

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 Netzbaus .....	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 Netzbaus .....	138
6 Netzbau: nicht zu viel und nicht zu wenig.....	140
7 Maßnahmen zur Optimierung des Netzbaus.....	163
Teil IV : Realisierung des Netzbaus.....	196
8 Maßnahmen zur Erhöhung der Akzeptanz des Netzbaus.....	197
9 Überschätzung des Übertragungsbedarfs führt zu falschen gesetzlichen Vorgaben .....	218
10 Netzentwicklungsplan 2012.....	237

## 4 Repowering bestehender Leitungen

Eine Erhöhung der Übertragungsleistung im bestehenden Netz kann auf allen Spannungsebenen je nach Bedarf in aufeinander folgenden Stufen von jeweils höherem **Kostenaufwand erreicht werden** [Transpower Niedersachsen 2010, S. 7; Jarass/Obermair/Voigt 2009, Kap. 4; Jarass 2010]. Der deutsche Übertragungsnetzbetreiber TenneT (früher E.ON-Netz) schreibt dazu **sehr klar** [Transpower Niedersachsen 2010] (vgl. das spätere Kap. 4.3.3), dass der Netzausbau klaren effizienzorientierten Prioritäten folgt, nämlich:

### **Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Leitungsneubau.**

Für eine Erhöhung der Übertragungsleistung des Stromnetzes ('Netzbau') sollten also zuerst die kostengünstigeren Möglichkeiten genutzt werden, dann erst die teureren.

**Netzrepowering** ist Netzoptimierung und Netzverstärkung bestehender Leitungen:

- **Optimierung** des bestehenden Stromnetzes, z.B. durch Regelung des Lastflusses mittels Querregler oder durch Nutzung meist vorhandener Netzreserven durch Einsatz von **Leiterteiltemperaturmonitoring**,
- **Netzverstärkung** von bestehenden Freileitungen, z.B. indem herkömmliche Leiterseile durch **Hochtemperaturleiterseile** ersetzt werden, am besten in Kombination mit Leiterteiltemperaturmonitoring. Dadurch kann die zulässige Übertragungsleistung häufig deutlich erhöht werden.

Die genannten Möglichkeiten einer erheblichen Erhöhung der Übertragungsleistung auf bestehenden Trassen und Masten ist v.a. für den Abtransport von stark fluktuierender erneuerbarer Energie, z.B. Windenergie, interessant: Besteht nämlich die Gefahr, dass bei anhaltendem Starkwind ein Leitungsabschnitt tatsächlich überlastet wird, was nur wenige Male im Jahr vorkommt, so resultieren in keinem Fall Versorgungsprobleme, weil innerhalb kurzer Zeit die Windenergieeinspeisung reduziert werden kann. Die Versorgung der Verbraucher bleibt gesichert, da deren Versorgung ja auch bei einer Verringerung der Windenergieeinspeisung durch eine beginnende Flaute gesichert sein muss. Damit bleibt das Gesamtsystem nachhaltig (n-1)-sicher.

### **4.1 Netzoptimierung durch Leiterteiltemperaturmonitoring**

Netzoptimierung wird seit Längerem in Deutschland praktiziert, z.B. durch

- Behebung von Engpässen im Umspannwerk-Bereich,
- besseres Abstimmen vorhandener Leitungssysteme,
- Regelung des Lastflusses mittels Querregler.

Zusätzlich zu diesen Maßnahmen kann durch Leiterseiltemperaturmonitoring sehr kostengünstig eine Erhöhung der Übertragungsleistung gerade in windstarken Zeiten auf mindestens das Doppelte ermöglicht werden [Dena Energiemix 2010, S. 21].

#### 4.1.1 Erhöhung der Übertragungsleistung durch Leiterseiltemperaturmonitoring

Ziel des Leiterseiltemperaturmonitorings ist es, eine Überlastung von Freileitungsseilen bei hohem Lastfluss und geringer Kühlung auszuschließen [VDE 2010, S. 38ff.]. Maßgebend für die Kühlung sind die Anströmgeschwindigkeit der Umgebungsluft und deren Temperatur. Eine durchschnittlich deutlich höhere Übertragungsleistung der Netze kann erreicht werden durch eine von der lokalen Windgeschwindigkeit und der Umgebungstemperatur abhängigen Auslastung der vorhandenen Stromnetze statt, wie bisher, einer klimaunabhängigen Begrenzung.

##### (1) Leiterseiltemperatur in Abhängigkeit von Wetterbedingungen und Strombelastung

Der Zusammenhang zwischen Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit und zulässiger Leitungsbelastung wurde auch in der Dena-Netzstudie-II untersucht, und dabei wurden beträchtliche zusätzliche Übertragungspotenziale festgestellt (vgl. Abb. 4.1).

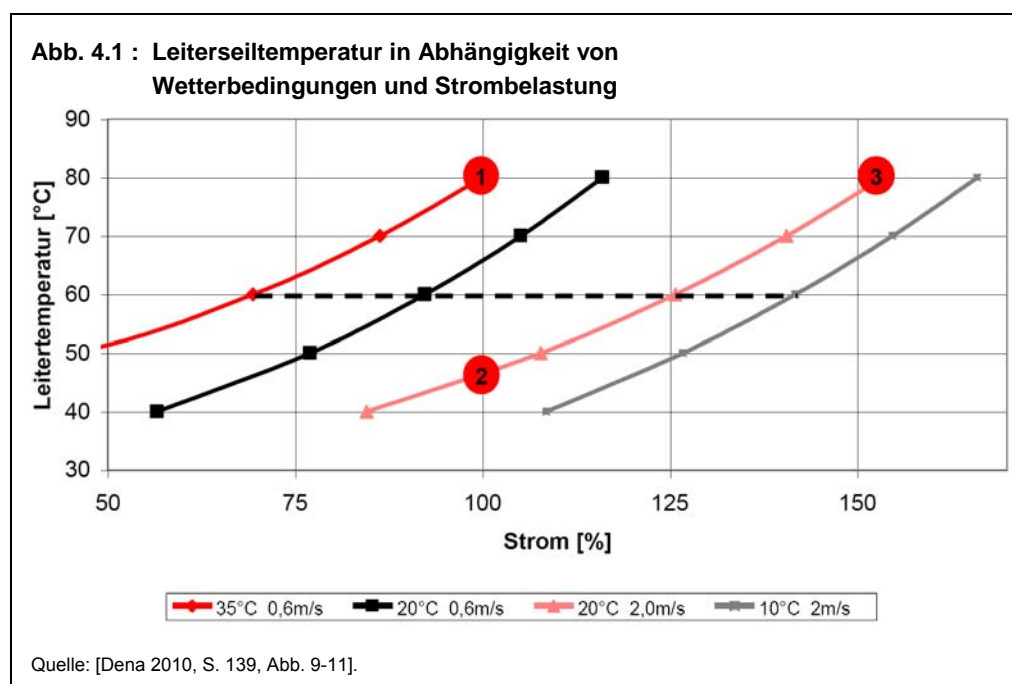


Abb. 4.1 zeigt die Leiterseiltemperatur in Abhängigkeit der Strombelastung für vier verschiedene Varianten der Umgebungsbedingungen:

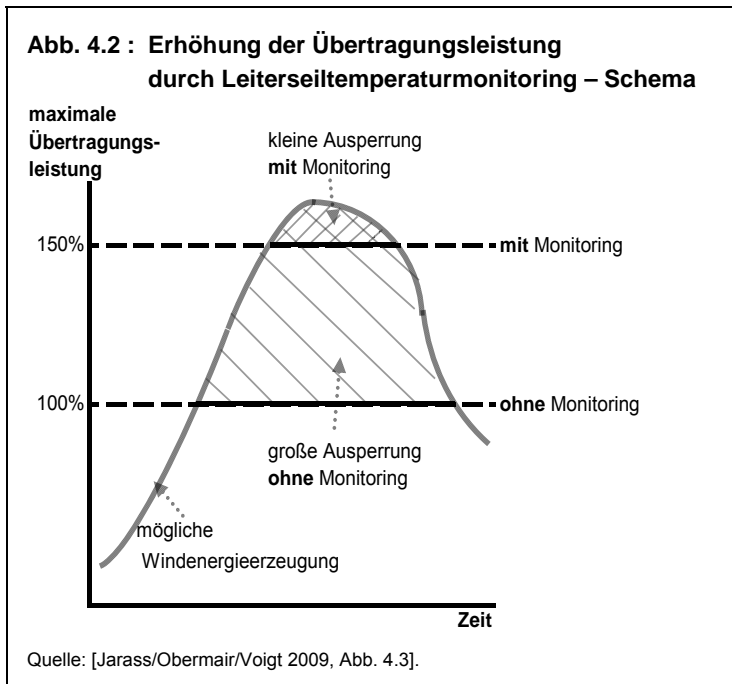
- Die ganz linke Linie zeigt, dass bei den in der Norm genannten Extrembedingungen eine Verdoppelung der Stromstärke (und damit der Übertragungsleistung) von 50% auf 100% für die untersuchte Leitung zu einer Erhöhung der Leiterseiltemperatur von 50°C auf die maximal zulässigen 80°C führt.
- Die für herkömmliche Leiterseile maximal zulässige Leiterseiltemperatur von 80°C wird bei 100% Stromstärke nur bei extremen Norm-Wetterbedingungen von 35°C und 0,6 m/s Windgeschwindigkeit quer zum Leiterseil erreicht. Ohne Leiterseiltemperaturmonitoring ist die Berücksichtigung dieses Extremwerts aber durchaus gerechtfertigt, weil an wenigen Stunden im Hochsommer derartige Wettersituationen tatsächlich vorkommen [Jarass/Obermair 2007, S. 98, Tab. 6.10].
- Die dritte Linie von links zeigt, dass bei einer Umgebungstemperatur von 20°C statt 35°C und einer Windgeschwindigkeit (senkrecht zur Leitung) von leichtem Wind (2 m/s) statt fast Windstille (0,6 m/s) die Stromstärke und damit die Übertragungsleistung nochmals um die Hälfte erhöht werden kann, ohne die zulässige Leiterseiltemperatur zu überschreiten. Dabei entfällt der Großteil der Erhöhung auf die nur geringfügig erhöhte Windgeschwindigkeit, wie ein Vergleich der vier Kurven zeigt. Damit wird aber gerade durch Starkwindlagen und damit – windenergiebedingt – erhöhten Übertragungsnotwendigkeiten die maximale Übertragungsleistung der Windenergie besonders stark erhöht.

## **(2) Reduzierung der Einspeisebeschränkung für erneuerbare Energien durch Leiterseiltemperaturmonitoring**

Abb. 4.2 zeigt schematisch die Erhöhung der Übertragungsleistung durch Leiterseiltemperaturmonitoring und die dadurch bewirkte Reduzierung der Einspeisebeschränkung für Windenergie.

Dem Netzbetreiber entstehen – bei geringen Mehrkosten – durch Leiterseiltemperaturmonitoring zusätzlich zur erhöhten Übertragungsleistung weitere sicherheitstechnische und wirtschaftliche Vorteile:

- erhöhte Betriebssicherheit, weil kritische Situationen rechtzeitig erkannt werden;
- sofortige Erkennung von Eislast am Seil;
- sichere Kontrolle des Seildurchhangs etwa bei Kreuzungen mit Straßen und Wasserwegen;
- Änderung der Lastverteilung seltener erforderlich, dadurch verminderter Einsatz von Regelenergie.



### (3) Echtzeitmessung am Leiterseil sinnvoll

E.ON-Netz setzt bereits seit 2007 sehr erfolgreich Leiterseittemperaturmonitoring im 110kV-Bereich ein und TenneT seit 2010 auch im niedersächsischen 380kV-Höchstspannungsnetz [Transpower Niedersachsen 2010, S. 8]: Die maximal zulässige Übertragungsleistung der Leitung wird pauschal etwas höher angesetzt, wenn die Lufttemperatur im relevanten Gebiet der Freileitung relativ niedrig vorhergesagt ist.

Bei einem derartigen Leiterseittemperaturmonitoring durch Nutzung von Wetterstationen (wie auch in der Dena-Netzstudie-II angenommen) müssen gerade in stark bewaldeten und inhomogenen Gebieten erhebliche pauschale Sicherheitsabschläge angesetzt werden. Zur Erhöhung der Übertragungssicherheit und zur Nutzung der technisch möglichen Auslastung der Leitungen ist allerdings eine Echtzeitmessung an der Leitung ('Online-Leiterseittemperaturmonitoring') unabdingbar, insbesondere bei Leiterseittemperaturmonitoring von überregionalen 380kV-Leitungen.

Auch bei 380kV-Freileitungen ist die Übertragungsleistung durch die thermische Grenzlast begrenzt, also durch die Stromdichte, bei der die Leiterseile sich unzulässig erwärmen würden. Deshalb ist grundsätzlich auch im 380kV-Netz durch Leiterseittemperaturmonitoring eine deutliche Erhöhung der Übertragungsleistung in den meisten Stunden des Jahres erreichbar, soweit die übrigen Komponenten des Netzes dies zulassen (vgl. das spätere Kap. 4.3).

Ein kostengünstiges System bietet z.B. die österreichische Firma Micca (Wien) an mit sehr hoher Verfügbarkeit im laufenden Betrieb [Temperaturmonitoring Micca 2010]: kurze Monta-

gezeiten im Bereich von 70 bis 80 Minuten (nach Einarbeitung) für die Basisstation mit Windmesser und 4 Seilsensoren und damit nur sehr kurze Unterbrechung der Übertragungsleistung der Leitung. Referenzpartner sind u.a. so renommierte Übertragungsnetzbetreiber wie APG Austrian Power Grid, BEWAG Netz GmbH, Salzburg AG, E.ON.

#### 4.1.2 Leiterseiltemperaturmonitoring ist Stand der Technik

Immer wieder wird auch in Planfeststellungsbeschlüssen, z.B. zur 380kV-Freileitung Erfurt/Vieselbach-Altenfeld [TLVwA 2012a, S. 22ff., S. 199], behauptet, Maßnahmen zur Netzoptimierung (Freileitungsmonitoring) und Netzverstärkung (Hochtemperaturleiterseile) entsprächen nicht dem Stand der Technik. Dies ist falsch, wie auch die in den gleichen Planfeststellungsbeschlüssen an anderen Stellen zitierte Dena-Netzstudie-II belegt:

Die wesentlichen Aussagen des für die Normung von Freileitungen zuständigen Komitees der Deutschen Kommission für Elektrotechnik und Informationstechnik (DKE) lassen sich folgendermaßen zusammenfassen [Dena 2010, S. 146/147]: *„Ein Betrieb bei veränderten Umgebungsbedingungen ist möglich, solange sichergestellt ist, dass die höchste Leiterendtemperatur von 80°C für Leiter nicht überschritten wird. ... Alle sicherheitsrelevanten Abstände müssen eingehalten werden. Nicht nur die Beseilung, sondern alle Komponenten im Strompfad müssen für die entsprechende Strombelastung ausgelegt sein. Somit kann davon ausgegangen werden, dass bei Erfüllung der genannten Randbedingungen den ‘allgemeinen Regeln der Technik’ und somit den Anforderungen gemäß § 49 EnWG genüge getan ist.“*

#### 4.1.3 Auslastungsmonitoring und Leiterseiltemperaturmonitoring ergänzen sich vorzüglich

Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit werden üblicherweise die einzelnen Leitungssysteme nur maximal mit der Hälfte ihrer thermischen Übertragungsleistung genutzt, damit im Störfall die verbleibenden Leitungssysteme die ausfallende Übertragungsleistung übernehmen können: (n-1)-Kriterium (vgl. das frühere Kap. 3.2).

E.ON-Netz schlägt nun vor, die Leitungen zur Abführung von Strom aus erneuerbaren Energien stärker auszulasten (‘Auslastungsmonitoring’). Voraussetzung hierfür ist die Möglichkeit, im Fehlerfall Erzeugungskapazitäten gezielt und unmittelbar vom Netz zu trennen, um regionale Versorgungsausfälle zu vermeiden. Diese Abschaltungen müssen im Millisekunden-Bereich abgeschlossen sein und sollen deshalb direkt über den Leistungsschalter an den Einspeisepunkten der 110kV-Ebene geschaltet werden.

[Jensen 2012].

E.ON Netz hat Mitte 2012 im 110kV-Netzbereich Nordfriesland für die 110kV-Leitungen Breklum-Nieüll, Nieüll-Flensburg und Breklum-Flensburg ein entsprechendes

Pilotprojekt gestartet: Durch Installation intelligenter Mess- und Steuerungstechnik können Leistungsabschaltungen im Bedarfsfall umgehend und vollautomatisch erfolgen. Dadurch erhofft sich E.ON-Netz eine Steigerung der Übertragungskapazität um ca. 25% im vermaschten Hochspannungsnetz, wodurch die von E.ON Netz in dieser Region bislang durchgeführten Einspeisemanagement-Einsätze reduziert werden können.

