



Herausgeber

Institut für Energie-
und Wettbewerbsrecht
in der kommunalen
Wirtschaft e.V.,
Humboldt-Universität
zu Berlin

Wissenschaftlicher Beirat

Prof. Dr. Hartmut Bauer
Prof. Dr. Edmund Brandt
Prof. Dr. Christoph Brömmelmeyer
MinDirig Christian Dobler
Dr. Felix Engelsing
Prof. Dr. Siegfried Klaue
Wiegand Laubenstein
Prof. Dr. Holger Mühlenkamp
Prof. Dr. Johann-Christian Pielow

Aus dem Inhalt

Aufsätze

Christian Buchmüller/Jörn Schnutenhaus
Aktuelle Entwicklungen zur Stromlieferung an die
Straßenbeleuchtung – ein Jahresrückblick

Lorenz Jarass
Stromnetzausbau für erneuerbare Energien erforderlich
oder für unnötige Kohlestromeinspeisung?

Dirk Sauer/Jonathan Beel
Die Lockerung des Verbotes der Vermengung von
Eignungs- und Zuschlagskriterien nach der geänderten
Vergabeverordnung

Mirko Sauer
(Re-)Kommunalisierung und Auswahlkriterien bei der
Konzessionsvergabe – Aktuelle Rechtsprechung zum
Konzessionsvertragsrecht (Teil 2)

Lorenz Zabel
Zur (Un-)Wirksamkeit von Preisanpassungsklauseln in
Gaslieferverträgen

Rechtsprechung

Johannes Riewe
BGH, E.ON Netz GmbH – Genehmigungsfähigkeit eines
Investitionsbudgets für Maßnahmen eines Verteilnetz-
betreibers zur notwendigen Integration von EEG-Anlagen

Fatima Massumi
OVG Lüneburg, Beanstandung der Kommunalaufsicht
rechtmäßig – Konzessionsvergabe rechtswidrig

Birgit Ortlieb
OLG Celle, Zum Begriff des öffentlichen Auftraggebers im
Vergaberecht im Hinblick auf Gasnetzbetreiber

Cordula Modest
LG Hamburg, Erhebung der EEG-Umlage für die Belieferung mit
so genannter „Nutzenergie“

6/2013

Jahrgang 13 | Seiten 313–000
ISSN 1866-8585



Nomos



Stromnetzausbau für erneuerbare Energien erforderlich oder für unnötige Kohlestromeinspeisung?

Prof. Dr. Lorenz Jarass

I. Problemstellung

Der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegte Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2012¹ sah im Leitszenario einen Leitungsneubau von 6.600 km vor mit rund 20 Mrd. € Investitionskosten. Von diesen Neubauplanungen wurden von der Bundesnetzagentur 2012 im Entwurf des Bundesbedarfsplans mit über 4.500 km gut zwei Drittel bestätigt:²

- 2.800 km komplette Neubautrassen, z.B. auch die 380kV-Leitung Erfurt – Altenfeld – Redwitz,
- weitere 2.900 km, in denen teilweise der Neubau von 380kV-Leitungen in bestehenden Trassen, teilweise sonstige Maßnahmen zur Erhöhung der Übertragungsleistung vorgesehen sind.

In dem seit Mitte Juli 2013 vorliegenden 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2013³ werden viele von der Bundesnetzagentur (noch)³ nicht bestätigte Leitungen wieder gefordert und darüber hinaus noch eine Reihe von weiteren (neuen) Leitungen für erforderlich erachtet.⁴

Angeblich wird gemäß Netzentwicklungsplan "... lediglich diejenige Leistung erzeugt, die nach Abzug erneuerbarer Einspeisungen und aufgrund technischer Restriktionen eingesetzter „Must-Run-Units“ bereitgestellt werden muss."⁵ Andererseits wird als eine wesentliche Ursache der insbesondere im 50Hertz-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."⁶

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, sondern alle Einspeisewünsche von konventionellen Kraftwerken.

Dies entspricht auch dem im Netzentwicklungsplan wie auch im Bundesbedarfsplan verwendeten Planungsgrundsatz "freizügiges künftiges Marktgeschehen": "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."⁷ Demgemäß sollen also alle konventionellen Kraftwerke (wo auch immer installiert) gesichert und – unbehindert durch den Einspeisevorrang für erneuerbare Energien – in das Netz einspeisen können.

Das Bundesbedarfsplangesetz trat am 23. Juli 2013 in Kraft. Die im Bundesbedarfsplan ausgewiesenen Stromleitungen werden für energiewirtschaftlich zwingend erforderlich erklärt, die Realisierung der Leitungen von übergeordneter Bedeutung wird der Bundesnetzagentur übertragen. Die energiewirtschaftliche Erfordernis wird wesentlich mit dem geplanten weiteren massiven Ausbau der erneuerbaren Energien begründet. Entsprechend erklärte Ende Juni 2013 der Geschäftsführer des Übertragungsnetzbetreibers Amprion unter Bezug auf ein neues riesiges HGÜ-Leitungsprojekt von Halle nach Augsburg: "Wir bringen eines der zentralen Großprojekte für das Gelingen der Energiewende auf den Weg", und der Vorsitzende der Geschäftsführung des ostdeutschen Übertragungsnetzbetreibers von 50Hertz ergänzte: Die Leitung "ist unentbehrlich für die Aufnahme und den Transport der Windenergie".⁸

Es bestand allerdings seit Längerem die starke Vermutung, dass der geplante massive Stromnetzausbau, insbesondere auch die geplante Südthüringen-Leitung von Erfurt über Altenfeld nach Redwitz, wesentlich verursacht wird durch unnötige Einspeisung von Kohlestrom parallel zu Starkwindeinspeisung sowie durch die Nichtberücksichtigung des gesetzlich gebotenen Abschneidens von seltenen erneuerbaren Erzeugungsspitzen. Eine Klage gegen diese Südthüringen-Leitung wurde vom Bundesverwaltungsgericht am 18. Juli 2013 zurückgewiesen, da deren energiewirtschaftliche Notwendigkeit im Energieleitungsausbaugesetz von 2009 gesetzlich festgelegt sei.⁹

Mittlerweile liegen detaillierte Lastflussdaten des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz für 03/2012–06/2013 vor sowie von der Bundesnetzagentur für das Prognosejahr 2022, die Grundlage für den Bundesbedarfsplan sind. Aus entsprechenden Abgleichen der Daten zu Netzbelastung und Stromeinspeisung lässt sich u.a. detailliert quantitativ belegen, inwiefern der laut Netzentwicklungsplan und Bundesbedarfsplan erforderliche massive Netzausbau primär durch hohe Wind- und Sonnenenergieeinspeisung verursacht wird oder eben doch, wie bisher nur vermutet, von unnötig hoher Kohlestromeinspeisung zeitgleich zu hoher Windenergieeinspeisung.

