

L. Jarass | G. M. Obermair

Welchen **Netzumbau** erfordert die **Energiewende?**



mit **Netzentwicklungsplan 2012**



MV-Verlag, Münster, 2012
280 S., 21 €
ISBN 978-3-86991-641-5

Welchen Netzbau erfordert die Energiewende?

unter Berücksichtigung des Netzentwicklungsplans 2012

Energiewende – eine Einführung.....	15
Teil I : Änderung der Stromversorgung durch die Energiewende	21
1 Struktur und Entwicklung der Stromversorgung.....	22
2 Erneuerbare Energieträger: räumliche und zeitliche Verteilung des Angebots	42
Teil II : Grundlagen des Netzbbaus	58
3 Zuverlässige Stromversorgung bei hohen Anteilen stark fluktuierender erneuerbarer Erzeugung.....	59
4 Repowering bestehender Leitungen	95
5 Leitungsneubau durch Erdkabel statt Freileitung	117
Teil III : Optimierung des Netzbbaus	138
6 Netzbau: nicht zu viel und nicht zu wenig.....	140
7 Maßnahmen zur Optimierung des Netzbbaus.....	163
Teil IV : Realisierung des Netzbbaus.....	196
8 Maßnahmen zur Erhöhung der Akzeptanz des Netzbbaus.....	197
9 Überschätzung des Übertragungsbedarfs führt zu falschen gesetzlichen Vorgaben	218
10 Netzentwicklungsplan 2012.....	237

10 Netzentwicklungsplan 2012

Am 30. Mai 2012 veröffentlichten die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz, früher Vattenfall; Amprion, früher RWE; TenneT, früher E.ON; TransnetBW, früher EnBW) den gesetzlich vorgeschriebenen [§ 12b EnWG] Entwurf eines Netzentwicklungsplans Strom 2012 [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012]. Abb. 10.1 zeigt den Gesamtprozess und die einzelnen Schritte zur Erstellung dieses Netzentwicklungsplans (zur rechtlichen Grundlage siehe das frühere Kap. 9.2.3(1)).

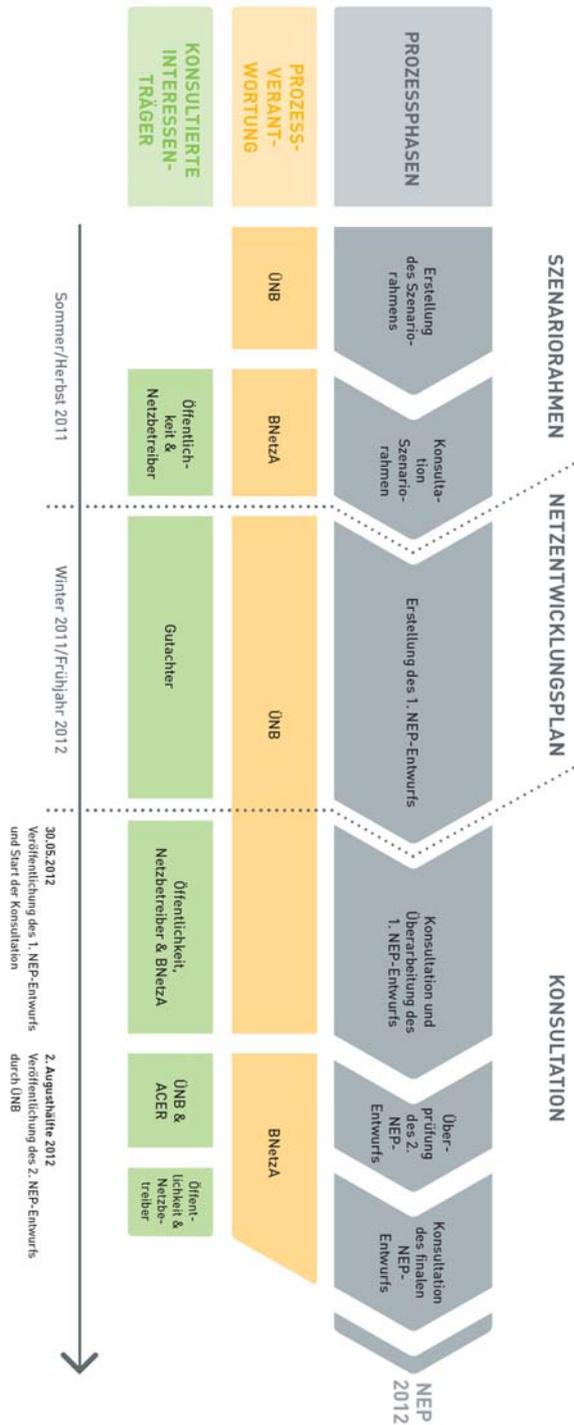
Obwohl Strom (physikalisch korrekt bezeichnet also: 'elektrische Energie') eine entscheidende Grundlage der gesamten Volkswirtschaft, insbesondere aber der Energiewirtschaft darstellt, werden die 'Erzeuger' dieses Stroms, nämlich die Kraftwerke und ihre Betreiber [Bontrup/Marquardt 2010], im Energiewirtschaftsgesetz nur ganz am Rande erwähnt, so z.B. bezüglich Vorratshaltung von fossilen Brennstoffen [§ 50 EnWG]. Eine gesetzliche Regulierung findet nur in Bezug auf die Netze [EnWG, Teil 2: Entflechtung und Teil 3: Regulierung des Netzbetriebs] statt, nicht jedoch in Bezug auf die Kraftwerke, die hinsichtlich Errichtung und Betrieb einem weitgehend unregulierten Markt überlassen bleiben.

