



700024

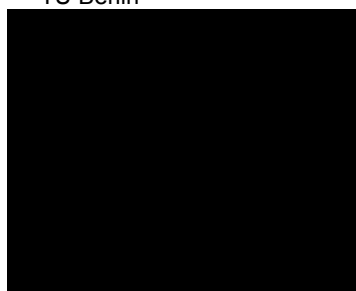
Email-Einwendung

Verfahren: Szenariorahmen_2037_2045
Aktenzeichen: 4.14.01.01/001 SR 2037 2045
Aktennummer: 700024
Eingangsdatum: 11.02.2022
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung:

TU Berlin

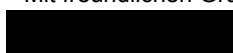


Anhänge:

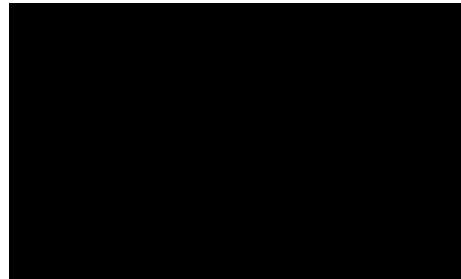
Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme: Sehr geehrte Damen und Herren,
im Anhang finden Sie unsere Stellungnahme zum aktuellen Szenariorahmen.

Mit freundlichen Grüßen



**Kommentierung des Entwurfs zum Szenariorahmen zum
Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045**



Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik
Technische Universität Berlin

Februar 2022

Mit einer Veröffentlichung dieser Stellungnahme erklären wir uns einverstanden.

> Page 1

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Kritik am vorliegenden Szenariorahmen	1
3	Bias 1: Fossiles Erdgas als „Brückentechnologie“	2
4	Bias 2: Die Rolle von Wasserstoff	3
5	Bias 3: Erhebliche Investitionen in Atomkernkraft auf europäischer Ebene.....	3
6	Weitere Kritikpunkte	4
7	Schlussfolgerungen	4
8	Literatur.....	5

1 Einleitung

Mit dem Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037, Version 2023 mit Ausblick 2045, im Folgenden Szenariorahmen 2037 (2023) haben die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ein Dokument zur Konsultation gestellt, welches erstmalig den Schritt zu einem klimaneutralen Energiesystem im Jahr 2045 annimmt. Im Szenariorahmen 2037 werden drei Szenarien für 2037 und zwei Szenarien für 2045 vorgeschlagen, die auf einer integrierten Betrachtung aller Sektoren beruhen. Kernpunkte des Szenariorahmens beinhalten den deutlich steigenden Bruttostromverbrauch, den starken Ausbau von Windenergie und Photovoltaik als zentrale Stromerzeugungstechnologien, die feste Verankerung von Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem und den zunehmenden Flexibilisierungsbedarf.

In diesem Szenariorahmen existieren erkennbare Fortschritte in Richtung von Klimaneutralität. Dazu gehören der starke Ausbau von Photovoltaik und Windenergie zur Stromerzeugung, sowie die Annahmen zu einer höheren Elektrifizierung und Kopplung der Sektoren. Gleichzeitig werden Punkte aufgenommen, welche die notwendige sozial-ökologische Transformation des Energiesystems nicht konsequent genug berücksichtigten. Diese werden im Folgenden ausgeführt.

2 Konzeptioneller Rahmen der Kommentierung

Laut den ÜNBs bilden die vorliegenden Szenarien „die Bandbreite der wahrscheinlichen Entwicklungen der zukünftigen Stromversorgung in Deutschland und Europa“ ab (50Hertz Transmission GmbH u. a. 2022, 21) und dienen dazu, entstehende Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung abzubilden. Dies wird über den Einbezug von aktuellen politischen Absichtserklärungen und Umfragen bei Stakeholdern erreicht.

Energieszenarien und die darauffolgenden Analysen beschreiben jedoch eine zukünftige Entwicklung nicht nur, sondern beeinflussen diese unvermeidbar auch. Insbesondere Szenarien von staatlichen und regulierten Akteuren kommt deshalb eine besondere Rolle zu, da diese eine Lenkungswirkung entfalten und die öffentliche Meinungsbildung beeinflussen, evtl. auch öffentliche Akzeptanz schaffen. Die Szenarien stellen folglich keine Prognose einer wahrscheinlichen Entwicklung dar, sondern vielmehr eine Erwartung, die auf der aktuellen gesellschaftspolitischen Debatte beruht (Göke, Weibezahn, und von Hirschhausen 2021).

Deshalb ist es wichtig, *Verzerrungen* („Bias“) in den zugrundeliegenden Annahmen transparent zu machen und sich durch Sensitivitäten und Alternativszenarien gegen falsche Schlussfolgerungen abzusichern. So werden ökonomisch wie ökologisch nicht sinnvolle Investitionen vermieden. Die ÜNBs versuchen im vorliegenden Dokument, einige dieser Verzerrungen transparent zu machen, indem sie ihre Annahmen in bestehenden Energiesystemstudien einordnen. Dies ist grundsätzlich sehr begrüßenswert. Allerdings

existieren einige Annahmen, die nicht als Verzerrung transparent gemacht werden und nicht durch Alternativszenarien hinterfragt werden, die nachfolgend diskutiert werden.

3 Bias 1: Fossiles Erdgas als „Brückentechnologie“

Im vorliegenden Szenariorahmen werden Investitionen in fossile Gaskraftwerkskapazitäten als Brückentechnologie zu einem erneuerbaren Energiesystem als unvermeidbar dargestellt. Der Szenariorahmen weist in allen Szenarien einen Zubau von ca. 12 GW auf 38 GW bis 2037 aus. Dies wird dadurch begründet, dass sich die regelbaren Leistungen durch den Wegfall von Atomkraft- und Kohlekraftwerken um ca. 42 GW reduzieren. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit müssten deshalb Investitionen in flexible Kraftwerke erfolgen, um schnell auf Erzeugungs- sowie Laständerungen reagieren zu können (50Hertz Transmission GmbH u. a. 2022, 17).

Zum aktuellen Zeitpunkt fossiles Erdgas als Brückentechnologie zu bezeichnen und weitere Investitionen in Gaskraftwerkskapazitäten und andere Gasinfrastruktur wie Pipelines oder LNG-Terminals zu tätigen, ist energie- und klimapolitisch nicht sinnvoll (Ahmels u. a. 2021; von Hirschhausen, Kemfert, und Praeger 2021). Investitionen in Gasinfrastruktur haben das starke negative Potential, die Transformation des Energiesystems zu verlangsamen und zu verlorenen Vermögenswerten („*stranded assets*“) zu werden. Methan hat eine hohe, negative Klimawirksamkeit und Methanleckagen in der Förderung und dem Transport, sogenannte *Vorkettenemissionen*, die bisher noch nicht in die Emissionsfaktoren von Erdgas eingerechnet werden (Ahmels u. a. 2021; Brauers u. a. 2021). Durch Investitionen in Gasinfrastruktur entstehen außerdem *Pfadabhängigkeiten* und potentiell *Lock-Ins* in klimaschädliche Infrastruktur. Dieses Risiko wird in der aktuellen Debatte insbesondere durch Bedenken bezüglich der Versorgungssicherheit in Bezug auf wegfallende Atomkraft- und Kohlekraftwerkskapazitäten erhöht (Brauers u. a. 2021; Brauers, Braunger, und Jewell 2021; von Hirschhausen, Kemfert, und Praeger 2021).

Fragen der Netzstabilität stellen bei der grundlegenden Transformation des Energiesystems durch das Wegfallen von regelbaren, rotierenden Massen eine Herausforderung dar. Die notwendige Flexibilität für ein 100% erneuerbares Energiesystem kann jedoch auch aus anderen Quellen bereitgestellt werden. Dazu gehören insbesondere das Zusammenspiel von lokaler und dezentraler Flexibilität durch Sektorenkopplung, Speicher und Lastmanagement sowie Flexibilität durch europäische Übertragungsnetzintegration. Aktuelle Publikationen untersuchen bereits die Potentiale dieser Flexibilitäten für ein 100% erneuerbares Energiesystem (Brown u. a. 2018; Göke u. a. 2021; Kendzioriski, Göke, u. a. 2021), außerdem ist eine schnelle und kontinuierliche Dekarbonisierung kosteneffizienter als vorher nochmal in fossile Infrastruktur zu investieren (Victoria u. a. 2020).

In Bezug auf den Netzausbau halten die ÜNBs den Ausbau von thermischen Kraftwerken nicht für entscheidend, da „der resultierende Netzausbaubedarf kaum durch thermische Kraftwerke determiniert wird, die vornehmlich zu Zeitpunkten eingesetzt werden, in denen die Einspeisung aus erneuerbaren Energien gering ist“ (50Hertz Transmission GmbH u. a. 2022, 85). Dies ist grundsätzlich begrüßenswert,

da so klimaschädliche Netzinvestitionen vermieden werden. Auf deutscher wie auf europäischer Ebene sollte jedoch wegen der anfangs beschriebenen Lenkungswirkung von Energieszenarien mindestens ein 100% erneuerbares Szenario berücksichtigt werden, dass ohne weitere Investitionen in fossile Infrastruktur auskommt und dezentrale, lastnahe Flexibilität aller Sektoren berücksichtigt (CAN Europe und EEB 2020; Flachsbarth u. a. 2021).

4 Bias 2: Die Rolle von Wasserstoff

Der aktuelle Szenariorahmen nimmt einen nahtlosen Übergang zur Verbrennung von Wasserstoff anstelle von Methan an. Aktuell in Bau oder in Planung befindliche Gaskraftwerke können „bereits [...] alternativ auch Wasserstoff oder ein Erdgas-Wasserstoff-Gemisch nutzen“ (50Hertz Transmission GmbH u. a. 2022, 85). Die ÜNBs prognostizieren, dass „Wasserstoff im zukünftigem Energiesystem eine wichtige Rolle einnehmen wird“ und „ebenso zur Stromerzeugung in Kraftwerken eingesetzt werden [...] kann“ (50Hertz Transmission GmbH u. a. 2022, 47). Der benötigte Wasserstoff könne grundsätzlich vor Ort (on-site) oder aus dem Ausland über eine Wasserstofftransportinfrastruktur bezogen werden. Allerdings sei die Ausgestaltung der Wasserstoffinfrastruktur noch mit einer hohen Unsicherheit verbunden, die sich in den Szenarien widerspiegeln soll. Dieser wird hauptsächlich aus Importen gedeckt: Die Importquote liegt im Szenario A bei 80%, in den Szenarien B & C bei 45% im Jahr 2045.

Es gibt nach unserer Kenntnis keine Begründung für die Annahme, dass bereits im Bau befindliche Gaskraftwerke ohne weitere Kosten vollständig auf Wasserstoff umgestellt werden können. Aufgrund seiner Potentiale für die langfristige Speicherung von Strom und für die Sektorenkopplung wird Wasserstoff aller Wahrscheinlichkeit nach eine gewisse Rolle im zukünftigen Energiesystem spielen, die sich allerdings auf schwer zu elektrifizierende Bereiche begrenzen sollte (Brauers u. a. 2021; Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) 2021). Aktuell wird der Großteil des in Deutschland verbrauchten Wasserstoffes aus fossilem Erdgas gewonnen und ist demnach mit hohen Treibhausgasemissionen verbunden (Matthes u. a. 2020). Die Umwandlungseffizienz in der Herstellung und Rückverstromung von erneuerbar gewonnenem Wasserstoff ist gering (Schwan, Treichel, und Höh 2016, 26). Vor diesem Hintergrund erscheinen die im Szenariorahmen angenommenen Bedarfe von 115 bis 215 TWh in 2037 sowie 240 bis 450 TWh hoch. Auch die Annahmen in Bezug auf Wasserstoffimportquoten sind aus einer politischen, ökonomischen und klimaethischen Perspektive fragwürdig. Die zugrundeliegenden Annahmen sollten deshalb transparent gemacht werden und es sollte mindestens ein Szenario ohne außereuropäische Wasserstoffimporte geben.