1 [NEP 2012/1]; [NEP 2012/2].

2 [BBPl 2012, S. 13ff.]; [BBPIG 2013].

3 Ein Teil dieser Leitungen wurde mittlerweile bestätigt, vgl. [BNetzA 2013d].

4 [NEP 2013/2].

5 [NEP 2012/1, S. 46].

6 [NEP 2012/1, S. 118].

7 [NEP 2012/1, S. 78].

8 [TA 2013].

9 [BVerwG 2013].

II. Stromnetzausbau für unnötige Kohlestromeinspeisung

1. Stromnetzausbau für eine unbeschränkte Einspeisung fossil erzeugten Stroms

Im Gegensatz zu den gesetzlich festgelegten energiepolitischen Zielen der Energiewende soll gemäß Netzentwicklungsplan das Stromnetz für eine unbeschränkte Einspeisung fossil erzeugten Stroms auch bei gleichzeitig hoher Einspeisung von erneuerbarem Strom ausgebaut werden.¹⁰

Bei der Netzausbauplanung bleibt nämlich weiterhin ein Herunterregeln konventioneller Kraftwerke bei Netzengpässen ("Redispatch") unberücksichtigt mit der fragwürdigen Begründung: "Redispatch und Countertrading sind präventive und kurative Maßnahmen des Netzbetriebs. Diese dürfen in der Netzplanung nicht angewandt werden."¹¹ Dies klingt nach einem gesetzlichen Verbot, doch ein solches Verbot existiert mitnichten. Die Verweigerung von "Redispatch" bei der Netzausbauplanung widerspricht grundlegend der Energiewende, die mehr erneuerbare Energien und weniger Kohlestrom als Ziel hat. Bei ausreichend erneuerbarem Energieangebot muss demnach zwingend die Kohlestromproduktion heruntergefahren werden.

Der zusätzliche Netzausbaubedarf wird im Netzentwicklungsplan (NEP) auch mit steigenden Stromexporten begründet: "Ein Vergleich der Handelsbilanzen zeigt, dass Deutschland im Szenario B 2023 des NEP 2013 ein höheres Exportverhalten aufweist. Es werden im Mittel rund 8 GW mehr exportiert als im Leitszenario B 2022 des NEP 2012. Während Deutschland im Szenario B 2022 in knapp 60% der Jahrestunden Leistung ins Ausland exportiert, sind es im Szenario B 2023 75%. Dies bedeutet, dass aufgrund gesteigener Erzeugung in Deutschland die Exporte ansteigen. Die Folge ist tendenziell ein höherer Netzausbaubedarf."¹² Diese höheren Exporte resultieren u.a. aus der Kohlestromproduktion auch bei Starkwindlagen, wie im aktuellen Netzentwicklungsplan 2013 ausgeführt wird: "... Da Kohlekraftwerke zumeist zu den Erzeugungseinheiten mit geringeren Erzeugungskosten gehören, sind eine gleichzeitige hohe (regionale) Windeinspeisung und eine hohe Einspeisung aus Kohlekraftwerken durchaus möglich. Sind im Ausland teurere Kraftwerke im Einsatz, werden diese bis zur vollständigen Ausnutzung der Handelsmöglichkeiten ebenfalls reduziert."

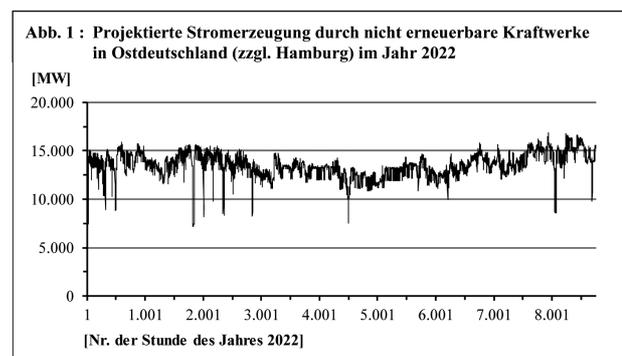
Im Klartext: Der deutsche Stromverbraucher bezahlt zusätzliche Leitungen, angeblich zur Integration erneuerbarer Energien, in Wirklichkeit aber, damit die deutschen Kohlekraftwerke auch bei Starkwindeinspeisung weiterlaufen und der Kohlestrom ins Ausland exportiert werden kann.

Deshalb werden bei Starkwindlagen von Jahr zu Jahr wachsende Mengen elektrischer Energie exportiert, 2012 hatte Deutschland trotz Stilllegung von Kernkraftwerken einen Rekord-Nettostromexport. Deutsche Kohlekraftwerke ersetzen dadurch die Stromerzeugung in ausländischen Kraftwerken. Warum sollen die dafür benötigten Leitungen die deutschen Stromverbraucher bezahlen? Und warum werden in der Öffentlichkeit diese Leitungen als Energiewende-bedingt dargestellt?¹³

2. Beispiel 1: Ostdeutsche Kohlekraftwerke produzieren auch bei Starkwindeinspeisung mit voller Leistung

a. Ergebnis für 2022

Abb. 1 zeigt die im Netzentwicklungsplan für 2022 projektierte Stromerzeugung in Ostdeutschland (zzgl. Hamburg)¹⁴ durch nicht erneuerbare Kraftwerke; dies sind v.a. Braunkohlekraftwerke.¹⁵