Im Gegensatz dazu kennt das Erneuerbare-Energien-Gesetz sehr wohl eine Regulierung der Erzeuger von Strom, nämlich soweit dieser aus erneuerbaren Quellen gewonnen wird. So sind etwa technische Einrichtungen zur funkgesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung (größerer) Anlagen vorgeschrieben [§ 6 Abs. 1 EEG], und 'Einspeisemanagement' kann bei Gefahr von Netzengpässen eine ferngesteuerte Reduzierung der Einspeisung bewirken [§ 11 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EEG].

In der Zeit vom 30. Mai 2012 bis zum 10. Juli 2012 fand eine Konsultation des Entwurfs des Netzentwicklungsplans durch die Übertragungsnetzbetreiber statt. In diesem Zeitraum hatten alle Interessierten die Gelegenheit, sich schriftlich zum Netzentwicklungsplan zu äußern. „Der zweite Entwurf des Netzentwicklungsplans wird die Ergebnisse der Konsultation ... enthalten ...“ [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 147; BMWi 2012].

Im Rahmen dieses Konsultationsverfahrens haben die Autoren dieses Buches eine Stellungnahme zum Entwurf des Netzentwicklungsplans abgegeben, die dessen erhebliche Fehleinschätzungen und methodischen Fehler erläutert (vgl. das spätere Kap. 10.2).

Abb. 10.1 : Schritte zur Erstellung des Netzentwicklungsplans 2012



Quelle: [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 13, Abb. 2].

10.1 Inhalt des Entwurfs des Netzentwicklungsplans

Der Netzentwicklungsplan zeigt die jeweils erforderlichen Netzmaßnahmen für drei Erzeugungs- und Verbrauchsszenarien mit Zieljahr 2022 [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 148]:

- In Szenario A2022 werden der von der Bundesregierung [Bundesregierung 2011] angestrebte Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromerzeugung, die Senkung des Primärenergieverbrauchs sowie die Reduktion der Treibhausgasemissionen nicht vollständig erreicht.
- Das Leitszenario B2022 basiert in seinen Annahmen auf der Leitstudie 2010 der Bundesregierung [Leitstudie 2010; Leitstudie 2011].
- Szenario C2022 berücksichtigt die Ausbauplanungen für erneuerbare Energien der einzelnen Bundesländer, die die Ausbauerwartungen von Szenario B2022 übersteigen.

„Der aus Szenario B2022 resultierende Netzausbau stellt ... das Ergebnis des Netzentwicklungsplans dar.“ Gemäß Entwurf des Netzentwicklungsplans „dürfte mit hoher Wahrscheinlichkeit keine der berechneten Maßnahmen entbehrlich sein.“ [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 148]:

- Erforderlich seien „Netzverstärkungen und –optimierungen in vorhandenen Trassen auf einer Länge von 4.400 km.“ Aber der Netzentwicklungsplan versteht unter Netzoptimierung- und Netzverstärkung im Wesentlichen Auflegung von zusätzlichen Leiterseilen auf bisher nicht voll genutzte Masten und Ersatz von bestehenden 220kV-Freileitungen durch den Neubau von 380kV-Freileitungen. Netzoptimierung mittels Leiterseiltemperaturmonitoring wird bei keiner Maßnahme auch nur erwähnt, der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen wird nur bei einer von insgesamt weit über hundert Maßnahmen vorgeschlagen, nämlich für die Verstärkung der bestehenden 380kV-Leitung Remptendorf-Redwitz [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 178].
- Zusätzlich seien in völlig neuen Trassen 1.700 km 380kV-Drehstromleitungen und 2.100 km Höchstspannung-Gleichstromleitungen erforderlich.
- Die somit vorgesehenen Gesamtinvestitionen für den Ausbau des Übertragungsnetzes im Zeitraum 2012 bis 2022 werden auf rund 20 Mrd. € geschätzt.

10.1.1 Netzmaßnahmen „Startnetz“: 2.000 km Leitungsneubauten

Der Netzentwicklungsplan geht für seine Berechnungen von der Existenz eines so genannten „Startnetzes“ aus.

Abb. 10.2 zeigt die Lage der zur Fertigstellung des „Startnetzes“ im Zeitraum 2013 bis 2022 erforderlichen Netzmaßnahmen.

