



Stellungnahme

**zum Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2014,
erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vom 28. März 2013**

Inhalt

1. Einleitende Bemerkungen	2
2. Eingangsdaten	5
2.1. Installierte Leistung der Erneuerbaren Energien	5
2.2. Regionalisierung der Erneuerbaren Energien	6
2.3. Stromverbrauch und Jahreshöchstlast	7
3. Prüfung von Alternativen und Sensitivitäten	7
3.1. Begrenzung der Volllaststunden für fossile Kraftwerke zur Netzentlastung	8
3.2. Einspeisemanagement	10
3.3. Reduzierter Offshore Ausbau	11
3.4. Regionalisierung von Erneuerbaren Energien	12
3.5. Steuerbare Nachfrage	12

Die Übertragungsnetzbetreiber haben der Bundesnetzagentur gemäß ihrem Auftrag nach § 12a EnWG am 28. März 2013 den Entwurf eines „Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2014“ vorgelegt. Die Bundesnetzagentur hat den Entwurf öffentlich vorgestellt und ihn gleichzeitig im Internet veröffentlicht und bis zum 17. Mai 2013 zur Konsultation gestellt.¹ Zu dem Entwurf nimmt die Deutsche Umwelthilfe e.V. (DUH) wie folgt Stellung:

¹

http://www.netzausbau.de/cln_1931/DE/Bedarfsermittlung/Szenariorahmen/Szenariorahmen%20zum%20NEP%202014/szenarien_nep_2014_node.html

1. Einleitende Bemerkungen

I

Die DUH teilt grundsätzlich die Überzeugung, dass die gegenwärtigen Stromnetze für die grundlegende Transformation unseres Energiesystems hin zu einer immer stärkeren Nutzung fluktuierender Erneuerbarer Energien erheblich ertüchtigt, um- und ausgebaut werden müssen. Anders sind die auch von einer breiten gesellschaftlichen Mehrheit unterstützten energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung, der EU und der internationalen Staatengemeinschaft nicht zu erreichen. Der Informations- und Planungsprozess zum Netzentwicklungsplan Strom 2012/2013 – wie auch zu den jeweils zugrundeliegenden Szenariorahmen – war erkennbar um Transparenz und Verständlichkeit bemüht. Die Datenbasis des vorliegenden Szenariorahmens 2014 wurde gegenüber dem Vorgänger-Szenario verbessert, weist aber noch Mängel im Detail auf.

II

Erste Erfahrungen aus den öffentlichen Konsultationen zu den Szenariorahmen 2012 und 2013 und den Netzentwicklungsplänen Strom 2012 und 2013 zeigen, dass vielen Teilnehmerinnen und Teilnehmern der Konsultation nicht klar ist, auf welcher Planungsstufe ihre Anregungen oder Einwände sachlich einzuordnen sind². Deshalb muss der Konsultationsprozess künftig übersichtlicher gestaltet werden. Zudem sollten die informellen Beteiligungsmöglichkeiten ausgeweitet und ein kontinuierlicher Dialog mit den interessierten Bürgerinnen und Bürgern angestrebt werden. Wichtiges Thema für einen solchen Dialog wäre zum Beispiel die Frage, welche Sensitivitäten sinnvollerweise im Szenariorahmen gerechnet werden sollen (siehe Kapitel 3). Dies ist nicht nur eine wissenschaftlich-technische Frage, sondern auch eine gesellschaftspolitische, in die die Öffentlichkeit einbezogen werden muss.

III

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat die Übertragungsnetzbetreiber mit dem Szenariorahmen 2013³ bereits verpflichtet, drei Sensitivitäten zu prüfen (1. Absenkung des Nettostrombedarfs sowie der Jahreshöchstlast, 2. Reduzierung der Wind-Onshore-Einspeiseleistung auf 80 Prozent der Einspeisespitze, 3. Regionalisierung der installierten Leistung von Wind-Onshore, PV und Biomasse). Dies ist aus Sicht der DUH zu begrüßen, allerdings noch nicht ausreichend. Weitere Sensitivitätsuntersuchungen sollten folgen, die Auswahl und Ausgestaltung der zu untersuchenden Sensitivitäten muss in einem breit angelegten Dialog mit Experten und Vertretern der Zivilgesellschaft entschieden werden. Aus Sicht vieler Umweltverbände ist die Diskussion der Eingangsparameter

² vgl. BNetzA Bestätigung NEP 2012, S. 76 ff: Stellungnahmen zum Szenariorahmen im Rahmen der Konsultation zum NEP 12

³ Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA v. 30. 11.12, S.3-4, II, Pkt. 2.

der Szenariorahmen sogar entscheidender als die Diskussion um den Netzentwicklungsplan selbst.⁴

IV

Eine fundamentale gesellschaftliche Diskussion über die Realitätstüchtigkeit des gesamten Netzplanungs-Prozesses droht sich aus den bisher ermittelten, unrealistisch hohen Einsatzzeiten von Stein- und insbesondere Braunkohlekraftwerken zu entwickeln. Diese hat die DUH bereits in ihrer Stellungnahme zum NEP Strom 2013 detailliert thematisiert. Die hohen Einsatzzeiten klimaschädlicher Kraftwerke ergeben sich aus dem Marktmodell, das die Übertragungsnetzbetreiber auf Basis der Eingangsdaten aus dem genehmigten Szenariorahmen für den Netzplanungsprozess rechnen (lassen). Es ist zu befürchten, dass sich dies auch im nun bevorstehenden erneuten Durchlauf (Szenariorahmen 2014, NEP Strom 2014) nicht ändern wird. Die Eingangsdaten des Szenariorahmens produzieren in Verbindung mit dem gewählten Marktmodell Ergebnisse, die nicht zur Erfüllung der mittel- und langfristigen nationalen und internationalen Klimaziele führen. Weil deren Erfüllung jedoch – neben dem Ausstieg aus der Atomenergie – gerade die grundlegende Motivation für die Energiewende und damit auch der Netzentwicklungsplanung ist, muss auf diese Situation reagiert werden.⁵