Ergebnis: Die Energiewende erfordert die Abregelung von konventionellen Kraftwerken, soweit ausreichend viel erneuerbare Energien zur Verfügung stehen. Die konventionelle Stromerzeugung passt sich aber keineswegs in nennenswerter Weise an die Stromerzeugung aus Wind und Sonne an (vgl. die spätere Abb. 6). Die in Abb. 1 gezeigten starken kurzzeitigen Ausschläge nach unten sind durch vorübergehende Abschaltungen der konventionellen Kraftwerke bedingt, die aber meist nicht zeitgleich zu starken Einspeisespitzen von Wind und Sonne erfolgen, sondern aus technischen Gründen oder wegen extrem schwacher Stromnachfrage (z.B. zur Jahreswende). Die konventionellen Kraftwerke werden ganz überwiegend so betrieben, als ob es nur wenig Einspeisung aus erneuerbaren Energien gäbe.

b. Detailergebnis für 16. – 31. März 2022

Die spätere Abb. 6 zeigt, dass in der zweiten Märzhälfte (entspricht den Stundennummern 1782 bis 2165 in Abb. 6) mehrere sehr starke Einspeisespitzen von Wind und Sonne projiziert werden. Dieser Zeitraum wird nun etwas genauer untersucht.

¹⁰ Siehe zum Folgenden auch [Obermair/Jarass 2013, Teil 2].

¹¹ [NEP 2013/1, S. 26].

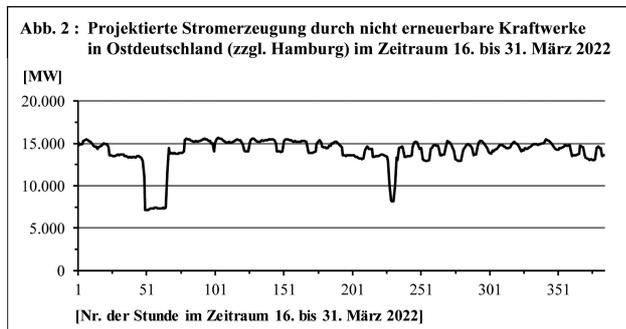
¹² [NEP 2013/1, S. 88].

¹³ Z.B. [TenneT 2013, S. 14/15]: "Auf Grund des Zubaus von EEG-Anlagen (insbesondere Windenergieanlagen) in der Regelzone der 50Hertz bei gleichzeitig tendenziell stagnierendem Verbrauch, insbesondere in den ostdeutschen Bundesländern, ist es ... notwendig, die ... Übertragungskapazität ... zu erhöhen." "Hierbei wurde der Neubau der 380-kV-Leitung zwischen Altenfeld und Redwitz als erforderlich zur Bereitstellung von Übertragungskapazitäten identifiziert."

¹⁴ 50Hertz-Regelzone.

¹⁵ Der Braunkohlestrom wird im Raum Cottbus und im Raum Leipzig/Halle erzeugt.

Abb. 2 zeigt eine Ausschnittsvergrößerung aus Abb. 1 für den ausgewählten Zeitraum 16. bis 31. März 2022.



c. Ergebnis

Die konventionelle Stromerzeugung passt sich selbst in diesen sehr windstarken Tagen keineswegs in nennenswerter Weise an die Stromerzeugung aus Wind und Sonne an. Die zwei starken kurzzeitigen Ausschläge nach unten sind durch vorübergehende Abschaltungen der konventionellen Kraftwerke bedingt, die aber nicht notwendiger Weise zeitgleich zu starken Einspeisespitzen von Wind und Sonne erfolgen, sondern aus technischen Gründen. Die konventionellen Kraftwerke werden in diesen Projektionen ganz überwiegend so betrieben, als ob es nur wenig Einspeisung aus erneuerbaren Energien gäbe. Kohlekraftwerke werden kontinuierlich viel stärker eingesetzt, als sie (derzeit noch?) zur Systemstabilisierung mindestens erforderlich sind.

3. Beispiel 2:

Südthüringen-Leitung von Erfurt nach Coburg

50Hertz veröffentlicht seit 1.3.2012 Lastflussdaten¹⁶ für seine Regelzone (Ostdeutschland zzgl. Hamburg). Hierbei unterscheidet 50Hertz in folgende Lastzustände:

- "Grüne Leitung (*bis 50% Auslastung*) = keine Probleme im Fehlerfall.
- Orange Leitung (*Auslastung größer/gleich 50% bis kleiner/gleich 70%*) = im Fehlerfall nahe an der Grenze der Belastbarkeit.
- Rote Leitung (*Auslastung größer als 70%*) = im Fehlerfall an der Belastungsgrenze."

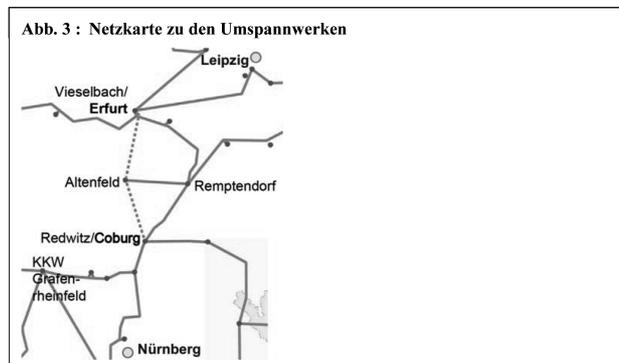
Zudem macht 50Hertz seit 2008 für seine Regelzone Angaben zur gesamten viertelstündlichen Stromproduktion¹⁷ sowie seit 2005 für die Windenergieeinspeisung¹⁸ und seit 2011 für die Photovoltaikeinspeisung.¹⁹

50Hertz macht also zwar Angaben zur gesamten Stromerzeugung in seiner Regelzone sowie zusätzlich zur Erzeugung aus Wind und Sonne. Weitere Angaben zur Erzeugung macht 50Hertz nicht. Die konventionelle Stromerzeugung ergibt sich dann, indem von der gesamten Stromerzeugung die Stromerzeugung aus Wind und Sonne abgezogen wird. In Ostdeutschland ist der Großteil der konventionellen Stromerzeugung Braunkohlestrom.

