

D Fazit

Der Blick über die Kontinente zeigt, dass die Mehrheit der Staaten auf der Welt inzwischen Förderziele für den Ausbau erneuerbarer Energien eingeführt haben.¹¹⁵ Allerdings fällt es bei Staatszielen von weniger als 50 % es schwer, von einer Energiewende zu sprechen. Unter den großen Industrienationen scheint somit weiterhin Deutschland als einziges Land eine wirkliche Energiewende anzustreben, denn immerhin sollen im Jahr 2050 bereits 80 % der Stromversorgung in Deutschland aus erneuerbaren Energien stammen.¹¹⁶

Über die Wahl des Förderinstrumentes ist damit allerdings noch nichts gesagt. Am Beispiel des EEG zeigt sich, dass gerade die Einspeisetarife zu schnellen Erfolgen führen können. So betrug in Deutschland der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bereits im Jahr 2012 etwa 23 %.¹¹⁷ Diese Marke wurde dabei durch eine Vielfalt an Technologien erreicht, was allerdings auch etwa 5.000 unterschiedliche Vergütungskategorien im Jahr 2012 zur Folge hatte.

Auf der anderen Seite findet sich für das Quotensystem kein ermutigendes Beispiel. Denn wie gezeigt, hätten „Quotenländer“ ihre Förderziele ohne unterstützende zusätzliche Maßnahmen zumeist verpasst. Dies könnte auch daran liegen, dass eine reine Quote häufig nur wenige sehr effiziente Technologien fördert, für das Erreichen ambitionierter Ziele aber ein „Technologien-Mix“ erforderlich sein dürfte. Zudem scheinen viele Staaten auch ein Interesse an einer dezentralen Eigenversorgung zu haben, die deswegen neben dem Quotensystem über Fonds oder spezielle Einspeisetarife gefördert wird.

Insgesamt ist der internationale Überblick hilfreich, um einige Vor- und Nachteile der Fördermodelle aufzuzeigen. Differenzierte Lehren für die Systemdiskussion in Deutschland lassen sich jedoch nur sehr eingeschränkt ziehen. Dafür ist die Entwicklung in Deutschland gegenüber der Entwicklung in den vorgestellten Staaten bereits zu weit voran geschritten. In keinem anderen vergleichbaren Land wird ein derart systemrelevanter Anteil der erneuerbaren Energien durch fluktuierende Technologien wie Wind oder Photovoltaik erzeugt.

Reform des EEG: Verbrauchsvorrang für Erneuerbare Energien wieder einführen, Einspeisegarantie für Kohlestrom abschaffen

Prof. Dr. Lorenz Jarass*

A Zusammenfassung und erforderliche gesetzliche Änderungen

I. Erneuerbare Energien tatsächlich nutzen

Bis 2010 gab es nicht nur einen gesetzlichen Einspeisevorrang für Erneuerbare Energien, sondern auch einen Verbrauchsvorrang. Mit diesem System war sichergestellt, dass die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien nicht nur vorrangig eingespeist, sondern auch tatsächlich in Deutschland verbraucht wurde.

2010 trat eine grundlegende Umstellung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus zum Erneuerbare-Energien-Gesetz in Kraft:

- Die Abnahmeverpflichtung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen für Erneuerbaren Energien („Verbrauchsvorrang“) wurde explizit aufgehoben¹.
- Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen müssen eine EEG-Umlage entsprechend ihrem Marktanteil am gesamten Stromabsatz bezahlen, und zwar unabhängig davon, ob sie tatsächlich EEG-Strom abnehmen².

Erforderliche rechtliche Änderung: Verbrauchsvorrang für Erneuerbare Energien wieder einführen.

II. Unnötige Kohlestromproduktion vermeiden

Die Energiewende erfordert die Abregelung von konventionellen Kraftwerken, soweit ausreichend Erneuerbare Energien zur Verfügung stehen. Die konventionelle Stromerzeugung wird aber, wie gezeigt, keineswegs in nennenswerter Weise an die Stromerzeugung aus Wind und Sonne angepasst.

Kritische Versorgungssituationen entstehen in Deutschland keinesfalls in Zeiten von geringer Erzeugung Erneuerbarer Energien („Dunkelflauten“), sondern in Zeiten maximaler Windenergieeinspeisung, und zwar, weil zeitgleich Kohlestrom exportiert werden soll. Dies zeigen, wie dargestellt, Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur:

Erforderliche gesetzliche Klarstellung: Bei ausreichender Erneuerbarer Stromerzeugung haben zukünftig konventionelle Kraftwerke kein gesichertes Einspeiserecht, insbesondere ist zukünftig hierfür kein Netzausbau mehr erforderlich.

III. Integration der Erneuerbaren Energien verbessern

Bei wachsenden Anteilen Erneuerbarer Energien sind zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit bei den seltenen „Dunkelflauten“ zusätzliche Speicher- und Reservekraftwerke insbesondere in Süddeutschland zwingend erforderlich. Wegen ihrer relativ nied-

115. REN21 (Fn. 1), S. 65.

116. § 1 Abs. 2 EEG.

117. Vgl. www.unendlich-viel-energie (zuletzt abgerufen am 09.11.2013).

* Dipl.-Kaufmann (Univ. Regensburg), M. S. (School of Engineering, Stanford Univ., USA), Hochschule RheinMain Wiesbaden, Bereich Informatik 1. § 1 S. 2 AusglMechV 2010.

2. § 1 S. 2 AusglMechV 2010, § 37 Abs. 2 S. 1 EEG.

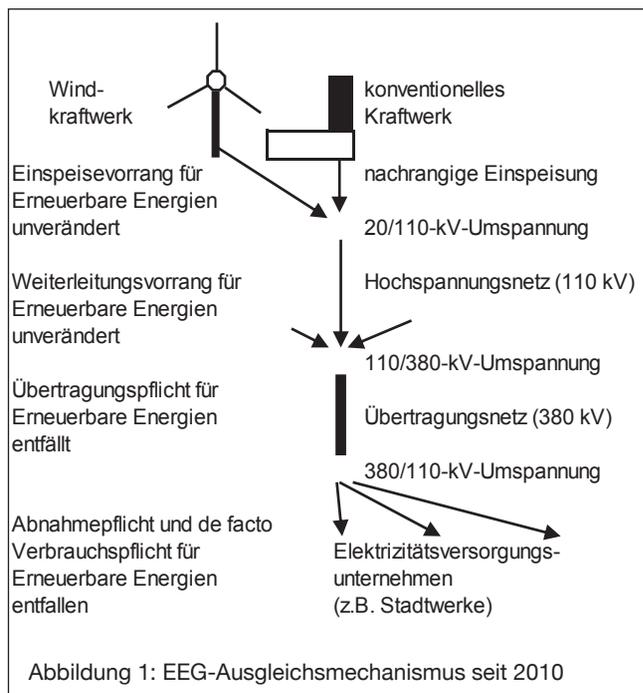


Abbildung 1: EEG-Ausgleichsmechanismus seit 2010

rigen Benutzungsdauer sind insbesondere die Reservekraftwerke betriebswirtschaftlich meist nicht rentabel zu betreiben.

Erforderliche gesetzliche Änderung: Einführung von Anreizen („Kapazitätsprämien“) für den Zubau von schnell regelbaren Reservekraftwerken in Süddeutschland.