Abb. 10.2 : Netzmaßnahmen für das „Starnetz“

Die Karte enthält für 2013-2022 alle EnLAG-Maßnahmen sowie zusätzlich alle Maßnahmen die in Bau, planfestgestellt, im öffentlichen Verfahren oder in Vorbereitung sind. 380kV-Leitungsneubauten sind schraffiert eingezeichnet.



Quelle: nach [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 97, Abb. 39B].

Das „Startnetz“ besteht aus [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 79ff.]:

- „dem heutigen Netz (Ist-Netz)“, also dem Übertragungsnetz in 2012 (vgl. die frühere Abb. 3.4);
- „den EnLAG-Maßnahmen“, also Maßnahmen gemäß Energieleitungsausbaugesetz, die im Zeitraum 2013-2022 umgesetzt werden sollen [EnLAG] (vgl. die frühere Tab. 9.2);
- „den in der Umsetzung befindlichen Netzausbaumaßnahmen (planfestgestellte Vorhaben, teilweise bereits in Bau)“, die im Zeitraum 2013-2022 umgesetzt werden sollen (vgl. Abb. 10.2);
- „zudem befinden sich im Startnetz weitere Maßnahmen mit genehmigten Investitionsbudgets, die weder im EnLAG enthalten noch planfestgestellt sind, deren Planungsstand aber bereits sehr weit fortgeschritten ist und die sich bereits im öffentlich-rechtlichen Genehmigungsverfahren – oder in Vorbereitung auf dieses – befinden.“

Zur Fertigstellung des „Startnetzes“ sind insgesamt noch 83 Netzmaßnahmen erforderlich [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 98-103], davon 24 im Gebiet von 50Hertz, 31 bei Amprion, 17 bei TenneT und 11 bei TransnetBW. Diese Netzmaßnahmen erfordern:

- 380kV-Leitungsneubau in bestehenden Trassen: rund 1.000 km,
- 380kV-Leitungsneubau in neuen Trassen: ebenfalls rund 1.000 km,
- Um- bzw. Zubeseilung auf bestehendem Gestänge: rund 400 km.

Die gesamten Investitionskosten für die Netzmaßnahmen zur Fertigstellung des „Startnetzes“ belaufen sich auf rund 7 Mrd. €. [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 95].

10.1.2 Netzmaßnahmen Leitszenario: weitere 4.600 km Leitungsneubauten

Tab. 10.1 zeigt die gemäß Leitszenario B2022 in 2022 installierten erneuerbaren und konventionellen Kraftwerksleistungen. Zudem wird die jeweils installierte Gesamtleistung für die einzelnen Bundesländer angegeben.

Gemäß den Berechnungen des Netzentwicklungsplans sind für das Leitszenario B2022 insgesamt (inkl. „Startnetz“) folgende Netzmaßnahmen erforderlich:

- 380kV-Leitungsneubau in bestehenden Trassen: rund 2.800 km,
- 380kV-Leitungsneubau in neuen Trassen: rund 1.700 km,
- Um- bzw. Zubeseilung auf bestehendem Gestänge: rund 1.300 km,
- Neubau von vier HGÜ-Korridoren (HGÜ) mit einer Übertragungskapazität in Nord-Süd-Richtung von insgesamt 10 GW: rund 2.100 km,
- Umstellung von Drehstrom auf Gleichstrom (HGÜ): rund 300 km.

An Leitungsneubauten werden demnach insgesamt 6.600 km (=2.800+1.700+2.100) für zwingend erforderlich erachtet, also weitere 4.600 km zusätzlich zu den für die Realisierung des „Startnetzes“ vorgesehenen rund 2.000 km.

Die gesamten Investitionen für diese Netzmaßnahmen belaufen sich (inkl. „Startnetz“) auf rund 20 Mrd. € (ohne Verkabelung).

