

Protokolle der Foren im Rahmen der Dialogveranstaltung zum Szenariorahmen 2021-2035 am 05. Februar 2020 in Berlin

Im Rahmen der Konsultationsphase des Szenariorahmens 2021-2035 hat die Bundesnetzagentur am 05. Februar 2020 in Berlin eine Dialogveranstaltung für die interessierte Öffentlichkeit durchgeführt. Am Nachmittag gab es hierzu zwei unterschiedliche Foren mit den Themen:

- Forum I: Klimaschutz und Sektorenkopplung
- Forum II: Erneuerbare und konventionelle Stromerzeugung im nationalen und europäischen Rahmen

Nachfolgend sind die wesentlichen Diskussionsschwerpunkte und –stränge aus den einzelnen Foren 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 Konsultationsprozesses für den Szenariorahmen 2021-2035.

Forum I: Klimaschutz und Sektorenkopplung

Zentrales Diskussionsthema des Forums war das Thema **Dekarbonisierung** im Zusammenhang mit der Sektorenkopplung. Aus dem Teilnehmerkreis wurde zunächst die Frage gestellt, was mit einer „vollständigen Dekarbonisierung“ bis 2050 in diesem Zusammenhang gemeint sei und wieviel Prozent in diesem Szenario tatsächlich dekarbonisiert seien. Sind es wirklich „absolut“ Null oder werde es einen Restbestand geben? Das sollte vorab definiert werden, da sich diesbezüglich ein komplett unterschiedlicher Pfad entwickeln würde. So hat das Forschungszentrum Jülich in einer Studie 2 Szenarien erstellt (80 % und 95 % Dekarbonisierung), die die Unterschiede der notwendigen, technologischen Entwicklungen veranschaulichen. Ein Teilnehmer des Workshops schlug diesbezüglich vor, das Endziel 2050 festzulegen und die Szenarien jeweils daran auszurichten.

Die Bundesnetzagentur erklärt hierzu, dass die aktuellen Szenarien die Jahre 2035/ 2040 betrachten und die Ziele der Bundesregierung (80 bis 95 % Dekarbonisierung bis 2050) in den Szenarien entsprechend berücksichtigt werden.

Ein Teilnehmer des Workshops erklärte, dass man, um den Zielen des Pariser-Klimaabkommens gerecht zu werden, wahrscheinlich 100% Dekarbonisierung annehmen sollte und selbst das voraussichtlich nicht ausreichen würde.

Zudem sei die Rückverstromung aus **Power-to-Heat** noch nicht ausreichend berücksichtigt. Da die Technologie zu sehr günstigen Konditionen umzusetzen sei müsste hier deutlich mehr angenommen werden.

Ein weiterer Teilnehmer erklärte sich unzufrieden mit dem Wechselspiel zwischen Politik und Bundesnetzagentur als Experte. Dieses Wechselspiel müsse durchbrochen werden durch mehr Selbstbewusstsein und Gestaltungswillen der Bundesnetzagentur. Eine schnelle Änderung der Szenarien müsse während des Prozesses möglich sein und es sei ein progressives Szenario nötig, das erlaube die Veränderungen mitzudenken.

Hierzu erklärte die Bundesnetzagentur, dass sie die Technologien nicht vorgeben kann. Es ist nicht klar, wie sich die einzelnen **neuen Technologien** bis 2035 und 2040 entwickeln. Des Weiteren stellt die Bundesnetzagentur zur Diskussion, ob die Szenarien sich an Hand des Dekarbonisierungsgrades unterscheiden sollten oder ob man eine „robuste Mitte“ wählt und einen wahrscheinlichen Ausbaupfad annimmt. Wie würde ein solcher „robuster Korridor“ aussehen? Ist ein solcher Pfad realistisch und ökonomisch darstellbar? Als Beispiel wird die VCI-Studie genannt, bei der der Strombedarf bei einem 80 %-Szenario um das Fünffache steigt und bei einem 95 %-Szenario um das Elffache steigt. Die Sektorenkopplung sei eine Technologiefrage und daher seien Langfristszenarien schwierig darzustellen und mit hoher Unsicherheit verbunden, so die Bundesnetzagentur.