V

Im aktuellen Planungsprozess können Übertragungsnetzbetreiber und Bundesnetzagentur selbstverständlich nur von dem derzeit gültigen und ihnen politisch vorgegebenen Ordnungsrahmen ausgehen. Das heißt konkret: Die Entscheidung von Investoren zum Bau von Erzeugungskapazität erfolgt allein entlang betriebswirtschaftlicher Erwägungen. Den Übertragungsnetzbetreiber fällt die Aufgabe zu, das Netz zu planen, ohne Einfluss nehmen zu können auf die Entscheidungen der Investoren bzgl. Technologie, Leistung und Standort der errichteten Erzeugungsanlagen.⁶ Das

⁴ Für den Ablauf des Konsultationsprozesses ergibt sich in diesem Zusammenhang das folgende Dilemma: Die Ergebnisse der von der BNetzA geforderten Sensitivitätenprüfungen müssen zum 1. Juli 2013 veröffentlicht werden. Damit können sie in diese Stellungnahme der DUH und die Anregung sinnvoller Sensitivitäten unsererseits nicht mehr einfließen. Andererseits werden die Erkenntnisse aus den Untersuchungen entscheidend sein für die Sensitivitäten, die schließlich in die Genehmigung des Szenariorahmens 2014 aufgenommen werden. Die DUH wird sich deshalb zu diesem Themenkomplex noch einmal nach dem 1. Juli 2013 mit einem Schreiben an die Bundesnetzagentur wenden, in dem wir die in Kapitel 3 dieser Stellungnahme vorgeschlagenen Sensitivitäten einer erneuten kritischen Überprüfung unterziehen und sie gegebenenfalls anpassen.

⁵ An dieser Stelle muss darauf hingewiesen werden, dass sich die unrealistisch hohen Einsatzzeiten für klimaschädliche Kraftwerke aus dem gewählten Marktmodell ergeben, obwohl in dieses CO₂-Zertifikatpreise eingespeist wurden, die seit Jahren nicht einmal annähernd erreicht werden. Es ist also zu befürchten, dass auf Basis der aktuellen Erfahrungen als realistisch anzusehende, viel niedrigere CO₂-Preise zu noch höheren Volllaststundenzahlen von Kohlekraftwerken führen würden.

⁶ Beispiel: Ein Investor, der ein Steinkohlekraftwerk plant, um dieses mit auf dem Weltmarkt beschaffter Importkohle zu betreiben, kann dies an der norddeutschen Küste errichten, um Kosten für den innerdeutschen Transport der Importkohle zu vermeiden. Die Tatsache, dass sichere Erzeugungskapazität auf mittlere Sicht vor allem in Süddeutschland benötigt wird, muss ihn nicht interessieren. Es ist Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber, die entsprechende Netzinfrastruktur zu errichten und vorzuhalten, auch wenn das Gesamtsystem – Kohlekraftwerk an der Küste plus Übertragungsleitung nach Süddeutschland – volkswirtschaftlich wesentlich ungünstiger ist als z. B. ein Gaskraftwerk in

Grunddilemma liegt also in den getrennten Kalkulationen für die Stromerzeugung und den Um- und Ausbau der Stromnetze. Aktuell trifft jeder Kraftwerksbetreiber eine betriebswirtschaftlich optimierte Entscheidung. Aus volkswirtschaftlicher Sicht wäre es aber sinnvoll abzuwägen, in welchen Fällen die Regionalisierung von Kraftwerken oder der Einsatz von flexibleren Gaskraftwerken günstiger als ein Netzausbau sein kann. Daher sollte der Ordnungsrahmen (und in der Folge das der Netzplanung zugrunde gelegte Marktmodell) mit dem Ziel reformiert werden, eine kombinierte Beurteilung der Netz- und Erzeugungspreise zu ermöglichen, so dass ein volkswirtschaftliches Optimum gefunden werden kann.

VI

Der DUH ist bewusst, dass das den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber zugrundeliegende Marktmodell lediglich den aktuellen Ordnungsrahmen reflektiert.⁷ Letztlich zeigen die Ergebnisse der Berechnungen also, dass die mittel- und langfristigen nationalen Klimaschutzziele und damit die Ziele der Energiewende insgesamt auf der ausschließlichen Basis des gegenwärtigen Ordnungsrahmens nicht erreichbar sind. Die DUH wird sich zu diesem Grunddilemma, das auf die aktuelle Netzplanung fortwirkt, im weiteren Konsultationsprozess noch einmal äußern. Weil für den in dieser Stellungnahme betrachteten Zeitrahmen keine wesentlichen Änderungen des aktuellen Ordnungsrahmens mehr zu erwarten sind, werden wir uns im Folgenden vor allem auf vorläufige Überlegungen zur aktuell notwendigen Anpassung des Planungsprozesses beschränken. Übergreifendes Ziel muss es sein, den Netzplanungsprozess mit den Oberzielen Klimaschutz und Energiewende zu synchronisieren.