5 Bias 3: Atomkraft auf europäischer Ebene

Ein weiteres Bias, welches durch die Einbindung des deutschen Netzentwicklungsplanes (NEP) in den europäischen Ten-Year-Network-Development-Plan (TYNDP) entsteht, besteht in der hohen Bedeutung von Atomkraft auf dem Weg zu einer europaweiten Klimaneutralität. Sowohl das (vom NEP bevorzugte) Szenario „Distributed Energy“ als auch „Global Ambition“ des TYNDP 2022 Draft Scenario

Report beinhalten erhebliche Investitionen in die Laufzeitverlängerung sowie Neuinvestitionen in Atomkraftkapazitäten. Dies steht im Widerspruch zu den grundsätzlichen Zielen der Energiewende, welche die Beendigung der kommerziellen Nutzung von Atomkraft fordert, aus Erwägungen von Sicherheit, Ökonomik und der Inkompatibilität mit der sozial-ökologischen Transformation (BMU 2021; Wealer u. a. 2021; Kendzioriski, Kemfert, u. a. 2021).

Die deutschen Vertreter*innen sollten bei der Erstellung und Koordinierung des TYNDP darauf dringen, auch europaweit ein 100% EE-Szenario zu erstellen.

6 Weitere Kritikpunkte

Die Szenarien und die darauffolgende Netzmodellierung sollten *open-source* und die Daten *öffentlich zugänglich* sein. Konkret sollten also die dem Szenariorahmen zugrundeliegenden Daten und die Ergebnisse der Modellierungen nicht nur im .pdf Format veröffentlicht werden, sondern auch als Datenbank. Der online Szenarioexplorer des TYNDP bietet hier ein sinnvolles Vorbild.¹ Die im Anschluss an den Szenariorahmen stattfindenden Energiemarkt- und Lastflussmodellierungen der UNBs sollten *open-source* sein und mit einer Dokumentation veröffentlicht werden. Das würde sowohl die Akzeptanz der Maßnahmen erhöhen als auch einer interessierten Fachöffentlichkeit die Möglichkeit geben, die Modellierungen nachzuvollziehen und kritisch zu bewerten. Es gibt keinen sinnvollen Grund, warum diese Modellierung als Blackbox ausgeführt wird.

7 Schlussfolgerungen

In dieser Kommentierung wurde dargestellt, dass der vorliegende Szenariorahmen grundsätzlich progressiv ist und die Annahmen in Bezug auf Photovoltaik und Windenergie sowie Elektrifizierung sich mit aktuellen Trends decken. Da Energieszenarien nicht nur die Zukunft beschreiben, sondern auch Lenkungswirkung entfalten, sollten im Szenariorahmen eine Bandbreite von Alternativentwicklungen abgebildet werden. Dies ist aktuell nicht der Fall, da kein Szenario auf Investitionen in fossile Gasinfrastruktur verzichtet, was vor den aktuellen klimapolitischen Herausforderungen höchst fragwürdig ist. Die Bedeutung von Wasserstoff ist in allen Szenarien hoch und beruht stark auf Importen. Um eine tatsächliche Transformation des Energiesystems zu ermöglichen, empfehlen wir deshalb ein Szenario ohne Investitionen in fossile Infrastruktur und außereuropäische Wasserstoffimporte, das auf einem lastnahen Ausbau von erneuerbaren Energien beruht. Dies sollte sowohl in den aktuellen Szenariorahmen als auch in den kommenden Systementwicklungsplan (Deutsche Energie-Agentur 2020) aufgenommen werden. Im Sinne einer nachhaltigen Energiewende auch im europäischen Kontext sollten TYNDP-Szenarien mit 100% erneuerbaren Energien, insb. ohne weitere Investitionen in Atomkraft, gerechnet werden. Zukünftige Szenariorahmen und Modellierungen sollten außerdem *open-source* und die Daten öffentlich zugänglich sein.

¹ <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/visualisation-platform/>

8 Literatur

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, und TransnetBW GmbH. 2022.
„Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037, Version 2023“. Berlin, Dortmund,
Bayreuth, Stuttgart.





500015

Online-Einwendung

Verfahren: Szenariorahmen_2037_2045
Aktenzeichen: 4.14.01.01/001 SR 2037 2045
Aktennummer: 500015
Eingangsdatum: 11.02.2022
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Stromnetz Hamburg GmbH
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung: zugestimmt

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 0

Stellungnahme:

Im Szenariorahmen zum NEP 2037 (2023) werden sehr starke Lastzuwächse bis hin zur Verdoppelung der Netzlast ausgewiesen. In Hamburg wäre das heutige Verteilungsnetz nicht in der Lage, diese Energiemengen zu den Verbrauchern zu transportieren. Daher würde ein massiver Ausbau nicht nur der Hochspannungsebene, sondern auch der Mittel- und Niederspannungsnetze in einem bisher nicht gekannten Ausmaß erforderlich. Insbesondere im urbanen Raum ist das Errichten neuer Leitungen und Netzknoten sehr schwierig und erfordert zum Teil jahrelange Vorbereitungen aufgrund der zusätzlich erforderlichen Grundstücke, Trassen, der langwierigen Genehmigungsverfahren und der Rückwirkungen auf die anderen Infrastrukturen der Stadt, wie z. B. das Straßennetz und damit den Verkehr.

SNH begrüßt daher den in der Konsultationsveranstaltung am 03.02.2022 von der BNetzA zur Diskussion gestellten Ansatz, ein gewisses "Überbauen der Netze" zuzulassen. Dieser Ansatz würde auch in den Verteilungsnetzen helfen, etwas mehr zeitlichen Vorlauf für die Netzplanungen zu erhalten. Sollten die Szenarien nicht wie prognostiziert eintreten, könnte ggf. auf Ausbaumaßnahmen wieder verzichtet werden, auch, wenn der VNB dann bereits monetär in Vorleistung bei der Beschaffung der Grundstücke und ggf. Umsetzung von Anpassungsmaßnahmen auch an anderen Stellen des Netzes gegangen ist. Der VNB benötigt aber nicht nur den zeitlichen Vorlauf, sondern auch die rechtliche und regulatorische Sicherheit, dass dieses Vorgehen im Effizienzvergleich nicht als ineffizient oder nicht betriebsnotwendig angerechnet wird. Die rechtlichen Rahmenbedingungen des Bundes und der Länder sollten auf diesen Ansatz hin angepasst werden.

Ein weiterer Punkt ist die Ausgestaltung des Verbraucherverhaltens in die Richtungen "netzdienlich" als auch "marktorientiert" und damit dessen Einfluss auf den Betrieb der kritischen Infrastruktur "Stromnetz". Je nachdem, wie diese Rollen und Abläufe vom Gesetzgeber oder durch den Markt ausgestaltet werden, wird das die Anforderungen an die vorzuhaltende Übertragungskapazität massiv beeinflussen. Hierzu kann die SNH derzeit keine gesicherten Annahmen treffen, wie hoch sie die daraus resultierenden Kapazitäten in ihrer Netzausbauplanung ansetzen soll, da das dazu benötigte Marktmodell für den Stromsektor noch nicht fixiert ist. Hinzu kommt die dazu benötigte sichere IT-Infrastruktur, der aus unserer Sicht viel zu wenig Beachtung geschenkt wird. Um eine entsprechende IT-Infrastruktur vorzuhalten, sind klare Beschreibungen der Rollen und Prozessketten für die VNB sehr wichtig und auch die Frage, ob VNB-eigene IT-Infrastruktur dafür vorzuhalten ist. Auch stellt sich die Frage, wieweit seitens des Gesetzgebers zugelassen wird, dass Verbraucher durch Marktsignale beeinflusst aktiv in die physikalischen Lastflüsse eingreifen dürfen, ob direkt oder indirekt, und welche Vorkehrungen im Netzausbau im Verteilungsnetz dann für den Erhalt der Versorgungssicherheit getroffen werden müssen.



500025

Online-Einwendung

Verfahren: Szenariorahmen_2037_2045
Aktenzeichen: 4.14.01.01/001 SR 2037 2045
Aktennummer: 500025
Eingangsdatum: 14.02.2022
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation: K+S Aktiengesellschaft
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung: zugestimmt

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme: Siehe Anschreiben anbei.



K+S Aktiengesellschaft, Postfach 10 20 29, 34111 Kassel

Bundesnetzagentur
Referat 624 - Szenariorahmen Strom
Postfach 8001
53105 Bonn

Kassel, 11. Februar 2022

- per E-Mail -

Stellungnahme zum Entwurf des Szenariorahmens 2037

Sehr geehrte Damen und Herren,

als Kalidünger- und Salzproduzent gehört K+S mit seinen Produktionsstandorten in Hessen, Thüringen, Sachsen-Anhalt, NRW und Niedersachsen zu den energieintensiven Industrien in Deutschland.

Den Energiebedarf unserer deutschen Produktionsstandorte decken wir heute überwiegend aus Erdgas, welcher in hocheffizienten KWK-Kraftwerksanlagen in Prozesswärme und Strom umgewandelt wird. Die benötigte Residualenergie wird aus dem Stromnetz der Verbindungsnetzbetreiber (VNB) bezogen. Die Anschlussspannung an den Netzverbindungspunkten zu den VNBs beträgt i.d.R. 110 kV.

Die Klimaziele der Bundesregierung sehen auch für den Industriesektor vor, bis zum Jahr 2045 vollständig auf fossile Energieträger zu verzichten. Da wir bei der Aufbereitung der geförderten Rohsalze im Mitteltemperaturbereich operieren planen wir derzeit, unsere vorhandenen KWK-Anlagen ab 2035 sukzessive durch strombetriebene Power-to-Heat Kessel (PtH), die ausschließlich Prozesswärme erzeugen, zu ersetzen. Dies erscheint auch mit Blick auf aktuelle Klima- und Umweltstudien angezeigt, wonach der Bedarf an grünem Wasserstoff künftig nur durch massive Importe gedeckt werden kann und höchstwahrscheinlich für die reine Wärmeerzeugung nicht wirtschaftlich einsetzbar ist .

Die vollständige Elektrifizierung unserer Produktionsprozesse hätte jedoch zur Folge, dass unser Strombedarf im Zeitraum zwischen 2035 und 2045 exponentiell ansteigt, weil damit insbesondere die Stromerzeugung aus den KWK-Anlagen entfällt. Die vorhandenen Stromanschlüsse sind jedoch für eine derartige Anschlusskapazität nicht ausgelegt und müssen im Einzelfall durch neue Anschlüsse auf der Höchstspannungsebene 380 kV ersetzt werden. Dies ist mit Kosten im unteren dreistelligen Millionenbereich verbunden und kann nur mit finanzieller Unterstützung der öffentlichen Hand umgesetzt werden.

