

## Workshop zum Szenariorahmen 2030 am 11. Februar 2016 in Berlin

*Im Rahmen der Konsultationsphase des Szenariorahmens 2030 hat die Bundesnetzagentur am [11. Februar 2016 in Berlin](#) einen Workshop für die interessierte Öffentlichkeit durchgeführt. Am Nachmittag gab es hierzu drei unterschiedliche Diskussionsrunden mit den Themen:*

- *Annahmen zu den konventionellen und erneuerbaren Energien*
- *Stromverbrauchsprognose und Regionalisierung*
- *Flexibilitätsoptionen und Speicher*

*Nachfolgend sind die wesentlichen Diskussionsschwerpunkte und –stränge aus den einzelnen Diskussionsgruppen wiedergegeben. Die Darstellung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit und drückt vor allem die Sichtweise der jeweiligen Diskussionsteilnehmer aus. Die wiedergegebenen Argumente sind nicht zwangsläufig der Standpunkt der Bundesnetzagentur. Sie ersetzen auch nicht die erforderlichen Stellungnahmen im Rahmen des laufenden Konsultationsprozesses für den Szenariorahmen 2030.*

### **Diskussionsrunde 1: Annahmen zu den konventionellen und erneuerbaren Energien**

Zentrales Diskussionsthema waren die Annahmen zu den konventionellen und erneuerbaren Energien.

Aus dem Teilnehmerkreis gab es zunächst mehrere Wortmeldungen zu der Frage, wie sich nationale und internationale **Klimaschutzziele**, besonders das auf dem Pariser Klimagipfel beschlossene „Zwei-Grad-Ziel“ auf die konventionelle Stromerzeugung auswirken werden. Dabei wurden verschiedene Sichtweisen eingebracht. Langfristig sei die erforderliche **Dearbonisierung** nur zu erreichen, indem man regenerativ erzeugten Strom zur Hauptenergiequelle auch im Wärmebereich und im Straßenverkehr mache, also die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr **kopple**. Dadurch wachse unweigerlich der Bedarf an Strom und in Konsequenz auch der Bedarf an Leitungen. Es brauche einen schnelleren, forcierten Umstieg auf erneuerbare Energien. Dazu solle mindestens ein Szenario einen **höheren EE-Zubau** vorsehen als im gegenwärtigen Ausbaupfad des EEG vorgesehen.

Andere Stimmen hielten dem entgegen, dass der Szenariorahmen die zur Umsetzung der Klimaziele notwendigen politischen Entscheidungen nicht vorwegnehmen dürfe. Die Modellierung der CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele dürfe nicht dazu führen, dass im Szenariorahmen implizite Vorgaben an die Politik gemacht würden.

Zu prüfen und zu diskutieren sei ferner, in welchem Umfang ein 100%iger EE-Ausbau überhaupt machbar sei.

Bezogen auf den Szenariorahmen für das Jahr 2030 wurden mögliche Annahmen besprochen, die eine **Emissionsobergrenze** einhalten würden: Die Anpassung des Kraftwerksparks durch Herausnahme von emissionsintensiven Kraftwerken, die Vorgabe einer CO<sub>2</sub>-Obergrenze bzw. die Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Preise für alle Kraftwerke oder die Modellierung von Nachrüstungen, Umbau und Modernisierung von Kraftwerken, z. B. CO<sub>2</sub>-Abtrennung (CCS-Technologien) oder Brennstoffwechsel.

Es wurde diskutiert, ob die für die Netzentwicklungsplanung angenommenen **Kuppelkapazitäten (NTCs)** ins benachbarte Ausland und das **Ausschreibungsdesign** für erneuerbare Energien den Ausbauzielen gerecht würden. Das betreffe auch die Frage, wie alte EE-Anlagen durch neue ersetzt würden.