Ein derartiges 'Auslastungsmonitoring' kann vorzüglich das Leiterseiltemperaturmonitoring ergänzen, da dann in den sehr seltenen Fällen einer drohenden Überschreitung der Leiterseiltemperatur die Einspeisung schnell und zuverlässig reduziert werden kann.

## 4.2 Netzverstärkung durch Hochtemperaturleiterseile

Die übliche Auslegung für Hoch- und Höchstspannungsfreileitungen sieht Betriebstemperaturen von etwa 80°C im Normalbetrieb und bis zu 100°C für kürzere Spitzenlasten vor. Bei Überschreiten dieser Temperaturen werden die zulässigen Durchhänge überschritten und damit der minimale Bodenabstand nicht sicher eingehalten, v.a. aber altern die Seile, der permanente Durchhang nimmt zu, die Reißfestigkeit nimmt ab.

Hochtemperaturleiterseile sind Freileitungsleiterseile, die eine höhere Leiterseiltemperatur ohne Schaden verkraften [VDE 2010, S. 36f.].

### 4.2.1 Gesicherte Erhöhung der Übertragungsleistung durch Hochtemperaturleiterseile

Heute bieten die großen Hersteller Leiterseile an, die durch Materialwahl, Aufbau und Vorbehandlung die oben genannten Temperaturen auf deutlich über 120°C im Dauerbetrieb und auf über 200°C für kürzere Spitzenlast steigern lassen, ohne dass die Mindestabstände zum Erdboden unterschritten werden, v.a. aber ohne die Langzeitstabilität der Seile zu beeinträchtigen [Hochtemperaturleiterseile Hitachi 2010].

Hochtemperaturleiterseile werden mittlerweile auch in Deutschland verstärkt eingesetzt, wie die Dena-Netzstudie-II ausführt [Dena 2010, S. 127/128]: „Bei einem Betrieb bei 150°C können mit TACSR- oder mit GTACSR-Leitern bis zu 150% des Betriebsstromes eines Standard-Aluminium-Stahl-Leiters, bei 80°C betrieben, erreicht werden. TACSR-Leiter sind in Deutschland erprobt und eingesetzt. GTACSR-Leiter sind weltweit erprobt und eingesetzt; in Deutschland werden derzeit die ersten Leitungen mit GTACSR ausgerüstet.“ Entscheidender Vorteil der GTACSR-Leiter ist: Nicht nur Seilgewicht und Seildurchmesser, sondern auch der Seildurchhang ist nahezu identisch mit herkömmlichen Leitern, so dass keine Änderungen bei den Masten erforderlich sind. Die deutlich höheren Kosten für Material und Montage fallen nicht sehr ins Ge-



wicht, da eine Umbeseilung nur an kritischen Leitungsabschnitten sinnvoll und erforderlich ist.

Bei einem Betrieb bei 150°C kann schon mit den preisgünstigeren der verfügbaren Hochtemperaturleiterseile die Grenzlast eines 380kV-Systems von den heute zulässigen 1,8 GW pro System auf fast 3 GW (also auf das gut Eineinhalbfache) gesteigert werden, beim Einsatz hochfester Stähle auch mehr.

*„Der Ausbau des Stromnetzes ist unproblematischer als bislang angenommen. Denn Stromtrassen können durch die Ertüchtigung mit modernen Hochtemperaturleiterseilen die doppelte Strommenge aufnehmen. Und wie eine neue Studie der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen (RWTH) belegt, kann die Netzertüchtigung wirtschaftlicher als ein Netzaus- oder -neubau mit herkömmlichen Stromseilen sein, da beim Tausch der Leiterseile die vorhandenen Strommasten weiter verwendet werden. Langwierige Planfeststellungsverfahren könnten entfallen. Die RWTH berechnete im Auftrag der 3M Deutschland GmbH aus Neuss mehrere Szenarien für das Hochtemperaturleiterseil ACCR (Aluminum Conductor Composite Reinforced), ein Seil aus einer speziellen Aluminium-Keramik-Verbindung.“* [Hochtemperaturleiterseile 3M 2011].

#### 4.2.2 Hochtemperaturleiterseile (bis 150°C) sind Stand der Technik

Hochtemperaturleiterseile sind nicht nur weltweit erprobte Technologie [Hochtemperaturleiterseile 2007a], sondern auch in Deutschland Stand der Technik, wie die Dena-Netzstudie-II ausführt [Dena 2010, S. 127/128]: *„Konventionelle Hochtemperaturleiter (bis 150°C) sind Stand der Technik und werden bei deutschen Übertragungsnetzbetreibern je nach Bedarf eingesetzt.“*

Durch das Gesetzgebungsverfahren zum EEG wurde bestätigt, dass Hochtemperaturleiterseile bis 150°C Stand der Technik sind [EEG-Umweltausschuss 2008, S. 34]: *„Stand der Technik sind derzeit insbesondere:*

- *die Anwendung der saisonalen Fahrweise auf allen Netzebenen,*
- *der Einsatz lastflusssteuernder Betriebsmittel,*
- *der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen bis 150°C ... .“*

3M hat mit der ACCR-Technologie einen Leiter entwickelt, der doppelt so viel Strom wie herkömmliche Aluminium-Stahl-Leiter transportieren kann [ACCR 2012; ACCR 2010; Hochtemperaturleiterseile 3M 2012a].

##### (1) Projekte mit 3M ACCR Seilen weltweit und in Deutschland

In Europa, den USA, Südamerika oder etwa Indien ist die ACCR-Technologie schon seit einigen Jahren im Einsatz. In Deutschland gibt es bereits eine ganze Reihe von erfolgreichen Pilotprojekten mit ACCR-Hochtemperaturleiterseilen – weltweit hat 3M über 61 Projekte realisiert und insgesamt 1.600 km ACCR Seile verlegt:

**Auswahl Deutschland:**

- Eon Netz, Ostermoor-Marne, 2009, 110 kV, 2,7 km;
- Amprion, Hanekenfähr-Gersteinwerk, 2009, 400 kV, 8,4 km;
- 50Hertz, UW Güstrow, 2011, 110 kV, 0,5 km;
- TransnetBW, Daxlanden-Eichstätten, 2011, 220 kV, 0,5 km;
- TenneT, Stade, geplant für 2012, 220 kV, 10,8 km.

**Auswahl international:**

- RTE, Frankreich, 2010, 400 kV, 15,0 km;
- Confidential, Argentinien, 2010, 220 kV, 13,3 km;
- CPFL, Brasilien, 2010, 138 kV, 80,0 km;
- Xcel Energy, Minneapolis, USA, 2005, 115 kV, 48,2 km;
- Western, AZ/CA border, USA, 2007, 230 kV, 96,6 km;
- Shanghai Power, Shanghai, China, 2007, 115 kV, 96,6 km;
- Tata Power, Mumbai, Indien, 2009, 110 kV, 193,1 km.

Um den Übertragungsnetzbetreibern den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen besser zu ermöglichen, macht der Hersteller 3M folgende Verbesserungsvorschläge [ACCR 2012; ACCR 2010]:

- *„Definition: Im Energiewirtschaftsgesetz (etwa § 12b EnWG) wird nicht zwischen alten Hochtemperaturleiterseilen und modernen Hochtemperaturleiterseilen mit niedrigem Durchhang unterschieden. Dies könnte in § 12b Abs. 3b EnWG oder in § 3 EnWG bzw. in § 23 Abs. 1 S. 1 Nr. 8 ARegV geschehen.*
- *Genehmigung: Durch den Ersatz alter Leiterseile mit HTLS sind keine Umbauten an Masten oder Fundamenten erforderlich. Somit kann ein zeitaufwändiges Planfeststellungsverfahren entfallen. Dies sollte in § 43 EnWG oder § 49 Abs. 4 S. 1 Nr. 2a EnWG deutlich gemacht werden.*
- *Stand der Technik: Bundesnetzagentur bzw. Bundeswirtschaftsministerium können gemäß § 49 Abs. 2 bzw. 4 EnWG zum Ausdruck bringen, dass HTLS national und international Stand der Technik ist. Praktische Anwendung sowie zahlreiche Studien und Aussagen renommierter Wissenschaftler belegen dies seit Jahren.*
- *Investitionsbudget: Die betriebs- und volkswirtschaftlichen Vorteile von Investitionen in HTLS sind u.a. von der RWTH belegt. Dennoch hindert die Definition von Verlustenergie als beeinflussbare Kostengröße in der ARegV die (Übertragungs-)Netzbetreiber an einer rentablen Investition. Hier könnten Änderungen in § 11 Abs. 2 ARegV, § 14 Abs. 1 S. 2 ARegV oder § 32 Abs. 1 S. 1 Nr. 4a der ARegV erfolgen.*
- *Alternative prüfen: Der Gesetzgeber kann im Netzentwicklungsplan die Prüfung einer alternativen Netzertüchtigung durch Hochtemperaturleiterseile durch die raumordnende bzw. planfeststellende Behörde festschreiben.“*