Tab. 10.1 : Installierte Kraftwerksleistungen, Leitszenario

Installierte Leistung [GW]	Summe	Bundesländer																
		BW	BY	BE	BB	HB	HH	HE	MV	NI	NW	RP	SL	SN	ST	SH	Th	
(1) Erneuerbar	129,8	13,0	22,9	0,4	10,0	0,2	0,3	6,3	5,7	24,0	13,6	6,0	1,2	2,7	6,7	11,7	4,9	
(1.1) Wind onshore	47,5	1,9	2,0	<0,1	5,6	0,2	0,1	1,7	2,3	9,7	5,9	2,6	0,3	1,2	4,5	7,0	2,6	
(1.2) Wind offshore	13,0								2,5	8,5						2,1		
(1.3) Photovoltaik	54,0	8,9	15,3	0,2	3,8	<0,1	<0,1	4,3	0,5	4,1	6,1	3,0	0,8	1,1	1,7	2,2	1,9	
(1.4) Biomasse	8,4	1,0	1,9	0,2	0,5		0,1	0,2	0,4	1,4	1,0	0,2	<0,1	0,2	0,4	0,2	0,4	
(1.5) Laufwasser	4,7	1,0	3,3				0,1	<0,1		0,1	0,1			0,1				
(1.6) Sonstige EE	2,2	0,2	0,4	<0,1	0,1	<0,1	<0,1	0,1	<0,1	0,2	0,5	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	<0,1	
(2) Konventionell	89,2	11,1	7,8	2,6	9,6	1,4	1,8	2,8	0,8	8,0	29,7	1,7	2,5	3,4	2,2	1,7	2,0	
(2.1) Braunkohle	18,6				7,1			<0,1		0,4	8,1			1,9	1,0		0,1	
(2.2) Steinkohle	25,1	4,8	0,9	0,7		0,4	1,7	0,7	0,5	2,9	10,6		1,8			0,1		
(2.3) Erdgas	31,3	2,0	5,1	1,6	2,1	0,6	0,1	1,1	0,3	4,2	9,4	1,7	0,7	0,5	0,9	0,6	0,4	
(2.4) Öl	2,9	0,6	0,9	0,3	0,3	0,1		<0,1	<0,1		0,2					0,4		
(2.5) Speicher	9,0	3,6	0,8					0,9		0,2	0,3			1,0	0,2	0,6	1,5	
(2.6) sonstige	2,3	0,1	0,1	<0,1	0,1	0,3	<0,1	0,1		0,3	1,1	<0,1	<0,1	<0,1	0,1	<0,1		
(3) Summe	219,0	24,1	30,7	3,0	19,6	1,6	2,1	9,1	6,5	32,0	43,3	7,7	3,7	6,1	8,9	13,4	6,9	

Quelle: [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 38, Abb. 8 und S. 41, Abb. 10].

Abb. 10.3 zeigt die gemäß Leitszenario B2022 im Zeitraum 2013 bis 2022 erforderlichen Netzmaßnahmen. Die Karte enthält die Maßnahmen zur Fertigstellung des „Startnetzes“ (vgl. Abb. 10.2) sowie zusätzlich erforderliche Maßnahmen, insbesondere die Lage der vier HGÜ-Korridore:

- 380kV-Leitungsneubauten in neuen Korridoren sowie die vier neuen HGÜ-Korridore sind schraffiert eingezeichnet.
- 380kV-Leitungsneubauten in bestehenden Korridoren sowie Um- bzw. Zubeseilung auf bestehendem Gestänge sind in dünnen Linien eingezeichnet.

Abb. 10.3 : Netzmaßnahmen gemäß Leitszenario B2022

Die Karte enthält für 2013-2022 die Maßnahmen zur Fertigstellung des „Startnetzes“ (vgl. Abb. 10.2) sowie zusätzlich erforderlichen Maßnahmen. 380kV-Leitungsneubauten sowie die vier neuen HGÜ-Korridore sind schraffiert eingezeichnet.



Gleichstrom-Korridore (HGÜ):

- | | |
|-------------------------------------|---|
| 1: Emden-Osterath (1 x 2 GW) | 5: Brunsbüttel-Großgartach (1 x 2 GW) |
| 2: Osterath-Phillipsburg (1 x 2 GW) | 6: Wilster-Goldshöfe (1 x 1,3 GW) |
| 3: Wehrendorf-Urberach (1 x 2 GW) | 7: Kaltenkirchen-Grafenrheinfeld (1 x 1,3 GW) |
| | 9: Lauchstädt-Meitingen (1 x 2GW) |

Quelle: [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 107, Abb. 41].

10.2 Bewertung des Entwurfs des Netzentwicklungsplans

10.2.1 Erhebliche Fehleinschätzungen und methodische Fehler

Der Entwurf des Netzentwicklungsplans weist eine Reihe von Fehleinschätzungen sowie schwer wiegende methodischen Fehler auf, die im Folgenden erläutert werden. Sie müssen behoben werden, bevor der Netzentwicklungsplan eine technisch effiziente und volkswirtschaftlich optimierte Grundlage für den weiteren Netzbau werden kann.

(1) Keine Berücksichtigung der Vorgaben der Bundesnetzagentur zum „effizienten Netzausbau“

Die Bundesnetzagentur schreibt unter dem Thema *„effizienter Netzausbau als Ziel“* (zum Gesamtzitat siehe das frühere Kap. 6.1.2):

- *„Der Netzausbau muss sowohl volkswirtschaftlich als auch betriebswirtschaftlich effizient sein. Dies bedeutet, dass die Netze in der Energiezukunft nicht zur Abgabe von jeder beliebig nachgefragten Strommenge ausgebaut werden sollten.“*
- *Ein gesamtwirtschaftlich sinnvolles Verhältnis zwischen Netzausbau und Abschaltmaßnahmen muss ermittelt werden und im Zusammenhang mit Förderregimen sowie dem prinzipiell zu erhaltenden Einspeisevorrang Erneuerbarer Energien diskutiert werden.“* [Bundesnetzagentur 2012a, S. 21].