Ausführlich diskutiert wurde über die Methodik zur Bestimmung des **Ausbaus der Onshore-Windkraft**. Die unterschiedliche Planungs- und Genehmigungslage in den einzelnen Ländern werde nicht berücksichtigt, bei der Potentialanalyse werde von einer zu geringen **Nabenhöhe** (80 m) ausgegangen. Aus dem Teilnehmerkreis wurden aber zugleich Zweifel laut, ob diese Details überhaupt Auswirkungen auf die Ergebnisse der Netzentwicklungsplanung hätten.

Aufklärungsbedürftig erschienen den Teilnehmern die Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber zum Zubau von **Pumpspeichern** und **Gaskraftwerken**. Eine Erklärung könnte sein, dass sich die Übertragungsnetzbetreiber an den vorliegenden Netzanschlussanträgen orientiert haben bzw. dass es im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung zu Verlagerungseffekten komme, indem Kohle-KWK durch Gas-KWK ersetzt wurden.

Mehrere Detailfragen ließen sich unmittelbar im Workshop beantworten: Die im Szenariorahmen angenommenen **Preise für fossile Brennstoffe** orientieren sich am World Energy Outlook 2014 mit seinen verschiedenen Szenarien. **Reservekraftwerke** werden in der Kraftwerksliste berücksichtigt. Da sie aber nicht am Marktgeschehen teilnehmen, wirken sie nicht netzdimensionierend. Eine **Glättung der Marktpreise** durch Speicherzuwachs erscheine eher unwahrscheinlich.

Abschließend wurde der Vorschlag aus dem Teilnehmerkreis diskutiert, die von den Übertragungsnetzbetreibern zugrunde gelegten **Daten** zur Prognose der erneuerbaren Energien und zu deren Regionalisierung zugänglich, **transparent** und damit nachprüfbar zu machen. Bisher seien diese Daten nicht Gegenstand der nach § 12f EnWG weiterzugebenden Netzdaten.

## **Diskussionsrunde 2: Stromverbrauchsprognose und Regionalisierung**

Zentrales Diskussionsthema war die **Methodik zur Ermittlung des Stromverbrauchs und dessen Regionalisierung**. Einige Teilnehmer waren zunächst an der neuen Methodik der Regionalisierung des Stromverbrauchs interessiert. Der Gutachter, welcher die Übertragungsnetzbetreiber bei der Regionalisierung des Stromverbrauchs unterstützt, beschrieb die Vorgehensweise zur Ermittlung des Stromverbrauchs genauer. Die neue **Modellierungsmethodik zur Regionalisierung des Stromverbrauchs** sei ein deutlicher Fortschritt im Detaillierungsgrad des Szenariorahmens. Die Regionalisierung finde in zwei Dimensionen, zeitlich und räumlich, statt. Zunächst würde die Berechnung der nationalen Stromnachfrage nach einem Bottom-Up Prinzip erfolgen. Technisch-ökonomische Details, welche für eine Berechnung notwendig seien, würden hauptsächlich von Einrichtungen wie

beispielsweise der Gesellschaft für Konsumforschung etc. herangezogen. Man validiere die getroffenen technisch-ökonomischen Annahmen mit Hilfe der Systemlastprofile der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (Entso-E) die dort im europäischen Kontext vorliegen würden. Die nach dem Bottom-Up Prinzip ermittelten Systemlasten müssten in Gesamtsumme dem Profil von Entso-E entsprechen. In der technisch-ökonomischen Modellierung würden die 30 einflussreichsten Prozesse detailliert dargestellt, dabei handele es sich unter anderem um Geburtenraten, Bevölkerungswanderung, Landkreisentwicklungen, Elektromobilität, Power to Heat und weitere einflussreiche Faktoren. Die regionalen Stromnachfragen würden dann stundengenau errechnet, indem regionale Lastverläufe in ihre sektoralen Bestandteile (Haushalte, Gewerbe / Handel / Dienstleistungen, Industrie und Verkehr) zerlegt werden. Der Einfluss der oben genannten maßgeblichen Einflussgrößen auf die sektoralen Lastkurven werde dann für die Zieljahre entsprechend ermittelt und die sektoralen Lastkurven angepasst und zum neuen Gesamtlastverlauf überlagert.