Der geltende Bundesbedarfsplan für den Stromnetzausbau beruht auf dem Netzentwicklungsplan und berücksichtigt damit, dass auch sehr seltene simultane Spitzen der Erzeugung Erneuerbarer Energien gesichert in das Stromnetz eingespeist und übertragen werden können. Der resultierende weit überdimensionierte Netzausbau steht im Widerspruch zur gesetzlich gebotenen wirtschaftlichen Zumutbarkeit des Netzausbaus³. Ende August 2013 hat nun endlich die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern Untersuchungen zu dynamischen Begrenzungen von Windenergiespitzen aufgetragen, deren Ergebnisse im April 2014 vorliegen sollen.

Erforderliche gesetzliche Klarstellung: Keine Verpflichtung zur gesicherten Einspeisung und Übertragung seltener Erzeugungsspitzen von Erneuerbaren Energien.

B Für Erneuerbare Energien Einspeisevorrang erhalten und Verbrauchsvorrang wieder einführen

I. Verbrauchsvorrang für Erneuerbare Energien wurde 2010 abgeschafft

1. Rechtslage bis 2010

Abb. 1 zeigt die Rechtslage bis 2010 und die seit 2010 geltenden Änderungen⁴:

Netzbetreiber haben unverändert seit 2004 folgende Verpflichtungen:

- Einspeisung⁵: Erneuerbarer Strom⁶ muss gegenüber konventionellem Strom vorrangig ins Netz eingespeist werden.
- Vergütung⁷: Die Produzenten von Erneuerbarem Strom erhalten mindestens eine Vergütung nach EEG-Sätzen.
- Weiterleitung: Unverzügliche Weiterleitung des Erneuerbaren Stroms an den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber⁸.
- Ausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern⁹: Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber TenneT (früher E.ON), Amprion (früher RWE), 50Hertz (früher Vattenfall) und EnBW-Transmission (früher EnBW) müssen den Erneuerbaren

Strom entsprechend ihrer Marktanteile physikalisch und finanziell ausgleichen.

Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Letztverbraucher versorgen, hatten bis 2009 folgende Verpflichtungen, die ab 2010 entfielen:

- Physikalische Abnahme des anteiligen Erneuerbaren Stroms von den Netzbetreibern¹⁰;
- Erstattung der von den Netzbetreibern an die Produzenten Erneuerbaren Stroms verauslagten Vergütungen entsprechend ihrer Abnahme von EEG-Strom¹¹;
- kein Weiterverkauf unter der durchschnittlichen EEG-Vergütung¹².

Dadurch war sichergestellt, dass Erneuerbarer Strom nicht nur bei Netzengpässen vorrangig eingespeist werden konnte, sondern auch tatsächlich in Deutschland verbraucht wurde¹³.

Beispiel: Jedes Elektrizitätsversorgungsunternehmen musste bis 2010 bei einem bundesweiten EEG-Stromanteil von z. B. 20 % physikalisch 20 % seines Stromverkaufs als EEG-Strom vom vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber abnehmen. Deshalb war der Stromversorger gut beraten, sowohl bei seiner Eigenerzeugung als auch bei Lieferverträgen von vorneherein die Abnahmeverpflichtung von EEG-Strom zu berücksichtigen.

3. § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG; § 9 Abs. 3 EEG; siehe hierzu auch Jarass/Obermair (Fn 20), Kap. 6.1.2 und Obermair/Jarass (Fn 24), Teil 2.

4. Vgl. zum Folgenden auch Jarass/Voigt, Neuer EEG-Ausgleichsmechanismus kann den Ausbau der Erneuerbaren Energien gefährden! Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Düsseldorf, Heft 10/2009, S. 26–29 (www.jarass.com/home/index.php/DE/energie/aufsatz/382-neuer-eeeg-ausgleichsmechanismus-kann-den-ausbau-der-erneuerbaren-energien-gefaehrden), abgerufen am 14.10.2013).

5. § 4 Abs. 1 S. 1 EEG 2004; inhaltlich unverändert übernommen nach § 8 Abs. 1 EEG.

6. „Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas“ laut § 8 Abs. 1 S. 1 EEG wird im Folgenden als „Erneuerbarer Strom“ bezeichnet. Gemäß § 16 Abs. 1 S. 1 EEG vergüteter Strom wird im Folgenden als „EEG-Strom“ bezeichnet.

7. § 5 Abs. 1 S. 1 EEG 2004; inhaltlich unverändert übernommen nach § 16 Abs. 1 EEG.

8. § 4 Abs. 6 S. 1 EEG 2004; ähnlich § 34 EEG.

9. § 14 Abs. 1 EEG; ähnlich § 36 Abs. 1 EEG.

10. § 14 Abs. 3 S. 1 EEG 2004; inhaltlich unverändert übernommen nach § 37 Abs. 1 EEG 2009. In der Praxis wurde die sehr volatile momentane EEG-Einspeisung von den Übertragungsnetzbetreibern mittels am Strommarkt eingekaufter Regel- und Reserveenergie zu jeweils konstanten monatlichen Bandleistungen umgeformt; dieses Vorgehen war gestützt auf § 14 Abs. 3 S. 1 EEG 2004 bzw. § 37 Abs. 1 S. 1 EEG 2009: „... anteilig gemäß einem ... angenäherten Profil ...“. Die erheblichen Kosten für diese Umformung übernahmen die Übertragungsnetzbetreiber, die sie letztlich den Stromverbrauchern über erhöhte Netzentgelte in Rechnung stellten. Die Stromversorgungsunternehmen mussten also nicht ihren Anteil an der momentanen bundesweiten Einspeisung an erneuerbarem Strom physikalisch abnehmen, sondern (nur) eine jeweils monatlich konstante Menge an Erneuerbarem Strom, so, als ob sie ein entsprechendes Grundlastkraftwerk mit monatlich konstanter Leistung betreiben würden; vgl. hierzu auch Klemm: Ausgleichsmechanismus in den Jahren 2000 bis 2009 und ab 2010. Forum Contracting, Düsseldorf, Mai 2010 (www.forum-contracting.de/fileadmin/templates/pdf/mitgliederbereich/Infografiken/Energie_Infografik_01.pdf), abgerufen am 14.10.2013) und Müller, Aktuelle Herausforderungen in der Netzwirtschaft bei VE Transmission: EEG-Vermarktung und Regulenergieeinsatz. SoS-Konferenz, Weimar, 27. August 2009 (www.50hertz.com/de/file/090827_SoS-Konferenz_EEG_Regulenergie_Mueller_VE-Transmission.pdf), abgerufen am 14.10.2013).

11. § 14 Abs. 3 S. 1 EEG 2004, inhaltlich unverändert übernommen nach § 37 Abs. 1 EEG 2009.

12. § 14 Abs. 3 S. 8 EEG 2004, inhaltlich unverändert übernommen nach § 37 Abs. 5 EEG 2009.

13. Ein Weiterverkauf des EEG-Stroms an Dritte schied im Regelfall aus, da ein Verkauf unter der durchschnittlichen EEG-Vergütung gemäß § 37 Abs. 5 EEG 2009 nicht erlaubt war.

