

Stellungnahme zum Entwurf des Szenariorahmens 2030

Der Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND) erhebt folgende Einwendungen und Vorschläge zum Entwurf des Szenariorahmens 2030.

Wir stimmen der Veröffentlichung unserer Stellungnahme zu.

Zur Frage „wahrscheinlicher“ Entwicklungen und Herausforderungen des Klimaschutzes

Gemäß der Änderung des EnWG ist nunmehr eine Erstellung eines Szenariorahmens (SzR) für einen Zeitraum von 10 - 15 bzw. 15 - 20 Jahre erforderlich. Hierbei soll die „Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung“ abgedeckt werden. (§ 12 a (1) EnWG). Dieser vom Gesetzgeber gewollte längerfristige Ausblick wird vom BN begrüßt. Damit können, wie wir im Folgenden zeigen, auch ein größerer Rahmen der Entwicklung des Kraftwerksparks, der in letzter Zeit stärker diskutierte Kohleausstieg, sowie weitere technische und regulatorische Veränderungen abgebildet und abgedeckt werden. Allerdings lässt das Gesetz mit der Formulierung zu „wahrscheinlichen“ Entwicklungen einen breiten Raum. Aber schon jetzt kann insbesondere nach der Weltklimakonferenz in Paris im Dezember 2015 und das dort verabschiedete Abkommen mit seinen Zielsetzungen davon ausgegangen werden, dass die Klimaschutzziele bis zu den Jahren 2025, 2030, 2035 deutlicher in Richtung auf eine stärkere Senkung als bisher formuliert werden. Es ist sehr wahrscheinlich, dass sich lokale heftige Wetterereignisse verstärken werden, es ist wahrscheinlich, auch im Sinne der Studien des IPCC, dass die Welttemperatur weiter deutlich ansteigt, es ist auch wahrscheinlich, dass die Bundesregierung in den nächsten Jahren gemäß den Beschlüssen des Deutschen Bundestags stärkere Anforderungen an den Klimaschutz stellen wird. Es ist sehr unwahrscheinlich, dass dies nicht erfolgt.

Ansatz geringerer Stromverbrauch

Die derzeit schon als wesentliche Klimaschutzmaßnahmen in Deutschland politisch angesehenen Instrumente sind die Umsetzung von Energieeffizienz und Energieeinsparung (die durch das BMWi vom Status der „zweiten“ Säule nun zur „Priorität“ erklärt werden soll), der Ausbau der Kraftwärmekopplung (KWK) als effizientes Bindeglied der Sektorkopplung von Strom und Wärme, sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien. Daher muss der Szenariorahmen insbesondere Szenarien abbilden, die eine Senkung des Stromverbrauchs um (netto) mind. 1 Prozent pro Jahr (2 Prozent Senkung p.a. konventionellen Verbrauchs plus 1 Prozent Zuwachs p.a. für Elektromobilität, Computertechnik im Allgemeinen sowie Erzeugung von erneuerbarem Gas) abbilden. Daraus ergibt sich ein Nettostromverbrauch von 460 TWh im Jahr 2030 und von 440 TWh im Jahr 2035. Entsprechend sind die Spitzenlasten mit 77 GW resp. 71 GW anzusetzen. Dies entspricht den Ergebnissen des Fraunhofer ISI Instituts, auf das sich der SzR bezieht (S. 73), dessen Ansätze jedoch nicht durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) übernommen werden.

Spitzenlastmanagement mehr einbeziehen

Bei den Spitzenlasten sind weitere Abschläge für Lastmanagement anzusetzen, von 2 - 6 GW. Dies gilt auch, da die Bundesregierung nach § 53 nicht nur Kapazitäten, sondern auch Energieeffizienz und Nachfragesteuerungsmaßnahmen ausschreiben kann und hierzu eine Verordnung erlassen kann.

Geringere Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen für den Klimaschutz

Entsprechend sind für die Jahre 2030 und 2035, gegenüber den derzeitigen Zielen der Bundesregierung, hier nur einer „Reduktion der Emissionen von mindestens 40 Prozent bis 2020 und von 80 bis 95 Prozent bis 2050 gegenüber 1990“ für die Jahre 2030 und 2035 in den Szenarien, eher stärkere CO₂-Reduktionen anzusetzen. Zielt man schon auf eine weitgehende Senkung der CO₂- (und Äquivalent)-Emissionen um 95-100 Prozent im Jahr 2040 ab, so sind mit jährlichen Reduktionen von 3 Prozent im Jahr gesamte Reduktionen von 70 Prozent bis zum Jahr 2030 und von 85 Prozent bis zum Jahr 2035 zu erreichen. Anstelle der im SzR-Entwurf angesetzten CO₂-Emissionen im Stromsektor von 165 Mio. t (2030) und 137 Mio. t (2035) sollten, Zur Abbildung der erhöhten Klimaschutzziele, somit 120 Mio. t (2030) und 65 Mio. t (2035) angesetzt werden. (vgl. Abb. 53, S. 94, mit Interpolation zwischen Istwert 2015 und Zielwert 0 - 20 Mio. t im Jahr 2040 für den Stromsektor.