K+S Aktiengesellschaft
Bertha-von-Suttner-Straße 7
34131 Kassel
www.kpluss.com



Ein derartiger Netzausbau – bzw. Anschluss benötigt zudem lt. Aussage der Netzbetreiber mehr als 10 Jahre Vorlaufzeit. Aus diesem Grund haben wir bereits heute die künftig benötigte Anschlussleistung bei Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber angemeldet. Mit den Entwurfsplanungen für den Netzausbau müssen wir in 2022 bzw. spätestens in 2023 beginnen.

Wir begrüßen es, dass Erdgas als Brückentechnologie bis zur Erreichung der Klimaziele in 2045 anerkannt wird. Auch im vorliegenden Szenariorahmen wird davon ausgegangen, dass erdgasbetriebene KWK-Anlagen weiter ausgebaut und vorhandene Anlagen erneuert werden. Neue KWK-Anlagen müssen zudem für eine spätere Umstellung auf CO₂-armen bzw. klimaneutralen Wasserstoff vorgerüstet werden.

Da auch die Versorgungsinfrastruktur mit Wasserstoff erst langfristig aufgebaut werden muss, können KWK-Anlagen bis 2045 einen wertvollen Beitrag zur Entlastung des deutschen Stromnetzes leisten. Bei einem Betrieb mit 100% Wasserstoff oder Wasserstoffderivaten spätestens ab 2045 könnte sogar der Stromnetzausbau für unsere Standorte entfallen. Für dieses Szenario benötigen wir von der Politik jedoch eine langfristige Akzeptanz für den Weiterbetrieb unserer KWK-Anlagen über das Jahr 2045 hinaus. Es wäre zudem sicherzustellen, dass ausreichend Wasserstoff zu wirtschaftlichen Konditionen als Ersatz der bisherigen Erdgasmengen an unseren Industriestandorten zur Verfügung stünde. Hierdurch könnte der für K+S notwendige Netzausbau im Strombereich gestoppt und die vorgelagerten und direkten Netzausbaukosten für die öffentliche Hand eingespart werden.

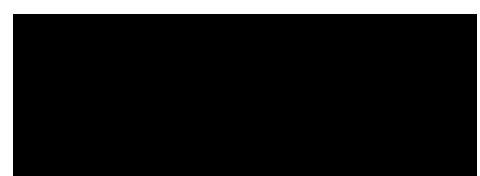
Da wir Stand heute allerdings noch nicht wissen, wie schnell die erneuerbare Energieversorgung realistisch ausgebaut werden kann und wie sich die Wasserstofftechnologie entwickeln wird, müssen wir zunächst aus rein wirtschaftlichen Gründen unsere vorhandenen KWK-Anlagen weiterbetreiben. Parallel dazu werden wir die Planungen für neue Stromanschlüsse weiter vorantreiben, um einen späteren Umstieg auf PtH-Anlagen zu ermöglichen.

Erst wenn Planungssicherheit bzgl. der regulatorischen Rahmenbedingungen, der Versorgungskonzepte (Infrastrukturen), der Kosten sowie in Technologiefragen besteht, kann die Industrie die Transformation in der erforderlichen Größenordnung starten.

Im Konsultationsverfahren und in der zukünftigen Ausgestaltung des Szenariorahmens möchten wir Sie daher unterstützen und bieten unsere Mithilfe an.

Für Rückfragen stehe ich gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen und Glückauf





500028

Online-Einwendung

Verfahren: Szenariorahmen_2037_2045
Aktenzeichen: 4.14.01.01/001 SR 2037 2045
Aktennummer: 500028
Eingangsdatum: 14.02.2022
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation: SHS - Stahl-Holding-Saar GmbH& Co.KGaA
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung: zugestimmt

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 0

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

namens und im Auftrag der SHS - Stahl-Holding-Saar GmbH Co. KGaA, Werkstraße 1, 66763 Dillingen/Saar und hierbei für die beiden Stahlunternehmen Saarstahl AG und AG der Dillinger Hüttenwerke möchte ich zur Konsultation "Szenariorahmen NEP 2023" folgende Anmerkungen machen:

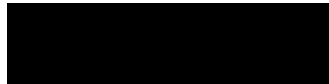
1. Im Rahmen unserer Transformationsstrategie hin zu klimaneutral produziertem Stahl planen wir an unseren Produktionsstandorten in Dillingen und in Völklingen jeweils eine Erhöhung der elektrischen Anschlussleistung um ca. 300 MVA. Die Leistungserhöhung in Dillingen soll dabei bereits im Jahr 2025 erfolgen, die Leistungserhöhung am Standort Völklingen im Jahr 2028. Die jeweilige Leistungserhöhung dient jeweils der Versorgung eines Elektroofens (EAF Electric Arc Furnace) und eines Pfannenofens.

2. Am Standort in Dillingen planen wir darüber hinaus einen zweiten EAF mit Pfannenofen ein, so dass sich hier die Anschlussleistung noch mal um ca. 300 MVA erhöhen wird. Diese Erhöhung wird zum Anfang der 2030'er Jahre erwartet.

3. Am Standort in Völklingen prüfen wir ebenfalls, ob es erforderlich wird, dort einen zweiten EAF mit Pfannenofen zu errichten. Die damit einhergehende Leistungserhöhung um weitere ca. 300 MVA würde dann Mitte der 2030er Jahre erfolgen.

Die kurzfristige Realisierung klimaneutraler Produktionsprozesse (siehe 1.) erfordert eine deutlich größere elektrische Leistung, die aus den bestehenden Netzanschlüssen nicht geliefert werden kann. Der Übertragungsnetzbetreiber Amprion hat uns in diversen Gesprächen mitgeteilt, dass für eine solche Leistungserhöhung im Bereich Dillingen/Saarwellingen das vorhandene 220-kV-Netz nicht ausreichend ist um die Versorgung zu gewährleisten. Somit ist die zeitnahe Errichtung einer 380-kV-Anlage und die Einbindungen ebenjener in das 380-kV-Netz für uns von besonderer Wichtigkeit um die Werksversorgung zu sichern und eine zukunftsfähige und nachhaltige Produktion zu gewährleisten. Wir von der Notwendigkeit des Projekts überzeugt und bitten die BNetzA um Berücksichtigung der oben dargelegten Sachverhalte

Mit freundlichen Grüßen





500031

Online-Einwendung

Verfahren: Szenariorahmen_2037_2045
Aktenzeichen: 4.14.01.01/001 SR 2037 2045
Aktennummer: 500031
Eingangsdatum: 14.02.2022
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Vattenfall Wärme Berlin AG
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung: zugestimmt

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 0

Stellungnahme:

Frage 5. Erachten Sie die Höhe und Zusammensetzung des Bruttostromverbrauchs in den einzelnen Szenarien für angemessen?

Antwort 5. Hinsichtlich der Sektorenkopplung in der Fernwärme sollte für die Elektroheizer mit einer Leistung zwischen 50 und 66% der KWK-Wärmeleistung gerechnet werden. Hierdurch ergeben sich Werte für die Elektroheizer in B2037 und C2037 von: ca. 20 GW (statt der 10 GW Tabelle 14)

Die Tabellen 1 und 2 und passen nicht mit Tabelle 14 überein. Aufgelistet in den Tabellen sind nur die Elektrokessel der Fernwärme ohne Industrie und ohne Großwärmepumpen in der Fernwärme.

Frage 7. Sind die technischen Parameter zur Herleitung des Stromverbrauchs von Wärmepumpen in der Höhe richtig gewählt?

Antwort 7. Die Jahresarbeitszahl 3,4 könnte bei einem überwiegenden Einsatz von Luft-Wasser-Wärmepumpen zu hoch sein. Realistischer erscheint 3,2.

Frage 8. Ist der von den Übertragungsnetzbetreibern in Szenariopfad A vorgeschlagene Einsatz von dezentralen Wasserstoffheizungen, der einen Um- bzw. Ausbau eines ausgedehnten Wasserstoffverteilernetzes bedingt, realistisch?

Als Alternative müsste die Anzahl von Haushaltswärmepumpen erhöht werden.

Antwort 8. Im Szenariopfad A vorgeschlagener Einsatz von dezentralen Wasserstoffheizungen ist nicht realistisch.

Frage 27. Wie sehen Sie die Rolle der Biomasse in den Zieljahren, besonders im Kontext der anderweitigen Nutzungsmöglichkeiten (Prozesswärme, klimaneutrale Kohlenstoffquelle etc.)?

Antwort 27. Biomasse (fest und gasförmig) sollte weitgehend aus der Stromerzeugung (auch im Gebäude) herausgenommen werden.

Frage 30. Sollen Erdgaskraftwerke nach 45 Jahren zurückgebaut werden oder sollte am Standort ein baugleicher Ersatz als Gaskraftwerk angenommen werden?

Antwort 30. Ja, insbesondere wenn es sich um eine KWK-Anlage handelt. Der Aufbau ist über KWK-Förderung anzureizen.

Frage 31. Sollte an ehemaligen Standorten von Kohlekraftwerken ein Gaskraftwerksneubau angenommen werden, sofern ein Anschluss an das Gasnetz möglich ist?

Antwort 31. Ja, insbesondere wenn es sich um eine KWK-Anlage handelt. Der Aufbau ist über Förderung anzureizen.

Hinsichtlich des Kohleausstiegs sollte klar gestellt werden in der Passage Seite 86:

'Die ÜNB haben sich hier bei der Dimensionierung mit den FNB Gas abgestimmt und einen Bedarf

von ca. 25 km an Neubau in Gas-Infrastruktur festgestellt, der benötigt wird, um alle KWK-Ersatzneubauten entsprechend zu realisieren.'

25 km pro Kohleanlage - nicht 25 km in Summe für alle Kohleanlagen.

Frage 37. Ist die Annahme von lastnahen Reservegasturbinen sachgerecht oder sollte stattdessen ein größerer Kraftwerkspark angenommen werden? Wird hierdurch ggf. der notwendige Netzausbaubedarf unterschätzt?

Antwort 37. Die Annahme von lastnahen Reservegasturbinen ist sachgerecht - auch hierbei sollte möglich KWK genutzt werden.

Generelle Anmerkungen:

Hinsichtlich KWK und Wasserstoff - Dies betrifft alle Seiten des Szenariorahmens mit KWK und Wasserstoff.:

Bei den KWK-Anlagen sollte nicht nur Wasserstoff sondern auch andere dekarbonisierte Brennstoffe (z.B. auch synthetische Flüssigkeiten, die unter Verwendung von Wasserstoff hergestellt werden) berücksichtigt werden. Hierdurch können die Infrastrukturkosten und auch die Kosten zum Aufbau der Stromersatzleistung für den Kohleausstieg reduziert werden. Wichtig ist dabei eine gemeinsame Infrastrukturplanung von Stromnetz, Wasserstoffnetz und Gaskraftwerken.



500034

Online-Einwendung

Verfahren: Szenariorahmen_2037_2045
Aktenzeichen: 4.14.01.01/001 SR 2037 2045
Aktennummer: 500034
Eingangsdatum: 14.02.2022
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation: E.ON Netzgesellschaften in Deutschland
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung: zugestimmt

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme:

Stellungnahme zum Entwurf des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Strom 2037, Version 2023
der E.ON-Netzgesellschaften in Deutschland

Den für eine erfolgreiche Energiewende erforderlichen Netzausbau sehen auch wir als Verteilnetzbetreiber als eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe an. Szenarien, die die wahrscheinlichen Entwicklungen der deutschen Energielandschaft in den kommenden Jahren beschreiben, bilden die Grundlage zur Bestimmung des notwendigen Netzausbaubedarfs. Wir beteiligen uns deshalb gerne an der öffentlichen Konsultation des Szenariorahmens des Netzentwicklungsplan Strom 2037. Zu einigen Themen, die Verteilnetze betreffen, nehmen die Verteilnetzbetreiber (Avacon Netz, Bayernwerk Netz, E.DIS Netz, LEW Verteilnetze, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom, Schleswig-Holstein Netz, Syna, Westnetz) der E.ON-Gruppe in Deutschland im folgenden Stellung.