VII

Wenn also der sich aus Szenariorahmen und aktuellem Marktmodell ergebende Kraftwerkseinsatz den Klimazielen, den Zielen der Energiewende und damit auch den Intentionen von §12 a EnWG⁸ widerspricht, kann er nicht dennoch die Basis für die künftige Netzplanung sein. Bereits in unserer Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan Strom 2013 haben wir dargelegt, dass die dort eingestellten hohen Volllaststunden der fossilen Kraftwerke im Leitszenario B dem Erreichen der deutschen Klimaziele klar entgegenstehen würden. In den Prozess muss also eine Plausibilisierung der Ausgangsdaten des Marktmodells eingebaut werden, die im Zweifel auch eine nachträgliche Anpassung der Eingangsdaten aus dem Szenariorahmen ermöglicht.

der Verbrauchsregion des benötigten Stroms ohne entsprechende zusätzliche Leitungskapazität. Die Differenz zahlt nach den Regeln des gegenwärtigen Ordnungsrahmens der Stromverbraucher, der für die Leitungskosten aufkommt.

⁷ Grenzkostenbasierte Preisbildung an der Strombörse und Bereitstellung einer Netzinfrastruktur, die grundsätzlich sicherstellen soll, dass die Einsatzreihenfolge konventioneller Kraftwerke nach den Regeln der Merit-Order erfolgen kann.

⁸ „Drei Entwicklungspfade (Szenarien), die für die nächsten zehn Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken“ (§12 a Abs. 1, Satz 2 EnWG)

2. Eingangsdaten

Tabelle 1 zeigt die wesentlichen Änderungen der Daten des genehmigten Szenariorahmens 2013 und des vorliegenden Entwurfs zum Szenariorahmen 2014.

Tabelle 1 Vergleich Szenariorahmen 2013 und 2014 Szenario B

Installierte Erzeugungsleistung [GW]	Referenz 2011	Referenz 2012	Szenario B 2023	Szenario B 2024	Differenz 2023 zu 2024	Szenario B 2033	Szenario B 2034	Differenz 2033 zu 2034
Kernenergie	12,1	12,1	0	0	0 ↔	0	0	0 ↔
Braunkohle	20,2	20,9	17,6	15,4	-14,3% ↓	11,8	11,3	-4,4% ↓
Steinkohle	26,3	25,1	25,7	25,1	-2,4% ↓	20,2	18,5	-9,2% ↓
Erdgas	26,5	27,9	33	30,5	-8,2% ↓	41	40,1	-2,2% ↓
Öl	3,8	3,9	2,7	1,7	-58,8% ↓	1	1	0,0% ↔
Pumpspeicher-KWe	6,4	6,4	11	10,5	-4,8% ↓	11	10,5	-4,8% ↓
Sonstige	4,1	4	3,3	3,5	5,7% ↑	2,3	2,4	4,2% ↑
Summe konv. Kraftwerke	99,4	100,3	93,3	86,7	-7,6% ↓	87,3	83,8	-4,2% ↓
Wind (onshore)	28,9	31,1	49,3	50,4	2,2% ↑	66,3	67,1	1,2% ↑
Wind (offshore)	0,2	0,3	14,1	12,8	-10,2% ↓	25,3	22,4	-12,9% ↓
Photovoltaik	25,3	32,9	61,3	58,3	-5,1% ↓	65,3	61,3	-6,5% ↓
Biomasse	5,5	5,6	8,5	8,6	1,2% ↑	9	9,4	4,3% ↑
Laufwasser	4,4	4,4	4,8	4,8	0,0% ↔	5	5	0,0% ↔
andere reg. Erzeuger	0,9	0,6	1,5	0,5	-200,0% ↓	2,3	0,4	-475,0% ↓
Summe EE	65,2	74,9	139,5	135,4	-3,0% ↓	173,2	165,6	-4,6% ↓
Summe Erzeugung	164,6	175,2	232,8	222,1	-4,8% ↓	260,5	249,4	-4,5% ↓

Quelle: Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2014, erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vom 28. März 2013, Genehmigung der Bundesnetzagentur zum Szenariorahmen 2013 vom 30.11.2012

2.1. Installierte Leistung der Erneuerbaren Energien

Die Regionalisierung sowie die Mantelzahlen der Erneuerbaren Energien für die Szenarien A und B werden in einer Mischung aus einem Top-Down- und einem Bottom-Up-Ansatz ermittelt.

Bei den „Mantelzahlen“ (also der installierten Gesamtleistung der Erneuerbaren Energien in Deutschland) fällt auf, dass die Summe der installierten Leistung aus Erneuerbaren Energien vom Szenario B 2023 auf B 2024 um ca. 3 Prozent sinkt. Das liegt vor allem an einer Reduktion der erwarteten installierten Leistungen von Offshore-Wind und Photovoltaik (PV). Die Reduktion der Offshore-Wind-Leistung ist nachvollziehbar, da die aktuellen Planungsdaten der Offshore-Branche auf einen erheblich verlangsamten Ausbau hin deuten.

Für die PV wirft der Vergleich der installierten Kraftwerksleistung im Entwurf des Szenariorahmens für den NEP 2014 mit den bisherigen Szenariorahmen die Frage auf, warum im Leitszenario B 2024 als auch im Szenario B 2034 die Prognosen zur installierten PV-Erzeugungsleistung gegenüber dem Vorjahresszenario deutlich reduziert wurden.