2. *Änderungen der Rechtslage ab 2010: Einspeisevorrang blieb bestehen, Verbrauchsvorrang entfiel*

Ab 2010 trat eine grundlegende Umstellung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus zum Erneuerbare-Energien-Gesetz in Kraft¹⁴:

- Die Abnahmeverpflichtung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen für Erneuerbaren Energien (‘Verbrauchsvorrang’) wurde explizit aufgehoben¹⁵.
- Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen müssen eine EEG-Umlage entsprechend ihrem Marktanteil am gesamten Stromabsatz bezahlen, und zwar unabhängig davon, ob sie tatsächlich EEG-Strom abnehmen¹⁶.
- Letztlich müssen also die Stromverbraucher¹⁷ diese EEG-Umlage als Strompreiszuschlag bezahlen, auch wenn ihr Stromlieferant gar keinen EEG-Strom verwendet, sondern z.B. seinen gesamten Stromabsatz über eigene Kern- und Kohlekraftwerke abdeckt.

Was ist eigentlich der Unterschied zwischen Einspeisevorrang und Verbrauchsvorrang? Wird durch den Einspeisevorrang für Erneuerbare Energien nicht zugleich auch ein Verbrauchsvorrang für Erneuerbare Energien postuliert? Man könnte nämlich einwenden, dass – wie gezeigt – die vorrangige Einspeisung, Übertragung und Verteilung von Erneuerbaren Energien seit 2010 weiter gelten. Aber die Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind – wie ebenfalls gezeigt – seit 2010 nicht mehr verpflichtet, den EEG-Strom tatsächlich abzunehmen und an ihre Kunden physikalisch zu liefern. Damit wurde der Einspeisevorrang zu einer vorübergehenden Begünstigung bei Netzengpässen zurückgestuft.

Eine Fortführung des obigen **Beispiels** zeigt:

Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind seit 2010 bei einem bundesweiten Erneuerbaren Stromanteil von z. B. 20 % nicht mehr verpflichtet, physikalisch 20 % ihres Stromverkaufs als Erneuerbaren Strom vom vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber abzunehmen und an ihre Kunden weiterzuleiten. Vielmehr ist jedes Elektrizitätsversorgungsunternehmen völlig frei, seinen gesamten Strombedarf aus beliebigen Quellen abzudecken, z.B. durch Eigenzeugung oder Fremdbezug aus Kohlekraftwerken.

II. *Probleme durch die Abschaffung des Verbrauchsvorrangs für Erneuerbare Energien*

Die Änderungen in 2010 wurden vom Bundesumweltministerium mit einer Erhöhung von finanzieller und energiewirtschaftlicher Effizienz und größerer Transparenz begründet¹⁸, hatten aber das Gegenteil zur Folge, wie die folgenden Ausführungen zeigen.

1. *Immer häufiger ist die Stromerzeugung größer als Stromnachfrage*

Inwieweit und in welchen Mengen Erneuerbarer Strom tatsächlich in Deutschland verbraucht wird, ist seit 2010 nicht mehr gesetzlich vorgegeben.¹⁹ Die Integration der Erneuerbaren Energien in das komplexe Stromversorgungssystem hängt seitdem sehr viel stärker von Entscheidungen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen, von Gesetzesauslegungen und von Börsenpreisentwicklungen ab.

Auch bei ausreichend hoher Einspeisung Erneuerbaren Stroms wird den konventionellen Kraftwerken das Recht zugestanden, mit voller Leistung zu produzieren. Damit wird grundsätzlich die für Erneuerbaren Strom verbleibende Nachfrage massiv verringert. EEG-Strom erzielt auch deshalb häufig nur einen sehr niedrigen Börsenpreis²⁰. Damit wird künstlich eine sehr hohe Differenz zwischen fester EEG-Vergütung und an der Strombörse erzieltom Verkaufserlös kreiert, dadurch eine scheinbar sehr hohe EEG-Subvention ausgewiesen und so das EEG insgesamt in Misskredit gebracht.

2. *EEG-Vergütungssystem wurde durch die Abschaffung des Verbrauchsvorrangs für Erneuerbare Energien unterminiert*

Die Vergütungspflicht für EEG-Strom wurde durch die Änderungen in 2010 nicht geändert. Was also kümmert die ganze Verordnungsdiskussion die Produzenten Erneuerbaren Stroms, wenn sie weiterhin ihre Vergütung erhalten, unabhängig davon, ob der EEG-Strom tatsächlich in Deutschland verbraucht wird?

Die EEG-Vergütungen stehen mittlerweile im Zentrum der öffentlichen Diskussion. Warum sollen die Stromverbraucher immer höhere EEG-bedingte Preisauflagen akzeptieren, wenn immer häufiger Erneuerbarer Strom mangels inländischer Stromnachfrage ins Ausland für wenige Cent exportiert oder in wachsendem Umfang wegen mangelnder Nachfrage²¹ abgeregelt wird?

Diese Problematik verdeutlicht die Fortführung des obigen **Beispiels**:

Wie erläutert, sind die Elektrizitätsversorgungsunternehmen seit 2010 nicht mehr gezwungen, anteilig Erneuerbaren Strom abzunehmen und ihren Stromkunden physikalisch zu liefern. Der dadurch überschüssige Erneuerbare Strom wird bei ausreichender Leitungskapazität meist für sehr niedrige Preise exportiert. Zudem müssen immer häufiger z. B. Windkraftwerke mangels ausreichender Stromnachfrage zurückgeregelt werden, und nicht nur (sinnvollerweise²²) bei seltenen Windenergiespitzen. Die deutschen Stromkunden müssen dann immer höhere EEG-Umlagen für exportierten oder gar nicht produzierten Erneuerbaren Strom bezahlen: eine auf Dauer offenbar unhaltbare energiepolitische Situation!²³

C **Einspeisegarantie für Kohlestrom abschaffen**

1. *Unnötige Kohlestromproduktion*

1. *Stromnetzausbau geplant für eine unbeschränkte Einspeisung fossil erzeugter Energien*

Im Gegensatz zu den gesetzlich festgelegten energiepolitischen Zielen der Energiewende soll das Stromnetz für eine unbeschränkte Einspeisung fossil erzeugten Stroms auch bei gleichzeitig hoher Einspeisung von Erneuerbaren Energien ausgebaut werden²⁴. Bei

14. Die Ermächtigung zu einer derartigen Verordnung war bereits in § 64 Abs. 3 EEG 2009 gegeben worden.

15. § 1 S. 2 AusglMechV 2010.

16. § 1 S. 2 AusglMechV 2010, § 37 Abs. 2 S. 1 EEG.

17. § 37 EEG, soweit sie nicht davon ganz oder teilweise ausgenommen sind wegen § 39 EEG (Grünstromprivileg) bzw. § 40 ff. EEG („Stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen“).

18. Effizienz und Netzstabilität stehen im Mittelpunkt. Pressemitteilung Nr. 160/09, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, 27. Mai 2009 (www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/43720.php, abgerufen am 15.10.2013).

19. Jarass/Voigt (Fn 4), S. 27.

20. Jarass/Obermair: Welchen Netzausbau erfordert die Energiewende? MV-Verlag, Münster, 2012, S. 168/169 (www.jarass.com/home/index.php/DE/energie/buecher-und-umfangreiche-gutachten/460-welchen-netzausbau-erfordert-die-energie-wende, abgerufen am 24.10.2013).

21. nicht, wie häufig argumentiert, wegen Netzengpässen.