Genau diese Anweisungen der Bundesnetzagentur sind aber im Entwurf des Netzentwicklungsplans nicht berücksichtigt. Im Gegenteil:

- Zum einen basieren die Berechnungen des Netzentwicklungsplans (wie auch bei der Dena-Netzstudie-II [Dena 2010]) auf der falschen Annahme, dass jede erzeugbare Kilowattstunde erneuerbare Energie gesichert übertragen werden können muss: *„Verpflichtung zur vollständigen Aufnahme und zum Weitertransport der regenerativ erzeugten Energie“* [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 148]. Der resultierende Netzausbau steht im Widerspruch nicht nur zum gesetzlichen Gebot der wirtschaftlichen Zumutbarkeit des Netzausbaus [§ 9 Abs. 3 EEG], sondern auch zum gesunden Menschenverstand: Zur gesicherten Einspeisung auch noch der höchsten der sehr seltenen und sehr kurzen simultanen Spitzen der Erzeugung erneuerbarer Energien müssten nämlich für die hierfür erforderliche Erhöhung der Übertragungsleistung (im Extremfall bis hin zum Neubau von Nord-Süd-Leitungen) Hunderte von Millionen von Euro investiert werden, um einen Mehrertrag an erneuerbaren Energien im Wert von nur einigen hunderttausend Euro zu erzielen (vgl. das frühere Kap. 6.1).
- Zum anderen wird als Planungsgrundsatz ein *„freizügiges künftiges Marktgeschehen“* angesetzt [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 78]: *„Marktbezogene Eingriffe in den Netzbetrieb, wie Redispatch von Kraftwerken, Einspeisemanagement von EEG-Anlagen oder Lastabschaltungen ... werden daher in der Netzausbauplanung im*

Allgemeinen, wie auch hier im Kontext des NEP 2012 ... nicht berücksichtigt.“ Gemäß Entwurf des Netzentwicklungsplans sollen also nicht nur die bestehenden oder in Bau befindlichen, sondern auch alle in Planung befindlichen konventionellen Kraftwerke (wo auch immer installiert) gesichert und – unbehindert durch den Einspeisevorrang für erneuerbare Energien – in das Netz einspeisen können. Dies betrifft also auch die gemäß Netzentwicklungsplan in 2012 in Bau befindlichen gut 10 GW Stein- und Braunkohlekraftwerke (vgl. die frühere Tab. 7.1) und weitere 8 GW in Planung (vgl. die frühere Tab. 7.2). Der hiermit in der Netzplanung berücksichtigte Neubau von Kohlekraftwerken mit einer Nennleistung von 18 GW (rund ein Drittel der 2010 installierten Kohlekraftwerksleistung) ist jedenfalls mit dem von der Bundesregierung zur Chefsache erklärten Klimaschutz schwer vereinbar.

Wegen dieser Nichtbeachtung der Vorgaben der Bundesnetzagentur resultiert der im Entwurf des Netzentwicklungsplans vorgeschlagene weit überdimensionierte Netzausbau, weit mehr als für die Integration der erneuerbaren Energien erforderlich wäre.

Anmerkung: Die im Entwurf des Netzentwicklungsplans erwähnten nicht verwertbaren (erneuerbaren) Energiemengen in Deutschland [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 63] sind nicht durch den bei einem „effizienten Netzausbau“ [Bundesnetzagentur 2012a, S. 21] (seltenen) Netzeinspeisebeschränkungen bedingt, sondern daraus, dass manchmal die momentane Nachfrage kleiner ist als die Summe aus erneuerbaren Energien und konventionellen „Must-Run“-Erzeugungen und deshalb die Einspeisung der erneuerbaren Energien trotz ausreichender Netzkapazität immer wieder gedrosselt werden muss.

(2) Enge Vorgaben zum Netzausbau statt Netzoptimierung

Der Netzentwicklungsplan geht für seine Berechnungen von der Realisierung des noch zu erstellenden „Startnetzes“ aus. Es besteht aus dem in 2012 bestehenden Übertragungsnetz sowie im Zeitraum 2013 bis 2022 noch zu realisierenden Maßnahmen gemäß Energieleitungsausbaugesetz sowie weiteren Vorhaben, soweit sie planfestgestellt sind oder zumindest ein genehmigtes Investitionsbudget haben.

Das „Startnetz“ beruht wesentlich auf der Dena-Netzstudie-II und dem Netzmodell der Übertragungsnetzbetreiber, die den Netzausbaubedarf, insbesondere aber den Leistungsneubaubedarf systematisch überschätzen (vgl. das frühere Kap. 9.1).

Das „Startnetz“ wird für die Optimierung des Netzentwicklungsplans als fest vorgegeben vorausgesetzt, was systematisch die Gefahr von suboptimalen Lösungen bedingt.

Aufbauend auf dem fest vorgegebenen „Startnetz“ wird eine und nur eine mögliche zukünftige Netzkonfiguration dargestellt, die für die drei untersuchten Szenarien jeweils etwas angepasst wird: *„Die identifizierten Maßnahmen und die gewählte Kombination bilden nicht das einzig mögliche Netz ab, sondern vielmehr eine Lösung, die allen Anforderungen effizient gerecht wird.“* [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 95].