**(2) Kosten von Hochtemperaturleiterseilen sehr viel niedriger  
als in der Dena-Netzstudie-II berechnet**

Die Vorteile des ACCR-Hochtemperaturleiterseils:

- Das ACCR-Hochtemperaturleiterseil ist auf allen Spannungsebenen einsetzbar.
- Es kann die doppelte Leistung eines herkömmlichen Leiterseils übertragen.
- Das ACCR-Hochtemperaturleiterseil ist bis über 210°C belastbar (3mal höher als Stahl-Aluminium-Leiterseile).
- Geringerer Durchhang bei Erwärmung als herkömmliche Leiterseile (High Temperature Low Sag).
- Die Stromverluste sind bei gleichem Stromdurchfluss vergleichbar zu denen von Standardleitern.
- Auch auf sehr langen Distanzen bleibt die Spannung bei HTLS wie bei herkömmlichen Seilen erhalten, da Umspannwerke, Verbraucher, Kraftwerke (Phasenschieber) das System stabilisieren.
- Die bestehenden Strommasten können weiter ohne Veränderung genutzt werden. So ist das ACCR-Hochtemperaturleiterseil preislich zwar bis zu ca. 5mal teurer als ein herkömmliches Leiterseil, kann aber wegen der weiteren Nutzung bestehender Masten insgesamt günstiger kommen.
- Da es sich um eine Netzertüchtigung und nicht um einen Leitungsneubau mit neuen, größeren Strommasten handelt, ist allenfalls eine neue BImSchV-Genehmigung [BImSchV] wegen des potenziell veränderten magnetischen Feldes einzuholen.

In der Dena-Netzstudie-II [Dena 2010] wurde das Ausbau-Szenario mit qualitativ minderwertigen TAL-Hochtemperaturleitern gerechnet. So mussten bei der Netzertüchtigung auch bauliche Veränderungen bei den Strommasten wegen starker Seildurchhänge eingerechnet werden. Daher geriet das TAL-Szenario zu über 70% kostenintensiver als das Basisszenario der Dena-Netzstudie-II. Das ACCR-Hochtemperaturleiterseil hingegen kann auf die bestehenden Masten gelegt werden, hängt weniger durch als herkömmliche Seile und eine Ertüchtigung mit ACCR erhöht darüber hinaus die Stromtragfähigkeit der Leitung deutlich mehr als eine Ertüchtigung mit TAL.

Es liegt daher nahe, dass die Kosten eines Szenarios mit ACCR-Hochtemperaturleiterseilen deutlich unterhalb des TAL-Szenarios der Dena-Netzstudie-II liegen würden, wie Wirtschaftlichkeitsberechnungen der RWTH Aachen zu ACCR-Hochtemperaturleiterseilen zeigen [Schnettler 2012]. Allerdings überschätzen auch diese Berechnungen die Kosten deutlich:

- Zum einen wird (zur Vereinfachung?) davon ausgegangen, dass jede produzierbare Kilowattstunde Windenergie auch tatsächlich versorgungssicher transportiert werden muss. Dies widerspricht nicht nur dem im EnWG gesetzlich geregelten Gebot der wirtschaftlichen Zumutbarkeit des Netzausbaus (vgl. das spätere Kap. 6.1), sondern auch (seit Kurzem) der veröffentlichten Auffassung der Bundesnetzagentur: *„Der Netzausbau muss sowohl volkswirtschaftlich als auch betriebswirtschaftlich effi-*

zient sein. Dies bedeutet, dass die Netze in der Energiezukunft nicht zur Aufnahme von jeder beliebig angebotenen Strommenge ausgebaut werden sollten.“ [Bundesnetzagentur 2012a, S. 21].

- Zum anderen werden gemäß dieser Untersuchung die bestehenden herkömmlichen Leiterseile auf ganzer Strecke durch Hochtemperaturleiterseile ersetzt. Dadurch werden die Kosten der Nutzung von Hochtemperaturleiterseilen weit überschätzt: Ein Ersatz sollte aber doch sinnvollerweise nur an den ‘hot spots’ gemacht werden, die man mittels durchgängigem Leiterseiltemperaturmonitoring gesichert herausfinden kann (vgl. das frühere Kap. 4.2.1).

### 4.3 Kombination aus Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseilen

#### 4.3.1 Großes Potenzial von Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseilen

Eine Erhöhung der Übertragungsleistungen ist kostengünstig **ohne** Leitungsneubau möglich durch Netzoptimierung und Netzverstärkung. Warum wird das große Potenzial von Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseilen nicht genutzt?

Wie gezeigt, können allein durch Netzverstärkung die mittlere Belastbarkeit einer Leitung um mindestens 50% und durch zusätzliches Leiterseiltemperaturmonitoring die gerade bei Windenergie besonders wichtige kurzzeitige Übertragungsleistung in vielen Fällen um über 100% gesteigert werden. Es existieren Hochtemperaturleiterseile, deren Gewicht, Umfang und Durchhang nahezu identisch mit herkömmlichen Leiterseilen ist, so dass keine Änderungen bei den Masten erforderlich sind. Diese Umbauten können in wenigen windarmen Monaten mit einem Bruchteil der Kosten eines Leitungsneubaus durchgeführt werden. Wenn, wie in den Anträgen der Vorhabenträger argumentiert, die Erhöhung der Übertragungsleistung dringend erforderlich ist, dann ist es besonders unverständlich, warum diese kostengünstigen und schnell umsetzbaren Maßnahmen von den Netzbetreibern nicht verstärkt eingesetzt werden, ja häufig nicht einmal näher in Betracht gezogen werden.

#### (1) Großes Potenzial wird von Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreibern bestätigt

Das große Potenzial von Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseilen wird von den Netzbetreibern schon seit Langem bestätigt [Vattenfall Windintegration 2007, S. 23/24]. Trotzdem werden diese kostengünstigen und schnell umsetzbaren Maßnahmen nur sehr zögerlich eingesetzt.

Selbst wenn für den Einsatz in hochbelastbaren Spangen im Gesamtsystem zusätzliche Investitionen erforderlich sind (z.B. für Transformatoren mit Schrägregelung, neue Schalter, stärkere Drosseln etc.), so sind schon die einzelwirtschaftlichen Kosten einer solchen Netzverstärkung wesentlich geringer als die von Neubauleitungen. Hinzu kommen die sozialen Kosten der Landschaftsinanspruchnahme und die unübersehbaren Kosten jahrelanger verwaltungsgerichtlicher Auseinandersetzungen um Neubaulinien.

Die Bundesnetzagentur schreibt in einem Eckpunktepapier zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems Anfang 2012 [Bundesnetzagentur 2012a, S. 16/17]: *„Die weitere Smart Grid-Aufrüstung im Bereich der bestehenden Übertragungsnetze liegt im Bereich der Kapazitätsausweitung bestehender Leitungsabschnitte, z.B. durch Leiterseilmonitoring, Hochtemperaturleiterseile und andere Maßnahmen. ... Durch diese Maßnahmen lassen sich die Netze weiter an die reale Kapazitätsgrenze heranhelfen, ...“*

So bleibt es unverständlich, warum Netzbetreiber in Deutschland nicht stärker die international erprobten Technologien Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseile einsetzen.

## **(2) Leiterseiltemperaturmonitoring ist für Windenergie besonders interessant**

Wenn an der Küste Starkwind bei niedrigen Temperaturen herrscht bei entsprechend hoher Windenergieeinspeisung, kann es im Einzelfall im deutschen Mittelgebirge durchaus windstill und sehr warm sein, so dass in diesem Fall durch Leiterseiltemperaturmonitoring keine nennenswerte Erhöhung der Fernübertragungsleistung ermöglicht werden kann. Mittlerweile liegen detaillierte Untersuchungen zu dieser wichtigen Frage vor [Lange/Focken 2008, S. 6]: *„... die Strombelastbarkeit liegt im Mittel erheblich über dem Normwert, wenn eine hohe Windenergieeinspeisung vorliegt. ... Die kritischen Abschnitte der Freileitungen (‘hot spots’), bei denen lokale Effekte die Strombelastbarkeit stark mindern können, stellen einen Engpass dar, wenn die Strombelastbarkeit der gesamten Leitung erhöht werden soll. Daher liegt es nahe, mindestens für diese Abschnitte eine Überwachung der Leiterseiltemperatur, d.h. ein Temperaturmonitoring, einzusetzen, wie es beispielsweise an einzelnen Leitungen im E.ON-Netzgebiet schon der Fall ist. Darüber hinaus wäre für ‘hot spots’ mit sehr ungünstigen Bedingungen, z.B. lange Waldschneisen mit hohem und dichtem Baumbestand, auch der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen zu prüfen, die dauerhaft mit einer höheren Temperatur als die von der Norm vorgesehenen 80°C betrieben werden können.“*

Leiterseiltemperaturmonitoring sollte also am besten zusammen mit einer Leitungsverstärkung durch Hochtemperaturleiterseile in den kritischen Regionen erfolgen.