Im vorliegenden Szenariorahmen wird erstmalig ein klimaneutrales Energiesystem im Jahr 2045 abgebildet. Dies führt zu einem beispiellosen Leistungsanstieg bei allen netzdimensionierenden Parametern. Gegenüber dem letzten Szenariorahmen führt das nahezu zu einer Verdopplung der installierten regenerativen Erzeugungsleistung in allen Szenarien. Auch beim Stromverbrauch wird erstmalig von einer erheblichen Steigerung je Szenario zwischen 50-80% bis 2037 ausgegangen. Die absolute Höhe gepaart mit dem Umsetzungshorizont von etwas mehr als zwei Jahrzehnten führt zu sehr ambitionierten Zuwachsraten. Der weit überwiegende Teil der regenerativen Erzeugungsleistung als auch der zusätzliche Stromverbrauch im Wärme- und Verkehrssektor wird über die Verteilnetze ins System integriert werden. Wir erwarten, dass sich die erheblich geänderten Rahmenparameter deutlich auf den Ausbaubedarf der Übertragungsnetze aber insbesondere auch der Verteilnetze auswirken werden.

Veränderung des Stromverbrauchs (Seite 30, Fragen 6, 7, 11)

Auch wir erwarten in den kommenden Jahren einen deutlich steigenden Stromverbrauch. Während wir im Bereich des klassischen Haushaltsbedarfes von einem nahezu konstanten Verbrauchsverhalten ausgehen, sehen wir bereits heute

nennenswerte Zuwächse bei Wärmepumpen und E-Ladepunkten im privaten/haushaltsnahen Umfeld sowie nennenswerte Steigerungen bei industriellen Großverbrauchern (u.a. Rechenzentren).

Annahmen zu Wärmepumpen

Bei den Haushalten erwarten wir perspektivisch eine stark zunehmende Durchdringung mit Wärmepumpen bei unterschiedlichen Ausprägungen für Bestandgebäude bzw. Neubauten. Im Rahmen unserer Planungen gehen wir dabei von Wärmepumpen mit einer durchschnittlichen Leistung von 4 kW aus. Bei der Netzauslegung ist zumindest regional und saisonal von einer sehr hohen Gleichzeitigkeit der Wärmepumpenleistung auszugehen. Neben der Elektromobilität wird die installierte Wärmepumpenleistung zunehmend dimensionierendes Kriterium in den unteren Spannungsebenen.

Elektrofahrzeuge

Im Bereich der Elektromobilität gehen wir ebenfalls davon aus, dass perspektivisch ein sehr hoher Anteil des PKW-Bestandes vollelektrisch betrieben wird. Vor dem Hintergrund der noch nicht so klaren Technologieentscheidung im Bereich der Nutzfahrzeuge begrüßen wir die differenzierte Abbildung der Optionen in den Szenarien A, B und C.

Rechenzentren

Bei den Anschlussanfragen zu neuen Rechenzentren sehen wir gegenüber den im Szenariorahmen genannten Zahlen eine regional deutlich dynamischere Entwicklung die sich auch in anderen Bundesländern, nicht nur in Hessen, zeigt. Die im Dezember von der Bundesnetzagentur angestoßene Abfrage zu neuen Großverbrauchern begrüßen wir. Genaue Zahlen werden wir über diese Abfrage in den Prozess einbringen.

Alternativen zur Wärmepumpe in Szenario-A (Seite 35, Frage 8)

Aus heutiger Sicht sehen wir bei der Dekarbonisierung des Wärmebedarfs durchaus verschiedene Technologieoptionen deren Realisierbarkeit sehr stark von regionalen Randbedingungen geprägt sein wird. Zum jetzigen Zeitpunkt ist es

daher angemessen, unterschiedliche Durchdringungsgrade für Haushaltswärmepumpen in den Szenarien A, B und C abzubilden. Wir begrüßen daher die in den Szenarien abgebildete Bandbreite.

Flexibilitätsdimensionierung (Seite 52, Fragen 19, 20)

Im nächsten NEP soll der Einsatz von haushaltsnahen Flexibilitäten (Private E-PKW, elektrische Haushaltswärmepumpen und zugehörige Wärmespeicher sowie Heimbatteriespeicher) nur noch in drei Szenarien netzorientiert erfolgen. In den Szenarien C 2037 und B / C 2045 wird ein marktpreisorientierter Einsatz unterstellt. Wir möchten darauf hinweisen, dass der Flexibilitätseinsatz auch einen erheblichen Einfluss auf die Dimensionierung der Verteilnetze hat und deshalb die Prämissen für die Planung der Übertragungsnetze nicht Wechselwirkungsfrei festgelegt werden können. Eine netzorientierte Betriebsweise mit Spitzenlast reduzierenden Effekten wird ohne entsprechende gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen (vgl. zurückgezogener Entwurf zum Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG)) nicht realisierbar sein. Ein marktpreisorientierter Einsatz von bis zu 97,8 GW Heimbatteriespeicher plus 64 GW Wärmepumpen plus ca. 205 GW private Haushaltsladepunkte wird zu einer deutlichen Überdimensionierung auf allen Netzebenen führen. Grundsätzlich begrüßen wir die Betrachtung unterschiedlicher Flexibilitätseinsatzoptionen in den Szenarien, um die Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf zu untersuchen. Wir sind jedoch der Überzeugung, dass die Herausforderungen, die das zukünftig sehr volatile System mit sich bringen wird, nur gelöst werden können, wenn alle Stakeholder (Marktakteure, Systembetreiber und Kunden) ein gesamthafte Optimierung anstreben.

Netzverluste (Seite 55)

Die vereinfachte Annahme, die Netzverluste in den Spannungsebenen Hoch-, Mittel- und Niederspannung würde sich auch zukünftig energetisch auf dem heutigen Niveau bewegen, ist in Kombination mit der Annahme eines deutlich steigenden Nettostromverbrauchs nicht sachgerecht. Da der Großteil des steigenden Elektrizitätsbedarfs auf neue Verbraucher (Elektromobilität,

(Groß-)Wärmepumpen, Rechenzentren, mit Anschluss in der Hoch-, Mittel-, und Niederspannungsebene zurückzuführen ist, werden - physikalisch bedingt - auch die Netzverluste in diesen Spannungsebenen steigen.

Zukünftige Entwicklung der erneuerbaren Energien (Seite 59, Frage 23, 26)
Wie schon einleitend erwähnt, führt die erstmalige Abbildung eines klimaneutralen Energiesystem im Jahr 2045 in logischer Konsequenz zu einem erheblichen Anstieg bei der zu installierenden Leistung erneuerbarer Energien. Hieraus folgen sehr ambitionierte durchschnittliche jährliche Zubauraten von bis zu 15 GW/a für Photovoltaikanlagen und 4 GW/a (netto!) für onshore Windenergie. Bei einem angenommenen durchschnittlichen Rückbau von Altanlagen nach einer Nutzungsdauer von 22 Jahren liegt der notwendige jährliche Bruttozubaue für onshore Windenergie deutlich darüber.

Photovoltaik

Bei Photovoltaik erkennen wir eine zunehmende Realisierung von großen Freiflächenanlagen, die teils auch außerhalb der Ausschreibungen und somit auch unabhängig von den Ausschreibevolumina realisiert werden. Bei der Regionalisierung haben die Freiflächenanlagen derzeit einen Schwerpunkt im Osten und Südosten Deutschlands. Beispielsweise liegt derzeit im E.DIS Netzgebiet ein Antragsvolumen von Freiflächenprojekten im Umfang von rund 65 GW vor was weit über der auf das Hochspannungsnetzgebiet der E.DIS heruntergerechneten Mantelzahlen von knapp 25 GW für B/C 2045 liegt. Die Regionalisierung der Photovoltaik Aufdachanlagen geschieht über die nutzbare Dachfläche aller in Deutschland befindlichen Gebäude. Hierdurch fallen insbesondere Ballungsgebiete mit viel Dachfläche stark ins Gewicht, in denen aber bisher kaum Aufdachanlagen installiert wurden. Auch die derzeitigen Randbedingungen lassen eine solche Entwicklung derzeit nicht erkennen. Die Regionalisierung im Szenariorahmen antizipiert somit schon deutlich geänderte Randbedingungen für die Installation von Photovoltaik Aufdachanlagen.

Onshore-Windenergie

Die grundsätzliche Methodik zur Regionalisierung über die Weißflächenanalyse

unterstützen wir. Insbesondere die umfangreiche Berücksichtigung der Bestandsdaten und der Ausschreibungsergebnisse begrüßen wir. Bei der Methodik zur Allokation der Windenergieleistung auf die Bundesländer erachten wir ein stärker am Energieertrag des Standortes orientiertes Vorgehen gegenüber der pauschalen 2 %-Flächenallokation als realistischer.

Netzplanerische Anwendung der Spitzenkappung (Seite 80, Frage 28)

Die Systematik zur Berücksichtigung der Spitzenkappung wurde seit dem NEP 2030 (2017) nicht angepasst. Es wird eine flächendeckende Anwendung der Spitzenkappung in den Verteilnetzen unterstellt. Wie bei den vorherigen Konsultationen weisen wir auch diesmal darauf hin, dass die Methodik weiterhin über die Planungen der VNB und die Regelungen nach § 11 Abs. 2 EnWG zur Spitzenkappung hinausgeht. Das Instrument der Spitzenkappung ist eingeführt worden, um den Netzausbau im Verteilnetz auch in Zeiten mit sehr dynamischem EE-Zubau optimieren zu können. Für eine realistische und dem rechtlichen Rahmen nach entsprechende Berücksichtigung der Spitzenkappung ist von der wiederum verwendeten pauschalen Vorgehensweise abzusehen. Ein pauschaler und flächendeckender planerischer Einsatz von Spitzenkappung in maximal möglichem Umfang ist unserer bisherigen Erfahrung nach nicht sachgerecht und unterschätzt den notwendigen Übertragungsnetzausbaubedarf. Sofern dennoch ein pauschaler Ansatz gewählt wird, schlagen wir vor, die gekappte Energiemenge für die an das Verteilnetz angeschlossenen Anlagen auf maximal 1-1,5 % zu begrenzen.