Alle Szenarien sollten diese erhöhten Klimaschutzanforderungen erfüllen, wobei sichergestellt werden sollte, dass der Ersatz von geringerem Kohlestromeinsatz in Deutschland durch Verbrauchssenkung und Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland und nicht durch Import von Kohlestrom erfolgen darf, bei der NEP-Berechnung.

Zusätzliche Szenarien – Klimaschutz mit Kohleausstieg

Um diese nach unserer Auffassung gemäß den Klimaschutzverpflichtungen wahrscheinlichen Entwicklungen abzubilden, sollte zusätzlich zu den vorgeschlagenen Szenarien zwei Szenarien für die Jahre 2030 und 2035 vorgegeben werden. Die Klimaschutzziele sollten hierbei durch gezieltes Herausnehmen von Kraftwerken aus dem Kraftwerkspark erfolgen. Die Methodik durch Vorgabe nur von CO₂-Obergrenzen bzw. CO₂-Preisen hat im NEP 2025 zwar zur formellen Einhaltung der CO₂-Ziele in Deutschland geführt, jedoch zu deutlich erhöhtem Import von Kohlestrom u.a. aus Polen, so dass insgesamt (auf EU-Ebene) das Klimaschutzziel nicht erfüllt wurde. Die Herausnahme von Kohlekraftwerken in diesen Szenarien ist durch entsprechenden Ansatz eines Zuwachses von Strom aus erneuerbaren Energien zu kompensieren.

Hier stellt sich ein Problem zwischen Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan. Denn der SzR gibt nur die Kapazitäten (elektrische Leistungen) (MW) vor, aber die Bestimmung der Strommengen (elektrische Energie) erfolgt erst in der Marktmodellierung des Netzentwicklungsplans. Um daher im Rahmen der bisher angewendeten Marktmodellierung einen Ausgleich der geminderten Kohlestrommengen durch erneuerbare Energieträger zu ermöglichen, sind im SzR ausreichende Kapazitäten für erneuerbare Energien anzusetzen.

Es ist hierbei wahrscheinlich, dass bis zu den Jahren 2030 - 2035 sich neue Systematiken am Strommarkt entwickelt haben. Schon jetzt ist ersichtlich, dass Strom aus erneuerbaren Energien preisgünstiger ist als Strom aus Kohlekraftwerken. Es kann daher bspw. für Stromerzeuger aus erneuerbaren Energien (EE) günstiger sein, den Strom direkt an Kunden zu verkaufen, als z.B. den EE-Strom an der Strombörse zu Niedrigstpreisen zu verkaufen und eine Marktprämie zu erhalten. Auch aus Kundensicht kann ein Direktbezug von EE-Strom preislich günstiger sein, als nicht mehr als EE-Strom gekennzeichneten Strom von der Strombörse zuzüglich der EEG-Umlage zu zahlen. Dies gilt umso mehr, als die EE-Umlage für nicht-privilegierte Stromkunden, durch die Entlastung der Industrie, höher ist als eigentlich erforderlich. Dies bedeutet, dass im Rahmen der NEP-Modellierung auch andere Marktmechanismen, wie insbesondere regional orientierte Stromvermarktungen, das Grünstrom-Marktmodell, oder Regelungen nach § 95 (6) EEG berücksichtigt werden müssen. Dem muss aber schon der SzR Rechnung tragen, um durch den Ansatz ausreichender Kapazitäten erneuerbarer Energien der

Ersatz von Kohlestrom im NEP-Modell möglich ist, ebenso wie eine teilweise Ersetzung von Kohlestrom durch Stromeinsparung erfolgt.