Es wird aber nicht untersucht, ob bei ganz anderer Vorgehensweise ein viel kleiner dimensionierter Netzbau, v.a. aber viel weniger Leitungsneubau, ausreichend wäre. So könnte man z.B. statt des vielfach vorgesehenen Neubaus von 380kV-Drehstromleitungen parallel zu bestehenden 380kV-Drehstromleitungen von vorneherein eine stärkere Dimensionierung der geplanten HGÜ-Trassen untersuchen, die ja ebenfalls parallel zu den bestehenden 380kV-Drehstromleitungen geplant sind [Jarass/Obermair 2012, Kap. 7.4.1(3)]. Dies klingt zwar im Entwurf des Netzentwicklungsplans an [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 136/137], aber ohne dass eine derartige Alternative dargestellt worden wäre.

(3) Optimierung des Netzbbaus ohne Berücksichtigung der Kosten für den Netzbau

Für die Erstellung des Netzentwicklungsplans wurde „... eine europäische Stromerzeugungsplanung durchgeführt. Dazu wird der systemweit volkswirtschaftlich optimale Kraftwerkseinsatz zur kostenminimalen Lastdeckung ermittelt. Das heißt, dass entsprechend der 'Merit Order' (nach Erzeugungspreisen aufsteigend sortierte Kraftwerksliste) konventionelle Kraftwerke eingesetzt werden.“ [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 46]. Die Kosten des resultierenden Netzausbaus bleiben bei der Optimierung unberücksichtigt, wie Abb. 13 des Entwurfs des Netzentwicklungsplans verdeutlicht [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 47, Abb. 13].

Als Eingangsdaten gehen also nur die Erzeugungskosten der Kraftwerke ein, nicht aber die Kosten des jeweils erforderlichen Netzausbaus: Es ist ein unverständlicher und unentschuldbarer methodischer Fehler, bei der Optimierung von Maßnahmen die (wahrhaft beträchtlichen) Kosten eben dieser Maßnahmen nicht miteinzubeziehen – etwa nach dem Motto: Kosten für den Netzausbau interessieren nicht, die werden ohnehin auf die Netzentgelte umgelegt und von den Stromverbrauchern bezahlt. Dieser Fehler stellt die Ergebnisse des vorliegenden Netzentwicklungsplans grundsätzlich in Frage.

Ein Beispiel: Wenn in Süddeutschland zusätzliche Leistung erforderlich ist und zufällig an der Küste ein Kohlekraftwerk niedrigere einzelwirtschaftliche Grenzkosten hat als ein Gaskraftwerk in Süddeutschland, dann wird hierfür bei einem Übertragungsgang eine neue Leitung in den Netzentwicklungsplan eingestellt, ohne die dadurch bedingten Netzausbaukosten dem angeblich kostengünstigeren Kohlekraftwerk zuzurechnen.

(4) Destabilisierung des Netzes durch unnötige Einspeisung konventioneller Kraftwerke und übermäßigen internationalen Stromhandel

Angeblich wird gemäß Netzentwicklungsplan „...lediglich diejenige Leistung erzeugt, die nach Abzug erneuerbarer Einspeisungen und aufgrund technischer Restriktionen eingesetzter „Must-Run-Units“ bereitgestellt werden muss.“ [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S.

46]. Andererseits wird als eine wesentliche Ursache der insbesondere im 50Hz-Netz befürchteten Überschreitung der dynamischen Stabilitätsgrenze die massive Einspeisung von konventionellem Strom parallel zu sehr starker Windenergieeinspeisung in Ostdeutschland genannt: *„Ein weiteres Merkmal dieses Netznutzungsfalls ist, dass trotz einer hohen Windeinspeisung von 20,2 GW (onshore 17,2 GW, offshore 3 GW) auch die thermischen Erzeugungseinheiten mit einer hohen Leistung von 14 GW einspeisen.“* [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 118].

Bei der Festlegung des notwendigen Umfangs der Netzerweiterung und des Netzneubaus im Netzentwicklungsplan wird also nicht nur die gesicherte Einspeisung dieser für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität unabdingbar erforderlichen sonstigen Anlagen zur Stromerzeugung berücksichtigt, das sind in der Praxis einige große konventionelle Kraftwerke, sondern die aller Planungen von konventionellen Kraftwerken. Daraus resultiert ein überdimensionierter Leitungsneubau, weit größer, als er für die Einspeisung erneuerbarer Energien bei gleichzeitiger, den Zielen der Energiewende angemessener Zurückregelung der Einspeisung konventionell erzeugter Energien erforderlich wäre.