### (3) Höhere Leitungsverluste fallen wenig ins Gewicht

Die Leitungsverluste steigen grundsätzlich mit dem Quadrat der Stromstärke (vgl. das frühere Kap. 3.1.3(2)).

Beispielsweise soll die doppelte Leistung übertragen werden:

- Möglichkeit 1: Eine (neue) zweite Leitung bauen, die Verluste der ersten Leitung bleiben konstant, hinzukommen die Verluste der zweiten Leitung, insgesamt verdoppeln sich die Verluste.
- Möglichkeit 2: Die bestehende Leitung durch Einsatz von Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseilen mit doppeltem Strom belasten. Dadurch vervierfachen sich insgesamt die Leitungsverluste, gegenüber dem Leitungsneubau sind sie also doppelt so hoch.

Die Verluste betragen bei 380kV-Höchstspannungsleitungen rund 1% pro 100 km Leitungslänge. Die genaue Höhe des zusätzlichen Verlusts durch Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseilen und ihr monetärer Wert kann nur für jeden Einzelfall auf der Basis der voraussichtlichen Lastdauerlinie der Leitung und der daraus resultierenden Vollverluststunden bestimmt werden.

Wegen der stark schwankenden Einspeisung von erneuerbaren Energien wird die Auslegungsleistung der Leitung allerdings nur selten (max. 10% bis 20% der Jahresstunden) erreicht. Damit tritt die gerade bei Vollauslastung gegenüber einem Leitungsneubau besonders große Erhöhung der Übertragungsverluste nur selten auf, und wenn sie auftritt, steht im Regelfall ein großes Überangebot an erneuerbaren Energien zur Verfügung, so dass keine erhöhte Produktion der konventionellen Kraftwerke und damit auch kein zusätzlicher CO<sub>2</sub>-Ausstoß zur Kompensation der Verluste nötig ist.

Die höheren Leitungsverluste pro übertragene Kilowattstunde, die bei den durch Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseilen häufig ermöglichten hohen zulässigen Strombelastungen auftreten, fallen also wenig ins Gewicht, falls die erhöhten Übertragungserfordernisse durch den Ausbau der erneuerbaren Energien bedingt sind.

#### 4.3.2 Netzoptimierung und Netzverstärkung deutlich billiger als Leitungsneubau

Durch Netzoptimierung mittels Leiterseiltemperaturmonitoring und Netzverstärkung mittels Hochtemperaturleiterseilen kann sehr kostengünstig eine Erhöhung der Übertragungsleistung gerade in windstarken Zeiten auf mindestens das Doppelte ermöglicht werden [Dena Energiemix 2010, S. 21]. Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber geben eine Erhöhung der Übertragungsleistung durch Temperaturmonitoring von 20% bis 35% an und für Hochtemperaturleiterseile zusätzlich von 50% [ENTSO-E 2010, S. 145], insge-

samt also eine Erhöhung auf fast das Doppelte der herkömmlichen Übertragungsleistung.

Die Alternative einer Erhöhung der Übertragungskapazität durch Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseile wird durch Gutachten im Auftrag der Thüringer Landesregierung bestätigt [Säcker 2008; Electa 2008]. Letztlich sei aber doch ein Neubau der geplanten Südhüringenleitung „*durch die vorgegebenen europäischen und deutschen Gesetze geboten*“, weil die Leitung Remptendorf-Redwitz nicht abschaltbar sei zur Umrüstung auf Hochtemperaturleiterseile. Die in solchen Fällen übliche abschnittsweise Umrüstung im deutlich lastschwächeren Sommer sowie die nur in besonders windgeschützten Teilabschnitten erforderliche Umrüstung auf Hochtemperaturleiterseile blieben dabei allerdings unberücksichtigt.

Genauere Kostenangaben liegen für deutsche Installationen nicht vor. Eine erste Abschätzung für die Obergrenze der Kosten ergibt: Für Echtzeit-Leiterseiltemperaturmonitoring fallen höchstens 10% der Freileitungsneubaukosten an [Jarass/Obermair 2008, Abschn. 5.3.4; Temperaturmonitoring Micca 2010], für Hochtemperaturleiterseile nur an kritischen Stellen ebenfalls höchstens 10% [Jarass/Obermair/Voigt 2009, S. 75]. Alles in allem resultieren höchstens 20% Mehrinvestitionen für eine Erhöhung der Übertragungskapazität um bis zu 100% und häufig mehr.

Wie erläutert, werden Hochtemperaturleiterseile bei Fernübertragungsleitungen nicht flächendeckend, sondern nur an kritischen Abschnitten eingesetzt. Kostenschätzungen, die einen flächendeckenden Ersatz normaler Seile durch Hochtemperaturleiterseile annehmen [Dena 2010, S. 294; 50Hertz Hochtemperaturleiterseile 2010, S. 15], kommen deshalb zu wirklichkeitsfremden Ergebnissen. *„Moderne Hochtemperaturleiter mit geringem Durchhang können bei der Ertüchtigung vorhandener Leitungen eine wirtschaftlich günstige Alternative zum Neubau einer Leitung sein. Hochtemperaturleiter wie der ACCR-Leiter von 3M haben im Gegensatz zu älterer Technik den Vorteil, dass sie einerseits sehr hohe Ströme führen können, und andererseits in der Regel gegen einen vorhandenen Leiter auf bestehenden Masten ausgetauscht werden können.“* [Hochtemperaturleiterseile 3M 2011].

#### **4.3.3 Netzoptimierung und Netzverstärkung bestehender Leitungen vor Leitungsneubau gesetzlich geboten**

Der Neubau einer Freileitung ist ein langwieriges Verfahren mit ungewissem Ausgang, weil dabei erhebliche Eingriffe in Natur und Umwelt gegen den erbitterten Widerstand der betroffenen Region durchgesetzt werden müssen und zudem vielfach auch grundgesetzlich geschütztes Eigentum enteignet werden muss.

Der deutsche Übertragungsnetzbetreiber TenneT (früher E.ON-Netz) schreibt sehr klar [Transpower Niedersachsen 2010]: **Netzausbau folgt klaren effizienzorientierten Prioritäten:**

**Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Leitungsneubau.**

Dieser Grundsatz ist explizit gesetzlich festgelegt [§ 9 Abs. 1 S. EEG; § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG] und wird auch im Energieleitungsausbaugesetz noch einmal ausdrücklich bekräftigt [Art. 2 Nr. 2 EnLAG, Änderungen zu § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG].

Für eine Erhöhung der Übertragungsleistung des Stromnetzes ('Netzbau') sollten also zuerst die kostengünstigeren Möglichkeiten genutzt werden, dann erst die teureren. Es stellt sich dabei die Frage, inwieweit ein Leitungsneubau gesetzlich zulässig ist ohne vorherige Netzoptimierung und Netzverstärkung bestehender Leitungen.

Erst wenn Netzrepowering nicht mehr ausreicht, ist also ein **Neubau** einer kompletten Stromleitung zu erwägen. Ein Neubau ist auf 110kV-Niveau im Regelfall als Erdkabel kostengünstig ausführbar und seit 2011 für den Regelfall auch gesetzlich vorgeschrieben [§ 43h EnWG]; dadurch werden zukünftig lange Gerichtsverfahren mit den Anliegern von potenziellen 110kV-Freileitungstrassen vermieden (vgl. das spätere Kap. 8.3.1). Für den Neubau von 380kV-Leitungen gibt es seit 2009 Vorgaben zur Teilverkabelung [§ 2 EnLAG; § 12e Abs. 3 EnWG].

Vor einem Leitungsneubau müssen also bestehende Leitungen optimiert und verstärkt werden, da so Erhöhungen der Übertragungsleistung schneller und zudem deutlich kostengünstiger realisiert werden können. Derzeit haben die Netzbetreiber noch erhebliche Vorbehalte gegenüber derartigen Maßnahmen.

