langfristige Option und kommt für den derzeit nötigen Netzausbau zu spät.

5 Handlungsempfehlungen

In den vorherigen Kapiteln wurde ein möglicher Beitrag der Straßeninfrastruktur zur Energiewende untersucht. Zentrale Fragestellung war, inwieweit eine Bündelung von Stromtrassen und Straßeninfrastruktur Vorteile in der Umsetzung des derzeit stockenden Netzausbaus bieten kann. Konkret wurde dies für die Kombination des Übertragungsnetzes und der Autobahninfrastruktur untersucht. Dafür wurden auch verschiedene Übertragungsalternativen, wie z. B. Freileitung – Erdkabel, mitbetrachtet. Einleitend wurden die generellen Problematiken des derzeitigen Netzausbaus betrachtet.

Ein Verzögerungsgrund des derzeitigen Netzausbaus ist die teilweise fehlende Akzeptanz neuer Stromtrassen. Um diese Akzeptanz zu verbessern, werden eine höhere Transparenz und eine stärkere Partizipation der vom Netzausbau Betroffenen angestrebt. Mögliche alternative Übertragungstechnologien oder auch nur andere Trassenführungen können, bis auf die Ausnahme weniger Trassen aus dem EnLAG, nur durch den Netzbetreiber eingebracht werden. Der Netzbetreiber schlägt die verschiedenen Trassenalternativen vor, zu denen die Betroffenen nur Stellung beziehen können. Diese werden dann auf Ihre Eignung und Rechtmäßigkeit durch die Planungsbehörden geprüft. Reicht der Dialog mit den Betroffenen für eine nötige Akzeptanz nicht aus, so sollten in sensiblen Fällen Alternativen angeboten werden können. Neben einer alternativen Trassenführung bieten sich insbesondere Erdkabel als Übertragungsalternative an, da diese einen hohen Akzeptanzgrad besitzen. Die daraus resultierenden Mehrkosten können den alternativ drohenden Engpasskosten eines stockenden Netzausbaus gegenübergestellt werden. Somit lassen sich im Einzelfall Mehrkosten für Teilverkabelungsabschnitte in sensiblen Trassenabschnitten rechtfertigen. Die Genehmigungsbehörden könnten hier als Mittler zwischen dem Netzbetreiber und den Betroffenen auftreten und sollten daher ermächtigt werden Alternativenuntersuchungen bindend vorschlagen zu können.

Eine Bündelung von Stromtrassen mit Autobahnen erhöht ebenfalls deren Akzeptanz und ist bereits Praxis. Dabei handelt es sich um ein generelles Bündelungsgebot bei Trassenneuplanungen. Neubautrassen sind auf deren Bündelung mit bestehenden Stromtrassen sowie anderen linienförmiger Infrastrukturen (Autobahn, Bahntrasse, ...) zu prüfen. Bezogen auf die Autobahn bedeutet dies derzeit eine Parallelführung von Freileitungstrassen. Ein möglicher zukünftiger Einsatz von Erdkabeln im direkten Straßenumfeld ist nur eingeschränkt zu empfehlen. Eine offene Verlegung (Kabelgraben) unter der Autobahn oder dem Seitenstreifen bietet keine direkten Vorteile gegenüber der generellen Verlegung von Erdkabeln. Dem gegenüber sind Verkehrsbeeinflussungen beim Bau und im Fehlerfall zu erwarten. Weiterhin ist von einer längeren Trassenführung durch die Annäherung an die Autobahn auszugehen. Alternativ bietet die Verlegung von Erdkabeln in Tunneln unter der Autobahn Vorteile. Durch

das geschlossene Verlegeverfahren des gesteuerten Rohrvortriebes lassen sich eingriffsarm (kein Kabelgraben, einzelne Baugruben) Kabeltunnel unter der Autobahn installieren. Im Fehlerfall können diese Tunnel ohne Beeinträchtigungen des Verkehrs begangen werden. Ein weiterer Vorteil ist, dass durch die parallele unterirdische Nutzung bereits versiegelter Flächen geringe Umweltbeeinflussungen zu erwarten sind. Somit kann von einer hohen Akzeptanz und kürzeren Genehmigungsverfahren ausgegangen werden. Da dies eine neue Herangehensweise ist, sind technische Bedenken von Seiten des Straßenbaus sowie Konflikte in deren Regelwerken zu vermuten. Da hier das größte Potenzial zur Beschleunigung eines verzögerten Netzausbaus besteht, sollte diese Kombination mit Straßeninfrastruktur (Kabeltunnel) auf deren Durchführbarkeit hin näher untersucht werden.