Das im Entwurf des Netzentwicklungsplans vorausgesetzte *„freizügige künftige Marktgeschehen“* [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 78] hat auch einen übermäßigen internationalen Stromhandel zur Folge, weil die Exportpreise für elektrische Energie vom deutschen Stromverbraucher quersubventioniert werden, indem die Kosten der dafür erforderlichen zusätzlichen Übertragungskapazitäten bei der Optimierung des Übertragungsnetzes unberücksichtigt bleiben:

- Es werden nämlich, wie erläutert, im grundlegenden Modell des Netzentwicklungsplans alle Nachfragen nach Übertragungsleistung grundsätzlich erfüllt, unabhängig von den dadurch verursachten Netzbaukosten.
- Die einzelwirtschaftlichen und die sozialen Kosten dieses überdimensionierten Netzausbaus werden dem inländischen Stromverbraucher aufgebürdet.

Ganz zu Recht wird im Entwurf des Netzentwicklungsplans bezüglich der Wechselwirkungen mit dem europäischen Ausland, etwa mit Dänemark, angemerkt: *„Die Netzausbaumaßnahmen in diesem NEP sehen eine Verstärkung der Verbindung zwischen Deutschland und Dänemark durch zusätzliche 380kV-Stromkreise vor. Die identifizierten kritischen Fehlerfälle zeigen, dass die transiente Stabilität für die in den Szenarien angenommenen hohen Transite, die über die heute zulässigen Austauschleistungen hinausgehen, geprüft werden muss. Betrieblich kann eine Begrenzung der grenzüberschreitenden Transite die Situation deutlich entspannen.“* [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 131].

Wenn man denn schon diese massive Zunahme der Austauschleistungen gewährleisten will, dann bleibt völlig unverständlich, warum an dieser Stelle eine neue 380kV-Drehstromleitung nach Dänemark vorgesehen ist, statt einer neuen HGÜ-Leitung, z.B. zwischen Norddeutschland und der dänischen Hauptinsel Seeland, mit den auch vom

Netzentwicklungsplan geschilderten systemtechnischen Vorteilen zur Netzstabilisierung.

(5) Unzureichende Umsetzung von technischen Alternativen

„Entsprechend den Vorgaben des EnWG wird Netzoptimierungs- und Netzverstärkungsmaßnahmen der Vorzug vor Netzausbaumaßnahmen gegeben.“ [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 148]: Klingt gut, aber der Entwurf des Netzentwicklungsplans 2012 versteht unter Netzoptimierungs- und Netzverstärkung nur Optimierung von Stromflüssen, Auflegung von zusätzlichen Leiterseilen auf bisher nicht voll genutzte Masten, Ersatz von bestehenden 220kV-Freileitungen durch den Neubau von 380kV-Freileitungen.

Netzoptimierung mittels Leiterseiltemperaturmonitoring wird bei keiner Maßnahme auch nur erwähnt, Netzverstärkung bestehender Leitungen durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen wird nur bei einer Maßnahme vorgeschlagen, nämlich bei der 380kV-Leitung Remptendorf-Redwitz [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 178].

Unter der Überschrift „Optimierung und Flexibilisierung des bestehenden Drehstromnetzes“ [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 72ff.] werden im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2012 Freileitungsmonitoring und Hochtemperaturleiterseile erwähnt, gleichzeitig aber auf „die Berücksichtigung möglicher Stabilitätsgrenzen sowie Grenzen, die sich aus den eingesetzten Netzschutzprinzipien ergeben“ hingewiesen (vgl. hierzu auch das frühere Kap. 4.4.3):

- Heißt das, dass eben nach Berücksichtigung der Stabilitätskriterien Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseile so gut wie nicht zum Einsatz kommen können? Wenn das so wäre, müsste das im Einzelnen nachvollziehbar belegt werden.
- Es bleibt letztlich unklar, inwieweit die Möglichkeiten von Netzoptimierung mittels Leiterseiltemperaturmonitoring und von Netzverstärkung mittels Hochtemperaturleiterseile tatsächlich fallweise untersucht wurden.
- Es bleibt insbesondere offen, inwieweit ein Netzbau mit einem deutlich höheren Anteil an HGÜ-Leitungen, die sehr viel bessere Möglichkeiten zur Systemstabilisierung bieten, einen deutlich höheren Einsatz von Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseilen im bestehenden Drehstromnetz ermöglichen würde.

Eine Verkabelung ist nur bei den vier im Energieleitungsausbaugesetz genannten Pilotprojekten vorgesehen (vgl. das frühere Kap. 9.2.2(5)) und zudem bei einer HGÜ-Verbindung nach Belgien [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 231]. Ein stärkerer Einsatz von Verkabelungen wird von vielen betroffenen Gemeinden und Bürgern aus Gesundheits- und Landschaftsschutzgründen gewünscht und würde insgesamt die Akzeptanz von neuen Leitungen deutlich erhöhen (vgl. das frühere Kap. 8.3). Eine Verkabelung von Drehstromleitungen erfordert allerdings, im Gegensatz zu HGÜ-Leitungen, eine stärkere Blindleistungskompensation (vgl. das frühere Kap. 4.4.2 und das anschließende Kap. 10.2.1(6)).