22. Vgl. das spätere Kap. D dieses Beitrags.

23. Jarass/Obermair/Voigt: Windenergie – Zuverlässige Integration in die Energieversorgung, 2., vollständig neu bearbeitete Auflage, Springer-Verlag Berlin/Heidelberg/New York, Juni 2009, S.107/108 (www.jarass.com/home/index.php/DE/energie/buecher-und-umfangreiche-gutachten/373-windenergie-zuverlässige-integration-in-die-energieversorgung, abgerufen am 24.10.2013).

24. Siehe zum Folgenden auch Obermair/Jarass: Stromnetzausbau: wofür und für wen? Teil 1: Der Umbau der Energieversorgung, PUBLICUS 2013.08; Teil 2: Defizite und methodische Fehler der Netzausbauplanung,

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.“²⁵ 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.

Angeblieh wird „... lediglich diejenige Leistung erzeugt, die nach Abzug Erneuerbarer Einspeisungen und aufgrund technischer Restriktionen eingesetzter „Must-Run-Units“ bereitgestellt werden muss.“²⁶ 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.“²⁷ 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.“²⁸

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 berücksichtigt²⁹, sondern alle Einspeisewünsche von konventionellen Kraftwerken. Demgemäß sollen also alle konventionellen Kraftwerke (wo auch immer installiert) gesichert und – unbehindert durch den Einspeisevorrang für Erneuerbare Energien – in das Netz einspeisen können.

2. Wachsender Export von Kohlestrom

Der Netzentwicklungsplan 2013 belegt den wachsenden Export von Kohlestrom: „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 Jahresstunden Leistung ins Ausland exportiert, sind es im Szenario B 2023 75 %. Dies bedeutet, dass aufgrund gesteigerter Erzeugung in Deutschland die Exporte ansteigen. Die Folge ist tendenziell ein höherer Netzausbaubedarf.“³⁰ Diese höheren Exporte resultieren u.a. aus der Kohlestromproduktion auch bei Starkwindlagen: „... 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.“³¹

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

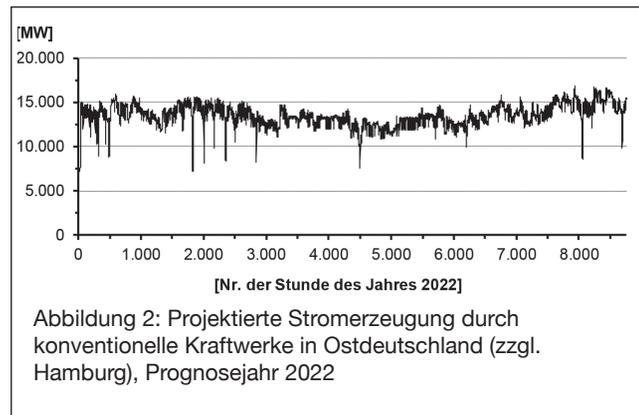


Abbildung 2: Projektierter Stromerzeugung durch konventionelle Kraftwerke in Ostdeutschland (zzgl. Hamburg), Prognosejahr 2022

Stromerzeugung in ausländischen Kraftwerken (Rekord-Nettostromexport³² von 22 TWh in 2012). Warum sollen die dafür benötigten Leitungen die deutschen Stromverbraucher bezahlen? Und warum werden in der Öffentlichkeit diese Leitungen als Energiewende-bedingt dargestellt?³³

3. Beispiel: Ostdeutsche Kohlekraftwerke werden auch noch im Jahr 2022 bei Starkwindeinspeisung mit voller Leistung produzieren

Abb. 2 zeigt die im Netzentwicklungsplan für 2022 projektierte Stromerzeugung in Ostdeutschland (zzgl. Hamburg)³⁴ durch konventionelle Kraftwerke; dies sind v.a. Braunkohlekraftwerke³⁵.

Ergebnis: Die Energiewende erfordert die Abregelung von konventionellen Kraftwerken, soweit ausreichend Erneuerbare Energi-

PUBLICUS 2013.09, Stuttgart (www.jarass.com/home/index.php/DE/energie/aufsaezte/1203-stromnetzausbau-wofuer-und-fuer-wen, abgerufen am 13.09.2013).

25. Netzentwicklungsplan 2013, 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom durch die Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz/Amprion/TenneT/Transnet-BW, Berlin, 02. März 2013, S. 26 (www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2013-erster-entwurf, abgerufen am 31.07.2013).

26. Netzentwicklungsplan 2012, 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom für das Jahr 2012 durch die Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz/Amprion/TenneT/TransnetBW, Berlin, 30. Mai 2012, S. 46 (www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2013-erster-entwurf, abgerufen am 16.06.2013); zu „must-run-units“ siehe auch: Studie zur Ermittlung der technischen Mindestleistung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. IAEW, CONSENTEC, FGH, Aachen. Abschlussbericht, 20. Januar 2012 (www.50hertz.com/de/file/4TSO_Mindestleistung_final.pdf, abgerufen am 21.10.2013).

27. Netzentwicklungsplan 2012/1 (Fn 26), S. 118.

28. Netzentwicklungsplan 2012/1 (Fn 26), S. 78.

29. Studie IAEW (Fn 26).

30. Netzentwicklungsplan 2013/1 (Fn 25), S. 88.

31. Netzentwicklungsplan 2013/1 (Fn 25), S. 46.

32. immerhin gut 3 % der deutschen Gesamterzeugung.

33. So argumentiert z.B. der Übertragungsnetzbetreiber TenneT: „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.“ 380/110kV-Leitung (Altenfeld-) Landesgrenze – Redwitz und Rückbau der 110kV-Leitung Coburg – Redwitz, Erläuterungsbericht – Anlage 1, TenneT TSO GmbH, Bayreuth, 12. August 2013, 2013, S. 14/15 (www.regierung.oberfranken.bayern.de/umwelt/energie/planfeststellung/ear/anlagen.php, abgerufen am 19.09.2013).

34. 50Hertz-Regelzone.

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

en zur Verfügung stehen. Die konventionelle Stromerzeugung wird aber keineswegs in nennenswerter Weise an die Stromerzeugung aus Wind und Sonne angepasst. Die in Abb. 2³⁶ gezeigten starken kurzzeitigen Absenkungen nach unten sind überwiegend durch technisch bedingte vorübergehende Abschaltungen einzelner konventioneller Kraftwerke bedingt, oder resultieren aus sehr niedriger Stromnachfrage z.B. zur Jahreswende. Die Kohlekraftwerke werden überwiegend so betrieben, als ob es keine Einspeisung aus Erneuerbaren Energien gäbe.

