



Kommentar

zu Einflussgrößen auf die Netzentwicklung

Sensitivitätenbericht 2013 der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber vom 1. Juli 2013

Inhalt

1. Einleitung	1
2. Grundsätzliches zu den untersuchten Sensitivitäten	2
3. Sensitivität 1: Nettostrombedarf und Jahreshöchstlast	3
4. Sensitivität 2: Kappung der Erzeugungsspitzen	4
5. Sensitivität 3: Regionalisierung	5
6. Auswahl wichtiger Sensitivitäten für den Szenariorahmen 2014.....	6
6.1. Untersuchung der Auswirkungen einer reduzierten Einspeisung von CO ₂ -intensiven fossilen Kraftwerken.....	6
6.2. Einspeisemanagement	7
6.3. Reduzierter Offshore-Ausbau	8
6.4. Steuerbare Nachfrage	8
7. Fazit.....	9

1. Einleitung

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit dem Szenariorahmen 2013 aufgefordert, 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. Die Ergebnisse liegen nun vor. Die Deutsche Umwelthilfe (DUH) begrüßt ausdrücklich die Durchführung der Alternativenrechnungen. Sie sind für die Diskussion an den betroffenen Brennpunkten der Stromnetzdebatte, wo vor Ort neue Leitungen geplant werden, hilfreich. Denn enga-

gierte Bürgerinnen und Bürger wollen Belege sehen, ob eine konkrete Leitung wirklich notwendig ist oder ob es technische Alternativen gibt. Insbesondere wird entlang geplanter Trassen häufig vermutet, dass eine entschiedene Dezentralisierung der Stromversorgung den notwendigen Netzausbau reduziert. Nach den nun vorliegenden ersten Ergebnissen ist bereits absehbar, dass im Verlauf der weiteren Stromnetzplanung zusätzliche Sensitivitätsuntersuchungen erforderlich werden. Idealerweise sollte der „Dialog der Sensitivitäten“ nicht nur fachöffentlich geführt werden, sondern auch allgemein zugänglich, transparent und nachvollziehbar, um im Rahmen der lokalen Diskussionen darauf zurückgreifen zu können.

Nachfolgend nehmen wir Stellung zu dem vorliegenden Untersuchungsbericht der Übertragungsnetzbetreiber zu drei Sensitivitätenprüfungen.

2. Grundsätzliches zu den untersuchten Sensitivitäten

Die untersuchten Sensitivitäten und die Darstellung der Ergebnisse sind ein weiterer Schritt in Richtung einer transparenten Netzplanung. So werden zu Beginn des Planungsprozesses vernünftige Alternativen mitbetrachtet. Der vorliegende Bericht der Übertragungsnetzbetreiber „Einflussgrößen auf die Netzentwicklung“ vom 1. Juli 2013, beantwortet allerdings noch nicht alle drängenden Fragen von Bürgerinnen und Bürgern, die in Zukunft mit neuen Stromnetztrassen in ihrer Region leben müssen. Das liegt zum einen an den gewählten Definitionen der Sensitivitäten. Sie müssen zukünftig weiter verfeinert werden. Es liegt aber auch an der Darstellungsweise. Denn eine grundlegende Frage hinter der Prüfung und Berechnung von Sensitivitäten lautet: Kann die Berücksichtigung dieser Sensitivität bei der Planung und weiteren Ausgestaltung der Energiewende Netzausbau in den Regionen vermeiden? Akteure vor Ort erwarten hierzu konkrete Antworten, möglichst in Leitungskilometern. Für die Sensitivitäten 1 (Absenkung des Nettostrombedarfs sowie der Jahreshöchstlast) und 2 (Reduzierung der Wind-Onshore-Einspeiseleistung auf 80 Prozent der Einspeisespitze) liegen diese Kilometerangaben vor, werden im Text aber nicht erwähnt. Ein Vergleich der im Sensitivitätenbericht als „nicht identifizierte Maßnahmen“ (sprich die Leitung ist unter Berücksichtigung der jeweiligen Sensitivität nicht notwendig) bezeichneten Projekte mit den Kilometerangaben im NEP 2013 ergibt immerhin Einsparungen von 233 km für Sensitivität 1 und 403 km für Sensitivität 2. Dies verdeutlicht die folgende Tabelle.