Tabelle 2 Auszug aus der Übersicht der Nettonennleistungen aller Erzeugungseinheiten im Entwurf des Szenariorahmens für 2014

Installierte Netto-Nennleistung [in GW]	Szenario B 2022	Szenario B 2023	Szenario B 2024	Szenario B 2032	Szenario B 2033	Szenario B 2034
Photovoltaik	54,0	61,3 ↑	58,3 ↓	65,0	65,3 ↔	61,3 ↓

Quelle: Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2014, erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vom 28. März 2013, S. 9

In der von den ÜNB beauftragten „Mittelfristprognose bis 2017 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken“⁹ prognostiziert das Trendszenario eine installierte PV-Leistung von 54,8 GW in 2017. Ab Erreichen des „52-GW-Deckels“ im Jahr 2015 gehen die Autoren der Mittelfristprognose von einem jährlichen PV-Zubau von nur mehr 0,5 GW aus. Dieser jährliche Zubautrend wird von den ÜNB bis zum Jahr 2024 fortgeschrieben. Für den Zeitraum 2024 bis 2034 wird der jährliche PV-Zubau von den ÜNB weiter reduziert auf dann nur noch 0,3 GW pro Jahr.

DUH-Forderung: *Nachvollziehbare Erläuterung, warum der jährliche PV-Zubau (ab 2015) bis 2024 auf 0,5 GW und für die Zeit darüber hinaus (bis 2034) auf nur mehr 0,3 GW pro Jahr prognostiziert wird.*

2.2. Regionalisierung der Erneuerbaren Energien

Die Regionalisierung des Zubaus der Erneuerbaren Energien in den Szenarien B 2024 / 2034 und A 2024 erfolgt ausgehend von der historischen installierten Leistung der Erneuerbaren Energien pro Bundesland mit Stand 31.12.2012. Ein wesentlicher Kritikpunkt in den vergangenen Konsultationen war eine mangelnde Zusammenarbeit zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern (VNB) bzw. die Nicht-Berücksichtigung der VNB-Daten durch die ÜNB. Dementsprechend wertet es die DUH als positiven Schritt, dass für den Szenariorahmen 2014 eine Datenabfrage bei den VNB durchgeführt wurde. Allerdings ist die pauschale Begründung der ÜNB, wonach „diese Daten nicht geeignet sind, um einen realistischen Ausbaupfad erneuerbarer Energien in Deutschland abzubilden“¹⁰, nicht stichhaltig. Natürlich kann Tabelle 24: „Gemeldete Zahlen der Verteilnetzbetreiber“¹¹ nicht 1:1 übernommen werden, da nicht alle VNB geantwortet haben und die Daten unvollständig und von unterschiedlicher Qualität sind¹². Trotzdem sollten die Kenntnisse der VNB

⁹ Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2013 bis 2017, S. 121.

¹⁰ Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2014, erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vom 28. März 2013, S. 38

¹¹ Siehe Fußnote 4, S. 39

¹² Zum Beispiel ist die Prognose für NRW für 2015 mit 257 MW wesentlich niedriger als die installierte Leistung (Stand 31.12.2012) mit 1846 MW.

über die Situation vor Ort (gestellte Anträge zum Anschluss von Erneuerbaren-Energien-Anlagen) in die Regionalisierung im Leitszenario B (und A) einfließen.

DUH-Forderung: *VNB-Daten stärker einbeziehen und die Regionalisierung der Erneuerbaren Energien anhand des im Folgenden grob skizzierten Vorschlags durchführen: Mantelzahlen analog zur ÜNB-Methodik (Top-Down-Ansatz) bestimmen. Regionalisierung zu 50 Prozent analog zum Bestand der Erneuerbaren-Energien-Anlagen, d.h. anhand der Anlagenstammdaten der ÜNB (wie im ÜNB-Entwurf des Szenariorahmens 2014 vorgesehen); 50 Prozent anhand des erwarteten Zubaus der VNB. Um unvollständige Daten auszugleichen, ist für 2015 mindestens die zum 31.12.2012 bereits installierte Leistung anzunehmen (siehe Beispiel NRW: dort ist die Prognose für 2015 mit 257 MW wesentlich niedriger als die installierte Leistung (Stand 31.12.2012) mit 1846 MW¹³).*

2.3. Stromverbrauch und Jahreshöchstlast

In allen Szenarien wird die Höchstlast im vorliegenden Entwurf mit 86,9 GW angegeben. Auch für das Referenzjahr 2011 wird dieser Wert angenommen. Damit passen die Übertragungsnetzbetreiber die Höchstlast des von der Bundesnetzagentur im November 2012 genehmigten Szenariorahmens 2013 von 84 GW (inkl. der Summe der Verluste im Verteilnetz) nach oben an. Die Bundesnetzagentur hatte für alle Szenarien den gleichen Wert wie in 2011 (84 GW) genehmigt, der etwa durch entsprechende Maßnahmen zur Lastabsenkung bei konstantem Strombedarf zu erreichen wäre¹⁴. Die Argumentation der Übertragungsnetzbetreiber, warum der höhere Wert zugrunde gelegt wurde, überzeugt nicht, daher sollte die genehmigte Höchstlast von 84 GW beibehalten werden.

DUH-Forderung: *Die Annahmen für die Höchstlast sollen wie im genehmigten Szenariorahmen 2013 mit 84 GW in den Szenariorahmen 2014 übernommen werden.*

3. Prüfung von Alternativen und Sensitivitäten

Angesichts der rasanten Entwicklung der Energiewende in den vergangenen Jahren und ihres damals wie heute schwer prognostizierbaren weiteren Fortgangs ist es aus Sicht und auf Basis der Erfahrungen der DUH besonders wichtig, vernünftige Alternativen und Modifikationen zum vorliegenden Vorschlag ernsthaft und intensiv zu prüfen und nachvollziehbar ihre Chancen auf Realisierung in einem vernünftigen Kostenrahmen zu bewerten. Dies umso mehr als eine angebliche „Alter-

¹³ Denn die Daten von Westnetz (1.606 MW zum 31.12.2012) fehlen

¹⁴ Genehmigung der Bundesnetzagentur zum Szenariorahmen 2012 vom 20.12.2011, S. 3, 76.

nativlosigkeit“ des sich derzeit abzeichnenden Netzum- und -ausbaus in der öffentlichen Diskussion insbesondere von den vor Ort betroffenen Anwohnerinnen und Anwohnern regelmäßig heftig kritisiert wird. Ein Zeitverzug, insbesondere bzgl. der Realisierung aktuell notwendiger Trassen oder Trassenertüchtigungen, ist mit Alternativenprüfungen nicht notwendigerweise verbunden.