II. Kritische Versorgungssituationen nicht wegen „Dunkelflauten“, sondern wegen Kohlestromexport

Kritische Versorgungssituationen entstehen in Deutschland keinesfalls in Zeiten von geringer Erzeugung Erneuerbarer Energien („Dunkelflauten“), sondern in Zeiten maximaler Windeneinspeisung, und zwar, weil zeitgleich Kohlestrom exportiert werden soll. Dies zeigen Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur:

1. Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber

Eine „Voranalyse zeigt, dass Szenario mit maximaler Windeinspeisung als kritischstes Szenario [für die Versorgungssicherheit] zu erwarten ist. Geringe Erzeugungskosten in Deutschland führen zu sehr hohen Exporten. Innerdeutsche Übertragungskapazitäten lassen Erzeugung vornehmlich im Norden nicht zu. Reservekraftwerke zur Beherrschung der sich marktbasierend ergebenden Exporte erforderlich, insbesondere auch zur Realisierung von unbeschränkten Exporten in Richtung Österreich. Sehr angespannte Netzsituation bei aufgezehrten betrieblichen Reserven stellt wesentliche Gefährdung der Systemsicherheit dar“.³⁷ „Ein Vergleich der Handelsbilanzen zeigt, dass Deutschland im Szenario B 2023 des Netzentwicklungsplans 2013 ein höheres Exportverhalten aufweist. Es werden im Mittel rund 8 GW mehr exportiert als im Leitzenario B 2022 des Netzentwicklungsplans 2012.“³⁸

Im Klartext: Bei Starkwindeinspeisung in Nord- und Ostdeutschland sind die bestehenden Nord-Süd-Stromleitungen durch die Übertragung der Windenergie schon stark belastet. Dadurch wird die Übertragung von nord- und ostdeutschem Kohlestrom nach Süddeutschland und weiter Richtung Österreich behindert. Für die gesicherte Lieferung der vereinbarten Kohlestrom-Exportmengen, keinesfalls aber zur gesicherten Versorgung Süddeutschlands, müssen³⁹ Reservekraftwerke in Süddeutschland und in Österreich einspringen, solange die im Bundesbedarfsplan⁴⁰ vorgesehenen neuen Nord-Süd-Leitungen noch nicht fertiggestellt sind.

2. Untersuchungen der Bundesnetzagentur

Ein weiteres besonders eindrucksvolles Beispiel gibt der Bericht der Bundesnetzagentur zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/2012⁴¹:

„Aufgrund hoher Prognose für die Windeinspeisung mit Höchstwerten von über 20.000 MW wurden für die Nacht vom 22. auf den 23. Februar 2012 mehrere (n-1)-Verletzungen in den Regelzonen von 50Hertz und TenneT prognostiziert. Es wurden bereits zahlreiche präventive Redispatchmaßnahmen zwischen 50Hertz und TenneT vorgenommen, um insbesondere die 380 kV Stromkreise zwischen den Umspannwerken Remptendorf (50Hertz) und Redwitz (TenneT) zu entlasten. Trotz erheblichem präventivem und kurativem Redispatch sowie Einspeisemanagementmaßnahmen in Höhe von bis zu 1.000 MW konnte die (n-1)-Sicherheit in dieser Nacht für ca. 1,5 Stunden nicht sichergestellt werden. Nach Ausschöpfung sämtlicher Redispatchmöglichkeiten mussten durch 50Hertz Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG in Verbindung mit § 11 Abs. 1 EEG ergriffen und Windenergieanlagen abgeregelt werden. Erst am Morgen des 23. Februar 2012 um 7:30 Uhr konnte die RAAS-Am-

pel von TenneT wieder auf grün gesetzt werden. Insgesamt mussten in dem Zeitraum fast 4.000 MW Leistung abgesenkt und durch Redispatch ausgeglichen werden, um einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten zu können. Auch hier zeigt sich deutlich die Notwendigkeit eines beschleunigten Ausbaus der Anbindung der 50Hertz Regelzone an das Netz der TenneT sowie auch die Notwendigkeit des Ausbaus der Nord-Süd-Verbindungen im Netz der TenneT.“⁴²

Es wird damit suggeriert, dass wegen der starken Windeneinspeisung in Ostdeutschland erhebliche Netzgefährdungen auftreten und deshalb eine neue 380kV-Leitung gebaut werden müsse parallel zur bestehenden 380kV-Leitung Remptendorf-Redwitz.

Ein Blick in die von 50Hertz seit Anfang 2012 für seine Regelzone veröffentlichten Daten zeigt den wahren Grund der Netzüberlastung in der fraglichen Nacht vom 22. auf den 23. Februar 2012:

- die gesamte Erzeugung betrug ca. 15 GW⁴³, davon EEG-Einspeisung⁴⁴ ca. 5 GW⁴⁵, also konventionelle Erzeugung ca. 10 GW;
- die gesamte Nachfrage betrug ca. 9 GW⁴⁶ und
- der damit zu exportierende Erzeugungsüberschuss betrug ca. 6 GW (= 15 GW – 9 GW).

Die Überlastung der Leitung und die erforderlichen Redispatchmaßnahmen resultierten also ausschließlich aus der fehlenden Abregelung der bestehenden konventionellen Kraftwerke. Schon eine geringfügige Abregelung um weniger als 10 % der Erzeugung der konventionellen Kraftwerke im Vorfeld der befürchteten Netzgefährdung hätte die Probleme beheben können. Mit diesen Maßnahmen hätten der Netzbetreiber und die Betreiber der konventionellen Kraftwerke den Regelungen des EEG sowie Sinn und Zweck der Energiewende entsprochen: Abregelung von konventionellen Kraftwerken bei Starkwindlagen.

III. Ungeklärte rechtliche Situation

Ein unnötiger Einsatz von Kohlekraftwerken konterkariert ganz offensichtlich die Ziele der Energiewende. Warum laufen dann trotz-

36. Jarass: Stromnetzausbau für erneuerbare Energien erforderlich oder für unnötige Kohlestromeinspeisung? EWeRK, Zeitschrift für Energie- und Wettbewerbsrecht, Nomos-Verlag, Dezember 2013 (nach Veröffentlichung abrufbar auf www.JARASS.com unter Publikationen, Energie, Aufsätze).

37. Risiken für Sicherheit und Zuverlässigkeit der Übertragungsnetze. Untersuchungen zum Winter 2013/14 hinsichtlich Risiken für die Systemsicherheit und der Notwendigkeit von Reservekraftwerken. Deutsche Übertragungsnetzbetreiber in Zusammenarbeit mit FGH und IAEW, Aachen. Aktualisierung 13. September 2013, S. 35 (www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Bericht_20130913.pdf?__blob=publicationFile&v=3, abgerufen am 21.10.2013).

38. Netzentwicklungsplan 2013, 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom durch die Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz/Amprion/TenneT/TransnetBW, Berlin, 17. Juli 2013, S. 103 (www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2012-2-entwurf, abgerufen am 31.07.2013).

39. solange die im Bundesbedarfsplangesetz beschlossenen neuen Nord-Süd-Stromleitungen noch nicht fertig sind.

40. § 1 Abs. 1 BBPlG.