Tabelle 1 Vergleich Leitungslängen NEP 2013 mit Sensitivitäten

Länge in Trassenkilometern (km)	NEP 2013	Nicht notwendige Trassenkilometer („nicht identifiziert“) bei Sensitivität 1 „Absenkung Nettostrombedarf & Jahreshöchstlast“	Nicht notwendige Trassenkilometer („nicht identifiziert“) bei Sensitivität 2 „Reduzierung der Wind-Einspeiseleistung auf 80 %“
	1. Entwurf (ÜNB)		
	B 2023 (inkl. Startnetz)		
Neubau Drehstrom (AC)	1.700	-108	-60
Neubau Gleichstrom (DC); inkl. 200 km für 3 Interkonnektoren nach BE, DK, NO	2.300		2 GW statt 4 GW, Korridor D
Bau in Trasse (AC)	3.400	-79	-230
Zu/Umbeseilung AC (inkl. 300 km AC-> DC)	1.300	-142	-198
Zusätzlich nötige Maßnahme (geschätzt, Luftlinie x 1,3 Umwegefaktor)		95,55	84,63
Reduktion im Vergleich mit NEP 2013		- 233	- 403
Reduktion im Vergleich mit NEP 2013*		2,68%	4,64%
Insgesamt	8.700	8.467	8.297

Quelle: Kilometerangaben aus NEP Strom 2013, 1. Entwurf

*DUH-Berechnungen der „vordringlichen“ und zu „beobachtenden“ Maßnahmen kommen abweichend zu 8.868 Gesamtkilometern anstatt 8.700 km, die prozentuale Einsparung könnte also geringer sein.

Die Reduktionen der Kilometer pro Sensitivität wurden maßnahmenscharf, basierend auf Kilometerangaben aus NEP Strom 2013, 1. Entwurf ermittelt. Davon wurden die geschätzten Trassenlängen für die zusätzlichen Maßnahmen (Luftlinie x 1,3 Umwegefaktor) subtrahiert. Dabei wurden sowohl Neubaumaßnahmen, Bau in bestehender Trasse sowie Zu- / und Umbeseilung betrachtet.

Für Sensitivität 3 (Regionalisierung der installierten Leistung von Wind-Onshore, PV und Biomasse) werden keine einzelnen Maßnahmen identifiziert. Hier heißt es nur allgemein, dass die geänderte Regionalisierung zu „verminderten Ost-West-Leistungsflüssen führen würden“. ¹ Auch hier wäre eine Analyse der Auswirkungen auf einzelne Maßnahmen wünschenswert.

3. Sensitivität 1: Nettostrombedarf und Jahreshöchstlast

Die Auswirkungen eines reduzierten Strombedarfs und einer entsprechenden Reduktion der Jahreshöchstlast führt bei gleichbleibendem Kraftwerkspark nach den geltenden Regeln des Strom-

¹ Einflussgrößen auf die Netzentwicklung - Sensitivitätenbericht 2013 der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber aufgrund des Genehmigungsdokuments der Bundesnetzagentur (Szenariorahmen 2013), S. 19; http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/20130701_Sensitivit%C3%A4tenbericht.pdf

markts zu höheren Exporten, insbesondere auch von günstigem Kohlestrom² und damit auch zu einem (teilweise) erhöhten Übertragungsbedarf. Trotzdem können 233 Trassenkilometer eingespart werden. Die CO₂-Emissionen verringern sich systembedingt indes nicht in gleichem Umfang wie die Jahreshöchstlast. Das liegt daran, dass in Sensitivität 1 mehr als die Hälfte des im Vergleich zum Szenario B 2023 eingesparten Stroms von 62,4 TWh exportiert wird: die fossile Erzeugung nimmt um 27,4 TWh ab, dafür steigt im Saldo der Export um 34,5 TWh. Dies verdeutlicht die folgende Tabelle. Für eine EU-weite Betrachtung der CO₂-Emissionen ist dies zwar ohne Bedeutung, da an anderer Stelle, aufgrund des „CO₂-Caps“ des Emissionshandels, weniger CO₂ ausgestoßen wird. Die nationalen Klimaziele (- 40% bis 2020, - 55% bis 2030) werden indes nicht erreicht.