Die drei wichtigsten Sensitivitätenprüfungen sind:

1. Untersuchung der Auswirkungen einer Begrenzung von Volllaststunden für fossile Kraftwerke (Kap. 3.1)
2. Untersuchung der Auswirkungen eines dynamischen Erzeugungsmanagements für Erneuerbare Energien zur Netzentlastung (Kap. 3.2)
3. Überprüfung eines reduzierten Offshore-Windenergie-Ausbaus (Kap. 3.3)

Zudem auch wichtige Sensitivitäten:

4. Regionalisierung Erneuerbarer Energien (Kap. 3.4)
5. Steuerbare Nachfrage (3.5)

Höhere Flexibilität von Kraftwerken, verstärkte Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Erneuerbare Energien, geändertes Verbrauchsverhalten, zusätzliche Anwendungen und insbesondere die im politischen Raum intensiv diskutierten Änderungen des Strommarktmodells können den Netzum- und -ausbaubedarf verändern. Sie müssen deshalb in die laufende Bedarfsanalyse für die Stromnetze einfließen. Dabei sollte die Planung jedoch in vorgesehenem Umfang fortgeführt werden, um unnötigen Zeitverzug zu vermeiden. Da der Umbau hin zu einem erneuerbaren Stromsystem 2024 erst zu etwa 50 Prozent erfolgt sein wird, werden Anpassungen auch später noch erfolgen und auch möglich sein.

DUH-Forderung: *Die Auswahl und Ausgestaltung der zu untersuchenden Sensitivitäten sollte in einem breit angelegten Dialog mit Experten und Vertretern der Zivilgesellschaft entschieden werden.*

3.1. Begrenzung der Volllaststunden für fossile Kraftwerke zur Netzentlastung

Als wesentliches Hemmnis auf dem Weg zu einem System der Vollversorgung mit regenerativen Energien erweist sich mehr und mehr der deutsche Kraftwerkspark mit einem immer noch hohen Anteil unflexibler (Kohle-)Kraftwerke¹⁵. Die mangelnde technische Flexibilität der Kraftwerke in

¹⁵ Die bremsende Wirkung erweist sich als umso bedrohlicher, nachdem die vom Europäischen Emissionshandelssystem (ETS) erhoffte Lenkungswirkung hin zu CO₂-ärmeren und flexibleren Kraftwerkskapazitäten schon seit Jahren wegen viel zu niedriger Zertifikate-Preise nicht eintritt und grundlegende Besserung nicht in Sicht ist. Die Netzplanung steht auch hier vor dem Dilemma, dass sie nicht einfach warten kann bis die nationale und europäische Politik ein

Verbindung mit dauerhaft niedrigen CO₂-Zertifikatekosten führt dazu, dass insbesondere Braunkohlekraftwerke regelmäßig auch in Zeiten hoher Windeinspeisung Netzkapazität beanspruchen. Braun- und Steinkohlekraftwerke können teilweise nicht schnell genug, jedenfalls nicht komplett, heruntergefahren werden oder sie werden es nicht, weil auch in diesen Situationen mit dem eingespeisten Strom noch Gewinn erzielt wird. Schließlich können sie auch in Betrieb gehalten werden, weil sich eine stark fluktuierende Fahrweise, für die der Bestand dieser Kraftwerke in der Regel nicht ausgelegt ist, negativ auf die technische Lebensdauer auswirkt und deshalb insgesamt nicht wirtschaftlich ist.

Während also unflexible und klimaschädliche Kraftwerke, die im Rahmen der Energiewende perspektivisch zurückgedrängt und schließlich abgelöst werden sollen, immer häufiger das Netz für Erneuerbare Energien oder flexible klimaschonende Kraftwerke auf Gasbasis „verstopfen“, wird von vielen Stakeholdern – auch von der DUH (siehe 3.2.) – zur Netzentlastung das Einspeisemanagement (d. h. die Kappung von Einspeisespitzen) Erneuerbarer Energien diskutiert und in einem ersten Ansatz auch von den ÜNB untersucht. Dies ist einerseits richtig, um zu vermeiden, dass Leitungen gebaut werden, die nur wenige Stunden im Jahr wirklich benötigt werden. Andererseits ist aber auch unmittelbar nachvollziehbar, dass die Akzeptanz neuer Stromtrassen weiter sinken wird, solange der von vielen erwartete Effekt des Rückgangs der Stromproduktion aus klimaschädlichen und für die Energiewende kontraproduktiven Kohlekraftwerken nicht eintritt. Deshalb kann das Einspeisemanagement von Erneuerbaren Energien nicht die einzige Maßnahme bleiben, um knappe Netzressourcen besser zu nutzen.

Ein Ergebnis des Netzentwicklungsplans Strom 2013 ist, dass Kohlekraftwerke innerhalb des gegenwärtigen Ordnungsrahmens in der mittelfristigen Perspektive mit deutlich höherer Auslastung gefahren werden können als heute und damit knappe Netzressourcen über die Maßen beanspruchen, besonders bei hoher Windeinspeisung. Die Philosophie des bisherigen Planungsansatzes geht von einem „Netz für alle Fälle“ aus. Das heißt konkret, dass das Stromnetz der Zukunft selbst in Zeiten hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien noch in der Lage sein soll, zusätzlich den gesamten angebotenen Kohlestrom zu transportieren.¹⁶ Eine solche Planungsphilosophie steht im Widerspruch zu den Zielen der Energiewende und den Klimaschutzzielen, die gerade erreichen wollen, dass immer weniger Kohlestrom und damit auch weniger Kohlekraftwerkskapazität im Netz sein soll.

funktionierendes Lenkungsinstrument gefunden und installiert hat, das dann auch die Netzum- und –ausbaunotwendigkeiten reduzieren könnte.