Die 50Hertz-Netzdaten wurden beispielhaft für die geplante 380kV-Leitung Vieselbach/Erfurt – Altenfeld/Rennsteig –

Redwitz/Coburg ausgewertet sowie für die bestehende 380kV-Leitung von Remptendorf/Rennsteig nach Redwitz/Coburg in Nordbayern.

Abb. 3 zeigt die Lage der im Folgenden genannten Orte und Umspannwerke (UW).

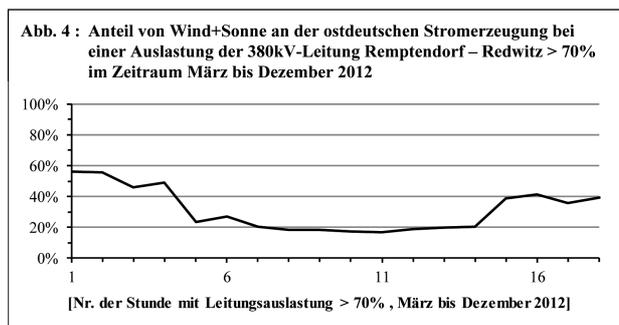


Quelle: [VDE 2012], nur 380kV-Leitungen, Ortsnamen wurden ergänzt.

a. Ergebnis für März bis Dezember 2012

Abb. 4 zeigt den Anteil von Wind und Sonne an der ostdeutschen Stromerzeugung für den Zeitraum März bis Dezember 2012 bei einer kritischen (> 70%) Auslastung der 380kV-Leitung Remptendorf – Redwitz:

- Der Anteil von Wind und Sonne an der ostdeutschen Stromerzeugung (50Hertz-Bereich) lag 2012 in den Stunden der kritischen Belastung der 380kV-Leitung Remptendorf – Redwitz typischer Weise zwischen 20% und 50%.
- Nur während insgesamt 2 Stunden lag die Belastung mit 56% über 50%.



Die sehr starken Leitungsbelastungen traten überwiegend bei mäßigen bis mittleren Windenergieeinspeisungen auf. Nur einmal, nämlich bei der maximalen Windenergieeinspeisung 2012 am 5.10.2012, 17:00, waren die Leitungen mit 2.505 MW ebenfalls stark belastet, wenn auch weniger als z.B. am 4.12.2012 mit 2.828 MW. Nur dieses eine Mal war die Überlastung also möglicherweise auch windenergiebedingt. Am 5.10.2012 zog eine starke Sturmfront durch Ostdeutschland: Um 09:00 war die Windenergieeinspeisung nur 2.945 MW, um

16 [50Hertz 2013, Lastflussdaten], Netzbelastung zur vollen Stunde.
 17 [50Hertz 2013, Erzeugung], eingetretene Erzeugung.
 18 [50Hertz 2013, Windenergie], Hochrechnungswerte-Windenergieeinspeisung.
 19 [50Hertz 2013, Photovoltaik], Hochrechnungswerte-Photovoltaik.

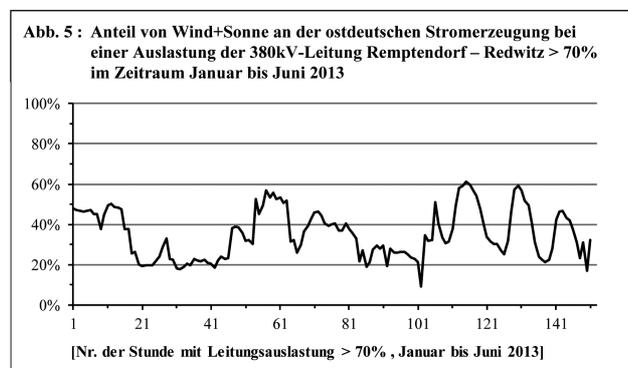
17:00 lag sie bei 10.208 MW und bis 24:00 war sie schon wieder auf 3.713 MW gesunken.

Derartige extrem seltene und kurzzeitige Einspeisespitzen müssen aber abgeregelt werden statt einen wirtschaftlich unzumutbaren und damit rechtswidrigen Netzausbau voranzutreiben.²⁰

b. Ergebnis für Januar bis Juni 2013

Abb. 5 zeigt den Anteil von Wind und Sonne an der ostdeutschen Stromerzeugung für den Zeitraum Januar bis Juni 2013 bei einer kritischen (> 70%) Auslastung der 380kV-Leitung Remptendorf – Redwitz:

- Die Anzahl der kritischen Belastungsstunden der 380kV-Leitung Remptendorf – Redwitz ist in 2013 deutlich angestiegen. Dies lag aber keinesfalls an der Einspeisung von Wind- und Sonnenstrom.
- Der Anteil von Wind und Sonne an der ostdeutschen Stromerzeugung (50Hertz-Bereich) lag nämlich auch im ersten Halbjahr 2013 in den Stunden der kritischen Belastung der 380kV-Leitung Remptendorf – Redwitz typischer Weise nur zwischen 20% und 50%.
- Nur während drei Sturmfronten im Frühjahr 2013 lag die Belastung jeweils für wenige Stunden (8, 7 und 5 Stunden) zwischen 50% und 60%. Wie eben schon erwähnt, müssen derartige extrem seltene und kurzzeitige Einspeisespitzen abgeregelt werden statt einen wirtschaftlich unzumutbaren und damit rechtswidrigen Netzausbau voranzutreiben.



c. Gesamtergebnis: Südthüringen-Leitung ist braunkohlebedingt

Die kritischen Leitungsbelastungen werden NICHT durch erneuerbare Energien verursacht, sondern durch die unnötige Einspeisung von Kohlestrom zeitgleich zu Starkwindeinspeisung.