Zugleich sollte in diesen Szenarien eine Begrenzung des Ausbaus von Wind-Offshore Anlagen erfolgen. Diese ist begründet zum einen in der Problematik der Umweltauswirkungen von Offshore-Windkraft auf Schweinswale und die Vogelwelt und zum anderen durch die Priorisierung der Wind-Onshore-Anlagen, die eher lastnah in den Regionen entsprechend ihrem Stromverbrauch errichtet werden sollten. Damit kann auch schon im SzR ein Ansatz zur Minderung des Stromnetzausbaus erfolgen. Die VDE-Studie zum „zellularen Ansatz“ hat diese Möglichkeiten aufgezeigt und zeigt zudem, dass mit dieser Methodik eine deutliche Minderung des Stromnetzausbaus und eine höhere regionale Versorgungssicherheit erzielbar sind.

Der BUND schlägt daher zwei weitere Szenarien vor, die Stromeinsparung, Klimaschutz und Kohleausstieg verbinden. Diese sind in der Tabelle im Vergleich dargestellt, mit Kohlestromausstieg aus der Braunkohle bis zum Jahr 2030 und aus der Steinkohle bis zum Jahr 2035.

In GW	2014	SzR B 2030	BUND 2030	SzR B 2035	BUND 2035
Braunkohle	21	9,4	0	9,2	0
Steinkohle	26	14,7	10	11,0	0
Erdgas (bzw. EE-Gas) (*)	29	29,1	45	32,9	60
Wind onshore	39	73,8	90	85	110
Wind offshore	1,2	11	10	19	15
Photovoltaik	37	55	100	60	120
Nettostrom- verbrauch (TWh)		510	460	513	440
CO ₂ -Emissio- nen Mio. t		165	120	137	65

Gemäß der Novelle des KWK-Gesetzes sollte die Zielsetzung einer Nettostromerzeugung aus KWK von mindestens 120 TWh durch den Szenariorahmen ermöglicht werden, insbesondere durch Anlagen die mit Erdgas betrieben werden, bzw. durch aus erneuerbaren Energien erzeugtem Gas. Zur Abdeckung der Spitzenlast und Versorgungssicherheit sind entsprechend die Kapazitäten der Gas(heiz)-Kraftwerke zu erhöhen. (vgl. BUND Szenarien 2030 und 2035). Zur besseren Transparenz sollten „Gas“-Kraftwerke in Anlagen mit KWK und ohne KWK im SzR differenziert angesetzt werden, so dass deren Betriebsweisen im NEP auch unterschiedlich modelliert und dargestellt werden können.

Dezentralität – Regionalität

Im SzR sind mehr als bisher Hinweise auf eine regionale Verteilung von Kapazitäten und Aufteilung von Verbrauchswerten nach Landkreisen vorhanden. (Kap. 9.7.1. S. 81 ff). Diese Vorgehensweise wird vom BUND begrüßt. Im SzR ist jedoch nicht nachvollziehbar, wie diese Methodik konkret umgesetzt werden soll. Unklar ist auch, ob und wie der SzR die Randbedingungen vorgibt, eine regionale bzw. zellulare Aufteilung des Verbrauchs mit einem entsprechenden Ausbau von Erzeugungskapazitäten in diesen regionalen Räumen oder „Zellen“ zu verbinden. Der BUND fordert daher in der Netzentwicklungsplanung die Ansätze des VDE zum „zellularen“ Ansatz methodisch zu berücksichtigen, insbesondere die schon seit dem ersten NEP erhobene Forderung zur Sicherstellung eines dezentralen „Regionalen Strommanagements“: Minimierung des überregionalen Stromtransports durch Schaffung eines Strommarktdesigns für den regionalen Ausgleich von fluktuierenden und flexibel steuerbaren BUND-Stellungnahme zum Entwurf des Szenariorahmen 2030

Stromerzeugern und -verbrauchern (KWK mit Wärmespeicher, Lastmanagement, „zellulärer Ansatz“). Der SzR muss hierzu die Möglichkeiten eröffnen, dass durch regional verteilte Verbrauchswerte und Erzeugungskapazitäten, regionale Strommarktmodelle im NEP auch simuliert werden können.