Während der Diskussion wurde angeregt, ein **netzausbauminimierendes Szenario** zumindest in Form einer Sensitivität zu erstellen. Dies sei von verschiedenen Stakeholdern auch im Rahmen der Konsultation der Vorgängerprozesse gefordert worden. Ein Vertreter der Bundesnetzagentur bestätigte diese Anregung aus der Konsultation, ging jedoch auch auf die Problematik dieser Idee ein. Der Szenariorahmen müsse die für die Netzentwicklung relevanten Parameter in konsistenten und wahrscheinlichen Szenarien prognostizieren. Das resultierende Netz sei dann das Ergebnis dieser Input-Parameter. Der Prozess sehe nicht vor, ein möglichst kleines Zielnetz zu definieren, zu welchem dann die passenden Eingangsparameter zu finden seien. Weiterhin wäre das Ergebnis einer Berechnung, welche einen minimalen Netzausbau als Zielfunktion definiere, nur dann möglich, wenn alle anderen Parameter, wie Kraftwerkszubau und die Fahrweise des Kraftwerksparks, vollkommen variabel seien. Eine solche Untersuchung führe zu einer Vernachlässigung der Gesamtkosten des Systems und würde massive Eingriffe in die Natur durch Kraftwerksneubauten bzw. -umbauten bedeuten. Zumal Neuinvestitionen in den Kraftwerkspark auf Grund der wirtschaftlichen Situation derzeit nicht abzusehen seien. Sollte dennoch ein solches Szenario oder eine solche Sensitivität gewünscht sein, müsse deutlich gemacht werden, was die Zielsetzung des Szenarios sei und ein Vorschlag unterbreitet werden, wie das Maß an Netzausbau im Vergleich zu Alternativen (Kraftwerksneubauten, einhergehender Eingriff in die Natur, Gesamtkosten) gewichtet werden solle.

Ein Teilnehmer fragte warum der **Stromverbrauch** nicht einfach **an Hand von Kundenabrechnungen** ermittelt werde, diese müssten dem Übertragungsnetzbetreiber doch vorliegen. Laut Übertragungsnetzbetreiber sei dies in der Vergangenheit geschehen. Die neue Methodik solle aber grade den Konsultationen der Vorgängerprozesse Rechnung tragen, in denen häufig ein höherer Detaillierungsgrad gefordert wurde. Mit dem neuen Modell zur Regionalisierung des Stromverbrauchs sei nun eine viel umfangreichere Berücksichtigung verschiedenster Faktoren möglich.

Ein Teilnehmer des Workshops stellte die Frage ob eine **Regionalisierung gleich einer Dezentralisierung** zu sehen sei. Laut Übertragungsnetzbetreiber sei die Dezentralisierung eher dem Thema der Regionalisierung von Erzeugungsanlagen zuzuordnen. Die Regionalisierung von Erzeugungsanlagen sei bereits in den vergangenen Prozessen zur Netzentwicklung immer weiter verfeinert worden. In diesem Prozess werde nun die Verbraucherseite genauer modelliert. Dadurch werde auch der Einfluss von regionalen

Besonderheiten und Entwicklungen auf den Netzausbau besser abgebildet. Insofern bilde die neue Regionalisierung des Stromverbrauchs auch die dezentralen Entwicklungen auf dem Strommarkt besser ab.