Batteriespeicher (Seite 92, Frage 40)

Aus der Antragslage bei den Verteilnetzbetreibern kann derzeit ein Zusammenhang von Freiflächen-PV-Anlagen und Großbatteriespeichern nicht abgeleitet werden. Auch eine ausschließliche Verknüpfung von Speichern mit PVA kann in Frage gestellt werden, auch z. B. Windanlagen wären denkbar. Zur Dämpfung der Netzbelastung können Speicher aufgrund ihrer geringen Kapazität kaum beitragen (voller Speicher bei max. Einspeisung). Eine marktorientierte Betriebsweise von Speichern kann sich negativ auf die Netzauslastung auswirken und führt zu verstärktem Netzausbau im Verteilnetz. Auch aus der vorgesehenen überwiegend strommarktorientierten Betriebsweise in den Simulationen ist eine räumliche Allokation von Großbatteriespeichern an PV-Freiflächenstandorten argumentativ nicht ableitbar.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Referat 624 - Szenariorahmen Strom
Postfach 8001
53105 Bonn

per Onlineformular

E.ON SE
Brüsseler Platz 1
45131 Essen
www.eon.com

14. Februar 2022
Seite: 1 / 4

Ansprechpartner




Stellungnahme zum Entwurf des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Strom 2037, Version 2023 der E.ON-Netzgesellschaften in Deutschland

Den für eine erfolgreiche Energiewende erforderlichen Netzausbau sehen auch wir als Verteilnetzbetreiber als eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe an. Szenarien, die die wahrscheinlichen Entwicklungen der deutschen Energielandschaft in den kommenden Jahren beschreiben, bilden die Grundlage zur Bestimmung des notwendigen Netzausbaubedarfs. Wir beteiligen uns deshalb gerne an der öffentlichen Konsultation des Szenariorahmens des Netzentwicklungsplan Strom 2037. Zu einigen Themen, die Verteilnetze betreffen, nehmen die Verteilnetzbetreiber (Avacon Netz, Bayernwerk Netz, E.DIS Netz, LEW Verteilnetze, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom, Schleswig-Holstein Netz, Syna, Westnetz) der E.ON-Gruppe in Deutschland im folgenden Stellung.

Im vorliegenden Szenariorahmen wird erstmalig ein klimaneutrales Energiesystem im Jahr 2045 abgebildet. Dies führt zu einem beispiellosen Leistungsanstieg bei allen netzdimensionierenden Parametern. Gegenüber dem letzten Szenariorahmen führt das nahezu zu einer Verdopplung der installierten regenerativen Erzeugungsleistung in allen Szenarien. Auch beim Stromverbrauch wird erstmalig von einer erheblichen Steigerung je Szenario zwischen 50-80% bis 2037 ausgegangen. Die absolute Höhe gepaart mit dem Umsetzungshorizont von etwas mehr als zwei Jahrzehnten führt zu sehr ambitionierten Zuwachsraten. Der weit überwiegende Teil der regenerativen Erzeugungsleistung als auch der zusätzliche Stromverbrauch im Wärme- und Verkehrssektor wird über die Verteilnetze ins System integriert werden. Wir erwarten, dass sich die erheblich geänderten Rahmenparameter deutlich auf den Ausbaubedarf der Übertragungsnetze aber insbesondere auch der Verteilnetze auswirken werden.

Veränderung des Stromverbrauchs (Seite 30, Fragen 6, 7, 11)

Auch wir erwarten in den kommenden Jahren einen deutlich steigenden Stromverbrauch. Während wir im Bereich des klassischen Haushaltsbedarfes von einem nahezu konstanten Verbrauchsverhalten ausgehen, sehen wir bereits heute nennenswerte Zuwächse bei Wärmepumpen und E-Ladepunkten im privaten/haushaltsnahen Umfeld sowie nennenswerte Steigerungen bei industriellen Großverbrauchern (u.a. Rechenzentren).



Annahmen zu Wärmepumpen

Bei den Haushalten erwarten wir perspektivisch eine stark zunehmende Durchdringung mit Wärmepumpen bei unterschiedlichen Ausprägungen für Bestandgebäude bzw. Neubauten. Im Rahmen unserer Planungen gehen wir dabei von Wärmepumpen mit einer durchschnittlichen Leistung von 4 kW aus. Bei der Netzauslegung ist zumindest regional und saisonal von einer sehr hohen Gleichzeitigkeit der Wärmepumpenleistung auszugehen. Neben der Elektromobilität wird die installierte Wärmepumpenleistung zunehmend dimensionierendes Kriterium in den unteren Spannungsebenen.

Elektrofahrzeuge

Im Bereich der Elektromobilität gehen wir ebenfalls davon aus, dass perspektivisch ein sehr hoher Anteil des PKW-Bestandes vollelektrisch betrieben wird. Vor dem Hintergrund der noch nicht so klaren Technologieentscheidung im Bereich der Nutzfahrzeuge begrüßen wir die differenzierte Abbildung der Optionen in den Szenarien A, B und C.

Rechenzentren

Bei den Anschlussanfragen zu neuen Rechenzentren sehen wir gegenüber den im Szenariorahmen genannten Zahlen eine regional deutlich dynamischere Entwicklung die sich auch in anderen Bundesländern, nicht nur in Hessen, zeigt. Die im Dezember von der Bundesnetzagentur angestoßene Abfrage zu neuen Großverbrauchern begrüßen wir. Genaue Zahlen werden wir über diese Abfrage in den Prozess einbringen.

Alternativen zur Wärmepumpe in Szenario-A (Seite 35, Frage 8)

Aus heutiger Sicht sehen wir bei der Dekarbonisierung des Wärmebedarfs durchaus verschiedene Technologieoptionen deren Realisierbarkeit sehr stark von regionalen Randbedingungen geprägt sein wird. Zum jetzigen Zeitpunkt ist es daher angemessen, unterschiedliche Durchdringungsgrade für Haushaltswärmepumpen in den Szenarien A, B und C abzubilden. Wir begrüßen daher die in den Szenarien abgebildete Bandbreite.

Flexibilitätsdimensionierung (Seite 52, Fragen 19, 20)

Im nächsten NEP soll der Einsatz von haushaltsnahen Flexibilitäten (Private E-PKW, elektrische Haushaltswärmepumpen und zugehörige Wärmespeicher sowie Heimbatteriespeicher) nur noch in drei Szenarien netzorientiert erfolgen. In den Szenarien C 2037 und B / C 2045 wird ein marktpreisorientierter Einsatz unterstellt. Wir möchten darauf hinweisen, dass der Flexibilitätseinsatz auch einen erheblichen Einfluss auf die Dimensionierung der Verteilnetze hat und deshalb die Prämissen für die Planung der Übertragungsnetze nicht Wechselwirkungsfrei festgelegt werden können. Eine netzorientierte Betriebsweise mit Spitzenlast reduzierenden Effekten wird ohne entsprechende gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen (vgl. zurückgezogener Entwurf zum Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG)) nicht realisierbar sein. Ein marktpreisorientierter Einsatz von bis zu 97,8 GW Heimbatteriespeicher plus 64 GW Wärmepumpen plus ca. 205 GW private Haushaltsladepunkte wird zu einer deutlichen Überdimensionierung auf allen Netzebenen führen. Grundsätzlich begrüßen wir die Betrachtung unterschiedlicher Flexibilitätseinsatzoptionen in den Szenarien, um die Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf zu untersuchen. Wir sind jedoch der Überzeugung, dass die Herausforderungen, die das zukünftig sehr volatile System mit sich bringen wird, nur gelöst werden können, wenn alle Stakeholder (Marktakteure, Systembetreiber und Kunden) ein gesamthafte Optimierung anstreben.

Netzverluste (Seite 55)

Die vereinfachte Annahme, die Netzverluste in den Spannungsebenen Hoch-, Mittel- und Niederspannung würde sich auch zukünftig energetisch auf dem heutigen Niveau

bewegen, ist in Kombination mit der Annahme eines deutlich steigenden Nettostromverbrauchs nicht sachgerecht. Da der Großteil des steigenden Elektrizitätsbedarfs auf neue Verbraucher (Elektromobilität, (Groß-)Wärmepumpen, Rechenzentren, mit Anschluss in der Hoch-, Mittel-, und Niederspannungsebene zurückzuführen ist, werden - physikalisch bedingt - auch die Netzverluste in diesen Spannungsebenen steigen.

Zukünftige Entwicklung der erneuerbaren Energien (Seite 59, Frage 23, 26)

Wie schon einleitend erwähnt, führt die erstmalige Abbildung eines klimaneutralen Energiesystem im Jahr 2045 in logischer Konsequenz zu einem erheblichen Anstieg bei der zu installierenden Leistung erneuerbarer Energien. Hieraus folgen sehr ambitionierte durchschnittliche jährliche Zubauraten von bis zu 15 GW/a für Photovoltaikanlagen und 4 GW/a (netto!) für onshore Windenergie. Bei einem angenommenen durchschnittlichen Rückbau von Altanlagen nach einer Nutzungsdauer von 22 Jahren liegt der notwendige jährliche Bruttozubau für onshore Windenergie deutlich darüber.

Photovoltaik

Bei Photovoltaik erkennen wir eine zunehmende Realisierung von großen Freiflächenanlagen, die teils auch außerhalb der Ausschreibungen und somit auch unabhängig von den Ausschreibevolumina realisiert werden. Bei der Regionalisierung haben die Freiflächenanlagen derzeit einen Schwerpunkt im Osten und Südosten Deutschlands. Beispielsweise liegt derzeit im E.DIS Netzgebiet ein Antragsvolumen von Freiflächenprojekten im Umfang von rund 65 GW vor was weit über der auf das Hochspannungsnetzgebiet der E.DIS heruntergerechneten Mantelzahlen von knapp 25 GW für B/C 2045 liegt.

Die Regionalisierung der Photovoltaik Aufdachanlagen geschieht über die nutzbare Dachfläche aller in Deutschland befindlichen Gebäude. Hierdurch fallen insbesondere Ballungsgebiete mit viel Dachfläche stark ins Gewicht, in denen aber bisher kaum Aufdachanlagen installiert wurden. Auch die derzeitigen Randbedingungen lassen eine solche Entwicklung derzeit nicht erkennen. Die Regionalisierung im Szenariorahmen antizipiert somit schon deutlich geänderte Randbedingungen für die Installation von Photovoltaik Aufdachanlagen.

Onshore-Windenergie

Die grundsätzliche Methodik zur Regionalisierung über die Weißflächenanalyse unterstützen wir. Insbesondere die umfangreiche Berücksichtigung der Bestandsdaten und der Ausschreibungsergebnisse begrüßen wir. Bei der Methodik zur Allokation der Windenergieleistung auf die Bundesländer erachten wir ein stärker am Energieertrag des Standortes orientiertes Vorgehen gegenüber der pauschalen 2 %-Flächenallokation als realistischer.

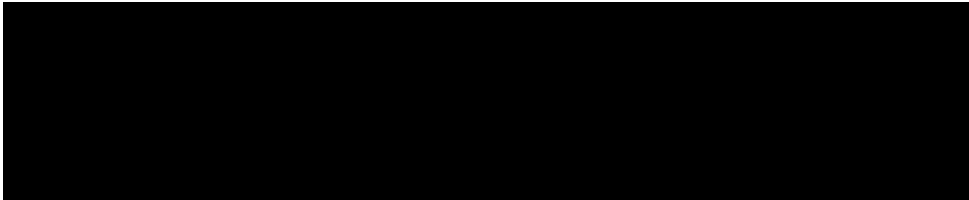
Netzplanerische Anwendung der Spitzenkappung (Seite 80, Frage 28)

Die Systematik zur Berücksichtigung der Spitzenkappung wurde seit dem NEP 2030 (2017) nicht angepasst. Es wird eine flächendeckende Anwendung der Spitzenkappung in den Verteilnetzen unterstellt. Wie bei den vorherigen Konsultationen weisen wir auch diesmal darauf hin, dass die Methodik weiterhin über die Planungen der VNB und die Regelungen nach § 11 Abs. 2 EnWG zur Spitzenkappung hinausgeht. Das Instrument der Spitzenkappung ist eingeführt worden, um den Netzausbau im Verteilnetz auch in Zeiten mit sehr dynamischem EE-Zubau optimieren zu können. Für eine realistische und dem rechtlichen Rahmen nach entsprechende Berücksichtigung der Spitzenkappung ist von der wiederum verwendeten pauschalen Vorgehensweise abzusehen. Ein pauschaler und flächendeckender planerischer Einsatz von Spitzenkappung in maximal möglichem Umfang ist unserer bisherigen Erfahrung nach nicht sachgerecht und unterschätzt den notwendigen Übertragungsnetzausbaubedarf. Sofern dennoch ein pauschaler Ansatz gewählt wird, schlagen wir vor, die gekappte

Energiemenge für die an das Verteilnetz angeschlossenen Anlagen auf maximal 1-1,5 % zu begrenzen.