Tabelle 2 **Änderungen der Energiemengen im Vergleich von Sensitivität 1 mit dem Szenario B 2023**

	Absolute Änderung von Sensitivität 1 zu Szenario B 2023 (TWh)
Braunkohle	-1,1
Steinkohle	-18,3
Erdgas	-8
Änderung fossile Gesamt	-27,4
Import	-7,4
Export	-27,1
Exportsaldo	-34,5
Verbraucherlast (inkl. Netzverlusten)	-62,4
Verbraucherlast abzüglich Export	-27,9

Quelle: DUH, Daten aus ÜNB (2013): Sensitivitätenbericht, S. 12

Generell ist aber anzumerken, dass Deutschland von dem europäischen (Energie-) Binnenmarkt auch profitiert (Versorgungssicherheit) und dass ein großflächiger regionaler Austausch für die Integration eines hohen Anteils Erneuerbarer Energien immer wichtiger wird.

4. Sensitivität 2: Kappung der Erzeugungsspitzen

Die Kappung der Erzeugungsspitzen von Wind ist in Sensitivität 2 in Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Brandenburg am größten, da diese auch im Szenario B 2023 die höchsten installierten Wind-Leistungen aufweisen. Die pauschale Kappung auf 80 Prozent der Nennleistung führt zu

² Deutsche Kohlekraftwerke, insbesondere Braunkohlekraftwerke, sind im europäischen Vergleich der Stromgestehungskosten häufig preiswerter und werden daher weniger abgeregelt.

einer Einsparung von 488 Trassenkilometern. Zusätzlich wird die Strecke Borken – Gießen (Luftlinie 65 km, multipliziert mit einem Umwegefaktor von 1,3 = 85 km³) notwendig. Insgesamt würden also 403 Trassenkilometer eingespart. Die ÜNB merken an, dass „größere Effekte auf den Netzausbaubedarf erzielt werden könnten“, wenn die Auslastung des Übertragungsnetzes „als Kriterium zur Einspeisereduzierung einfließen würde“ (S. 16). In der jetzigen Ausgestaltung – als pauschale Abregelung – ist die Sensitivität noch nicht effizient, vielmehr kann eine Weiterentwicklung des Einspeisemanagements voraussichtlich zu erheblich größeren Effekten führen.

Das bestärkt die DUH in ihrer Forderung aus der Stellungnahme zum Szenariorahmen 2014 eine dynamische (abhängig von der momentanen Netzauslastung) statt einer pauschalen Abregelung zu untersuchen (siehe auch DUH-Forderung unter 6.2).⁴

5. Sensitivität 3: Regionalisierung

Eine Sensitivität zur Regionalisierung sollte die zentrale Frage der Bürgerinnen und Bürger beantworten, ob ein mehr dezentraler Ausbau der Erneuerbaren Energien (für Wind vor allem im Süden, für PV vor allem im Norden des Landes) Netzausbau vermeiden kann. Der stärkere Ausbau der Windenergie auch in Regionen mit geringerer Windgeschwindigkeit war daher ein plausibler Ansatz. Damit sollte dem Wunsch vieler Betroffener entsprochen werden, zu prüfen, ob ein dezentraler, verbrauchsnaher Ausbau der Erneuerbaren Energien den Netzausbaubedarf verringern kann. Die Ergebnisse der Alternativenrechnungen zeigen jedoch, dass bei Einbeziehung windschwächerer Standorte – entgegen den Erwartungen – etwa in Baden-Württemberg weniger und in Niedersachsen mehr Anlagen zugebaut würden als in Szenario B 2023. Dabei ist Baden-Württemberg einer der Verbrauchsschwerpunkte in Deutschland, Niedersachsen hingegen nicht. Möglicherweise ist für die Beurteilung eines dezentraleren Ausbaus die Nähe der Erzeugung zu den Verbrauchszentren relevanter (siehe daher DUH-Forderung unter 6.4). Diese Nähe wird in der aktuellen Ausgestaltung der Sensitivität bisher nicht ausreichend berücksichtigt.

Zudem wird erwähnt, dass die Regionalisierung zu „verminderten Ost-West-Leistungsflüssen führen würde“ (S. 19), diese werden allerdings nicht quantifiziert. Hier sollte eine Analyse der Auswirkungen auf einzelne Maßnahmen, inklusive Trassenkilometerangaben nachgeholt werden.