Im aktuellen Entwurf des Netzentwicklungsplans bieten sich insbesondere drei Neubautrassen für eine Bündelung mit der Autobahn an, dies sind:

- die neu geplante Wechselstromtrasse südlich von Heiligenhafen, die parallel zur A1 läuft
- eine angestrebte Wechselstromtrasse südlich von Oldenburg, die ebenfalls parallel zur A1 läuft
- Teile der geplanten mittleren HGÜ-Trasse und die Wechselstromneubautrasse nördlich von Schweinfurt, die parallel zur A7 laufen

Die weiteren parallel zur Autobahn laufenden Trassen sollten zuerst auf eine Bündelung mit bereits parallel laufenden bestehende Stromtrassen geprüft werden. Im Besonderen gilt dies für die neu geplanten HGÜ-Trassen bzw. -Leitungen, da diese nach Erkenntnissen der Netzbetreiber Amprion und TransnetBW parallel zu Wechselstromfreileitungen auf bereits bestehenden Freileitungsmasten mitgeführt werden können.

Neben dem spezifischen und akuten Herausforderungen im Netzausbau wurden auch weitere Möglichkeiten der Straßeninfrastruktur, Teil der Energiewende zu sein, betrachtet. Neben den bereits bestehenden Bestrebungen Lärmschutzwände für Photovoltaik zu nutzen, bieten sich als mögliche Zukunftsforschungsfelder das „Solar Roadways“-Konzept aus den USA (Solarzellen und Informationssystem im Straßenbelag) sowie die Erforschung einer dynamischen Ladung von Elektromobilen über induktiven Ladeschleifen im Straßenbelag an.

Literaturverzeichnis

- 50hertz.com Verfahrensstand und Trassenverlauf der Thüringer Strombrücke, Darstellung auf der Internetpräsenz der 50Hertz Transmission GmbH (http://www.50hertz.com/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/1608.htm?rdeLocaleAttr=de&rdeCOQ=SID-E7C8ABB8-6B015B60, letzter Abruf: 21.02.2012)
- 50Hertz (2012a) Infomappe Windsammelschiene, 50Hertz Transmission, Stand: April 2012.
- 50Hertz (2012b) Betriebserfahrungen mit Höchstspannungskabelanlagen, Beitrag zum Technikdialog der Bundesnetzagentur zum Thema „Freileitung oder Erdkabel“, 17.04.2012, Berlin.
- abb.com Darstellungen von HGÜ-Projekten auf der Internetpräsenz des ABB-Konzerns (<http://www.abb.com/industries/ap/db0003db004333/148bff3c00705c5ac125774900517d9d.aspx> und <http://www.abb.com/industries/ap/db0003db004333/137155e51dd72f1ec125774b004608ca.aspx>, letzter Abruf: 25.05.2012)
- Auer, J. und Keil, J. (2012): Moderne Stromspeicher: Unverzichtbare Bausteine der Energiewende. Studie von DB Research.
- BMU (2011) Erneuerbare Energien in Zahlen, Broschüre des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Juni 2011.
- bmvbs.de Neubau und Erweiterungen von Bundesautobahnen – Stand: 1. Januar 2011, Abbildung als PDF-Dokument auf der Internetpräsenz des BMVBS (<http://www.bmvbs.de/SharedDocs/DE/Artikel/StB-LA/karte-bundesautobahnen.html?nn=36118>, letzter Abruf: 09.05.2012)
- BNetzA (2011a) Monitoringbericht 2011, Monitoringbericht gemäß § 63 Abs.4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn.
- BNetzA (2011b) Bericht zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der deutschen Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber, Bundesnetzagentur, 14. März 2011, Bonn.
- BNetzA (2012) Machbarkeitsstudie zur Verknüpfung von Bahn- und Energieleitungsinfrastrukturen, Studie für die Bundesnetzagentur, Leibniz Universität Hannover, Technische Universität Dresden, Technische Universität Clausthal, 05.06.2012.
- Bömer (2012) Bömer, J.: Bewertung von Einspeisenetzen, Kurzstudie im Auftrag des Bundesverband Windenergie (BWE), Ecofys, April 2012, Berlin.