Die zuständigen Genehmigungsbehörden stehen aber vor einem Dilemma: Die Vorhabenträger lassen bisher im Regelfall Netzoptimierung und Netzverstärkung bei ihren Anträgen unberücksichtigt. Für die Genehmigungsbehörden ist es schwierig, die Vorhabenträger gegen deren Willen zur Untersuchung weiterer Alternativen zu veranlassen. Dies führt zu einem lästigen und zeitaufwändigen Hin und Her und häufig letztlich zur Genehmigung einer suboptimalen Freileitungslösung, die deshalb anschließend von den Betroffenen mit guten Argumenten beklagt wird. Hier besteht erheblicher rechtlicher Klärungsbedarf.

Die Genehmigungsbehörden sollten, wie bei den Verkabelungspilotvorhaben (vgl. das spätere Kap. 5.1.2(2)) die Möglichkeit erhalten, die Vorhabenträger zur detaillierten Untersuchung und Beantragung von Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseilen zu veranlassen.

#### 4.4 Grenzbedingungen beim Netzbau

Die gegenüber den traditionellen Kraftwerken veränderte regionale Verteilung und zeitliche Struktur der Energieeinspeisung, v.a. durch Wind- und Photovoltaikanlagen, bedingen die Notwendigkeit des Netzbbaus:

- Wegen der starken zeitlichen Fluktuation der Einspeisung erneuerbarer Energien müssen stunden- oder tageweise sehr hohe Ströme über die lokalen Leitungen sicher eingespeist und übertragen werden.



- Wegen der räumlichen Konzentration dieser Einspeisungen – Wind vorwiegend in der Küstenregion, Photovoltaik vorwiegend in sonnenbegünstigten Gebieten im Osten und Süden Deutschlands – sind Verstärkungen des Netzes überwiegend dort, aber auch auf den Fernübertragungsleitungen Nord-Süd und Ost-West, erforderlich.
- Die Notwendigkeit der Verstärkung des regionalen Netzes bei regional erhöhter Einspeisung ergibt sich zunächst aus der Tatsache, dass der unvermeidliche elektrische Widerstand des Leitermaterials (Ohm'scher Widerstandsbelag der Leitung, bei Aluminium etwa 60% höher als bei Kupfer) eine mit dem Quadrat der Stromstärke wachsende Wärmentwicklung im Leiter bewirkt (vgl. das frühere Kap. 3.1.3(2)), die trotz Kühlung durch die umgebende Luft bzw. bei Erdkabeln durch das umgebende Erdreich, zu einer Temperaturerhöhung des Leiters führt. Aus den verschiedensten Gründen darf die Temperatur eines Leiters je nach Material und Umgebungssituation typische Grenzwerte nicht überschreiten (vgl. die früheren Kap. 4.1 und 4.2).

#### 4.4.1 Thermische Grenzleistung

Bei der Übertragung von elektrischer Energie müssen die genannten Erwärmungseffekte der Leiter berücksichtigt werden:

- bei Freileitungen z.B. vergrößerter Durchhang der Seile, verringerte Reißfestigkeit, erhöhte Verluste;
- bei Erdkabeln z.B. Beeinträchtigungen des VPE-Kunststoffisolators, erhöhte Gefahr eines zerstörerischen Durchschlags zum geerdeten Kupfernetz-Mantel.

Dadurch ergibt sich für jeden Leitungstyp eine bestimmte 'thermische Grenzleistung'. Für heute übliche Freileitungen und VPE-Erdkabel hoher Übertragungsleistungen zeigt Tab. 4.1 die jeweiligen thermischen Grenzleistungen. Zudem sind in Z. 2.1b die durch den Einsatz von Leiterseiltemperaturmonitoring und in Z. 2.1c durch Hochtemperaturleiterseile grundsätzlich möglichen Erhöhungen der thermischen Grenzbelastung gezeigt (vgl. das frühere Kap. 4.3.1(1)).

Erhöhungen der Übertragungsleistung, z.B. durch Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseile, können nur genutzt werden, soweit die übrigen Komponenten des Netzes dies zulassen; andernfalls müssen Schalter, Transformatoren etc. ausgewechselt oder verstärkt werden, Maßnahmen, die auch bei Neubau einer Leitung in vielen Fällen durchgeführt werden müssten [Brakelmann 2004, S. 20]. Dies muss bei derzeitigen und zukünftigen Netzbauplanungen berücksichtigt werden [VDE 2010, S. 54/55].

Bei Wahl geeigneter Hochtemperaturleiterseile sind keine Erhöhungen bzw. Verstärkungen an den bestehenden Masten erforderlich; die resultierenden höheren Leiterseilkosten fallen nicht stark ins Gewicht, da nur an kritischen Stellen ein Leiterseilaustausch erforderlich ist.

Tab. 4.1: Thermische Grenzleistungen von Freileitungen und Erdkabeln

(1a)	(1b)	(2)	(3)	(4)	
Spannung/Leitungstyp		Querschnitt	Dauerstrom-Belastbarkeit	Thermische Grenzleistung	
		[mm <sup>2</sup> ]	[A]	[MVA]	
<b>(1) 110 kV</b>					
(1.1)	Freileitung	Standard	264/34 Al/St	680	130
(1.1a)		2er-Bündel	2*264/34 Al/St	1.260	260
(1.2)	Erdkabel		1.200 Cu	1.000	190
<b>(2) 380 kV</b>					
(2.1)	Freileitung	Standard	4*265/35 Al/St	2.720	1.790
(2.1a)		extra stark	4*564/72 Al/St	4.050	2.670
(2.1b)		Leiterseiltemperaturmonitoring		plus 20-35%	plus 20-50%
(2.1c)		Hochtemperaturleiterseile		plus 50%	plus 50%
(2.2)	Erdkabel		2.500 Cu	2.000	1.300
(2.2a)		zeitweilige Überlastung		plus 20%	plus 20%

Beispiel zu Tab. 4.1, Z. 2.1: Nach DIN 48204 ist die Grenzstromstärke für 265/35-Al/St-Seile 680 A. Somit ergibt sich für eine Beseilung mit Viererbündel 4\*265/35-Al/St bei 380 kV eine Grenzlast von 1.790 MVA (= 4 \* 680 A \* 1,732 \* 380 kV).

Hinweis zu Sp. 4: Mega-Volt-Ampere [MVA] ist die gebräuchliche Einheit für den Betrag der 'Scheinleistung' (komplexe Leistung) S. Mit Wirkleistung P und Blindleistung Q gilt:  $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$ . Ist die Blindleistung Null, weil kapazitiver und induktiver Belag vollständig kompensiert sind, so ist  $S = P$  [MW]. Die Netze werden nach Möglichkeit soweit kompensiert, dass die Wirkleistung etwa 95% der Scheinleistung erreicht, das bedeutet weniger als 30% Blindstromanteil.

Quellen: zu Z. 1: [Brakelmann/Jarass 2008, S. 30]; zu Z. 2.1a: [Brakelmann/Jarass 2012, S. 34]; zu Z. 2.1b: vgl. das frühere Kap. 4.3.1(1); zu Z. 2.2: [Brakelmann/Jarass 2012, S. 47].

Die Übertragungsnetzbetreiber weisen auf eine Reihe von technischen Aspekten hin [50Hertz Hochtemperaturleiterseile 2010; Dena 2010, Kap. 9.2]:

- Schaltgeräte sind in der Normalausführung nur verfügbar bis maximal 4.000 A, in Sonderausführung bis 5.000 A. Die derzeitigen schutztechnischen Grenzen für die maximal über eine Leitung zu übertragenden Wirk- und Blindleistung begrenzen den maximal zu übertragenden Strom auf 3.600 A (entspricht bei 380kV-Drehstrom ca. 2,3 MVA bzw. ca. 2,2 GW).
- 'Eigene Hausnorm' für die Prüfung des Beseilungssystems, d.h. der Seile und Armaturen, durch externe Fachleute und Prüffelder erforderlich, um nachweisen zu können, dass die neue Beseilung zumindest den allgemein anerkannten Regeln der Technik, wenn schon nicht einer Norm, entspricht.
- Die Spannungsstabilität ist weit vor Erreichen der thermischen Grenze der Freileitung gefährdet.
- Transiente Betrachtung: Ausgleichsvorgänge im Fehlerfall, ausreichender Abstand zur Stabilitätsgrenze des Netzes und der Generatoren erforderlich.

- Hochausgelastete Netze verschärfen die Blindleistungsproblematik insbesondere bei Störfällen.
- Kurzschlussproblematik bei stärkerer Auslastung der Netze.

Je schneller man die neuen Technologien einführt, umso eher findet man dauerhafte Lösungen.