³ Höhe des Umwegefaktors durch persönliche Auskunft der BNetzA vom 09.07.2013; Luftlinienberechnung auf Basis von: http://www.plz-suche.org/entfernung/borken_nach_giessen/de39b9-de4288.html

⁴ DUH-Forderung in der Stellungnahme vom 17.5.2013; <http://www.forum-netzintegration.de/128/>

6. Auswahl wichtiger Sensitivitäten für den Szenariorahmen 2014

In Ergänzung zu den in der DUH-Stellungnahme zum Szenariorahmen 2014 angeregten Sensitivitätsuntersuchungen und insbesondere im Lichte der Ergebnisse der nun vorliegenden ersten Sensitivitätsberechnungen der ÜNB sollen in diesem Kapitel die aus Sicht der DUH derzeit wesentlichsten zusätzlich zu untersuchenden Sensitivitäten benannt werden.

Wir fordern im Einzelnen (geordnet nach Priorität):

1. Untersuchung der Auswirkungen einer reduzierten Einspeisung von CO₂-intensiven fossilen Kraftwerken
2. Dynamisches Einspeisemanagement
3. Reduzierter oder verzögerter Offshore-Windausbau
4. Steuerbare Nachfrage

6.1. Untersuchung der Auswirkungen einer reduzierten Einspeisung von CO₂-intensiven fossilen Kraftwerken

Die dem zweiten Entwurf des NEP Strom 2013 zugrundeliegenden Berechnungen der ÜNB basieren wie ihre Vorläufer auf dem aktuell geltenden rechtlichen Ordnungsrahmen. Auch das eingesetzte Marktmodell reflektiert naturgemäß diesen Rechtsrahmen. Die so bis 2023 ermittelte Zunahme der jährlichen Einsatzstunden von Braunkohlekraftwerken auf historische Höchstmarken bedeutet, dass auf dieser Basis weder die Klimaziele der Bundesregierung (zunächst die „Nahziele“ Treibhausgasreduktion um 40% bis 2020 bzw. 55% bis 2030⁵) zu erfüllen sind,⁶ noch die Energiewende insgesamt gelingen kann. Braunkohlekraftwerke taugen wegen ihrer eingeschränkten Flexibilität und ihres hohen Must-Run-Anteils gerade nicht zur Flankierung des Zubaus der erneuerbaren Energien, wenn diese einen hohen Anteil an der Stromerzeugung erreichen. Durch den derzeit zu beobachtenden und in den Berechnungen der ÜNB bestätigten Trend zu immer mehr Export von überschüssigem Braunkohlestrom ins Ausland werden die nationalen Klimaziele verfehlt. Die Lösung liegt allein in der schrittweisen Drosselung der Kohleverstromung zunächst zugunsten flexibler Gaskraftwerke, später voraussichtlich auch zugunsten anderer Flexibilitätsoptionen wie Lastmanagement und Speicher. Die Ergebnisse im zweiten Entwurf von NEP 2013 bedeuten im Kern, ebenso wie die Ergebnisse des Sensitivitätenberichts 2013 der ÜNB (Sensitivität 1; Absenkung des Nettostrombedarfs sowie der Jahreshöchstlast), dass der gegenwärtige Rechts-

⁵ Wenn der Energiesektor seine Reduktionsziele nicht erreicht, ist dies gleichbedeutend mit einer Verfehlung der nationalen Klimaziele insgesamt, denn nach wie vor ist der Energiesektor für über 40% der Treibhausgase verantwortlich. Darüber hinaus sind weitere gewichtige Bereiche – insbesondere Mobilität und Landwirtschaft – ebenfalls noch weit vom Erreichen der Zielpfade entfernt. Sie stehen daher auch keinesfalls für eine etwaige Kompensation einer Zielverfehlung im Energiesektor zur Verfügung.

⁶ Siehe dazu DUH-Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan Strom 2013, 1. Entwurf der ÜNB, S. 11ff.; <http://www.forum-netzintegration.de/128/>

rahmen weder die Erfüllung der Klimaziele der Bundesregierung, noch die mit den Energiewendeentschlüssen festgelegte Dekarbonisierung der Energieversorgung gewährleistet.