- Bosch & Partner (2009) Abschätzung der Ausbaupotenziale der Windenergie an Infrastrukturachsen und Entwicklung von Kriterien der Zulässigkeit, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Bosch & Partner, Peters Umweltplanung, Deutsche WindGuard, Prof. Stefan Klinski, OVGU Magdeburg, 31.03.2009.
- Brakelmann (2011) Brakelmann, H.: Übertragungstechnologien im Kosten- und Technikvergleich, Präsentation beim Forum-Netzintegration der DUH, 10.11.2011, Berlin.
- Brodersen und Nabe (2009) Brodersen, N., Nabe, C.: Stromnetze 2020plus, Studie im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen, Ecofys, September 2009, Berlin.
- Bundeskartellamt (2011) Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel, Bericht des Bundeskartellamtes, Januar 2011, Bonn.
- Bundesregierung (2003) Bundesverkehrswegeplan 2003, Drucksache 15/2050, Unterrichtung des Bundestages durch die Bundesregierung, 17.11.2003.
- Bundesregierung (2010) Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, herausgegebenen vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 28.10.2010, Berlin.
- Bundesregierung (2012) Verkehrsinvestitionsbericht für das Berichtsjahr 2010, Drucksache 17/8700, Unterrichtung des Bundestages durch die Bundesregierung, 20.02.2012.
- dena (2005) Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur, DEWI, E.ON Netz, EWI, RWE Transportnetz Strom, VE Transmission, 24. Februar 2005, Köln.
- dena (2010a) dena-Netzstudie II, Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025, Deutsche Energie-Agentur, November 2010.
- Dena (2010b) Faltblatt zur dena-Netzstudie II [dena (2010a)], Deutsche Energie-Agentur, Dezember 2010, Berlin.
- Dinter und Moritz (1989) Dinter, S., Moritz, K.: Untersuchungen zur Schnittgutverwertung. Bundesanstalt für Straßenwesen Nr.7, Stuttgart.
- Dobers und Opitz (2007) Dobers, K., Opitz, S.: BioLogio – Entwicklung und Ausbau regionaler Logistikstrukturen für Holzbrennstoffe. Endbericht Fraunhofer-Institut für Materialfluss und Logistik IML, Bereich Logistik , Verkehr und Umwelt, 2007, Dortmund.

- DUH (2012) Himmel und Erde – Freileitung und Erdkabel, Informationspapier der Deutschen Umwelthilfe (DUH), April 2012, Berlin.
- enertrag.com Darstellung des Kraftwerk Uckermark auf der Internetpräsenz der Firma Enertrag
(https://www.enertrag.com/realisierung_und_service/errichtung_und_netze/kraftwerk_uckermark.html), letzter Aufruf: 10.07.2012)
- ENTSO-E (2010a) Ten-year Network Development Plan 2010-2020, European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), 28.06.2010.
- ENTSO-E (2010b) Statistical Yearbook 2010, European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2010, Brüssel.
- ENTSO-E (2010c) Machbarkeit und technische Aspekte der Teilverkabelung von Höchstspannungsleitungen, gemeinsame Studie vom European Network of Transmission System Operators for Electricity und Europacable, Dezember 2010, Brüssel.
- Erdmann, G. und Zweifel, P. (2008): Energieökonomik: Theorie und Anwendung. Springer.
- EU (2006) Entscheidung Nr. 1364/2006/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 6. September 2006 zur Festlegung von Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze und zur Aufhebung der Entscheidung 96/391/EG und der Entscheidung Nr. 1229/2003/EG.
- EU (2009a) Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.
- EU (2009b) Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG.
- EU (2009c) Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) 1228/2003.
- EU (2009d) Verordnung (EG) Nr.713/2009 des europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden.
- Europacable (2011) An Introduction to High Voltage Direct Current (HVDC) Underground Cables, Brochure von Europacable, Brüssel, 10.Oktober 2011.