¹⁶ Dieser Anspruch wird allerdings schon heute immer häufiger nicht eingelöst. Treten Netzengpässe auf, werden diese durch Redispatch-Maßnahmen beseitigt. Der ÜNB fordert dabei jenseits der Einsatzreihenfolge gemäß der Merit Order kurzfristig eine Änderung der Leistungseinspeisung einiger Kraftwerke an, als eine Art Notmaßnahme gegen akute Netzengpässe

Ein Stromnetz, das – vereinfacht ausgedrückt – gleichzeitig hundert Prozent fossilen und hundert Prozent erneuerbaren Strom transportieren kann, wäre deutlich überdimensioniert. Die DUH schlägt deshalb vor, eine neue vorsorgliche Planungsmaxime zu entwickeln, die bereits bei der Kapazitätsplanung berücksichtigt, dass auch Kohlestrom nicht bis zur letzten Kilowattstunde abgenommen werden muss. Das darauf aufbauende Netz wird mit weniger Trassen auskommen als das nach derzeitiger Philosophie geplante.

Die DUH schlägt also die Entwicklung und Prüfung gesetzlicher Vorgaben vor, die jenseits der heutigen Redispatch-Regeln den Betrieb von Kohlekraftwerken bei drohenden Netzengpässen einschränken und auf diese Weise den Netzum- und -ausbau bedarf reduzieren können. Um die netzentlastende Wirkung einer solchen gesetzlich abgesicherten Abregelung CO₂-intensiver fossiler Kraftwerke sicherzustellen, sollte diese Sensitivität mit der Annahme eines zusätzlichen Baus neuer Gaskraftwerke zur Sicherung des Strombedarfs und der Systemstabilität in Süddeutschland kombiniert werden.¹⁷

DUH-Forderung: *Untersuchung der netzentlastenden Wirkung einer gesetzlichen Regelung für CO₂-intensive Kraftwerke, die bei hoher Erneuerbaren-Energien-Einspeisung die „Verstopfung“ des Stromnetzes durch unflexible Stromeinspeisung aus solchen Kraftwerken abstellt. Die Sensitivitätsrechnung sollte mit der Annahme eines Zubaus von Gaskraftwerken in Süddeutschland kombiniert werden. Nach Abregelung in den auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen wird die abge-regelte Energie entsprechend nach Merit-Order ersetzt. Die Änderungen im Kraftwerkseinsatz sind transparent darzulegen.*

3.2. Einspeisemanagement

Als wirksame Maßnahme zur Netzentlastung gilt das Einspeisemanagement von Erneuerbaren Energien, insbesondere aus Wind. Damit dieses tatsächlich nur der Netzentlastung im Fall von Einspeisespitzen dient, ist die Ausgestaltung des Einspeisemanagements besonders sorgfältig vorzunehmen.

Dabei wäre eine so genannte dynamische Abregelung vermutlich noch wesentlich wirkungsvoller und effizienter als eine pauschale Abregelung. Nach den Ergebnissen einer Forschergruppe des EFZN und der TU Clausthal (2012) würde man die Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien bei einer pauschalen Abregelung der Windenergieanlagen im Fall akuter Netzengpässe auf 70 Prozent der installierten Leistung übers Jahr im niedrigen einstelligen Prozentbereich (ein bis

¹⁷ Die hier vorgeschlagene Vorgehensweise erübrigt sich, sobald die Politik gesetzliche Leitplanken schafft, die die CO₂-intensive Stromproduktion schrittweise begrenzen. Dies könnte beispielsweise in Form eines Nationalen Klimaschutzgesetzes mit fixierten CO₂-Zwischenzielen geschehen, das u.a. auch von der DUH vorgeschlagen wurde. Wenn solche Neuregelungen des Rechtsrahmens in das der Stromnetzplanung zugrundeliegende Marktmodell integriert werden, wird dieses auch entsprechende, realistische Auslastungen CO₂-intensiver Kraftwerke ermitteln.

zwei Prozent) reduzieren. Die Übertragungsleistung der Stromnetze könnte unter dieser Prämisse um immerhin 30 Prozent niedriger angesetzt werden. Der Netzausbaubedarf würde sich verringern, wenn auch nicht überall um ebenfalls 30 Prozent¹⁸.

Eine dynamische Abregelung von Windenergieanlagen, basierend auf Betriebsmittelauslastung und Spannungshaltung, in Höhe von maximal 5 Prozent der Jahresarbeit pro Windenergieanlage würde nach einer Untersuchung von EWE Netz sogar dazu führen, dass ohne Netzausbau zusätzlich mehr als 100 Prozent Erneuerbare Energien in das EWE-Verteilnetz integriert werden könnten¹⁹.