Der Widerstand gegen neue Stromtrassen würde deutlich zunehmen, wenn diese erkennbar und dauerhaft auf den Weiterbetrieb von Braunkohlekraftwerken ausgelegt würden. Die künftige Bundesregierung wird den Rechtsrahmen dahingehend ändern müssen, dass die im 2. Entwurf des NEP 2013 vorgezeichnete Entwicklung vermieden wird. Der Sensitivitätenbericht 2013 der ÜNB zeigt zudem, dass Energieeffizienz und Stromeinsparung allein das Problem nicht zu lösen vermögen. Als Möglichkeiten bleiben eine veränderte Ausgestaltung bzw. „Wiederbelebung“ des EU-Emissionshandels oder neue ordnungsrechtliche Vorgaben zum Betrieb CO₂-intensiver Kraftwerke. Da der Umfang dieser Maßnahmen nicht genau vorherzusagen ist, können durch Sensitivitäten lediglich Tendenzen aufgezeigt werden. Sie sind dennoch für die politische Diskussion notwendig.

DUH-Forderung: Ermittlung der Auswirkungen einer reduzierten Stromeinspeisung aus CO₂-intensiven Kraftwerken: Die DUH regt an, diese Sensitivität in (mindestens) zwei Varianten zu rechnen:

a) hoher CO₂-Zertifikatspreis im Rahmen des EU-Zertifikatehandels – z.B. 70 €/t bis 93 €/t CO₂ unter grundsätzlicher Beibehaltung des gegenwärtigen Marktmodells⁷

b) ordnungsrechtliche Vorgaben mit dem Ziel der schrittweisen Abschaltung besonders klimaschädlicher Kraftwerke – z. B. über die Festlegung von im Zeitverlauf sinkenden CO₂-Grenzwerten pro erzeugter Kilowattstunden oder von elektrischen Mindestwirkungsgraden für Kraftwerke

Bei beiden Varianten sind die wegfällenden Kohlekraftkapazitäten durch zusätzliche Gaskraftwerke mit entsprechender Leistung zu ersetzen.

6.2. Einspeisemanagement

Die Untersuchung von Sensitivität 2 (Kappung der Erzeugungsspitzen) ist in der jetzigen Ausgestaltung – als pauschale Abregelung – noch nicht effizient. Eine Weiterentwicklung des Einspeisemanagements kann voraussichtlich zu erheblich größeren Effekten führen. Zudem werden bei der pauschalen Abregelung regenerativ erzeugte Strommengen durch fossile Elektrizität ersetzt, ohne signifikant Netzausbau zu vermeiden. Daher sollte das Einspeisemanagement nur dann eingesetzt werden, wenn das Netz tatsächlich überlastet ist. In diesen wenigen Stunden (hohe Erneuerbare-Energien-Einspeisung bei niedriger Last) ist auch eine sehr viel stärkere Abregelung oder kom-

⁷ Diese Rechnung soll unabhängig von der Frage erfolgen, wie wahrscheinlich eine EU-weite Generierung von Marktpreisen für CO₂-Zertifikate ist, die den erwarteten Folgeschäden des Treibhausgases CO₂ (70 €/t) entsprechen. Entsprechend nimmt in zwei von vier Szenarien für 2030 (Green transition und Green revolution) im TYNDP 2014 (zehnjähriger Netzentwicklungsplan für Europa) einen CO₂ Preis von 93 €/t an. Damit kommen Gaskraftwerke in der Merit-Order vor Steinkohlekraftwerken zum Einsatz.

plette Abschaltung möglich. Im Jahresdurchschnitt sollten aber nicht mehr als maximal 3 bis 5 Prozent der Jahresarbeit pro Anlage abgeregelt werden.⁸

DUH-Forderung: *Die Auswirkungen eines dynamischen (lastflussabhängigen) Einspeisemanagements zur Netzentlastung von maximal 3 bis 5 Prozent der Jahresarbeit pro Windenergieanlage sind in den auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen zu untersuchen.*

6.3. 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 geben zu können, ist es sinnvoll, eine Reduktion der installierten Offshore-Leistung in Szenario B 2024 um 50 Prozent kombiniert mit einem Ersatz dieser Anlagenleistung durch Onshore-Windenergie-Erzeugung detailliert zu untersuchen.⁹

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

6.4. 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. Maßnahmen zur Steuerung der Nachfrage haben ebenfalls den Vorteil, dass dadurch der Bedarf an konventionellen Kraftwerken reduziert werden kann.