Ohne die bei Starkwindlagen unnötigen Kohlestromeinspeisungen und bei Abregelung der seltenen Windenergiespitzen könnten verbleibende Überlastungen alleine durch Beseilung mit Hochtemperaturleiterseilen behoben werden. Der von 50Hertz angegebene maximale Betriebsstrom ist keine absolute technisch-physikalische Obergrenze, sondern könnte zumindest mittelfristig erhöht werden, so dass dann sehr kostengünstige Maßnahmen, wie Leiterseiltemperaturmonitoring, gerade im Störfall verstärkt eingesetzt werden könnten.

Die geplante 380kV-Südthüringen-Leitung Erfurt (UW Vieselbach) – Südthüringen/Rennsteig (UW Altenfeld) – Coburg (UW Redwitz) ist NICHT für die Übertragung von ostdeutschem Windstrom nach Süddeutschland erforderlich, sondern ausschließlich für die Übertragung von Braunkohlestrom zeitgleich zu Starkwindeinspeisung. Der geplante und zum Teil schon in Bau befindliche Leitungsbau belastet Umwelt und Stromverbraucher unnötig, konterkariert den Klimaschutz und bedroht damit die Akzeptanz der Energiewende.

III. Stromnetzausbau für erneuerbare Erzeugungsspitzen rechtswidrig?

a. Abschneiden von erneuerbaren Erzeugungsspitzen volkswirtschaftlich und gesetzlich geboten

*"Der Netzausbau muss sowohl volkswirtschaftlich als auch betriebswirtschaftlich effizient sein. Dies bedeutet, dass die Netze in der Energiezukunft nicht zur Aufnahme von jeder beliebig angebotenen Strommenge ausgebaut werden sollten",*²¹ soweit die Bundesnetzagentur in einem Grundsatzpapier aus dem Jahr 2012.

Auch der Netzentwicklungsplan 2013 bestätigt das große Potenzial des Abschneidens der erneuerbaren Erzeugungsspitzen für eine Verminderung des erforderlichen Netzausbaus: *"Das Abschneiden der regenerativen Erzeugungsspitzen, die nur an wenigen Stunden im Jahr auftreten, kann den Netzausbau reduzieren. Die Höhe der abgeschnittenen Leistung und der daraus resultierenden nicht übertragbaren Energiemengen ist eine entscheidende Einflussgröße für den Netzausbaubedarf."*²² Trotzdem werden die Möglichkeiten des Abschneidens systematisch unberücksichtigt gelassen: *"Auf Basis der aktuell gültigen gesetzlichen Regelungen ist der EEG-Strom jedoch vollständig aufzunehmen und zu übertragen. Deshalb wird diese Möglichkeit des Abschneidens von Erzeugungsspitzen im Netzentwicklungsplan nicht systematisch betrachtet."*²³

Die Netzbetreiber müssen die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien sicherstellen,²⁴ bei Engpässen sind die Netzbetreiber *"verpflichtet, unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen"*.²⁵

Andererseits besteht aber auch eine gesetzliche Beschränkung der Verpflichtung zum Netzausbau, da der Umfang des Netzausbaus wirtschaftlich zumutbar sein muss:

- *"Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist."*²⁶

20 Vgl. Kap. III dieses Beitrags sowie [Jarass/Obermair 2012, Kap. 6, v.a. Kap. 6.1.1].

21 [BNetzA 2012 a, S. 21.].

22 [NEP 2013/1, S. 25].

23 [NEP 2013/1, S. 25].

24 § 8 (1) EEG.

25 § 9 (1) EEG.

26 § 11 (1) | EnWG.

– "Der Netzbetreiber ist nicht zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau seines Netzes verpflichtet, soweit dies wirtschaftlich unzumutbar ist."²⁷

Die zitierte Verpflichtung zur Integration erneuerbarer Energien beinhaltet also keineswegs, wie im Netzentwicklungsplan angenommen, dass der Netzbetreiber sicherstellen muss, dass jede in seinem Einzugsgebiet erzeugbare Kilowattstunde erneuerbare Energie auch jederzeit gesichert übertragen werden kann. Für den extrem seltenen Fall einer gleichzeitigen vollen Produktion aller Windkraftwerke an der gesamten Nordseeküste²⁸ müsste nach einer derartigen Gesetzesauslegung eine Erhöhung der Übertragungsleistung der Höchstspannungs-Fernübertragungsleitungen bis zur Summe aller Nennleistungen der installierten Windkraftwerke erfolgen. Es müssten für eine solche Erhöhung der Übertragungsleistung, bis hin zum Neubau von Nord-Süd-Leitungen, Millionen von Euro investiert werden, um einen Mehrertrag an erneuerbaren Energien im Wert von einigen Tausend Euro zu erzielen, indem nämlich die gesicherte Einspeisung auch der sehr seltenen und sehr kurzen simultanen Spitzen der Erzeugung erneuerbarer Energien ermöglicht würde.²⁹ Der resultierende Netzausbau steht damit offensichtlich nicht nur im Widerspruch zum gesunden Menschenverstand, sondern auch zu der gesetzlich gebotenen wirtschaftlichen Zumutbarkeit des Netzausbaus.³⁰

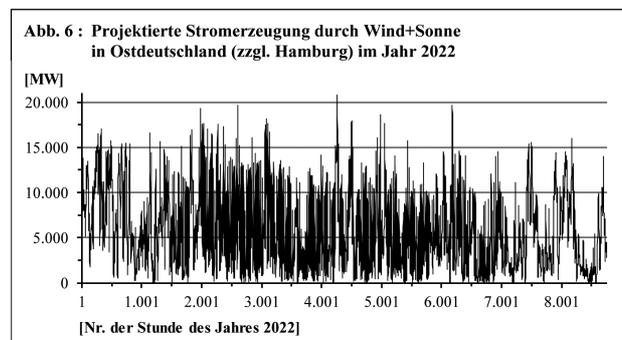
Diese Anweisung zu einer gewissen Beschränkung der Höhe des Netzausbaus drückt eigentlich nur die wirtschaftliche Selbstverständlichkeit aus, dass für sehr seltene kurze Spitzen der Leistung der möglichen Erzeugung, die selbst in ihrer Summe nur äußerst wenig Energie (= Leistung mal Zeit) erbringen, keine zusätzliche Übertragungskapazität geschaffen werden muss.³¹