Generell muss allerdings der Grundsatz gelten: „Verwenden vor Abschalten“, d.h. wenn möglich und volkswirtschaftlich sinnvoll, sollte der Stromverbrauch durch Zuschalten von Lasten temporär erhöht, der Strom entweder gespeichert (Power-to-Gas; Kavernenspeicher etc.) oder z. B. in Wärme (Power-to-heat) umgewandelt werden. Zudem helfen detailliertere und bessere Prognosen und Fahrpläne auf der Verteilnetzebene bei der Integration der Erneuerbaren Energien. Ziel ist es, einen möglichst hohen Anteil Erneuerbarer Energien in das Stromsystem zu integrieren, aber eben nicht, das Netz auf „die letzte Kilowattstunde“ und nur für wenige Stunden auszulegen. Es geht darum, eine vernünftige Balance zwischen Netzausbaubedarf, Netzengpassbewirtschaftung und Abregelung von Erneuerbaren Energien bzw. Umwandlung und Speicherung (mit damit verbundener Effizienzverlust) zu finden.

DUH-Forderung: Die Auswirkungen eines dynamischen Einspeisemanagements zur Netzentlastung von maximal 3-5 Prozent der Jahresenergie pro Anlage sind in den auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen zu untersuchen.

3.3. Reduzierter Offshore-Ausbau

Die aktuellen Planungen der Offshore-Branche deuten auf einen erheblich verlangsamten Ausbau hin. Auch viele Bürger vor Ort bewegt die Frage, ob die Offshore-Windnutzung sinnvoll ist oder ob ein stärker dezentraler Ausbau der Erneuerbaren Energien den Netzausbau im Übertragungsnetz reduzieren kann. Um darauf belastbare Antworten zu finden, ist es sinnvoll, eine Reduktion der installierten Offshore-Leistung in Szenario B 2024 um 50 Prozent kombiniert mit einem Ersatz dieser Anlagenleistung durch Onshore-Wind-Erzeugung in Süddeutschland zu untersuchen. Offshore-Wind-Anlagen erreichen mehr Volllaststunden als Onshore-Wind-Anlagen. Deshalb muss bei Onshore-Wind-Anlagen mit einer optimierten Anlagenkonfiguration (hohe Türme, lange Rotorblätter,

¹⁸ Berechnungen nach Soroush Nakhaie, basierend auf Ergebnissen einer Forschergruppe des EFZN und der TU Clausthal (2012): Univ.-Prof. Dr.-Ing. Hans Peter Beck EFZN / TUC; Dr.-Ing. Ernst-August Wehrmann, TUC; Dipl.-Ing. Soroush Nakhaie, TUC; Dipl.-Ing. Andreas Becker, EFZN: Dezentralisierung und Netzausbau; und seiner Promotion (laufend)

¹⁹ EWE Netz GmbH (2013): Netzstudie zur Steigerbarkeit der Netzanschlusskapazität ländlicher Verteilnetze durch intelligentes Erzeugungsmanagement

kleine Generatoren) für windschwache Standorte, die zu wesentlich höheren Volllaststunden führen, kalkuliert werden. Die Regionalisierung sollte analog zum DUH-Vorschlag (siehe 2.2) mit entsprechender Anpassung der „Erneuerbaren-Energien-Mantelzahlen“ durchgeführt werden.

DUH-Forderung: *Untersuchung einer Reduktion der installierten Offshore-Leistung in Szenario B 2024 um 50 Prozent kombiniert mit einem Ersatz dieser Anlagenleistung durch Onshore-Windanlagen in Süddeutschland. Die Onshore-Windanlagen sind mit einer optimierten Anlagenkonfiguration für windschwache Standorte, die zu wesentlich höheren Volllaststunden führen, zu kalkulieren.*

3.4. Regionalisierung von Erneuerbaren Energien

Die Sensitivität einer Regionalisierung der Erneuerbaren Energien, wie sie von der BNetzA vorgegeben wurde und nun von den ÜNB kalkuliert wird, ist ein erster Schritt. Um Bürgerfragen zu beantworten und dem Wunsch nach einem stärker dezentralen Ausbau Rechnung zu tragen, sollte diese Sensitivität zudem explizit als verbrauchsnaher Ausbau der Erneuerbaren-Energien-Erzeugung untersucht werden. Dabei ist es ebenfalls wichtig, mit einer optimierten Anlagenkonfiguration (hohe Türme, lange Rotorblätter, kleine Generatoren) für windschwache Standorte, die zu wesentlich höheren Volllaststunden führen, zu kalkulieren.

DUH Forderung: *Die ersten 50 Prozent des Onshore-Wind- und PV-Zubaus sollen analog zum DUH-Vorschlag der Regionalisierung der Erneuerbaren Energien in Szenario B 2024 durchgeführt werden (siehe 2.2). Die zweiten 50 Prozent sollen gemäß dem Stromverbrauch der Bundesländer regionalisiert werden²⁰. D.h. die zweite Hälfte des Zubaus (Onshore-Wind, PV) wird proportional auf die Bundesländer verteilt, die (nach Regionalisierung der ersten 50 Prozent) weniger installierte Wind- bzw. PV-Leistung im Vergleich zum Stromverbrauch haben. Die Onshore-Windanlagen sind insbesondere für windschwache Standorte mit einer optimierten Anlagenkonfiguration und mehr Volllast-Stunden zu kalkulieren.*

3.5. Steuerbare Nachfrage

Das Potenzial zu- bzw. abschaltbarer Lasten (elektrische Wärmespeicher, Industrieproduktion, Kühlhäuser, Elektro-KFZ etc.) zur Lastglättung ist unbestritten. Insbesondere die Lastaufnahme kann im Fall überschüssiger Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien Leitungen entlasten und möglicherweise auch den Netzausbau reduzieren, wenn Erneuerbare-Energien-Erzeugung und Last räumlich zusammenfallen. Allerdings gibt es über die Zeitachse und über die absolut erreich-

²⁰ Siehe auch Consentec, Fraunhofer IWES, 2013: Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland, im Auftrag der Agora Energiewende

baren Kapazitäten unterschiedliche Erwartungen. Die e-energy-Projekte haben beispielsweise gezeigt, dass ca. 10 Prozent der Last zeitlich verschoben werden kann²¹.