Batteriespeicher (Seite 92, Frage 40)

Aus der Antragslage bei den Verteilnetzbetreibern kann derzeit ein Zusammenhang von Freiflächen-PV-Anlagen und Großbatteriespeichern nicht abgeleitet werden. Auch eine ausschließliche Verknüpfung von Speichern mit PVA kann in Frage gestellt werden, auch z. B. Windanlagen wären denkbar. Zur Dämpfung der Netzbelastung können Speicher aufgrund ihrer geringen Kapazität kaum beitragen (voller Speicher bei max. Einspeisung). Eine marktorientierte Betriebsweise von Speichern kann sich negativ auf die Netzauslastung auswirken und führt zu verstärktem Netzausbau im Verteilnetz. Auch aus der vorgesehenen überwiegend strommarktorientierten Betriebsweise in den Simulationen ist eine räumliche Allokation von Großbatteriespeichern an PV-Freiflächenstandorten argumentativ nicht ableitbar.





700045

Email-Einwendung

Verfahren: Szenariorahmen_2037_2045
Aktenzeichen: 4.14.01.01/001 SR 2037 2045
Aktennummer: 700045
Eingangsdatum: 14.02.2022
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation: EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 6

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

anbei erhalten Sie die Stellungnahme der EnBW Energie Baden-Württemberg AG zum Entwurf des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023.

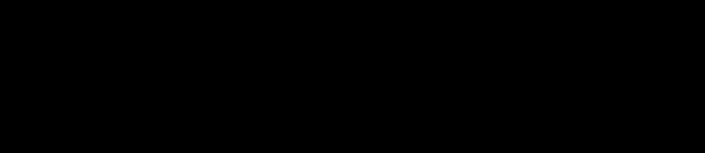
Für Fragen stehe ich Ihnen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen



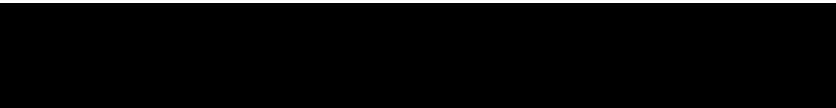
Manager Regulierungsmanagement
Compliance & Regulierung (H-LC)

EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Durlacher Allee 93 · 76131 Karlsruhe



[cid:image001.png@01D8218D.8E2E1640]<<https://www.facebook.com/EnBW>>
[JUNI_18/Logos/Rund/Bearbeitet/TW.png] <<https://twitter.com/enbw?lang=de>>
[JUNI_18/Logos/Rund/Bearbeitet/TY.png] <<https://www.youtube.com/user/enbw>>
[cid:image004.png@01D8218D.8E2E1640]
<<https://www.linkedin.com/company/enbw>>
[cid:image005.png@01D8218D.8E2E1640]
<https://www.instagram.com/enbw_ag/>

EnBW Energie Baden-Württemberg AG · Sitz der Gesellschaft: Karlsruhe
Amtsgericht Mannheim · HRB Nr. 107956



Karlsruhe, 14. Februar 2022

EnBW Stellungnahme zum Entwurf des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023.

1 Einleitung

Der am 10. Januar 2022 durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vorgelegte Entwurf des Szenariorahmens 2023-2037 zum Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2037 (Version 2023) beschreibt die wahrscheinliche Entwicklung des Strommarkts bis zum Jahr 2037 bzw. 2045 und ist Basis für die Erstellung des NEP Strom 2037 mit Ausblick auf das Jahr 2045 (Version 2023).

Soweit möglich orientiert sich die EnBW Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) in ihrer Stellungnahme an den im Begleitdokument der Bundesnetzagentur explizit hervorgehobenen Fragestellungen. Einer geplanten vollständigen Veröffentlichung unserer Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur im Konsultationsarchiv stimmen wir hiermit zu. Wir unterstützen die Stellungnahme des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

2 Anmerkungen zum Szenariorahmen 2037 (Version 2023)

Wir begrüßen ausdrücklich, dass der Entwurf des Szenariorahmens 2037 bis in das Jahr 2045 blickt und somit seitens der ÜNB erstmalig die Grundlage gelegt wird, um ein klimaneutrales Energienetz im NEP Strom analysieren zu können. Die Berücksichtigung der Vorgaben des Koalitionsvertrags im Rahmen der verschiedenen Szenarien zum Ausbau der erneuerbaren Energien als Annahmen sind in diesem Zusammenhang sinnvoll.

2.1 Allgemeine Anmerkungen

1. Ist es sinnvoll im Szenario B und C unterschiedliche Transformationsgeschwindigkeiten anzunehmen, oder sollte es eine andere Unterscheidung zwischen den Szenarien geben?
2. Sind zwei Szenarien ausreichend, um die Bandbreite der Entwicklungen im Jahr 2045 zu beschreiben?

Zu 2. Aus unserer Sicht sind verlässliche Zielzahlen außerordentlich wichtig. Wir begrüßen es, dass es zu Planungs- und Abwägungszwecken zwei unterschiedliche Szenarien gibt, in denen beschrieben ist, wie diese Zielzahlen letztendlich erreicht werden und welche unterschiedlichen Entwicklungen dabei betrachtet werden. Letztendlich müssen jedoch die finalen Zielzahlen, die die Endzustände des Transformationsprozesses beschreiben, eine möglichst hohe Planungssicherheit bspw. auch für den geplanten Ausbau der nachgelagerten Netze darstellen.

2.2 Weg zur Klimaneutralität

3. Halten Sie die Vorgehensweise keinen konkreten CO₂-Zielwert für das Jahr 2037 vorzugeben für sinnvoll? Falls nicht: Wie sollte dieser Wert für den Stromsektor ermittelt werden?
4. Werden die Klimaschutzziele ausreichend berücksichtigt?

2.3 Sektorenkopplung und Stromverbrauch

5. Erachten Sie die Höhe und Zusammensetzung des Bruttostromverbrauchs in den einzelnen Szenarien für angemessen?

2.3.1 Private Haushalte

6. Ist die Annahme angemessen, dass sich Effizienzsteigerungen im Haushaltsbereich mit zusätzlichem Stromverbrauch ausgleicht?
7. Sind die technischen Parameter zur Herleitung des Stromverbrauchs von Wärmepumpen in der Höhe richtig gewählt?
8. Ist der von den Übertragungsnetzbetreibern in Szenariopfad A vorgeschlagene Einsatz von dezentralen Wasserstoffheizungen, der einen Um- bzw. Ausbau eines ausgedehnten Wasserstoffverteilernetzes bedingt, realistisch? Als Alternative müsste die Anzahl von Haushaltswärmepumpen erhöht werden.

2.3.2 Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)

9. Ist die in den Szenarien angenommene Entwicklung des industriellen und GHD Stromverbrauchs realistisch?
10. Erachten Sie die vorgeschlagene Methode der Regionalisierung des industriellen und GHD Stromverbrauchs als angemessen?

2.3.3 Verkehr

11. Ist das angenommene Aufkommen von Elektrofahrzeugen in den Szenarien angemessen?
12. Sind die angenommenen Fahrleistungen und der spezifische Verbrauch der Elektrofahrzeuge realistisch?
13. Werden die passenden sozioökonomischen Parameter für die Regionalisierung der Fahrzeugflotte gewählt?

2.3.4 Elektrolyse

14. Sind die in den Szenarien angenommenen Elektrolysekapazitäten angemessen?
15. Sollte im „wasserstofflastigen“ Szenariopfad A eine geringere Elektrolysekapazität angenommen werden als im „stromlastigen“ Szenariopfad B/C?
16. Wie beurteilen Sie die Einteilung in Onsite- und Offsite Elektrolyse und die daraus folgenden Betriebs- und Regionalisierungskonzepte?

2.3.5 Direct-Air-Capture

17. Ist die mit DAC-Anlagen der Atmosphäre entnommene Menge CO₂ unter Berücksichtigung von weiteren CCS-Maßnahmen ausreichend hoch, um die nicht vermeidbaren CO₂ Emissionen zu kompensieren?
18. Wie sollten die DAC-Anlagen regionalisiert werden?

2.3.6 Flexibilitäten

19. Wie bewerten Sie den marktorientierten Ansatz für die Szenarien C 2037 und B/C 2045?
20. Erachten Sie die angenommenen Potentiale für das Demand Side Management als realistisch?

2.4 Erneuerbare Erzeugung

2.4.1 Wind Offshore

21. Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade für Wind Offshore sowie die Aufteilung auf Nord-/Ostsee und die AWZ für sinnvoll?
22. Halten Sie die angenommenen pauschalen Volllaststunden für realistisch? Sollte dabei eine Aufteilung in unterschiedliche VLS je Zone erfolgen?

Zu 21: In den einleitenden Worten zum Kapitel „Entwicklung der Erneuerbaren Energien“ auf Seite 59 steht Folgendes: „In den Szenarien wird ausgehend vom Bestand zum Referenzstichtag 31.12.2020 eine Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen der erneuerbaren Energien dargestellt. Alle Szenarien beschreiben einen möglichen Weg hin zu dem politischen Langfristziel der Klimaneutralität in Deutschland bis spätestens 2045. Um dieses Ziel erreichen zu können, wird in allen Szenarien ein sehr forcierter Ausbau erneuerbarer Energien unterstellt. Die im Koalitionsvertrag genannten Zwischenziele für 2030 sind Bestandteil der Betrachtung.“ Im letzten Satz auf Seite 62 wird dann Folgendes vermerkt: „Die installierte Erzeugungsleistung in der Nordsee steigt somit auf ca. 18,4 GW bis Ende des Jahres 2030.“ Und auf Seite 65 wird das Erschließungspotenzial in der Ostsee bis Ende 2030 mit 4,4 GW dargestellt.

In Summe sieht der Szenariorahmen damit 22,8 GW bis 2030 vor gegenüber dem in Tabelle 20 auf Seite 59 hinterlegtem 30 GW Ziel aus dem Koalitionsvertrag, was sich grundsätzlich widerspricht.

Zu 22: Die ÜNB gehen offshore von 4.000 Volllaststunden aus. In der Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans (FEP) wird von 3.100 Volllaststunden ausgegangen. Hier sollte ein entsprechender Abgleich vorgenommen werden.

2.4.2 Wind Onshore

23. Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade für Wind Onshore für realistisch?
24. Wie schätzen Sie die zukünftige Flächenverfügbarkeit für Wind Onshore Anlagen ein, besonders im Kontext des 2 % Flächenziels?
25. Halten Sie die angenommenen pauschalen Volllaststunden für 2037 und 2045 für realistisch?

2.4.3 Photovoltaik

26. Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade sowie die Aufteilung auf Freiflächen- und Aufdachanlagen für Photovoltaik für sinnvoll?