Ein Teilnehmer interessierte sich für die Stellschrauben der Regionalisierung und ob es möglich sei, diese **Stellschrauben** (technisch-ökonomische Faktoren) **zwischen den einzelnen Szenarien zu variieren**. Laut Aussage des Gutachters würden Veränderungen der einzelnen Faktoren bei Technologien wie z. B. der Elektromobilität oder der Wärmepumpen berücksichtigt. Andere Faktoren wie die Bevölkerungswanderung oder Geburtenraten wurden zwischen den Szenarien jedoch nicht verändert. Bei diesen könne man sich sehr gut auf Daten aus den letzten Jahrzehnten beziehen und daraus eine Prognose erstellen, ohne diese zwischen den verschiedenen Szenarien variieren zu müssen. Laut Gutachter sei es grundsätzlich möglich, auch diese Faktoren zwischen den Szenarien zu verändern und ggf. Sensitivitäten zu berechnen. Es müsse jedoch immer eine gewisse Vergleichbarkeit zwischen den einzelnen Szenarien bestehen. Eine solche Vergleichbarkeit könne bei zu vielen Veränderungen verloren gehen. Demgegenüber seien technologische Differenzierungen zwischen den einzelnen Szenarien geboten. Der Zubau von Wärmepumpen oder das Aufkommen der Elektromobilität seien direkte Treiber des Stromverbrauchs und müssten daher auch im Szenariotrichter aufgespannt werden.

Zum Abschluss des Workshops wurden von einem Teilnehmer die **hohe Komplexität und der wissenschaftliche Charakter** der Regionalisierung des Stromverbrauchs aber auch anderer Themen des Netzentwicklungsprozesses angesprochen. Es sei erstaunlich, welcher Grad an Wissen und Arbeit in die Erstellung des Szenariorahmens und des NEP investiert werde. Jedoch sei es daher umso wichtiger, die komplexen Prozesse für den „normalen“ Konsumenten besser aufzubereiten.

### **Diskussionsrunde 3: Flexibilitätsoptionen und Speicher**

Zentrale Diskussionsthemen waren die Ausweitung der Flexibilisierungsoptionen sowie die Integration von Speichern. **Die Flexibilisierungsoptionen sollten auch auf Haushalte ausgeweitet werden**. Um die Marktteilnahme von Haushalten zu ermöglichen, müssten Anreize geschaffen werden. Es wurde die Frage aufgeworfen, ob das Lastmanagementpotential von Haushalten betrachtet worden sei und wie groß dieses sei. Diskussionsteilnehmer merkten an, dass die derzeit bestehenden Tag- / Nachttarife ausgeweitet und auf die Einspeisung der erneuerbaren Energien angepasst werden könnten. Nachtspeicher könnten somit auch netzentlastend eingesetzt werden. Auch böten nach Meinung eines Teilnehmers Gefrierschränke und -truhen in Haushalten ein großes Flexibilisierungspotential, welches genutzt werden solle. Allerdings merkte ein Vertreter eines Verteilnetzbetreibers an, dass eine allzu starke Digitalisierung / Automatisierung der Haushalte durch die Flexibilisierungsoptionen vermieden werden solle. Eine zu hohe Komplexität der hausinternen Energieversorgung sei nicht für alle Kunden von Vorteil.

Neben den Flexibilisierungsoptionen der Haushalte wurden auch die Möglichkeiten zum **Lastmanagement der Industrie** diskutiert. Dieses habe großes Potential, die Netze zu entlasten. Das schon heute genutzte Potenzial solle weiter ausgebaut werden.

Ein weiteres Diskussionsthema war die **Flexibilisierungsoption durch Elektromobilität und Wärmepumpen**. Ein Diskussionsteilnehmer regte an, dass Wärmepumpen stärker beachtet werden sollten. Sie hätten ein großes Potential, negative Regelleistung zu

erbringen. Ein Teilnehmer fragte, warum insbesondere das Potential von Wärmepumpen im neuen Szenariorahmen verhältnismäßig hoch angesetzt sei, obwohl es in diesem Bereich keinerlei Kaufanreize gebe und auch der aktuelle Marktanteil eher gering sei. Bei einer konsistenten Vorgehensweise müsse demzufolge auch das Flexibilisierungspotential anderer Technologien höher gewertet werden.