E.ON-Netz hat bereits seit 2007 sehr erfolgreich Leiterseiltemperaturmonitoring im 110kV-Bereich eingeführt (allerdings nicht durch Messung der Leiterseiltemperatur, sondern nur durch Messung der Umgebungstemperatur) [Leitungsmonitoring 2007e], und TenneT setzt Leiterseiltemperaturmonitoring seit 2010 im niedersächsischen 380kV-Höchstspannungsnetz ein [Transpower Niedersachsen 2010, S. 8].

#### 4.4.2 Dynamische Netzstabilität und System-Grenzleistung

Die für eine einzelne kürzere Verbindungsstrecke mögliche Erhöhung der Grenzleistung durch Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseile (vgl. das frühere Kap. 4.3) kann bedauerlicherweise keinesfalls auf das gesamte vermaschte Höchstspannungsnetz ohne weitere Prüfung übertragen werden. Die Gründe beruhen letztlich auf der naturgesetzlichen Verflechtung von Wechselstrom und Wechselspannung und daraus resultierenden Problemen, die mit technischen Mitteln nicht oder nur mit unvertretbar hohen Kosten behoben werden können.

Diese nur mit erheblichem Aufwand präzise beschreibbaren Probleme werden in Kasten 4.1 für Nichtspezialisten plausibel gemacht. Die in Kasten 4.1 so vereinfacht wie möglich skizzierte dynamische Netzstabilität wird im Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2012 mit vielen technischen Einzelheiten genauer beschrieben [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, u.a. Kap. 5].

##### Kasten 4.1 : Dynamische Netzstabilität und System-Grenzleistung

Eine von einem Strom, also dem Fluss einer elektrischen Ladung durchströmte Leitung speichert potenzielle Energie in Form der angehäuften Ladung und kinetische Energie in Form eines durch den Strom aufgebauten Magnetfelds, das jeden Strom ringförmig umschließt:

- Die Eigenschaft einer Leitung, Ladung und damit Energie als elektrisches Feld zu speichern heißt **Kapazität** ('kapazitiver Belag') der Leitung.
- Die im Wechselstrombetrieb auftretende Fähigkeit, Energie jeweils für eine halbe Periode, also 10 Millisekunden, als Magnetfeld zu speichern, heißt **Induktivität** ('induktiver Belag') der Leitung.

Werden Hin- und Rückleitung an einem Ende an eine 50Hz-Wechselspannungsquelle angeschlossen, etwa einen Generator, zunächst am anderen Ende ohne Stromverbraucher, so fließt dennoch aufgrund der Kapazität der Leitung der so genannte Ladestrom jeweils für eine Hundertstelsekunde in der einen Richtung hinein, für die nächste Hundertstelsekunde in der anderen Richtung heraus. Das Hin- und Hertransportieren der Ladung bewirkt natürlich einen 'Reibungsverlust' in der Leitung, die sich dadurch je nach Stärke dieses Stroms

**Fortsetzung von Kasten 4.1:**

erwärmt. Diese Ohm'sche Verlustenergie entsteht also auch schon, wenn kein Verbraucher am anderen Ende eingeschaltet ist.

Abgesehen von diesem Verlust muss der Stromgenerator bzw. die ihn antreibende Turbine im zeitlichen Mittel keine Energie liefern, weil die Energie, die in einem Ein-Hundertstelsekunde-Zeitraum zur Aufladung in die Kapazität der Leitung hineinfließt, in der nächsten Hundertstelsekunde wieder an den Generator zurückfließt. Das Produkt aus speisender Spannung und dem Ladestrom heißt deshalb Blindleistung und wird in Mega-Volt-Ampere (MVA) angegeben. Die Einheit W bzw. kW, MW etc. bleibt der elektrischen Wirkleistung vorbehalten (vgl. Fußnote zur obigen Tab. 4.1).

Wird aber ein Stromverbraucher am anderen Ende der Leitung angeschlossen, so muss der Generator dafür auch im zeitlichen Mittel diejenige Leistung tatsächlich erzeugen, die über die Leitung an den Verbraucher geliefert wird. Diese Leistung wird als 'Wirkleistung' bezeichnet und in MW angegeben. Die Summe der jeweils für einen Zeitraum an den Verbraucher übertragenen Leistungen ergibt die gelieferte Energie (= Leistung \* Dauer), gemessen in MWh bzw. kWh, die dem Verbraucher in Rechnung gestellt wird.

Die Höhe des Ladestroms für eine bestimmte Leitung kann durch eine von dem Strom durchflossene zusätzliche Induktivität gedrosselt werden, die in die Leitung eingebaut wird, etwa eine am Eingang und Ausgang eingeschleifte Spule mit Eisenkern ('Längsdrossel'), deren Induktivität aufgrund der Gesetze der Elektrodynamik der Kapazität der Leitung entgegenwirkt: 'Kompensation'.

Doch verursacht diese Kompensation nicht nur hohen technischen Aufwand und damit Kosten, sondern geht auch zu Lasten der Netzstabilität: Sind nämlich eine Induktivität und eine Kapazität in einem Stromkreis verbunden, so stellen sie einen Schwingkreis dar, in dem sich elektrische Oszillationen bilden können. Ein einzelner solcher Schwingkreis lässt sich so abstimmen, dass seine Frequenz weit weg ist von den 50 Hz des Wechselstroms und damit keine 'Aufschaukelung' durch Resonanz droht. Im Verbundnetz sind aber Dutzende solcher Resonatoren in je nach momentaner Stellung der vielen Dutzend Schalter unterschiedlicher Weise miteinander direkt leitend verbunden, während das Netz als Ganzes durch die synchronen Einspeisungen aus den Generatoren erzwungene Schwingungen mit der Grundfrequenz 50 Hz ausführt. Dabei können beliebige Resonanzen mit den Oberschwingungen und Subharmonischen der gekoppelten Resonator-Schwingkreise im Netz angestoßen werden, auch wenn sie durch den elektrischen Widerstand der Netzkomponenten gedämpft sind und so nicht unbeschränkt anwachsen können.

Schließlich sind die Induktivitäten der zahlreichen Bauteile mit (ferromagnetischem) Eisenkern wie Transformatoren und Drosseln von der Höhe des momentan durchfließenden Stroms abhängig. Sie wirken also als 'nichtlineare' Elemente, d.h., ihre Wirkung ist nicht exakt proportional zur Ursache.

Die mathematische und experimentelle Untersuchung solcher Systeme mit mehreren verkoppelten nicht-linearen Elementen bildet unter dem Namen Chaosforschung seit etwa 1970 eine neue wissenschaftliche Disziplin. Planetensysteme, Straßenverkehr, Klima, vielkomponentige chemische Reaktionen, Herz-Kreislauf-System und eben auch vermaschte Stromübertragungssysteme sind einige Beispiele.

In vermaschten Stromübertragungssystemen sind alle Ingredienzien für chaotisches Verhalten vorhanden und damit auch die Möglichkeit des 'Schmetterlingeffekts' (vgl. den früheren Kasten 2.2): Ist genügend Energie im Netz vorhanden, so kann es an irgendeiner Stelle im Netz zu einer hohen Aufschaukelung kommen mit unbeherrschbar hohen lokalen Strömen:

**Fortsetzung von Kasten 4.1:**

Es ist dann die Grenze der dynamischen Netzstabilität überschritten. Selbst mit Großcomputern und bei jeweils fast exakter Kenntnis des Jetzt-Zustands lässt sich das dynamische Verhalten des Systems nur für sehr kurze Zeit verlässlich vorausberechnen.

Während die Zeitkonstanten des chaotischen Systems Wetter/Klima im Bereich von Minuten bis Wochen liegen, geht es im Drehstromnetz um Bruchteile von Sekunden; es bleibt damit sehr wenig Zeit, um im Sinne von 'controlling chaos' in das System aktiv einzugreifen. Um systemgefährdende Extrema zu verhindern, muss man deshalb dafür sorgen, dass die gespeicherte und deshalb möglicherweise im Höchstspannungsnetz vagabundierende elektrische Energie nicht zu groß ist. Diese Energie wiederum nimmt zu mit der Stromstärke, mit der die einzelnen Stromkreise des Systems betrieben werden.

Die Vermeidung solcher möglicherweise destruktiver Ereignisse, v.a. bei Schaltvorgängen oder beim Ausfallen einer Netzkomponente, wird als 'Einhaltung der dynamischen Netzstabilität' bezeichnet.