41. Siehe zum Folgenden Jarass/Obermair (Fn 20), S. 199/200.

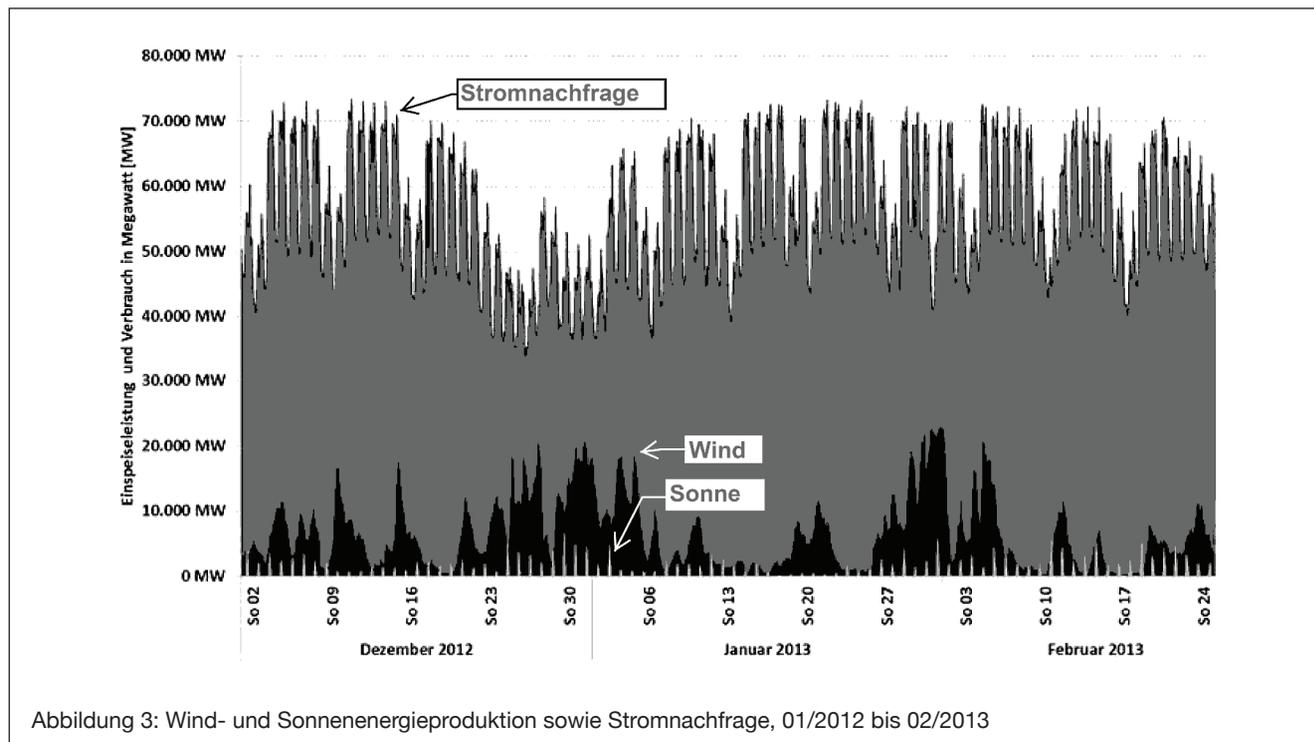
42. Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/2012. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 03. Mai 2012, S. 55–58 (www.pfbach.dk/firma_pfb/bundesnetzagentur_netzbericht_zustandwinter11_12.pdf, abgerufen am 24.10.2013).

43. Netzkennzahlen für das Netzgebiet von 50Hertz, Erzeugung. 50Hertz Transmission GmbH, 2013 (www.50hertz.com/de/Netzkennzahlen.htm, abgerufen am 15.06.2013).

44. Veröffentlichung EEG-Daten, Verlauf EEG-Stromeinspeisung. 50Hertz Transmission GmbH, Berlin, 2012 (www.50hertz.com/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xml/167.htm?rdeLocaleAttr=de&rdeCOQ=SID-9CECFA7C-411A42A4, abgerufen am 22.10.2013).

45. davon Windenergie ca. 4 GW.

46. Netzkennzahlen (Fn 43), eingetretene Regelzonenlast.



dem Kohlekraftwerke zu Zeiten, in denen der gesamte deutsche Stromverbrauch durch Erneuerbare Energien abgedeckt werden könnte^{47?}

1. Fauler Kompromiss zwischen fossilen und erneuerbaren Energien?

Gibt es etwa eine stillschweigende Vereinbarung zwischen Befürwortern von 100 % Erneuerbarem Strom bis 2050 (Erneuerbare-Energien-Lobby, Grüne Bundes- und Landespolitiker etc.) und Kohlekraftwerksunterstützern (NRW und Brandenburg SPD, konventionelle Energiewirtschaft etc.) nach dem Motto: Ihr dürft den Ausbau der Erneuerbaren Energien vorantreiben, wenn wir bis auf weiteres die (Braun)Kohlekraftwerke voll weiterfahren dürfen? Die im vorherigen Abschnitt dargestellte Entwicklung scheint darauf hinzudeuten.

2. Haben Kohlekraftwerke trotz ausreichender Erneuerbarer Stromerzeugung ein Recht auf Stromeinspeisung?

„Die freie Standortwahl von Kraftwerken und Erzeugungsanlagen und ihr freier Einsatz im deutschen und europäischen Markt sind ebenso wie die vorrangige Einspeisung Erneuerbarer Energien, des KWK-Stroms und die vollständige Integration der erzeugten Energie in Deutschland gesetzlich geregelt.“⁴⁸

Haben konventionelle Kraftwerke tatsächlich auch dann einen Rechtsanspruch auf gesicherte Einspeisung und Übertragung, wenn sie zur Deckung der momentanen Stromnachfrage in Deutschland nicht erforderlich sind⁴⁹, etwa unter Verweis auf den „internationalen Stromhandel“⁵⁰ oder ein generelles Recht der „Befriedigung der Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität“^{51?}

Ein unnötiger Betrieb von Kohlekraftwerken, der nur erforderlich ist, um die volle Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken auch bei ausreichender Einspeisung Erneuerbarer Energien zu ermöglichen, etwa indem der Überschuss exportiert wird, ist konträr zu den gesetzlichen Zielsetzungen der Energiewende, wie sie in § 1 Abs. 1 EEG klar definiert sind:

- Klima- und Umweltschutz,
- nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung,
- Einbeziehung auch der langfristigen externen Effekte bei der angestrebten Verringerung der sozialen Kosten der Energieversorgung,
- Schonung fossiler Energieressourcen.

Vor diesem Hintergrund ist die Frage von Bedeutung, wie diese Zielsetzungen, die auch in den entsprechenden EU-Regularien niedergelegt sind, erreicht werden können unter Beachtung des Zusammenspiels von EU-Verordnungen und EU-Richtlinien mit der deutschen Gesetzeslage laut Energiewirtschaftsgesetz, Erneuerbare-Energien-Gesetz und den dazu erlassenen Verordnungen.