Die Untersuchung zur Sensitivität 1 („Absenkung des Nettostrombedarfs“ sowie eine damit einhergehende „Absenkung der Jahreshöchstlast“) trifft noch nicht den Kern der möglichen Lösung. Aus Sicht der DUH ist es sinnvoller, die Auswirkungen der Lastverlagerungspotenziale als separate

⁸ Eine dynamische Abregelung von Windenergieanlagen, basierend auf Betriebsmittelauslastung und Spannungshaltung, in Höhe von maximal 5 Prozent der Jahresarbeit pro Windenergie- (oder PV-) Anlage 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 könnten. EWE Netz GmbH (2013): Netzstudie zur Steigerbarkeit der Netzanschlusskapazität ländlicher Verteilnetze durch intelligentes Erzeugungsmanagement.

⁹ Offshore-Windanlagen erreichen mehr Volllaststunden als Onshore-Windanlagen. Deshalb muss bei Onshore-Windanlagen mit einer optimierten Anlagenkonfiguration (hohe Türme, lange Rotorblätter, kleine Generatoren) für wind-schwache Standorte, die zu wesentlich höheren Volllaststunden führen, kalkuliert werden.

Sensitivität bei *konstantem* Stromverbrauch¹⁰ zu untersuchen. Denn Lastverlagerung bedeutet nicht automatisch einen reduzierten Strombedarf. Das Lastverlagerungspotenzial umfasst eine Reduktion der Jahreshöchstlast¹¹ sowie eine Lasterhöhung in Zeiten hoher Erneuerbare-Energien-Einspeisung bei ansonsten geringem Verbrauch.

DUH-Forderung: *Die Auswirkungen der Lastverlagerungspotenziale (Ab- und Zuschaltung von Lasten) zur Netzentlastung sind als separate Sensitivität bei konstantem Stromverbrauch zu untersuchen. Für die auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle sollte 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 nach Bundesland und Branche) erforderlich.*

7. Fazit

Die Änderung verschiedener Eingangsparameter hat in der Ausgestaltung des Sensitivitätenberichts 2013 nur einen geringen Einfluss auf den Netzausbau. Dies hängt neben der Definition der Sensitivitäten (siehe Kapitel 3 bis 5) vor allem mit dem gleichzeitig steigenden Export konventionell erzeugter Energie zusammen. Insofern wird der Netzausbau umgekehrt auch vom „Markt“ getrieben. Damit stellen sich Grundsatzfragen, die innerhalb des bisherigen Ordnungsrahmens und des ihn reflektierenden Marktmodell nicht zu lösen sind: Wie kann vermieden werden, dass ein hoher Anteil Erneuerbarer Energien und der in der Folge niedrige Börsenpreis für fossil erzeugten Strom höhere CO₂-Emissionen und einen erheblichen Netzausbau auslösen? Wie kann der Ordnungsrahmen (und in der Folge das der Netzplanung zugrunde gelegte Marktmodell und letztlich die Netzplanung selbst) mit dem Ziel reformiert werden, dass sowohl die Klimaziele als auch die Energiewende insgesamt erreicht werden.

Für die öffentliche Diskussion und die Akzeptanz neuer Leitungen vor Ort ist die Beantwortung dieser Fragen absolut relevant. Am Ende muss die nächste Bundesregierung die Antworten geben. Nach Überzeugung der DUH kann die Netzplanung aber nicht so lange warten. Die hier vorgeschlagenen Sensitivitäten bieten eine Möglichkeit, die zu erwartenden Veränderungen wenigstens in Teilen vorwegzunehmen. Die Ergebnisse können ihrerseits auch den politischen Prozess befruchten. Außerdem droht weiterer Akzeptanzverlust entlang potenzieller Trassen, wenn die Planung an einer Zukunft festhält, die einen Boom fossiler Stromerzeugung und damit die Verfehlung nationaler Klimaziele prognostiziert.

¹⁰ Anders als in der Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA vom 30.11.2012 vorgesehen.

¹¹ 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). Agora Energiewende, 2012: 12 Thesen zur Energiewende, Impulse, November 2012.

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., Hackescher Markt 4, 10178 Berlin Tel.: 030-2400867-961, E-Mail: palenberg@duh.de