- eurosolar.de Darstellung der Energieallee A7 Konzeptes von Hermann Scheer auf der Internetpräsenz von Eurosolar
(http://www.eurosolar.de/de/index.php?option=com_content&task=view&id=1188&Itemid=302, letzter Abruf: 26.06.2012)
- EWI (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Studie des Energiewirtschaftlichen Instituts am der Universität zu Köln.
- FAZ (2012) Ein Stromsprinter soll neue Netze überflüssig machen, Artikel in der Frankfurter Allgemeinen Zeitung, 23.04.2012.
- FNN (2010) Karte des deutschen Hochspannungsnetzes, FNN Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, 01.01.2010.
- Gabriel et al. (2011) Gabriel, J. et al. (2011): Zukunft der Stromerzeugung im europäischen Vergleich: Auswirkungen der europäischen Investitionsbedingungen auf die Beschäftigung in der deutschen Stromwirtschaft. Studie des Bremer Energie Instituts im Auftrag der Hans-Böckler-Stiftung.
- Guss (2012) Guss, H.: Mehrkosten durch Erdkabel, Akzeptabel bei beschleunigender Wirkung?, Vortrag auf der Fachtagung „Aktuelle Studien zum Netzausbau“ in der Landesvertretung Niedersachsen, Berlin, 15.03.2012.
- Handelsblatt (2012a) Offshore-Strategie droht zu scheitern, Artikel im Handelsblatt, 27.04.2012.
- Handelsblatt (2012b) Auf der Sonnenseite der Straße, Artikel im Handelsblatt, 21.05.2012
- IAV (2009) Elektromobilität – Strom aus der Straße, Broschüre der Ingenieurgesellschaft Auto und Verkehr (IAV), September 2009.
- IZES (2011) Leprich, U. et al.: Ausbau elektrischer Netze mit Kabel oder Freileitung unter besonderer Berücksichtigung der Einspeisung Erneuerbarer Energien, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, IZES, BET, PowerEngS, 20. Juni 2011, Saarbrücken.
- IZES (2011b) Baur, F. et al. : Biomasse-Potenzialanalyse für das Saarland - Der Teilplan Biomasse zum Master-Plan Neue Energie. Im Auftrag des Ministerium für Umwelt, Energie und Verkehr des Saarlandes, IZES Saarbrücken, November 2011.
- Jarass und Obermaier (2007) Jarass, L. und Obermaier, G. M.: Notwendigkeit der geplanten 380kV-Verbindung Raum Halle – Raum Schweinfurt, ATW, 21. Oktober 2007, Wiesbaden.
- Kaltschmitt et al. (2009) Kaltschmitt, M., Hartmann, H., Hofbauer, H.: Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren, 2009, Heidelberg.

- Konstantin, P. (2009): Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport, und -beschaffung im liberalisierten Markt, 2. Auflage. Springer.
- Nitsch et al. (2012) Nitsch, J. et al.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in europa und global, Folgestudie für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, DLR Stuttgart, Fraunhofer IWES Kassel, IFNE Teltow, 29. März 2012.
- Neldner (2011) Neldner, W.: Ausbau und Betrieb des 400-kV-Netzes für den Stromerzeugungsmix der Zukunft im Kontext eines sicheren und zuverlässigen Elektrizitätsversorgungssystems, Präsentation beim 548. Elektrotechnischen Kolloquium des VDE-Bezirksvereins und der TU Dresden, 50Hertz Transmission, 17.02.2011, Dresden.
- NEP (2012) Neue Netze für neue Energien, Broschüre zum Netzentwicklungsplan 2012, 50Hertz Transmission Berlin, Amprion Dortmund, Tennet TSO Bayreuth, TransnetBW Stuttgart, Mai 2012.
- Oswald (2005) Oswald, B. R.: Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz, Studie im Auftrag der Regierungsvertretung Oldenburg und des niedersächsischen Ministeriums für ländlichen Raum, Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, For Wind, Universitäten Oldenburg und Hannover, 20. September 2005, Hannover und Oldenburg.
- Oswald (2007) Oswald, B. R.: 380-kV-Salzburgleitung, Studie im Auftrag der Energie-Control GmbH Wien, Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik, Universität Hannover, 27.12.2007, Hannover.
- Oswald (2008) Oswald, B. R.: Gutachten zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz für die 380-kV-Leitung Schwerien/Görries nach Krümmel sowie dem Ringschluss des 110-kV-Leitungsnetzes Teilstrecken Görries-Gammelín und Wittenburg-Zarrentin, Teil 2, Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus Mecklenburg-Vorpommern, Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik, Leibniz Universität Hannover, 20.03.2008, Hannover.
- Photovoltaik (2009) Mehr Gehör für Lärmschutz, Artikel in der Zeitschrift Photovoltaik, Ausgabe 03/2009.
- Rathke und Hofmann (2011) Rathke, C., Hofmann, L.: Ökologische Auswirkungen von 380-kVErdleitungen und HGÜ-Erdleitungen, Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie, Studie für das BMU, Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik, Leibniz Universität Hannover, 31.12.2011, Hannover.