Regionale Stromnetze – Dezentralität und Versorgungssicherheit

Die bisherigen Strom"verteil"netze auf regionaler Ebene erhalten heute schon und in den Jahren 2030/2035 neue Funktionen als regionale Stromnetze zur Verteilung von Strom, zur Einsammlung dezentral erzeugter Strommengen und zur Organisation, Steuerung und Regelung zwischen Erzeugung und Verteilung auf regionaler Ebene. Auf dieser Ebene spielen sich die wesentlichen Effekte einer dezentralen Energiewende ab. Dezentralität hat nicht nur Bedeutung zur Sicherstellung von mehr Energieeffizienz sondern auch für mehr demokratische getragene Eigentümerstrukturen von Stromerzeugern, -verteilern und Nutzern und ist ein wesentliches Element für eine erhöhte Versorgungssicherheit. Der Netzentwicklungsplan blendet jedoch bisher die Verteilnetzebene systematisch aus. Im SzR werden (Kap. 8) Verteilnetze nur insoweit einbezogen, als modelliert werden soll, wie in Verteilnetzen dort auftretende Spitzeneinspeisungen auftreten, aber diese dann gegebenenfalls gekappt werden, damit diese Spitzen nicht auf die Ebene der ÜNB „durchschlagen“. Hingegen wäre es sinnvoller, die Planung des Übertragungsnetzes ausgehend von der Verteilnetzebene zu beginnen und die „Verteil“netze auch in einer neuen organisierenden Funktion (Aufnahme, Verteilung und Management) zu betrachten. Die Techniken wie z.B. regelbare Ortsnetztransformatoren sind vorhanden und werden schon eingesetzt oder in Pilotprojekten getestet, so dass bis zum Zeitraum 2030 - 2035 von deren hohem Einsatz auszugehen ist. Dies betrifft auch die Steuerungsmöglichkeiten, insbesondere zum regionalen Ausgleich zwischen Strom aus Windenergie- / PV- und steuerbaren Gas-KWK-Anlagen / Blockheizkraftwerken (BHKW) mit Wärmespeicher / GuD-Anlagen mit und ohne KWK.

Ein dezentraler zellulärer Ansatz erscheint umso mehr geboten, als der SzR darlegt, dass der von den ÜNB getroffene Ansatz die Versorgungssicherheit in Deutschland nicht sichern kann, sondern nur eine sichere Lastdeckung von 75 Prozent – 90 Prozent (Kap. 10 – S. 85) aus Kapazitäten in Deutschland ermöglicht. Eine Deckung von Kapazitäten von 8 - 18 GW aus dem Ausland bedeutet aber eine Absicherung aus Atomanlagen bzw. Kohlekraftwerken, deren Betrieb in Deutschland eingestellt oder eigentlich reduziert werden soll. Eine solche Politik ist nicht tragfähig und daher auch nicht als wahrscheinlich zu unterstellen. Dies bedeutet, dass grundlegend andere Ansätze im SzR erforderlich sind, und der als „wahrscheinlich“ unterstellte Ansatz sicherlich angesichts dieses Ergebnisses im SzR nach politischen Änderungen der Rahmenbedingungen verlangt.

Zur Sicherung der Versorgungssicherheit – neben der Umweltfreundlichkeit und der Preiswürdigkeit ein sehr hohes Gut, – bieten sich die Mittel der Senkung des Verbrauchs, und damit der Spitzenlast, des Lastmanagements und der Schaffung von Spitzenkapazitäten an. Diese Optionen sind offensichtlich im SzR nur unzureichend berücksichtigt worden. Hier zeigt sich, dass ein grundlegend neuer Ansatz des SzR erforderlich ist. Wenn die ÜNB als Ersteller des SzR sich hierbei auf eine „wahrscheinliche“ energiepolitische Entwicklung beziehen, zeigt dies umgekehrt, dass die gegenwärtige Politik die Anforderungen von Klimaschutz und Versorgungssicherheit nicht erfüllen kann (oder will) und höchstwahrscheinlich bis zum Jahr 2030 deutlichen Änderungen unterliegen muss.

Regionale Netzbetreiber verweisen zunehmend auf das Problem, dass die Netzstabilität als Ziel den ÜNB als auch den VNB zugewiesen wird, in der Ausführung und bei der Übertragungsnetzplanung aber nur an die ÜNB adressiert wird. Erforderlich ist also eine neue Form der Netzplanung, die die Regionalnetzebene einbezieht. Hierbei sollte in der Planung auch angesetzt werden, dass verschiedene regionale Netzbetreiber, die eine sehr unterschiedliche Netzgröße aufweisen, in der Netzentwicklungsplanung zusammengeschaltet werden können oder zusammenarbeiten können.