Auch die Teilnehmer des Workshops erkennen die Schwierigkeit zwischen der Schnellebigkeit der Technologien und der langfristigen Betrachtung. So bezieht sich ein Teilnehmer auf die DENA-Studie 2050 und den Klimapfad des BDI. Hier schwankt der **Stromverbrauch** zwischen 650 TWh und 1150 TWh. Einige Teilnehmer des Workshops sind der Meinung, dass man den 80 % Pfad nicht mehr berücksichtigen sollte, da er nicht mit den langfristigen Zielen kompatibel sei. Man sollte sowohl beim Dekarbonisierungsgrad als auch beim Verbrauch die Ränder abschneiden. Zudem wurde mehrfach ein Paris-kompatibles Szenario gefordert. Bezüglich der Technologiefrage gab ein Konsultationsteilnehmer zu bedenken, dass man z.B. für eine Wasserstoffinfrastruktur bis 2040 bereits heute beginnen müsste. Dies sei in den Szenarien schwer darzustellen.

Ein Weiterer Vorschlag aus dem Teilnehmerkreis lautete, erst festzustellen wie der **Energiebedarf** aussehe und darauf aufbauend eine Potentialanalyse zu erstellen (Strom, Gas, Wasserstoff, Effizienz etc.). Hier wurde das Beispiel Hamburg mit einem Energiebedarf von ca. 50 TWh genannt, wovon ca. 1/5 mit Strom gedeckt werde. Man könne davon ausgehen, dass der Energiebedarf ungefähr gleichbleiben würde und könne dann überlegen wie man die 4/5 des CO² belasteten Energiebedarfs ersetzen könne.

Die Bundesnetzagentur stellt hierzu klar, dass der Szenariorahmen der Stromnetzentwicklung dient und keine ganzheitliche Energiesystemplanung beinhaltet. Teilweise würde dieser Ansatz jedoch bereits verfolgt. Im Wärmenetz wird z.B. beim Rückbau der KWK-Anlagen geprüft, ob die an dieser Stelle noch ein Wärmebedarf gedeckt werden muss. Falls dies der Fall ist, wird Anlage durch eine effizientere Anlage (neue Technologie) ersetzt. Eine Bedarfsprognose wird jedoch nicht gemacht, da hierfür Techniker bereits Vorgaben machen müssten. Für die Beratung der Politik könne man solche Szenarien durchaus machen, nicht aber im Szenariorahmen, da dies konkrete Netzausbaumaßnahmen auslösen würde.

Im weiteren Verlauf der Diskussion wurde nochmal auf das Thema **Power-to-Gas** eingegangen und von FNB-Seite war zu vernehmen, dass sich in diesem Bereich in den letzten beiden Jahren einiges getan hätte. Erdgas würde durch Wasserstoff ersetzt und ins FNB Netz gespeist.

Die Bundesnetzagentur gab in diesem Zusammenhang zu bedenken, dass der Strombedarf noch nicht über den Strom aus erneuerbaren Energien gedeckt sei und man den Strom daher besser direkt nutzen solle bevor man ihn umwandle. Aktuell sieht die Bundesnetzagentur keinen Markt und vermutet, dass die Technologie zurzeit noch für Investoren uninteressant sei. Daher stellt sich die Frage danach, wo der Wasserstoff herkommt und wie wird er transportiert.

Zum Thema **E-Mobilität** und der Frage ob diese netzoptimiert möglich sei, erklärte ein Teilnehmer, dass netzdienlich fürs ÜNB-Netz gegebenenfalls fürs Verteilnetz schädlich sein kann. Es wurde vorgeschlagen, eine Sensitivität zu berücksichtigen, bei der die Sektorenkopplung hoch sei aber nicht sehr netzoptimiert eingespeist würde. Dadurch würde man das Potential der Netzdienlichkeit besser erkennen.

Außerdem wird gefordert, dass die Kosten der Flexibilität auf der Anlagenseite (Industrie) den Kosten des Netzausbaus gegenübergestellt werden.

Ein Teilnehmer gibt zu bedenken, dass es viel länger dauern würde eine Leitung zu bauen als z.B. einen Speicher zu installieren. Dies sollte im Szenariorahmen Berücksichtigung finden.