Der Netzausbau ist bekanntlich dann optimal, wenn seine Grenzkosten gleich sind seinem Grenznutzen. Für Leitungen, deren Notwendigkeit mit der Fernübertragung von erneuerbarem Strom, insbesondere aus Windenergieanlagen, begründet wird, wurden umfangreiche Untersuchungen durchgeführt.³² Demnach ist der Netzausbau dann optimal, wenn über die Leitungen etwa 60% bis 70% der regional insgesamt installierten Windenergie-Generatorleistung gesichert in weiter entfernte Nachfrageschwerpunkte übertragen werden kann, nicht aber die Jahresspitze von 90% und mehr, wie in den Netzentwicklungsplänen vorgesehen.

Wichtig: Die Begrenzung bedeutet nicht, dass jedes einzelne Windkraftwerk auf 65% seiner jeweils installierten Leistung reduziert wird. Nur bei momentan sehr hohem simultanen Windenergieangebot in größeren Gebieten der Regelzone, was im Mittel sehr selten und nur für kurze Zeitabschnitte vorkommt, kann die zur 380kV-Ebene durchzuleitende Windkraftwerksleistung die Grenzlast des Netzes von z.B. 65% der installierten Gesamtleistung der Windkraftwerke überschreiten. Nur während dieser seltenen und meist kurzen Perioden müssen die Windkraftwerke soweit heruntergeregelt werden, dass die momentan zulässige Belastbarkeit des Netzes nicht überschritten wird.³³

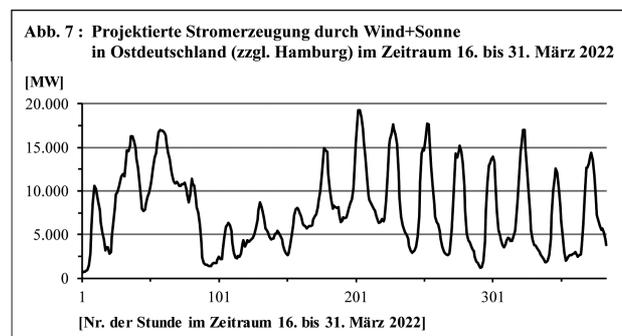
b. Beispiel: Stromerzeugung durch Wind und Sonne in Ostdeutschland

Abb. 6 zeigt beispielhaft die für das Jahr 2022 in der 50Hertz-Regelzone (Ostdeutschland zzgl. Hamburg) durch den Netzentwicklungsplan projektierte Stromerzeugung durch Wind und Sonne (Photovoltaik).



Ergebnis: Die Stromerzeugung aus Wind und Sonne ist sehr fluktuierend entsprechend der momentanen Wettergegebenheiten. Es gibt starke Einspeisespitzen, die allerdings sehr selten sind. Derartige extrem seltene und kurzzeitige Einspeisespitzen müssen aber, wie schon ausgeführt, bei drohender Netzüberlastung, insbesondere aber im Netzstörfall, abgeregelt werden.

In der zweiten Märzhälfte (dies entspricht den in Abb. 6 angegebenen Stundennummern 1782 bis 2165) werden mehrere sehr starke Einspeisespitzen von Wind und Sonne projektiert. Dieser Zeitraum wird nun genauer untersucht. Abb. 7 zeigt eine Ausschnittsvergrößerung aus Abb. 6 für den ausgewählten Zeitraum 16. bis 31. März 2022.



Ergebnis: Selbst in diesem extrem windstarken Zeitraum gibt es nur relativ seltene starke Einspeisespitzen. Derartige extrem seltene und kurzzeitige Einspeisespitzen müssen aber sinnvoller Weise abgeregelt werden statt einen wirtschaftlich unzumutbaren und damit rechtswidrigen Netzausbau voranzutreiben. Netz- und marktbezogene Maßnahmen zum Einspeisema-

27 § 9 (3) EEG.
 28 die, wenn überhaupt, höchstens für einige Stunden im Jahr auftritt, vgl. [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Tab. 10.2].
 29 Siehe hierzu auch [Jarass/Obermair 2012, Kap. 6.1.2]; [Obermair/Jarass 2013, Teil 2].
 30 § 11 (1) 1 EnWG; § 9 (3) EEG.
 31 [Jarass/Obermair 2012, S. 142].
 32 [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Kap. 10.3]; [Jarass/Obermair 2012, Kap. 6.3].
 33 [Jarass/Obermair 2012, S. 162].

nagement³⁴ bei drohenden Netzüberlastungen oder Störfällen entsprechen der Zielsetzung der Energiewende: mehr erneuerbare, weniger fossile Energieträger.

c. Untersuchung der Möglichkeiten des Abschneidens von erneuerbaren Erzeugungsspitzen

Die Bundesnetzagentur hatte Anfang 2013 in ihrem neuen Szenariorahmen die Netzbetreiber beauftragt, Alternativberechnungen für ein Abschneiden seltener erneuerbarer Erzeugungsspitzen durchzuführen mit der folgenden Begründung: *"Im Einzelnen ergab eine Auswertung der Daten der Übertragungsnetzbetreiber für das Wetterjahr 2007, dass die tatsächlich eingespeiste Leistung nur in 172 Stunden des Jahres 2007 über 80% der gesamten installierten Leistung lag, und dass der Energieverlust auf Grundlage einer pauschalen, bundesweiten Beschränkung 0,4% der gesamten Jahresarbeit von Onshore-Windenergieanlagen in der Bundesrepublik Deutschland betragen hätte."*³⁵ Der Netzentwicklungsplan 2013 schreibt hierzu: *"Das Abschneiden der regenerativen Erzeugungsspitzen, die nur an wenigen Stunden im Jahr auftreten, kann den Netzausbau reduzieren. Die Höhe der abgeschnittenen Leistung und der daraus resultierenden nicht übertragbaren Energiemengen ist eine entscheidende Einflussgröße für den Netzausbaubedarf."*³⁶