Zu 26: Wir begrüßen, dass der Einfluss der Photovoltaik (Freiflächen- und Aufdachanlagen) im Vergleich zu den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen nun neu bewertet wurde. Man erkennt dies daran sehr deutlich, dass die Höhe der neuen Zielzahlen im Vergleich zu den zuletzt veröffentlichten Zielzahlen nun deutlich angestiegen ist. Für eine zukunftsichere und vorausschauende Netzplanung sowie ausreichende Netzdimensionierung sind die Netzbetreiber auf verlässliche Zielzahlen angewiesen. Zudem erwarten wir, dass die neuen Zielzahlen bzgl. Höhe und Erwartungsjahr eine gewisse Planungssicherheit bieten.

2.4.4 Biomasse, Wasserkraft und sonstige

27. Wie sehen Sie die Rolle der Biomasse in den Zieljahren, besonders im Kontext der anderweitigen Nutzungsmöglichkeiten (Prozesswärme, klimaneutrale Kohlenstoffquelle etc.)?

2.4.5 Spitzenkappung

28. Ist die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Methodik zur Abbildung der Spitzenkappung angemessen? Welche anderen Möglichkeiten gibt es, Spitzenkappung modellseitig abzubilden?
29. Wie und mit welchen durchschnittlichen Lebensdauern soll der Rückbau erneuerbarer Energien berücksichtigt werden?

2.5 Regelbare Kraftwerksleistung und Speicher

2.5.1 Annahmen zum Kraftwerkszubau und Rückbau von Bestandskraftwerken

30. Sollen Erdgaskraftwerke nach 45 Jahren zurückgebaut werden oder sollte am Standort ein baugleicher Ersatz als Gaskraftwerk angenommen werden?
31. Sollte an ehemaligen Standorten von Kohlekraftwerken ein Gaskraftwerksneubau angenommen werden, sofern ein Anschluss an das Gasnetz möglich ist?

Zu 31. Wir begrüßen diese Vorschläge. Zumal sollten solche existierenden Standorte berücksichtigt werden, bei denen eine Strominfrastruktur und ein noch existierendes bzw. angeschlossenes HÖS/HS Netz vorhanden ist.

Die in den Szenarioentwürfen vorgeschlagenen Zuwächse im Bereich von über 150 GW bei PV- und Großbatteriespeichern erscheinen aus heutiger Sicht äußerst ambitioniert. Aus diesem Grund sollten die lastnahen Standorte mit bestehender Stromnetzinfrastruktur und ggf. Gasinfrastruktur für einen umfangreicheren (perspektivisch mit Wasserstoff betriebenen) Gaskraftwerksneubau berücksichtigt werden.

2.5.2 KWK-Ersatzneubau

32. Gibt es alternative Methoden zur Ermittlung der KWK-Kapazitäten in den Zieljahren? Wenn ja: Welche?
33. Sollten neben Gasturbinen auch andere KWK-Konfigurationen angenommen werden (z.B. GuD-Anlagen)?
34. Sollte sich die Betriebsweise der KWK-Anlagen im Zieljahr ausschließlich am Strommarkt orientieren oder sind ggf. weiterhin „Must-Run“ Restriktionen abgeleitet aus den Bedürfnissen der Wärmeversorgung zu berücksichtigen?

2.5.3 KWK-fähige Kleinkraftwerke

35. Ist die Annahme eines degressiven Zubaus von KWK-Kleinkraftwerken basierend auf einem historischen Zubau sachgerecht?
36. Der Zubau von gasbetriebenen Kleinkraftwerken bedingt einen umfangreichen Ausbau eines Wasserstoffverteilnetzes hin bis zum Hausanschluss. Sollte ein solcher Ausbau angenommen werden oder ist er unwahrscheinlich?

2.5.4 Lastnahe Gasturbinen

37. Ist die Annahme von lastnahen Reservegasturbinen sachgerecht oder sollte stattdessen ein größerer Kraftwerkspark angenommen werden? Wird hierdurch ggf. der notwendige Netzausbaubedarf unterschätzt?

38. Sollten die fiktiven Kraftwerke als Reservekraftwerke angenommen werden, die nach den explizit verorteten Kraftwerken zum Einsatz kommen oder sollten sie als (bezogen auf die Merit-Order) gleichberechtigte Marktkraftwerke modelliert werden?

Zu 37. Die Weiternutzung vorhandener, lastnaher Kraftwerksstandorte für den Gaskraftwerksneubau (vgl. 31) hätte einen ähnlichen Effekt wie die lastnahen Reservegasturbinen und würde die vorhandene Netzinfrastruktur optimal nutzen.

2.5.5 Batteriespeicher

39. Ist die Regionalisierung der Großbatteriespeicher anhand der PV-Freiflächen sinnvoll, wenn der Einsatz marktorientiert erfolgt? Falls Nein, wie sollte die Regionalisierung alternativ erfolgen?

40. Erachten Sie die angenommenen Batterie-Speicherkapazitäten als angemessen

Zu 39. Eine Regionalisierung von Großbatteriespeichern in räumlicher Nähe zu Photovoltaikfreiflächen würden wir begrüßen, wobei dieses Thema voraussichtlich noch viele regulatorische Fragestellungen hervorrufen wird.

2.6 Europäischer Rahmen

2.6.1 Europäisches Szenario

41. Halten Sie die vorgeschlagene Zuordnung aller Szenarien zum Szenario „Distributed Energy“ für angemessen?

2.6.2 Handelskapazitäten

42. Halten Sie die Anwendung von FBMC für das Zieljahr 2037 und des NTC-Verfahrens für das Zieljahr 2045 für geeignet?

43. Halten Sie die vorgeschlagenen zusätzlichen Interkonnektoren für angemessen?

44. Welche Methodik zur Verteilung der NTC-Gesamtkapazität auf die einzelnen Grenzen halten Sie für am geeignetsten?



700064

Email-Einwendung

Verfahren: Szenariorahmen_2037_2045
Aktenzeichen: 4.14.01.01/001 SR 2037 2045
Aktennummer: 700064
Eingangsdatum: 14.02.2022
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung:

RWE AG/BASF SE



Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 5

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

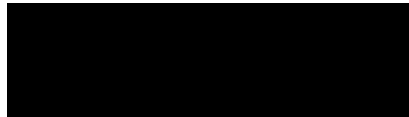
anbei übersende ich Ihnen die Stellungnahme der RWE AG zum Szenariorahmen Strom der Übertragungsnetzbetreiber für den Netzwicklungsplan 2037 (2023).

Einer Veröffentlichung der Stellungnahme stimmen wir zu. Bitte bestätigen Sie uns den fristgerechten Eingang. Vielen herzlichen Dank.

Mit freundlichen Grüßen/Kind regards



RWE AG
Communication & Policy
Government Relations / Political Affairs
RWE-Platz 1
D-45141 Essen



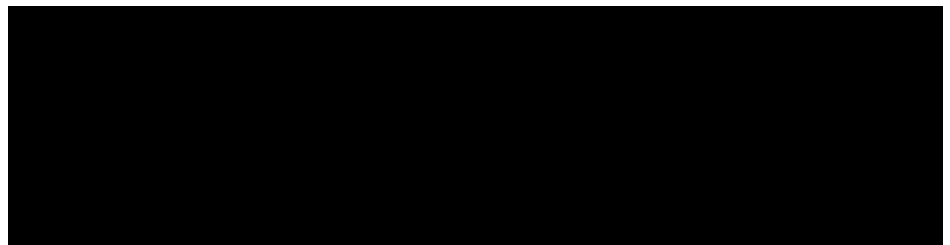
[cid:image008.jpg@01D821C6.416CCC00]<https://twitter.com/RWE_AG?ref_src=twsrc%5Egoogle%7Ctwcamp%5Eserp%7Ctwgr%5Eauthor> □

[cid:image009.jpg@01D821C6.416CCC00]<<https://www.linkedin.com/company/rwe/>> □

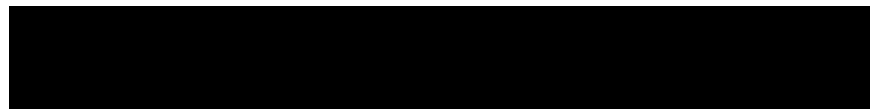
[cid:image010.jpg@01D821C6.416CCC00]<<https://www.youtube.com/channel/UCrYuhywZo3hvOsoJW32ze1g>> □

[cid:image007.jpg@01D821C6.0B451E70]<<https://www.en-former.com/>>

RWE AG



RWE Power AG



Sitz der Gesellschaft: Essen und Koeln
Eingetragen beim Amtsgericht Essen
Handelsregister-Nr. HRB 17420
Eingetragen beim Amtsgericht Koeln
Handelsregister-Nr. HRB 117

USt-IdNr. DE 8112 23 345

**Stellungnahme der RWE AG, Essen, RWE-Platz 1
zum „Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2037 (Version 2023) -
Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“**

Die Bundesnetzagentur hat Mitte Januar 2022 den Entwurf des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sowie ein Begleitdokument und eine Kraftwerksliste im Internet veröffentlicht und bis zum 14. Februar 2022 zur öffentlichen Konsultation gestellt. Der Szenariorahmen bildet mögliche Szenarien für die Planung des Ausbaubedarfs im Stromnetz bis 2037 und 2045 ab. RWE begrüßt die Möglichkeit, zum vorliegenden Entwurf und insbesondere zu den zugrunde liegenden energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen Stellung nehmen zu können. Wir begrüßen es sehr, dass die ÜNB in ihrem aktuellen Entwurf deutlich weiter gehen als in den bisherigen Szenariorahmen, indem sie für das Ziel der Klimaneutralität 2045 mögliche Szenarioentwicklungen durch Rückwärtsrechnung entwickeln und inhaltlich an die Ziele des Klimaschutzgesetzes und des Koalitionsvertrags der neuen Bundesregierung anknüpfen. Damit steigen zum einen die angenommenen Kapazitäten für erneuerbare Energien als wesentliche Treiber des Netzausbaus verglichen mit dem letzten Szenariorahmen deutlich an. Zum anderen wird beim Stromverbrauch noch stärker als in der Vergangenheit die Notwendigkeit zur Dekarbonisierung aller Sektoren mit den unterschiedlichen Technologien berücksichtigt. Damit schaffen die ÜNB mit ihren Planungen die Grundlagen, durch einen auf dem Szenariorahmen aufbauenden Netzentwicklungsplan ihren Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele bis 2045 zu leisten. Ohne angemessenen Netzausbau wäre dies nicht möglich.

Grundsätzliche Anmerkungen:

Wir begrüßen ausdrücklich das Ziel der Übertragungsnetzbetreiber, im Szenariorahmen sowohl das Klimaneutralitätsziel für 2045 als auch die im Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung enthaltenen Zwischenziele zum Klimaschutz für 2030 und 2040 zu berücksichtigen. Eine reine Fokussierung auf bereits gesetzlich verankerte Ziele würde dazu führen, dass der Szenariorahmen hinter den im Klimaschutzgesetz festgelegten Notwendigkeiten zur Anpassung z. B. im Hinblick auf die CO₂-Minderung und den Ausbaupfaden für erneuerbare Energien zurückbleiben würde. Mit den unterschiedlichen Transformationsgeschwindigkeiten tragen die ÜNB auch unterschiedlichen Ambitionsniveaus im Hinblick auf die Möglichkeiten zur frühzeitigen Umsetzung verschiedener Maßnahmen Rechnung, was wir sehr begrüßen. Leider bleiben die ÜNB hinter diesem selbst gesetzten Anspruch aber in einigen wesentlichen Punkten zurück.