Power-to-Gas

Die Netzentwicklungspläne für Strom und Gas werden bisher weitgehend getrennt erstellt. Jedoch ist aus den ersten Pilot- und Demonstrationsprojekten absehbar, dass die Power-to-Gas-Technik, insbesondere mit Methanisierung, sich bis zum Jahr 2030/2035 deutlich weiterentwickeln wird. Ein Ausbau, verbunden

mit Kostensenkungen, ist hoch wahrscheinlich. Diese Methode ist insbesondere für die Versorgungssicherheit bei einem wachsenden Anteil der Stromerzeugung aus Wind und Sonne für Perioden der sog. „Dunkelflaute“ erforderlich und stellt beim derzeitigen Stand der Technik eine alternativlose Option für eine erforderliche Langzeitspeicherung in der Größenordnung von 100 – 200 TWh Gas bzw. einer Rückverstromungsmöglichkeit im Bereich 60 GW und 30 – 60 TWh dar, beruhend auf erneuerbaren Energien. Diese Option ist jedoch im SzR in keiner Weise berücksichtigt worden.

Die Bundesnetzagentur hat hierzu im Begleitdokument zur Konsultation dieses Thema immerhin erwähnt, kommt jedoch aufgrund nicht näher begründeter „ökonomischer Nachteile“ zur der Einschätzung, dass Power-to-Gas (PtG) nur ein „berücksichtigungswürdiges“ Potential von 1 – 2 GW „realistischerweise“ hätte. Die Frage ist jedoch nicht was hier unter „realistisch“ verstanden wird, sondern welche Kapazitäten bei einem forcierten Klimaschutzszenario erforderlich wären. Dies könnte sich im Jahr 2030 auf eine Stromerzeugung aus PtG von ca. 10 GW – 20 TWh belaufen.

Batteriespeicher

Die Bundesnetzagentur schätzt im Begleitdokument, dass Speicher auf Batteriebasis eine „lukrative Investition“ darstellen könnten, um den Eigenverbrauch zu optimieren. Erstaunlich ist hingegen, dass die Bundesnetzagentur zugleich im Entwurf des Leitfadens zur Eigenstromversorgung diese Möglichkeit mit einer politischen Argumentation als „Entsolidarisierung“ diffamiert. Hinsichtlich Batteriespeicher (mit verschiedenen Materialien) gehen verschiedene Studien davon aus, dass ohnehin ein „marktgetriebener“, d.h. hier selbst laufender Ausbau erfolgen wird, der sich durch Kostendegression ergibt.

Für den Netzausbau, und hierbei v.a. die Regionalnetze, wird es aber entscheidend sein, ob über Marktregeln oder Vorschriften der Betrieb dezentraler Batteriespeicher systemdienlich erfolgt und eher in netzdienlich regelbaren Quartiersspeichern oder individuell gesteuerten Hausspeichern (wobei zu prüfen ist, ob letztere nach externen Vorgaben gesteuert werden (sollen)). Es besteht weniger die Frage, ob ein intensiver dezentraler Speicherausbau komme, denn hiervon ist auszugehen, sondern ob (und wie) dieser Ausbau gezielt zur Entlastung regionaler Netze und zur Netzstabilität eingesetzt werden wird.

Der Ausbaugrad dezentraler Batteriespeicher kann sich daher, insbesondere zur Glättung und dem Tag-Nacht-Ausgleich von Photovoltaik, durchaus im Jahr auf 20 GW belaufen, insbesondere zur ortsnahen Nutzung von PV-Spitzen, die über den Spitzenlastbedarf hinausgehen (z. B. nicht nur Einfamilienhäuser, sondern v. a. Bürogebäude, Kühlhäuser, Krankenhäuser oder Quartierspeicher)

Ansätze für Windenergie

Auf Grundlage einer Methodik der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. FFE ¹ erfolgt im SzR eine Abschätzung der für Windenergie nutzbaren Flächen. Diese unterscheidet sich jedoch deutlich von Studien des Kasseler Fraunhofer IWES Institutes. Ohne weitere Begründung werden von FFE Flächen im Wald ausgeschlossen, obwohl ein Großteil der Windkraftpotentials onshore in Deutschland in Wäldern liegt (auch aufgrund der Abstände zu Wohngebieten) und dort Windenergie mit Flächeneingriffen unter 1 Prozent der Waldfläche und mit Schutz von Fledermaus- und Vogel-Populationen umsetzbar ist. In der Untersuchung der FFE (auch Begleitdokument zum SzR) sind im weiteren Flächen als Ausschlussflächen aufgeführt, die derzeit schon mit Windenergieanlagen bestückt sind. Ein Grund für den Ausschluss ist nicht erkennbar.