Erste Ergebnisse konkreter Sensitivitätsanalysen wurden Anfang Juli 2013 von den vier Übertragungsnetzbetreibern vorgelegt.³⁷ Dabei wurden die möglichen Verminderungen des Netzausbaus bestimmt, falls das Netz nicht für die simultane Jahresspitze der eingespeisten erneuerbaren Leistung ausgebaut werden soll, sondern seltene Spitzen abgeschnitten und ausgesperrt werden, indem das Netz nicht, wie derzeit, für die gesicherte Übertragung von 90% und mehr der in der Region installierten erneuerbaren Generatorleistung ausgelegt werden soll, sondern nur für 80%. Eine Kappung derartiger Windenergiespitzen ermöglicht Reduzierungen des Netzausbaubedarfs, wobei dadurch nur maximal 0,3% der erneuerbaren Energien ausgesperrt werden.³⁸

Die Übertragungsnetzbetreiber schlugen zu Recht vor, die Kappung von Einspeisespitzen regional zu differenzieren und eine *"Berücksichtigung der zeitgleichen Auslastung des Übertragungsnetzes als Parameter für die Kappung anstelle einer bloßen Ausrichtung an der Höhe (Leistung) der Windenergieinspeisung"*.³⁹ Dies würde nach unseren Abschätzungen eine weitere enorme Reduzierung des Netzausbaubedarfs ermöglichen bei gleichzeitig deutlicher Verringerung der dadurch ausgesperrten erneuerbaren Energien.

Anfang September 2013 hat die Bundesnetzagentur die Übertragungsnetzbetreiber beauftragt, bis Ende April 2014 detaillierte Untersuchungen für eine dynamische Kappung der Windspitzen vorzulegen.⁴⁰ Es steht zu hoffen, dass diese Vorschläge möglichst bald in die Praxis umgesetzt werden und dadurch ein weiterer unnötiger Netzausbau vermieden wird.

IV. Zusammenfassung

Methodische Fehler bei der Netzplanung führen zu einem weit überdimensionierten Stromnetzausbau. Der im Netzentwick-

lungsplan Strom vorgesehene Netzausbau ist ganz überwiegend erforderlich für die

- unnötige Einspeisung von Kohlestrom zeitgleich zu Starkwindeinspeisung und
- wirtschaftlich unzumutbare gesicherte Einspeisung von seltenen Windenergiespitzen.

Zudem erfolgt die Bestimmung des erforderlichen Netzausbaus ohne Berücksichtigung eben seiner Kosten, die soziale Kosten des Netzausbaus bleiben ganz und gar unberücksichtigt und neue technische Möglichkeiten im Höchstspannungsbereich werden nur unzureichend berücksichtigt.⁴¹

Die resultierenden unnötigen Kosten müssen vom Stromverbraucher getragen werden. Die Stromverbraucher bezahlen dabei doppelt:

- für die EEG-Umlage von über 6 Cent pro kWh für den Ausbau der erneuerbaren Energien und
- für unnötige Netzausbauskosten von bis zu 20 Mrd. €.

Als Ergebnis werden bei Starkwindlagen von Jahr zu Jahr wachsende Mengen elektrischer Energie exportiert, der CO₂-Ausstoß wird nicht verringert. Die Kosten für diesen schädlichen Netzausbau bezahlt der deutsche Stromverbraucher, der schon die Mehrkosten für die EEG-Vergütung trägt. Der Öffentlichkeit aber wird erklärt, der erhöhte Netzbedarf für den Export (Rekord-Nettostromexport⁴² von 22 TWh in 2012) werde durch die wachsende Einspeisung erneuerbarer Energie verursacht, nicht aber durch unnötige Einspeisung von Kohlestrom.

Der nun vorgesehene Netzausbau für den Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken auch bei Starkwindeinspeisung ist deshalb extrem kontraproduktiv für die Energiewende. Sobald die Öffentlichkeit dieses Doppelspiel zu ihren Lasten durchschaut hat, ist dadurch auch die derzeitige breite gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende in Frage gestellt.

Fazit: Der geplante überdimensionierte Netzausbau belastet den Stromverbraucher unnötig, konterkariert den Klimaschutz und bedroht damit die Akzeptanz der Energiewende.

34 Im Regelbereich von 50Hertz wurden von 1.1.2013 bis 15.6.2013 aus den unterschiedlichsten Gründen 0,77 TWh (2012: 2,82 TWh) dem Engpassmanagement unterworfen. Insgesamt wurden dabei 0,06 TWh (2012: 0,12 TWh) erneuerbare Energien abgeregelt, also rund 0,06% (0,12%) des ostdeutschen Stromverbrauchs in 2012 [50Hertz 2013, Anpassungen nach § 13 (2) i.V.m. § 11 EEG]; laut den Detailangaben von 50Hertz erfolgte die Abregelung i.W. wegen Engpässen im 110kV-Netz, nicht etwa im 380kV-Netz.

35 [BNetzA 2013 c, S. 81]; siehe dazu auch [Jarass/Obermair 2012, S. 220].

36 [NEP 2013/1, S. 25].

37 [BNetzA 2013a].

38 [BNetzA 2013 a, S. 11].

39 [BNetzA 2013 a, S. 16].

40 [BNetzA 2013 c, S. 4].

41 [Obermair/Jarass 2013, Teil 2].

42 immerhin gut 3% der deutschen Gesamterzeugung.