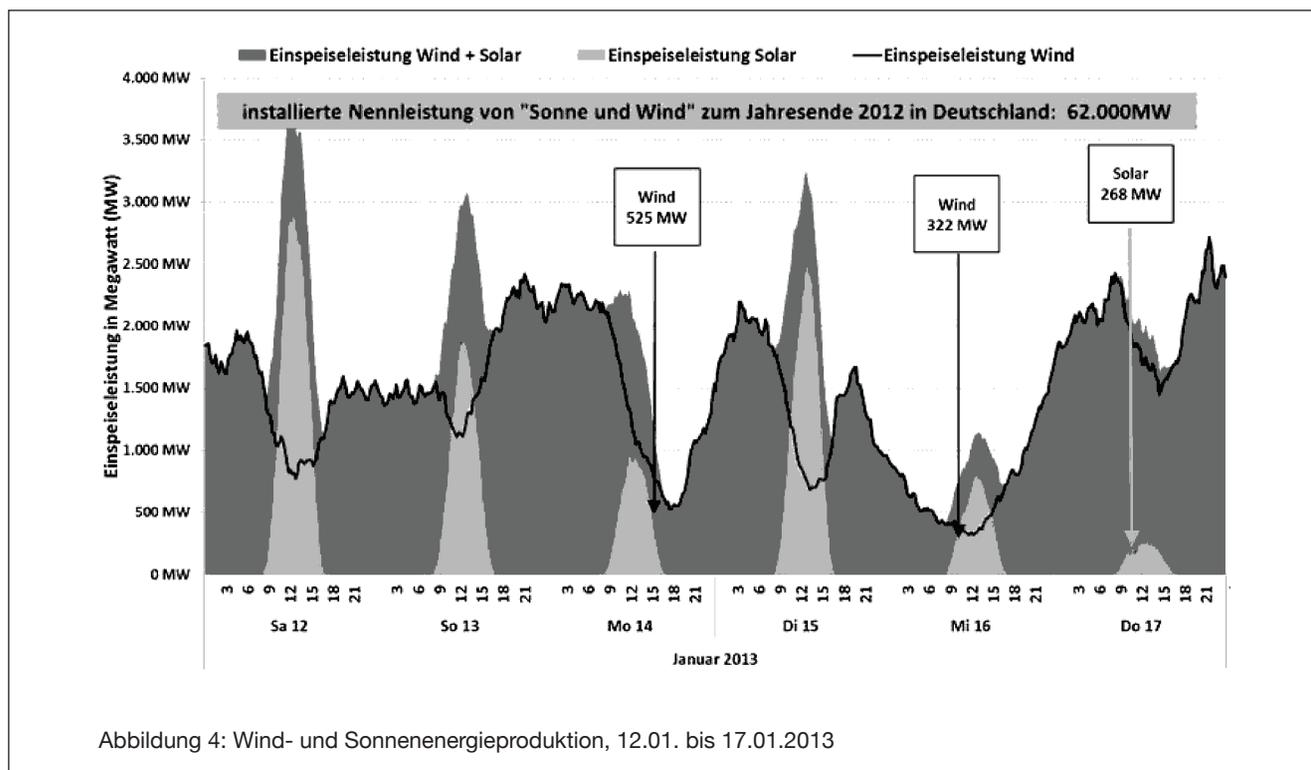
47. von zur Netzstabilisierung unabdingbar erforderlichen konventionellen Kraftwerken, vgl. Studie IAEW (Fn 26), sowie Heizkraftwerken abgesehen.

48. Netzentwicklungsplan 2013/2 (Fn 38), S. 37.

49. von zur Netzstabilisierung unabdingbar erforderlichen konventionellen Kraftwerken, vgl. Studie IAEW (Fn 26), sowie Heizkraftwerken abgesehen.

50. Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, 13. Juli 2009 (eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:DE:PDF, abgerufen am 24.10.2013); Entscheidung Nr. 1364/2006/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 06. September 2006 zur Festlegung von Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze und zur Aufhebung der Entscheidung 96/391/EG und der Entscheidung Nr. 1229/2003/EG. In Kraft getreten am 12. Oktober 2006 (europa.eu/legislation_summaries/energy/internal_energy_market/127066_de.htm, abgerufen am 24.10.2013); VERORDNUNG (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 (eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:DE:PDF, abgerufen am 24.10.2013).

51. z. B. gemäß § 11 Abs. 1, § 12 Abs. 3, § 17 Abs. 1, § 20 Abs. 1 EnWG, vgl. Jarass/Obermair (Fn 20), S. 168.



D Bessere Integration der Erneuerbaren Energien erforderlich

I. Zusätzliche Speicher- und Reservekraftwerke erforderlich

Wind- und Sonnenenergie sind extrem fluktuierend. So lieferten laut Abb. 3⁵² Wind- und Sonnenenergie im Winter 2012/13 immer wieder für einige Tage weniger als 3.000 MW („Dunkelflaute“) bei einer gesamten Stromnachfrage von 40.000 MW bis 70.000 MW. Laut Abb. 4 betrug von Samstag, 12. Januar bis Donnerstag, 17. Januar 2013 die gesamte deutsche Wind- und Sonnenenergieproduktion sogar für fast eine Woche weniger als 3.000 MW.

Bei wachsenden Anteilen Erneuerbarer Energien sind also zusätzliche Speicher- und Reservekraftwerke zwingend erforderlich:

- Pumpspeicher zur Glättung der enormen Fluktuationen von Wind- und Sonnenenergie im Stunden- und Tagesbereich,⁵³
- Reservekraftwerke für die teilweise mehr- und manchmal viertägigen „Dunkelflauten“ wie z.B. im Januar 2013,
- Gaserzeugungsanlagen („Power to Gas“), die in der Lage sind, aus extrem stark fluktuierendem erneuerbaren Überschussstrom langfristig lagerbares Gas herzustellen.⁵⁴

Bei wachsenden Anteilen Erneuerbarer Energien sind zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit bei den seltenen „Dunkelflauten“ zusätzliche Speicher- und Reservekraftwerke insbesondere in Süddeutschland zwingend erforderlich. Wegen ihrer relativ niedrigen Benutzungsdauer sind insbesondere die Reservekraftwerke betriebswirtschaftlich meist nicht rentabel zu betreiben.

Der Zubau von schnell regelbaren Reservekraftwerken⁵⁵ in Süddeutschland muss durch entsprechende Anreize („Kapazitätsprämien“) sichergestellt werden. Anschließend können die Kohlekraftwerke schrittweise abgeschaltet werden, wie es für die Umsetzung der Energiewende zwingend erforderlich ist.⁵⁶

II. Abschneiden von Erneuerbaren Erzeugungsspitzen gesetzlich geboten

1. Stromnetzausbau für Erneuerbare Erzeugungsspitzen rechtswidrig?

„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“⁵⁷, soweit die Bundesnetzagentur in einem Grundsatzpapier aus dem Jahr 2012.

Auch der Netzentwicklungsplan 2013 bestätigt das große Potenzial der Abregelung 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

52. Quelle zu Abb. 3 und 4: Linnenfelder: Lastganglinien als Erfolgskontrolle der Energiewende mit Windenergie und Fotovoltaik. Aktuelle Auswertungen zur Einspeisung von Windenergie- und Fotovoltaik-Anlagen in das bundesdeutsche Stromnetz (Darstellung R. Schuster). Neustadt, 2013, Diagramme 1 und 5 (www.pro-liepnitzwald.de/downloads/Auswertungen_Einspeisung_Windenergie.pdf, abgerufen am 22.10.2013).

53. Jarass/Obermair (Fn 20, 23), S. 182ff.; Jarass/Obermair/Voigt (Fn 23), Kap. 12.1 und 12.2.

54. Jarass/Obermair (Fn 20), S. 92/93.

55. Beim derzeitigen Stand der Technik sind das sehr kostengünstige Gasturbinenkraftwerke, die zwar einen relativ niedrigen Wirkungsgrad haben, was aber wegen ihrer niedrigen Volllaststundenzahl nur wenig ins Gewicht fällt. Jarass/Obermair (Fn 20), S. 171ff.

57. „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, S. 21 (www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2, abgerufen am 08.08.2013).