Abschließend wurden aus dem Teilnehmerkreis ein **gemeinsamer Szenariorahmen** Strom und Gas als wünschenswert erachtet.

Hierzu erklärte die Bundesnetzagentur, dass ein Austausch der Teams innerhalb der Bundesnetzagentur bereits stattfindet und die Annahmen für Gas im Szenariorahmen Strom berücksichtigt werden.

Forum II: Erneuerbare und konventionelle Stromerzeugung im nationalen und europäischen Rahmen

Das Thema des **europäischen Strommarktes** wurde intensiv diskutiert. Ein Workshopteilnehmer merkte an, dass die Rolle von Deutschland im gesamteuropäischen Energiebinnenmarkt nicht ausreichend im Szenariorahmen dargestellt werden. Auch werde die Diskussion über Entwicklungen im europäischen Umland nicht intensiv genug geführt. Durch die intensive Vernetzung mit dem europäischen Ausland ist der Einfluss auf das innerdeutsche Stromnetz groß. Darauf eingehend bemerkte ein Teilnehmer, dass im letzten Netzentwicklungsprozess ca. 90 TWh Energie nach Italien exportiert wurden. Dieser Export belaste auch die innerdeutschen Leitungen. Im selben Kontext forderte ein weiterer Teilnehmer, dass die Leistungsbilanz zwischen Deutschland und den Nachbarländern ausgeglichen sein müsse und somit keine Export- oder Importüberschüsse im Netzentwicklungsprozess bestehen sollten.

Der größte Teil der Workshopteilnehmer war der Meinung, dass der **Kohleausstieg** in den vier Szenarien ausreichend berücksichtigt wird. Die Annahme eines vorgezogenen Kohleausstiegs in zwei der drei Szenarien mit dem Zieljahr 2035 wurde von den Teilnehmern als angemessen bezeichnet.

Die große Diskrepanz der zurückgebauten Kohleleistung und dem angenommenen Zubau von Gaskraftwerken wurde insbesondere unter dem **Versorgungssicherheitsgedanken** kontrovers diskutiert. Ein Teilnehmer merkte an, dass man sich heute schon Gedanken um neue Kraftwerkskapazitäten machen müsse. Die dazu von den ÜNB vorgeschlagenen lastnahen Gasturbinen wurden von den Teilnehmern gemischt aufgenommen. Ein Workshopteilnehmer merkte an, dass es für künstlich verortete Anlagen fraglich sei, ob überhaupt ausreichende Gasnetzkapazitäten vorhanden seien.

Über die Frage der zukünftigen Rolle von **Wasserstoff** im Stromsektor wurde ebenfalls diskutiert. Unter anderem ging es dabei um die Frage, ob Wasserstoff in Deutschland produziert werden muss oder importiert werden kann. Auch die Nutzung von Wasserstoff in Gaskraftwerken welche heute schon „H₂-ready“ errichtet werden müssten wurde angesprochen.

Einige Punkte zur weiteren Entwicklung der **erneuerbaren Energien** wurden von den Workshopteilnehmer eingebracht. Der aktuell sehr geringe Ausbau insbesondere der Windenergie an Land sei durch das vorgeschlagene „S-Kurven-Konzept“ nicht ausreichend abgebildet. Ebenso wurde die These aufgestellt, dass die bisher ausgewiesenen Flächen zur Windenergienutzung nicht ausreichend seien um die vorgeschlagenen Mengen zu realisieren.

Welche Entwicklungen bei der **Biomasse** zu erwarten sind wurde auch im Workshop thematisiert. Die Annahmen zur Flexibilität von Biomasseanlagen seien nicht ausreichend berücksichtigt, da die angenommenen Volllaststunden dafür zu hoch seien, merkt ein Teilnehmer an. Bei höherer installierter Leistung könnte mit geringeren Volllaststunden eine bessere Flexibilität erreicht werden. Ein anderer Beitrag gab zu bedenken, dass Biomasseanlagen aktuell nur durch eine EEG-Förderung wirtschaftlich betrieben werden könnten. Die anderweitige Nutzung der Biomasse, beispielsweise zur Einspeisung von Biogas ins Gasnetz, werde auch attraktiver. Insgesamt sei daher eher ein Rückgang von Biomasseanlagenleistung anzunehmen.