Quellen

[50Hertz 2013]

Netzkennzahlen für das Netzgebiet von 50Hertz (Angaben zu Lastflussdaten seit 1.3.2012). 50Hertz Transmission GmbH, 2013. <http://www.50hertz.com/de/Netzkennzahlen.htm>, abgerufen am 15.6.2013

[BBPI 2012]

Netzausbau 2012. Entwurf eines Bundesbedarfsplans. Bundesnetzagentur, 26. November 2012. <http://www.bundesnetzagentur.de>, abgerufen am 26.11.2012

[BBPlG 2013]

Zweites Gesetzes über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze vom 22. Juli 2013. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2013 Teil I Nr. 41, ausgegeben zu Bonn am 26. Juli 2013. [http://www.bgbl.de/Xaver/text.xav?bk=Bundesanzeiger_BGBL&start=%2F%2F*\[%40attr_id%3D%27bgbl113041.pdf%27\]&wc=1&skin=W C#_Bundesanzeiger_BGBL_%2F%2F*\[%40attr_id%3D%27bgbl113041.pdf%27\]__1379100532399](http://www.bgbl.de/Xaver/text.xav?bk=Bundesanzeiger_BGBL&start=%2F%2F*[%40attr_id%3D%27bgbl113041.pdf%27]&wc=1&skin=W C#_Bundesanzeiger_BGBL_%2F%2F*[%40attr_id%3D%27bgbl113041.pdf%27]__1379100532399), abgerufen am 13.9.2013

[BNetzA 2012a]

„Smart Grid“ und „Smart Market“. Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, im Dezember 2011, veröffentlicht am 02. Januar 2012. http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2, abgerufen am 8.8.2013.

[BNetzA 2013a]

Einflussgrößen auf die Netzentwicklung. Sensitivitätenbericht 2013 der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber aufgrund des Genehmigungsdokuments der Bundesnetzagentur, Az.: 6.00.03.04/12-11-30/Szenariorahmen 2012. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 01. Juli 2013. http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/20130701_Sensitivit%C3%A4tenbericht.pdf, abgerufen am 13.9.2013

[BNetzA 2013c]

Szenariorahmen für NEP 2014. Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung gem. § 12a Abs. 3 EnWG, Az.: 6.00.03.05/13-08-30/Szenariorahmen 2013. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 30. August 2013. http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/III/Szenariorahmen/GenehmigungSzenariorahmenIII.pdf?__blob=publicationFile, abgerufen am 5.9.2013

[BNetzA 2013d]

Entwurf der Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom 2013. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 13. September 2013. http://nvonb.bundesnetzagentur.de/netzausbau/NEP_Strom_2013_Entwurf_Best.pdf, abgerufen am 13.9.2013

[BVerwG 2013]

Klagen gegen Thüringer Strombrücke erfolglos. BVerwG 7 A 4.12 – Urteil vom 18. Juli 2013. Pressemitteilung Nr. 51/2013 des Bundesverwaltungsgerichts, Leipzig, 18. Juli 2013. <http://www.bverwg.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung.php?ahr=2013&nr=51>, abgerufen am 13.9.2013

[Jarass 2012]

Jarass L: Voruntersuchung zu Netzdaten der Bundesnetzagentur. Wiesbaden, 16. Dezember 2012.

[Jarass/Obermair 2012]

Jarass L, Obermair GM: Welchen Netzausbau erfordert die Energiewende? MV-Verlag, Münster, 280 S., 21 €, August 2012. http://www.jarass.com/home/index.php?option=com_content&view=article&id=373%3Awindenergie-zuverlaessige-integration-in-die-energieversorgung&catid=40%3Aenergie-a&Itemid=78&lang=de, abgerufen am 7.7.2012

[Jarass/Obermair/Voigt 2009]

Jarass L, Obermair G M, Voigt W: Windenergie – Zuverlässige Integration in die Energieversorgung. 2., vollständig neu bearbeitete Auflage, Springer-Verlag Berlin/Heidelberg/New York, Juni 2009. http://www.jarass.com/home/index.php?option=com_content&view=article&id=373%3Awindenergie-zuverlaessige-integration-in-die-energieversorgung&catid=40%3Aenergie-a&Itemid=78&lang=de, abgerufen am 14.9.2013

[NEP 2012/1]

Netzentwicklungsplan 2012. 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom für das Jahr 2012 durch die Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz/Amprion/TenneT/TransnetBW, Berlin, 30. Mai 2012. <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2013-erster-entwurf>, abgerufen am 16.6.2013

[NEP 2012/2]

Netzentwicklungsplan 2012. 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom für das Jahr 2012 durch die Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz/Amprion/TenneT/TransnetBW, Berlin, 15. August 2012. <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2012-2-entwurf>, abgerufen am 16.6.2013

[NEP 2013/1]

Netzentwicklungsplan 2013. 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom durch die Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz/Amprion/TenneT/TransnetBW, Berlin, 02. März 2013. <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2013-erster-entwurf>, abgerufen am 31.7.2013

[NEP 2013/2]

Netzentwicklungsplan 2013. 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom durch die Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz/Amprion/TenneT/TransnetBW, Berlin, 17. Juli 2013. <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2012-2-entwurf>, abgerufen am 31.7.2013

[Obermair/Jarass 2013]

Obermair G M, Jarass L: Stromnetzausbau: wofür und für wen? Teil 1: Der Umbau der Energieversorgung, PUBLICUS 2013.08; Teil 2: Defizite und methodische Fehler der Netzausbauplanung, PUBLICUS 2013.09, Stuttgart. <http://www.jarass.com/home/index.php/DE/energie/aufsaeetze/1203-stromnetzausbau-wofuer-und-fuer-wen>, abgerufen am 13.9.2013

[TA 2013]

Thüringer Allgemeine, 27. Juni 2013, S. 4.

[TenneT 2013]

380/110kV-Leitung (Altenfeld-) Landesgrenze – Redwitz und Rückbau der 110kV-Leitung Coburg – Redwitz, Erläuterungsbericht – Anlage 1, TenneT TSO GmbH, Bayreuth, 12. August 2013. <http://www.regierung.oberfranken.bayern.de/umwelt/energie/planfeststellung/ear/anlagen.php>, abgerufen am 19.9.2013

[VDE 2012]

Deutsches Höchstspannungsnetz, Übersichtsplan. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. – VDE. Ausgabe 01. Januar 2012. <https://www.vde.com/de/InfoCenter/Seiten/Details.aspx?eslShopItemID=cdb1ae77-c89c-4e4c-9889-6677974dd865>, abgerufen am 10.8.2013