**4.4.3 Optimierung und Flexibilisierung des bestehenden Drehstromnetzes**

Zu Optimierung und Flexibilisierung des bestehenden Drehstromnetzes wird im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2012 ausgeführt:

*„Um die zukünftigen Transportaufgaben mit minimalem zusätzlichem Trassenraumbedarf zu bewältigen, wurde im Netzentwicklungsplan eine mögliche Erhöhung der thermischen Übertragungsfähigkeit von Stromkreisen berücksichtigt. Zu den entsprechenden Optimierungsmaßnahmen für einen Hochstrombetrieb im Rahmen der bestehenden Netztopologie zählen*

- *Temperaturmonitoring (Ausnutzung von Kühlungseffekten),*
- *Auflage von Hochtemperaturseilen (HTSL),*
- *Ertüchtigung oder Neubau bestehender Trassen mit Auflage von Seilen höheren Querschnitts (geringerer Ohm'scher Widerstandsbelag).*

*Die Grenzen der Strombelastbarkeit von Freileitungen ergeben sich dabei zum einen durch die maximal zulässige Leitertemperatur und zum anderen aus dem maximal zulässigen temperaturabhängigen Seildurchhang.*

*Die Nutzung dieser Optimierungs- und Flexibilisierungspotenziale wirkt sich positiv auf die thermische Übertragungsfähigkeit aus, ohne jedoch die Grenzen der Netzstabilität anzuheben. Die Stabilitätsgrenzen hängen wesentlich von den Netzreaktanzen (Induktivitäts- und Kapazitätsbeläge) ab; vorgenannte Maßnahmen für einen Betrieb mit höheren Strombelastbarkeiten haben jedoch nahezu keinen Einfluss auf diese stabilitätsrelevanten elektrischen Größen, ... .*

*Während in Drehstromsystemen für die Übertragungsfähigkeit über kurze Entfernungen die thermische Übertragungsfähigkeit der Betriebsmittel maßgebend ist, nimmt bei größeren Entfernungen und/oder Auslastungen die Bedeutung der Netzstabilität*

und des Netzschutzes für die Übertragungsfähigkeit zu. Netzstabilität und/oder Netzschutz können dann die limitierenden Kriterien darstellen.

Die wesentliche Zielsetzung der Netzausbauplanung ist es, die Transportkapazität ohne Einschnitte in der Systemsicherheit bedarfsgerecht auszubauen. Dies erfordert neben der Beachtung der thermischen Übertragungsfähigkeit auch die Berücksichtigung möglicher Stabilitätsgrenzen sowie Grenzen, die sich aus den eingesetzten Netzschutzprinzipien ergeben. Auf Basis individueller Prüfungen im Einzelfall (ggf. Engpassbeseitigung auf begrenzten Abschnitten, kurzzeitige Reservestellung im (n-1)-Fall) können sich daraus Grenzwerte für maximale Belastungszustände für transitrelevante Korridore ergeben ... Folglich sind Optimierungs- und Flexibilisierungsmaßnahmen im bestehenden Netz grundsätzlich nur nach Prüfung der notwendigen Voraussetzungen einsetzbar. Unter Berücksichtigung der regionalen Gegebenheiten ist zu prüfen, ob

- die betroffenen Betriebsmittel eines Stromkreises (Leitenseile, Schaltgeräte, Wandler etc.) technisch zur Beherrschung einer höheren Strombelastbarkeit geeignet sind bzw. ertüchtigt werden müssen und
- der Erhalt der Systemstabilität oder die Funktion des Netzschutzes gefährdet sind.
- Die Erhöhung der thermischen Strombelastbarkeit ist somit nicht pauschal mit einer Erhöhung der Übertragungskapazität gleichzusetzen und kann daher nicht als Patentlösung für den steigenden Transportbedarf dienen.“ [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 72ff.].

Die zweifellos nach allen Regeln der Kunst durchgeführten Computersimulationen ('Dynamisches Netzmodell' und 'Transiente Stabilität') werden auf der Basis der „Startnetztopologie“ [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 79ff.] in Teil 6 des Entwurfs des Netzentwicklungsplans für unterschiedliche Entwicklungspfade des Ausbaus der erneuerbaren Energien im Einzelnen und auf die Teilnetze der vier Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW angewendet.

Laut Entwurf des Netzentwicklungsplans 2012 zeigen die Ergebnisse, dass in den Netzbereichen der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz und TenneT mit besonders großen und weiträumigen Transiten schon eine Strombelastung im Bereich der thermischen Grenzlast (ab hier wörtliches Zitat) „im Fehlerfall zu einem Verlust der Transienten Stabilität führen kann. Daher sind solche Belastungszustände im Wechselstromnetz durch ausreichende Netzdimensionierung und Auswahl einer geeigneten Technologie zu vermeiden. Für das Netzgebiet von 50Hertz ergab sich unter Zugrundelegung der 'Startnetztopologie', dass die Stabilitätskriterien für einzelne Übertragungskorridore bei unterschiedlichen Stromgrenzwerten in Abhängigkeit von der Vermaschung, der Leitungslänge und der netzseitigen Kurzschlussleistung verletzt werden. In gut vermaschten Transitkorridoren (Wolmirstedt-Lauchstädt-Vieselbach-Remptendorf/-Altenfeld und Bärwalde-Streumen-Rohrsdorf/Vieselbach) liegen die im ungestörten Zustand, dem (n-0)-Fall, zulässigen Ströme bei 2.300 A je Stromkreis.“ [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 91f., Kap. 5.3.2.3].

Die Grenze der dynamischen Stabilität des Netzes gemäß „*Startnetztopologie*“ [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 79ff.] ist demnach also erreicht, wenn die Strombelastung auf den Transitkorridoren bei den genannten Stromstärken von 2.300 A je Stromkreis liegt, die – zufällig? – ziemlich genau mit den thermischen Grenzströmen des jetzt vorhandenen, noch nicht Richtung „*Startnetztopologie*“ verstärktem Netz übereinstimmen.

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 und das spätere Kap. 10.2.1(5)):

- 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.

Im abschließenden Kap. 10.2 dieses Buchs werden die erheblichen systematischen Defizite des Entwurfs des Netzentwicklungsplans genauer erläutert, der für das Leit-szenario B2022 den Neubau von insgesamt 4.500 km neuer 380kV-Drehstrom-Freileitungen [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, Kap. 6.2.2.] fordert: Er erweist sich als eine durch elaborierte Simulationen scheinbar gut begründete Fortschreibung und gigantische Erweiterung der alten Planungen zum Neubau von 380kV-Freileitungen, im Wesentlichen um so den Betrieb von konventionellen Kraftwerken auch bei starker Einspeisung von erneuerbarem Strom zu ermöglichen.

- Eine wesentliche Ursache der insbesondere im ostdeutschen 50Hertz-Netz befürchteten Überschreitung der dynamischen Stabilitätsgrenze ist die massive Einspeisung von konventionellem Strom parallel zu sehr starker Windenergieeinspeisung in Ostdeutschland: „*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]. Ein Netzbau, insbesondere aber ein Freileitungsneubau für die Einspeisung von konventioneller Energie auch bei starker Windenergieeinspeisung konterkariert aber die Energiewende (vgl. das spätere Kap. 8.1.1) und verhindert die Akzeptanz des für die Integration der erneuerbaren Energien erforderlichen Leitungsneubaus.
- Die Möglichkeiten, durch raschen Bau eines HGÜ-Overlaynetzes (vgl. das spätere Kap. 7.4) die Blindstromproblematik und die Netzstabilität in den Griff zu bekommen, werden nur völlig unzureichend genutzt durch 4 HGÜ-Leitungen von Nord nach Süd mit einer Übertragungskapazität von 10 GW. Es stellt sich die Frage, in welchem Um-

fang die geplanten Drehstromleitungen überflüssig würden bei optimierter Planung eines neuen HGÜ-Overlaynetzes.

- Zudem bleibt im Entwurf des Netzentwicklungsplans völlig unberücksichtigt, dass Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien, v.a. Windenergieanlagen, zukünftig einen immer größeren Teil der Systemstabilität bereitstellen können [Dena 2010, Kap. 15; SRU 2011, S. 242ff.]. Sie haben in wachsendem Maße Gleich-Wechselrichter und können damit Blindstrom erzeugen, auch wenn kein Wind weht. Aber auch kleine dezentrale Anlagen haben ein beträchtliches Potenzial zur Netzstabilisierung. So sorgt etwa in Larrieden bei Feuchtwangen ein regelbarer Ortsnetztransformator dafür, dass Solaranlagen, Biogasanlagen und ein Windrad ohne Gefahr für die Netzstabilität zuverlässig einspeisen können. In Unterfranken wurde der Wechselrichter einer Freiflächenphotovoltaikanlage so ausgelegt, dass er 24 Stunden am Tag Blindstrom bereitstellen kann. Blindstrom ist das Schmiermittel für den Stromtransport. Das Netz verträgt damit deutlich mehr Einspeisung von Sonnen- und Windstrom [Göppel 2012].