Die Studie des FFE geht von einer Nabenhöhe zur Ermittlung des Windenergiepotentials von 80 m aus. Die derzeit übliche Nabenhöhe liegt bei 123 m (BWE / Wind Guard im Jahr 2015) und in Mittelgebirgsregionen bei ca. 140 m. Aufgrund der starken Abhängigkeit des Windenergieertrages von der Nabenhöhe folgt aus der FFE-Abschätzungen ein grob falsches Ergebnis, so dass dieses für den SzR nicht verwendet werden kann und sollte. Hier ist eine völlig neue Erarbeitung erforderlich.² Es ist zudem

¹ <https://www.ffe.de/die-themen/ressourcen-und-klimaschutz/578-regionalisierungsausbauerneuerbarerenergien>

² Im FFE Begleitdokument wird im Inhaltsverzeichnis auf Kraft-Wärme-Kopplung verwiesen, aber im Text nicht aufgeführt. Das Dokument sollte daher nochmals sorgfältig mit anderen Randbedingungen neu erstellt werden.
BUND-Stellungnahme zum Entwurf des Szenariorahmen 2030

nicht nachvollziehbar, wie die Ansätze des FFE-Begleitdokuments in die Bestimmung der Kapazitäten von erneuerbaren Energien im SzR eingegangen sind.

Zusammenfassung

Die Neufassung des EnWG hat einen deutlich längeren Zeitraum der Netzentwicklungsplanung vorgegeben mit den Zieljahren 2030 und 2035. Aufgrund der immer dringenderen Maßnahmen für den Klimaschutz sind für diese Zeitpunkt deutlich ambitioniertere CO₂-Reduktionen anzustreben. Zudem ist zu erwarten, dass sich insbesondere durch Kostensenkungen die Technologien der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, der Energieeffizienz und der Stromspeicherung (Batterien, Power-to-Gas) schneller und umfangreicher entwickeln werden. Die Kopplung der Sektoren der Energiewende, wie Strom und Wärme (Kraft-Wärme-Kopplung) und Strom-Mobilität wird sich verstärken. Aufgrund der Anforderungen des Klimaschutzes sowie weiterer Umwelt- und Gesundheitsschäden wird ein stärkerer Rückgang der Kohleverstromung, als bisher in der Netzplanung angesetzt, sehr wahrscheinlich.

Die bisherige Methodik der Prospektion der Netzentwicklung auf den Zeitraum von 10 Jahren im Sinne einer „wahrscheinlichen“ Entwicklung gemäß den Zielen der Bundesregierung ist daher nicht mehr tragfähig, da sich die Anforderungen des Klimaschutzes deutlich verändert haben (beispielsweise durch die COP 21 in Paris). Wenn die Netzplanung und der Szenariorahmen einen länger in die Zukunft reichenden Zeitraum beschreiben wollen, dann dürfen diese nicht auf veralteten Beschlüssen der Bundesregierung beruhen.

Der BUND fordert, dass der Szenariorahmen entsprechend den Anforderungen eines ambitionierten, aber zugleich machbaren Klimaschutzes neu ausgerichtet wird. Die vorgeschlagenen Szenarien sollten alle diese weitergehenden Klimaschutzanforderungen erfüllen. Der BUND schlägt zudem zwei weitere Szenarien vor, die stärkere Stromeinsparung, Klimaschutz und Kohlestromausstieg bis 2030/2035 verbinden. Die hieraus sich ergebenden Netzentwicklungspläne wären dann eine wichtige Grundlage für die Energiewende. Es macht wenig Sinn neue Leitungen für Kraftwerkskapazitäten zu planen, die in 15 - 20 Jahren nicht mehr betrieben werden (dürfen).

Die Methodik der Netzplanung muss mehr auf dezentrale und regionale Strukturen aufbauen. Hierzu ist eine Verbindung mit der Planung der Regionalnetze und von Steuerungsmethoden auf dieser und der Verteilnetz-Ebene herzustellen (Kombikraftwerke, Wind, PV, KWK, regelbare (Ortsnetz-)Transformatoren; flexible Marktmechanismen und Stromprodukte auf regionaler Ebene): **kurz – eine Netzplanung mit zellularem Ansatz.**

Die Ansätze zur KWK und zur Windenergie im Szenariorahmen bedürfen grundlegender Überprüfung.

Berlin, 22. Februar 2016

Autor:

Dr. Werner Neumann
Sprecher des Arbeitskreises Energie
im Wissenschaftlichen Beirat des BUND
werner.neumann@bund.net

Kontakt:

Thorben Becker
Leiter Atompolitik und Stromnetze
BUND für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND)
Am Köllnischen Park 1
10179 Berlin
thorben.becker@bund.net