Andere Untersuchungen zeigen große Lastverlagerungspotenziale in allen Segmenten auf²²:

- Dezentrale Erzeuger und Wärmespeicher KWK (Gesamtmarkt: 17 – 23 GW)²³
- Lastmanagement Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) bei Produktion und Klimatisierung (Gesamtmarkt: 17 GW)²⁴
- Lastmanagement Haushalte, z.B. Wärmepumpen (Gesamtmarkt 39 GW)²⁵

Die Jahreshöchstlast wird durch gesicherte Leistung gedeckt. Sie kann aber auch durch eine Verschiebung der Nachfrage gesenkt werden. Nahezu ein Viertel des deutschen Strombedarfs (ca. 15 bis 25 GW) fällt nur in sehr wenigen Stunden im Jahr an (<200 Stunden)²⁶.

Bei der folgenden Netzplanung sollte daher geprüft werden, ob oder inwieweit Maßnahmen zur steuerbaren Nachfrage, mit denen Lastspitzen reduziert werden, den Netzausbaubedarf beeinflussen. Maßnahmen zur Steuerung der Nachfrage haben ebenfalls den Vorteil, dass dadurch der Bedarf an konventionellen Kraftwerken reduziert werden kann.

Es wäre zum Beispiel denkbar, bei KWK-Anlagen eine kurzzeitige (z.B. 2-stündige) dynamische Abschaltung bei Netzengpässen einzukalkulieren und dafür dann gegebenenfalls Wärmespeicher zu installieren²⁷. Bei der Untersuchung von Lastverlagerungspotenzialen ist die regionale Zuordnung für die Untersuchung der Netzauswirkungen entscheidend (z.B. Zuordnung des Bestands an Wärmepumpen nach Bundesland; Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) nach Branche....)²⁸.

Die Vorgabe der Bundesnetzagentur, im Szenariorahmen 2013²⁹ die „Absenkung des Nettostrombedarfs“ sowie eine damit einhergehende „Absenkung der Jahreshöchstlast“ als Sensitivität zu untersuchen, trifft noch nicht den Kern der möglichen Lösung. Aus Sicht der DUH ist es sinnvoller, die Auswirkungen der Lastverlagerungspotenziale als separate Sensitivität mit *konstantem* Stromverbrauch zu untersuchen. Lastverlagerung bedeutet nicht automatisch einen reduzierten Strombedarf. Das Lastverlagerungspotenzial umfasst damit eine Reduktion der Jahreshöchstlast sowie eine Erhöhung der Last in Zeiten hoher Erneuerbare-Energien-Einspeisung und geringen Verbrauchs.

²¹ Ludwig Karg, Vortrag: „Vier Jahre gemeinsam unterwegs: Ein Überblick über die Erkenntnisse des E-Energy-Programms“, E-Energy Abschlusskongress, 17.01.2013, Berlin

²² Dr. Holger Wiechmann, Vortrag: Bausteine einer Smarten Energiewelt, 24.4.2013, Berlin

²³ Wiechmann, nach Ökoinstitut, 2010

²⁴ Wiechmann nach E&M 10.2012; götz&partners

²⁵ Wiechmann nach E&M 10.2012; götz&partners

²⁶ Agora Energiewende, 2012: 12 Thesen zur Energiewende, Impulse, November 2012

²⁷ Im NEP 2013 (S. 61) ist die Wärmeauskopplung von KWK-Anlagen auch nicht komplett berücksichtigt, sondern diese werden marktbasierend heruntergefahren; eine netzzeitige Fahrweise könnte andere Auswirkungen haben.

²⁸ Siehe zum Beispiel Fraunhofer ISI / FfE, 2013: Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland, im Auftrag von Agora Energiewende

²⁹ Genehmigung der Bundesnetzagentur zum Szenariorahmen 2013 vom 30.11.2012, S.3-4, II, Pkt. 2.

DUH-Forderung: Die Auswirkungen der Lastverlagerungspotenziale (Ab- und Zuschaltung von Lasten) zur Netzentlastung sind als separate Sensitivität mit konstantem Stromverbrauch³⁰ zu untersuchen. Dabei soll für die auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle geprüft werden, ob eine um ein Viertel reduzierte Jahreshöchstlast (in Zeiten geringer Erneuerbare-Energien-Einspeisung und hoher Last), oder eine Erhöhung der Last (in Zeiten hoher Erneuerbare-Energien-Einspeisung und niedriger Last) Netzausbau vermeiden kann. Dabei ist eine regional differenzierte Betrachtung (Zuordnung des Bestands an Wärmepumpen nach Bundesland; Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) nach Branche....) notwendig.

Mit einer Veröffentlichung dieser Stellungnahme erklären wir uns einverstanden.

Für Rückfragen:

Dr. Peter Ahmels, *Leiter Erneuerbare Energien der Deutschen Umwelthilfe e.V.*, Hackescher Markt 4, 10178 Berlin, *Tel.: 030-2400867-91, E-Mail: ahmels@duh.de,*

Dr. Gerd Rosenkranz, *Leiter Politik und Presse der Deutschen Umwelthilfe e.V.*, Hackescher Markt 4, 10178 Berlin, *Tel.: 030-2400867-0; E-Mail: rosenkranz@duh.de,*

Anne Palenberg, *Projektmanagerin Netzintegration der Deutschen Umwelthilfe e.V.*, *Tel.: 030-2400867-961, E-Mail: palenberg@duh.de,*

³⁰ Anders als in der Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA vom 30.11.2012 vorgesehen