Das Potential von **Elektroautos als Speicher** wurde von einigen Teilnehmern hervorgehoben. Nicht nur der Ladezeitpunkt könnte netzentlastend gesteuert werden. Bei Bedarf könne ebenfalls Leistung von Elektroautos zur Verfügung gestellt werden. Ein Teilnehmer merkte an, dass die Zieljahre der Ausbaupfade der Elektroautos deutlich verkürzt werden müssten, da von einem viel massiveren Eintritt von Fahrzeugen in den Markt ausgegangen werden müsse. Des Weiteren müsse eine ganzheitliche Betrachtung der Elektromobilität durchgeführt werden.

Weiterhin wurde die **Netzintegration von Speichern** diskutiert. Es wurde bemängelt, dass lediglich Kurzzeitspeicher aufgenommen wurden. Langzeitspeicher seien jedoch essentiell für die Versorgungssicherheit. Insbesondere das Gasnetz mit der vorhandenen Infrastruktur müsse viel stärker als Speicher betrachtet werden. Ein Teilnehmer merkte an, dass **Power-to-X** Anwendungen schon seit längerem technisch funktionierten und auch angewendet würden, jedoch Anreize zum weiteren Ausbau bislang fehlten. Experten aus dem Bereich Power-to-Gas seien sich einig, dass der Szenariorahmen die Potentiale dieser Technologie deutlich unterschätze. Auch für den Bereich der Kleinanlagen in Haushalten würde das Potenzial völlig außer Acht gelassen. Weiterhin wurde angemerkt, dass mehr Gaskraftwerke für den Ausbau von Power-to-Gas Anwendungen nötig seien und die am Markt befindlichen Gaskraftwerke nicht frühzeitig vom Netz gehen dürften.

Mehrere Teilnehmer merkten an, dass zur Realisierung der Energiewende ein „**Energieentwicklungsplan**“ notwendig sei. Aus einem derartigen Plan könne man in einem weiteren Schritt die zwingend notwendigen Stromnetz- aber auch Gasnetzausbaumaßnahmen ableiten. Es kam die Frage auf, warum Hausspeicher in Kombination mit PV-Anlagen so wenig Beachtung fänden. Nach Ablauf der Vergütung nach dem EEG würden vermehrt Speicher in Privathaushalten eingesetzt werden, um den Eigenverbrauch zu erhöhen. Statt der aktuell aufgenommenen Spitzenkappung erneuerbarer Energien sollten besser Speicher ausgebaut werden. Es wurde angemerkt, dass Speicher nicht zwangsläufig zu einer Entlastung des Netzes führten. So würde bei günstigen Strompreisen Strom eingekauft und die Speicher geladen, und zwar ungeachtet dessen, ob dies netzentlastend wirke oder nicht. Einige Teilnehmer forderten daraufhin eine Aufschlüsselung der verschiedenen Speicherformen und Betriebsweisen nach einer netzausbaufördernden oder netzausbaureduzierenden Wirkung. Man müsse überdies unterscheiden, ob die Speicher für den Eigenverbrauch oder für die Teilnahme am Regelenergiemarkt genützt würden. Eine Problematik, welche immer wieder angesprochen wurde, war der weiterhin fehlende Anreiz zum Ausbau von Speichern und Flexibilisierungsoptionen. Im Bereich der unterschiedlichen Speichertechnologien wurde auch vermehrt der festzustellende **Preisverfall bei Batteriespeichern** angesprochen. Dieses Phänomen müsse zwangsläufig eine ausreichende Berücksichtigung im Szenariorahmen finden.

Ebenfalls müsse eine engere **Verzahnung des Strom- und Wärmemarktes** vorgenommen werden. Mehrere Teilnehmer sprachen sich für eine **weitere Sektorenkopplung** aus.

Allgemein wurde die **fehlende Transparenz** bei sämtlichen Energiedaten bemängelt. Es sei oftmals unklar, aus welchen Quellen die Daten stammten. Ebenso wurde eine engere Zusammenarbeit zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und Verteilnetzbetreibern bei der Erstellung des Szenariorahmens gefordert.