(6) Keine ausreichende Berücksichtigung von kostengünstigen Maßnahmen zur Verbesserung der Netzstabilität

Windenergieanlagen haben in wachsendem Maße Gleich-Wechselrichter (mit Phasensteuerung) und können damit zur benötigten Blindleistung beitragen, im Prinzip selbst dann, wenn kein Wind weht [Dena 2010, Kap. 15; SRU 2011, S. 242ff.]. Dieses Potenzial zur Erhöhung der Systemstabilität bleibt völlig unberücksichtigt.

Der rasche Bau eines HGÜ-Overlaynetzes würde es ermöglichen, den Blindleistungsbedarf noch weitergehend zu decken und die Netzstabilität weiter zu verbessern (vgl. das frühere Kap. 7.4.2). Dies wird im Entwurf des Netzentwicklungsplans vielfach bestätigt, z.B.: *„Durch die VSC-HGÜ wird die Spannung dynamisch sehr gut gestützt und der Spannungstrichter nach Netzkurzschlüssen begrenzt. Die Wiederaufnahme der Transportaufgabe nach einem Kurzschluss im Netz erfolgt im Prinzip unverzögert.“* [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 128, ähnlich S. 136].

Als einziges Gegenargument gegen HGÜ nennt der Entwurf des Netzentwicklungsplans: *„HGÜ-Kanäle nehmen bei Ausfall von Transportleitungen im Gegensatz zu Stromkreisen im AC-Netz nicht automatisch zusätzliche Leistung auf. Die (n-1)-Sicherheit für das AC/DC-Gesamtsystem ist daher allein durch freie Transportquerschnitte im AC-System sicherzustellen. Diese können bei Ausfall einer HGÜ mit höherer Leistungsklasse unzureichend sein. Insbesondere zur Beherrschung von (n-2)-Ausfällen sind alternative Regelkonzepte zu untersuchen (Special Protection Schemes).“* [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 137].

Kann dies wirklich ein Argument dafür sein, das bestehende 380kV-Drehstromnetz ('AC') noch stärker auszubauen, etwa soweit, dass es auch im (n-1)- und sogar im (n-2)-Störfall die Rolle der HGÜ-Leitungen ('DC') zumindest vorübergehend übernehmen kann? Würde das HGÜ-System dadurch nicht wiederum teilweise überflüssig? Die Antwort ist ein klares Nein: Zu entwickeln sind vielmehr gerade die genannten 'Special Protection Schemes', die bei Ausfall von Leitungen die HGÜ-Kopfstationen automatisch schnellstmöglich zu höherer Leistungsaufnahme hochregeln können.

Diese Möglichkeit wird nur unzureichend genutzt. Statt frühestmöglich mit dem Aufbau des mittelfristig ohnehin unvermeidlichen Overlaynetzes zu beginnen (vgl. das frühere Kap. 7.4), werden nur vier isolierte Punkt-zu-Punkt-Verbindungen in HGÜ-Technologie von Nord nach Süd mit insgesamt ca. 10 GW Übertragungskapazität eingeplant. Es stellt sich die Frage, in welchem Umfang die geplanten 380kV-Drehstromleitungen überflüssig würden bei optimierter Planung eines HGÜ-Overlaynetzes.

10.2.2 Zusammenfassung

Der Entwurf des Netzentwicklungsplans hält insgesamt 6.600 km Leitungsneubauten für zwingend erforderlich (vgl. das frühere Kap. 10.1.2).

Der Netzentwicklungsplan weist allerdings eine Reihe von systematischen Fehleinschätzungen sowie schwerwiegende methodische Fehler auf:

- (1) Keine Berücksichtigung der Vorgaben der Bundesnetzagentur zum „effizienten Netzausbau“.
- (2) Enge Vorgaben zum Netzausbau statt Netzoptimierung.
- (3) Optimierung des Netzbbaus ohne Berücksichtigung der Kosten für eben diesen Netzbau.
- (4) Destabilisierung des Netzes durch unnötige Einspeisung konventioneller Kraftwerke und übermäßigen internationalen Stromhandel.
- (5) Unzureichende Umsetzung von technischen Alternativen.
- (6) Keine ausreichende Berücksichtigung von kostengünstigen Maßnahmen zur Verbesserung der Netzstabilität.

Deshalb fordert der Netzentwicklungsplan einen weit überdimensionierten Netzbau mit vielen neuen Leitungen, der zudem die Ziele der Energiewende – Reduzierung der CO₂-Emissionen durch verminderten Einsatz fossil befeuerter Kraftwerke – konterkariert. Die resultierenden unnötigen Kosten müssten vom Stromverbraucher getragen werden zusätzlich zu den enormen kurzfristigen Belastungen für die Energiewende.

Fazit:

- Der Netzentwicklungsplan fordert einen überdimensionierten, volkswirtschaftlich nicht gerechtfertigten Netzausbau.
- Die beschriebenen systematischen Fehleinschätzungen sowie die schwerwiegenden methodischen Fehler müssen behoben werden, bevor der Netzentwicklungsplan eine technisch effiziente und volkswirtschaftlich optimierte Grundlage für den weiteren Netzbau werden kann.