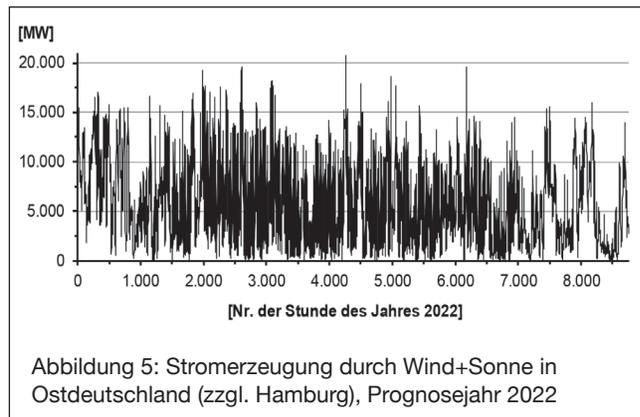


Abbildung 5: Stromezeugung durch Wind+Sonne in Ostdeutschland (zzgl. Hamburg), Prognosejahr 2022

den Netzausbaubedarf.⁵⁸ Trotzdem wurden 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.“⁵⁹

Die Netzbetreiber müssen die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus Erneuerbaren Energien sicherstellen⁶⁰, bei Engpässen sind die Netzbetreiber „verpflichtet, unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen“⁶¹.

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.“⁶²
- „Der Netzbetreiber ist nicht zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau seines Netzes verpflichtet, soweit dies wirtschaftlich unzumutbar ist.“⁶³

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 Nordseeküste⁶⁴ 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 würde⁶⁵. Der resultierende Netzausbau steht damit offensichtlich nicht nur im Widerspruch zum gesunden Menschenverstand, sondern auch zu der gesetzlich gebotenen wirtschaftlichen Zumutbarkeit des Netzausbaus⁶⁶.

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.⁶⁷

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 durchgeführt⁶⁸. 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 heruntergeregt werden, dass die momentan zulässige Belastbarkeit des Netzes nicht überschritten wird.⁶⁹

2. Beispiel: Stromezeugung durch Wind und Sonne in Ostdeutschland

Abb. 5⁷⁰ zeigt beispielhaft die für das Jahr 2022 in der 50Hertz-Regelzone (Ostdeutschland zzgl. Hamburg) für den Netzentwicklungsplan projektierte Stromezeugung durch Wind und Sonne (Photovoltaik).

Ergebnis: Die Stromezeugung 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, abgeregt werden.

Netz- und marktbezogene Maßnahmen zum Einspeisemanagement⁷¹ bei drohenden Netzüberlastungen oder Störfällen entsprechen der Zielsetzung der Energiewende: mehr Erneuerbare, weniger fossile Energieträger.

3. Dynamische Begrenzung von Windenergiespitzen geboten

Der im Netzentwicklungsplan Strom vorgesehene Netzausbau basiert auf der gesicherten Einspeisung auch von sehr seltenen Windenergiespitzen. Für eine einmalige Windspitze an der Nordseeküste müsste hierfür im Extremfall eine neue Leitung nach Süddeutschland gebaut werden. Dies widerspricht offensichtlich nicht nur

58. Netzentwicklungsplan 2013/1 (Fn 25), S. 25.

59. Netzentwicklungsplan 2013/1 (Fn 25), S. 25.

60. § 8 Abs 1 EEG.

61. § 9 Abs. 1 EEG.

62. § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG.

63. § 9 Abs. 3 EEG.

64. die, wenn überhaupt, höchstens für einige Stunden im Jahr auftritt, vgl. Jarass/Obermair/Voigt (Fn 23), Tab. 10.2.

65. Siehe hierzu auch Jarass/Obermair (Fn 20), Kap. 6.1.2 und Obermair/Jarass (Fn 24), Teil 2.

66. § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG; § 9 Abs. 3 EEG.

67. Jarass/Obermair (Fn 20), S. 142.

68. Jarass/Obermair/Voigt (Fn 23), Kap. 10.3; Jarass/Obermair (Fn 20), Kap. 6.3.

69. Jarass/Obermair (Fn 20), S. 162.

70. Jarass (Fn 36).

71. Im Regelbereich von 50Hertz wurden von 01.01.2013 bis 15.06.2013 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 abgeregt, also rund 0,06 % (0,12 %) des ostdeutschen Stromverbrauchs in 2012; laut den Detailangaben von 50Hertz erfolgte die Abregelung im Wesentlichen wegen Engpässen im 110kV-Netz, nicht etwa im 380kV-Netz (Netzkennzahlen (Fn 43), Anpassungen nach § 13 Abs. 2 i.V.m. § 11 EEG).

dem im Energiewirtschaftsgesetz vorgeschriebenen Gebot der wirtschaftlichen Zumutbarkeit, sondern auch dem gesunden Menschenverstand: Es müssten für eine solche Erhöhung der Übertragungsleistung viele Millionen von Euro zusätzlich investiert werden, nur um zusätzlich Erneuerbare Energie im Wert von einigen Tausend Euro gesichert übertragen zu können. Hier zeichnet sich (endlich) ein Umdenken bei den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur ab.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben mittlerweile das Potenzial einer Kappung von Windenergiespitzen für einen verminderten Netzausbau bestätigt und fordern eine „Berücksichtigung der zeitgleichen Auslastung des Übertragungsnetzes als Parameter für die Kappung anstelle einer bloßen Ausrichtung an der Höhe (Leistung) der Windenergieeinspeisung“⁷². Dies würde nach unseren Abschätzungen eine weitere enorme Reduzierung des Netzausbaubedarfs ermöglichen bei gleichzeitig deutlicher Verringerung der dadurch ausgesparten Erneuerbaren Energien.⁷³

Ende August 2013 hat nun die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern Untersuchungen zu dynamischen Begrenzungen von Windenergiespitzen aufgetragen. Dabei werden diese Spitzen gegenüber der pauschalen Kappung stärker begrenzt, allerdings nicht immer, sondern nur, wenn wirklich Netzengpässe drohen. Die Ergebnisse sollen im April 2014 vorliegen. Es steht zu erwarten, dass dadurch der erforderliche Netzausbau deutlich reduziert wird.

72. Einflussgrößen auf die Netzentwicklung. Sensitivitätenbericht 2013 der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber aufgrund des Genehmigungsdocuments 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, S. 16 (www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/20130701_Sensitivit%C3%A4tenbericht.pdf, abgerufen am 13.09.2013).

73. Jarass/Obermair (Fn20), S. 160–162.

ENGEMANN & PARTNER

Wir sind einer der führenden Anbieter für anwaltliche Dienstleistungen im Bereich der **Erneuerbaren Energien**. Von Lippstadt aus, im Dreieck Paderborn-Bielefeld-Dortmund gelegen, betreuen wir unsere Klientel im ganzen Bundesgebiet.

Sie sind hochmotiviert und kommunikativ und wollen Verantwortung übernehmen? Sie sehen Ihren persönlichen Arbeitsschwerpunkt im Bereich der Erneuerbaren Energien (öffentliches Bau- und Planungsrecht, Immissionsschutzrecht etc.) und wollen Ihre überdurchschnittliche juristische Qualifikation (2. Staatsexamen mind. 8 Punkte) sowie Ihre möglichst ein- bis zweijährige Berufserfahrung bei uns einbringen? Sie suchen Ihre persönlichen Herausforderungen in einem Team hochspezialisierter Rechtsanwälte mit Bezügen zu Politik und Verbänden?

Dann verstärken Sie unsere Abteilung als

Rechtsanwalt (m/w)

und arbeiten aktiv mit an der Umsetzung der Energiewende.

Ihre aussagekräftige Bewerbung, die selbstverständlich vertraulich behandelt wird, richten Sie bitte an: Engemann und Partner, Rechtsanwalt und Notar Franz-Josef Tigges, Kastanienweg 9, 59555 Lippstadt oder per E-Mail an: f.tigges@engemann-und-partner.de

www.engemann-und-partner.de