- Rommeiß et al. (2007) Rommeiß, N., Thrän, D., Schlägl, Th.: Energetische Verwertung von Grünabfällen aus dem Straßenbahnbetriebsdienst. Bundesanstalt für Straßenwesen, 2007, Bergisch Gladbach.
- Rösch (1996): Vergleich stofflicher und energetischer Wege zur Verwertung von Bio- und Grünabfällen, 1996, Dissertation an der Universität Hohenheim.
- Runge et al. (2011) Runge, K. et al.: Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen, Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Umwelt, Studie für das BMU, OECOS GmbH, 31.12.2011, Hamburg.
- siemens.de Siemens eHighway, Darstellung auf deren Internetpräsenz (<http://www.mobility.siemens.com/mobility/global/de/fernverkehr/strassenverkehr/elektrifizierter-schwerlastverkehr-ehighway/seiten/elektrifizierter-schwerlastverkehr-ehighway.aspx>, letzter Abruf: 09.07.2012)
- Schossig (2005) Schossig, W.: 10 Jahre elektrische Wiedervereinigung Deutschlands, Sonderdruck PDF 6090 aus ew Jg. 104 (2005), Heft 21-22, S. 80-83.
- Schwab, A. J. (2012): Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie, 3. Auflage. Springer.
- Schwarzenholz (2012) Schwarzenholz, C.: Netzausbau in Niedersachsen – Beschleunigung durch Partizipation und Kooperation, Vortrag auf der Fachtagung „Aktuelle Studien zum Netzausbau“ in der Landesvertretung Niedersachsen, Berlin, 15.03.2012.
- Schweitzer-Ries et al. (2010) Schweitzer-Ries, P. et al.: Umweltpsychologische Untersuchung der Akzeptanz von Maßnahmen zur Netzintegration Erneuerbarer Energien in der Region Walle – Mecklar, Studie gefördert durch die Deutsche Umwelthilfe, Forschungsgruppe Umweltpsychologie, 30. Juni 2010, Magdeburg.
- solarroadways.com Solar Roadway-Konzept auf der Internetpräsenz von Solarroadways (<http://solarroadways.com/>, letzter Abruf: 26. Juni 2012)
- spiegel.de Siemens-Konzept für Elektro-LKW, Artikel auf Spiegelonline (<http://www.spiegel.de/auto/aktuell/ehighway-konzept-siemens-zeigt-den-strom-lkw-a-833133.html>, letzter Abruf: 06.07.2012)
- SRU (2011): Wege zu einer 100 % erneuerbaren Stromversorgung, Sondergutachten des Sachverständigenrats für Umweltfragen (SRU), Januar 2011, Berlin.
- SRU (2012): Umweltgutachten 2012, Verantwortung in einer begrenzten Welt, Gutachten des Sachverständigenrats für Umweltfragen (SRU), Juni 2012, Berlin.
- Sterner, M. et al. (2011): Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes. Gutachten des Fraunhofer IWES für Greenpeace Energy e.G.

- ThEGA (2011) Photovoltaik-Projekte an Bundesautobahnen in Thüringen, Leitfaden der Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur (ThEGA) im Auftrag der LEG Thüringen und dem Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie, November 2011.
- Thüringer Landesverwaltungsamt (2011a) Landesplanerischen Beurteilung im Raumordnungsverfahren Südwest-Kuppelleitung 380-kV-Verbindung Halle – Schweinfurt, Abschnitt Altenfeld – Redwitz (Teilabschnitt Thüringen), 30. März 2011.
- Thüringer Landesverwaltungsamt (2011b) Anhang I – Wesentliche Ergebnisse der Anhörung, Anhang zur Landesplanerischen Beurteilung im Raumordnungsverfahren Südwest-Kuppelleitung 380-kV-Verbindung Halle – Schweinfurt, Abschnitt Altenfeld – Redwitz (Teilabschnitt Thüringen), 30. März 2011.
- ÜNB (2012) Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes, Leitfaden der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 50Hertz Transmission Berlin, Amprion Dortmund, Tennet TSO Bayreuth, TransnetBW Stuttgart, März 2012.
- unitracc.de PowerTube – die Energieübertragung der Zukunft liegt unter der Straße, Darstellung der Firma Stein und Partner auf der Internetpräsenz von Unitracc (<http://www.unitracc.de/aktuelles/artikel/powertube-2013-die-energieuebertragung-der-zukunft-liegt-unter-der-strasse>, letzter Abruf: 19.06.2012)
- Vattenfall (2009) Südwestkuppelleitung, Projektbeschreibung 380-kV-Leitung Altenfeld – Redwitz inkl. 380/110-kV-Umspannwerk Eisfeld/Schalkau, Vattenfall Europe Transmission GmbH, Dezember 2009.
- VDE (2011) Stromübertragung für den Klimaschutz, Potenziale und Kombination von Infrastrukturen, Studie des VDE, Juni 2011, Frankfurt am Main.
- Weyer et al. (2011) Weyer, H. et al: Ökologische Auswirkungen von 380 kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen, Bericht der Arbeitsgruppe Recht, Ministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Institut für deutsches und internationales Berg- und Energierecht, 31.12.2011, Clausthal-Zellerfeld.