So erkennen wir gerade bei den zur Erreichung der EE-Ausbauziele wichtigen **Annahmen zur Offshore-Windenergie** deutliche Defizite. So ist zu kritisieren, dass die ÜNB gerade hier dem selbst gesetzten Anspruch einer Berücksichtigung der politischen Ausbauziele für 2030 und 2040 nicht gerecht werden. Die ÜNB sollten den Szenariorahmen schon jetzt mit der im Abschnitt „Berücksichtigung des Vorentwurfs zur Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans“ beschriebenen Überarbeitung der Leistungsdichten synchronisieren. Zudem ist die anstehende Überarbeitung des Flächennutzungsplans bei der Bereitstellung der Flächen bereits vorab einzubeziehen. Insofern sollte eine Synchronisation der verschiedenen Quellen erfolgen. Dem gegenüber erscheinen Ausbau und Verteilung von Offshore Wind auf Ost- und Nordsee unter den von den ÜNB zugrunde gelegten Prämissen (insbesondere bisherige Leistungsdichte der Flächen) im Großen und Ganzen plausibel.

Darüber hinaus werden aus unserer Sicht die gewählten pauschalen Annahmen zu den Volllaststunden der differenzierten Erhöhung der Leistungsdichte zwischen Nord- und Ostsee bzw. den verschiedenen Zonen nicht gerecht. Kritisch bewerten wir schließlich, dass die ÜNB nicht von einem direkten Repowering ausgehen, sondern die Flächen mehrere Jahre brach liegen lassen. Das ist wirtschaftlich/technisch nicht nachvollziehbar.

Eine ähnlich grundlegende Kritik gilt auch für den **Ausbaupfad für Onshore-Windenergie**. Generell wird dieser aus unserer Sicht im Entwurf des Szenariorahmens zu gering angesetzt und liegt unter den Zielen der Bundesregierung – das Ausbaziel der Bundesregierung 2030 würde in Szenario A zum Beispiel erst 2037 erreicht. Hier ist eine deutlich Anhebung erforderlich, da anderenfalls der Netzausbaubedarf zeitlich zu weit nach hinten verschoben wird. Des Weiteren ist für den Szenariorahmen auch die Annahme deutschlandweit einheitlicher Volllaststunden (Vlh) nicht plausibel. So werden im windreichen Norden deutlich mehr Vlh erreicht als im Süden.

Ein zweiter wesentlicher Kritikpunkt am Entwurf des Szenariorahmens ist aus unserer Sicht, dass die ÜNB zum Beispiel beim **Ausbau der Elektrolyseure** die Vorstellungen der Bundesregierung nicht angemessen berücksichtigen, weder im Hinblick auf das Ausbaziel 2030, noch im Hinblick auf den daran anschließenden weiteren Hochlauf der Elektrolyseurkapazitäten bis 2037 bzw. 2045 oder den Ausbau des Wasserstoffnetzes. Hier lässt der Szenariorahmen auch keine ausreichende Koordination der ÜNB-Planungen mit dem Netzentwicklungsplan Gas bzw. dem anstehenden neuen Szenariorahmen Gas erkennen. Eine stärker systemorientierte Planung ist hier essentiell.

Im Ergebnis fällt der in den Szenarien angenommene Ausbau der Elektrolyseure damit deutlich zu niedrig aus bzw. sie kommen deutlich später als politisch gewollt oder auch laut wissenschaftlicher Studien (siehe Agora „Klimaneutrales Deutschland 2045“) zu erwarten. Agora geht beispielsweise schon für 2037 von 29 GW Elektrolyseurkapazität in Deutschland aus. Insbesondere nach 2030 ist mit einem exponentiellen Hochlauf der Elektrolyseurkapazitäten zu rechnen – die Annahme von 1 GW jährlichen Zubau

(anknüpfend an das 10 GW-Ziel der Bundesregierung in 2030) spiegelt das nicht wieder und würde, im Gegenteil, eine Abflachung des Wachstumspfad implizieren. Entsprechend sind die Pfade für den Ausbau der heimischen Elektrolyseure in allen Szenarien anzuheben, wenn auch gemäß der Szenarien differenziert.

Darüber hinaus scheint die grundsätzliche Unterscheidung zwischen Onsite- und Offsite-Elektrolyseuren zwar durchaus sinnvoll. Die damit im Szenariorahmen verbundenen Betriebskonzepte sind allerdings nicht nachvollziehbar. So werden die Volllaststunden von Offsite-Elektrolyseuren deutlich zu niedrig angesetzt. Die direkte Substitution von Erdgas + CO₂ durch Wasserstoff ist sachlich nicht gerechtfertigt, da diese Substituierbarkeit nicht mehr gegeben ist, wenn die Industrie grüne Produkte herstellen will. Insofern wird sich der Elektrolyseureinsatz nicht am Erdgaspreis plus CO₂-Kosten orientieren, sondern an der Zahlungsbereitschaft für grünen Wasserstoff, den Großhandelsstrompreisen und der Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien. Damit sind aber deutlich höhere Vlh als z.B. 2.000 Vlh in 2037 für Offsite-Elektrolyseure erreichbar (auch bei einem Delegierten Rechtsakt mit strikten Kriterien). Auch offsite-Elektrolyseure werden zudem zur direkten Bedarfsdeckung der Industrie eingesetzt. Insofern ist auch das Verhältnis der Kapazitäten von onsite- zu offsite-Elektrolyseuren nicht nachvollziehbar. Der Hochlauf des Wasserstoffnetzes mit Umstellung vorhandener Gasleitungen dürfte zudem – auch aufgrund der für den Klimaschutz notwendigen Reduzierung des Gasverbrauchs – deutlich schneller verlaufen als von den ÜNB antizipiert (siehe Vorstellungen des FNB Gas für das Wasserstoffnetz), wodurch sich die Wettbewerbsfähigkeit der Offsite-Elektrolyseure verbessern dürfte. Schließlich sind Elektrolyseure, die zusammen mit Offshore-Windparks auf See errichtet werden, gar nicht berücksichtigt. Insgesamt sollte das Regionalisierungskonzept für Elektrolyseure deutlich stärker aufgeschlüsselt werden.

Im Hinblick auf **Stromspeicher** wird aus unserer Sicht im Entwurf des Szenariorahmens das Potenzial der künftigen Elektrofahrzeuge deutlich unterschätzt, das **Potenzial der Großbatteriespeicher** hingegen deutlich überschätzt. Der sehr starke Zubau und die Regionalisierung der Großbatteriespeicher überwiegend anhand der PV-Freiflächenanlagen (erzeugungsnaher Ansiedlung) sind nicht nachvollziehbar und könnten zu einer Überschätzung des entlastenden Beitrags und damit zu einer Unterdimensionierung des Netzes führen. Vielmehr ist eine ausgewogenere Orientierung zentraler Batteriespeicher auch an Lastzentren zu modellieren.

Entsprechend besteht aus unserer Sicht in mehreren Punkten Anpassungsbedarf am Szenariorahmen. Zu den im Begleitdokument aufgeworfenen Fragen nehmen wir, die grundsätzlichen Anmerkungen detaillierter aufgreifend, wie folgt Stellung:

1. Ist es sinnvoll im Szenario B und C unterschiedliche Transformationsgeschwindigkeiten anzunehmen, oder sollte es eine andere Unterscheidung zwischen den Szenarien geben?

Wir halten unterschiedliche Transformationsgeschwindigkeiten für eine dem NEP angemessene Unterscheidung.

2. Sind zwei Szenarien ausreichend, um die Bandbreite der Entwicklungen im Jahr 2045 zu beschreiben?

Wir halten die vorgeschlagenen drei Szenarien für angemessen.

3. Halten Sie die Vorgehensweise keinen konkreten CO₂-Zielwert für das Jahr 2037 vorzugeben für sinnvoll? Falls nicht: Wie sollte dieser Wert für den Stromsektor ermittelt werden?

Die umfassende Berücksichtigung der gesetzlichen Vorgaben ist aus unserer Sicht richtig und unabdingbar. Wir begrüßen es sehr, dass darüber hinaus auch die Ziele aus dem Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung aufgegriffen werden, da ansonsten der Szenariorahmen bei Erstellung des Netzentwicklungsplans schon nicht mehr aktuell wäre und die gesetzlichen Klimaschutzziele ohne Maßnahmen aus dem Koalitionsvertrag nicht erreichbar wären. Als Ziele gesetzt sind die Minderungsziele für 2030 (-65%), 2040 (-88%) und 2045 (klimaneutral). Ein Zielwert für den Energiesektor ist bislang nur für 2030 festgelegt (108 Mio. t CO₂). Weitere Zielwerte sollen (wie im Szenariorahmen beschrieben) erst 2024 für die Jahre 2031 – 2040 festgelegt werden. Das Ergebnis steht noch nicht fest und der Szenariorahmen sollte hier auch nicht vorgreifen. Im Übrigen würde ein CO₂-Deckel aber auch vor dem Hintergrund des Ziels, Gaskraftwerke zunehmend mit Wasserstoff zu betreiben, keinen limitierenden Faktor darstellen.

4. Werden die Klimaschutzziele ausreichend berücksichtigt?

Die Klimaschutzziele werden ausreichend berücksichtigt, insbesondere auch durch die Zielsetzung einer Klimaneutralität in 2045 und den Einbezug der Ziele der neuen Bundesregierung zur Treibhausgasminderung und zum Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2030.

5. Erachten Sie die Höhe und Zusammensetzung des Bruttostromverbrauchs in den einzelnen Szenarien für angemessen?

Aus unserer Sicht ist die Zunahme der Zahl der Wärmepumpen bis 2045 auf 12 bzw. 16 Mio. für Haushalte + GHD zu gering. Insbesondere erscheint uns dies nicht im Einklang mit den Zielen der Dekarbonisierung des Gebäudesektors zu stehen.

Die ÜNB beziffern den Bruttostromverbrauch 2045 im Szenario B/C mit mehr als 1.100 TWh. Offen bleibt, inwieweit dieser komplett und jederzeit aus heimischen Quellen gedeckt wird, bzw., falls nicht, mit welchen Stromimporten (Leistung und Verbrauch) gerechnet wird. Offen bleibt zudem, ob der Stromverbrauch der neu entstehenden Batteriefabriken berücksichtigt wird.

6. Ist die Annahme angemessen, dass sich Effizienzsteigerungen im Haushaltsbereich mit zusätzlichem Stromverbrauch ausgleicht?

k.A.

7. Sind die technischen Parameter zur Herleitung des Stromverbrauchs von Wärmepumpen in der Höhe richtig gewählt?

Aus unserer Sicht sind die Annahmen zum Stromverbrauch der Wärmepumpen zu niedrig angesetzt. Während die ÜNB von rund 3.500 – 4.000 kWh/a pro Pumpe ausgehen, setzen beispielsweise Fraunhofer ISI und Prognos in Ihrem Papier vom 22. Oktober 2021 zur „Entwicklung des Bruttostromverbrauchs bis 2030“ rd. 6.000 kWh/a pro Pumpe an. Entsprechend sollte der Strombedarf nach oben angepasst werden.

8. Ist der von den Übertragungsnetzbetreibern in Szenariopfad A vorgeschlagene Einsatz von dezentralen Wasserstoffheizungen, der einen Um- bzw. Ausbau eines ausgedehnten Wasserstoffverteilernetzes bedingt, realistisch? Als Alternative müsste die Anzahl von Haushaltswärmepumpen erhöht werden.

Wir halten den Aufbau ausgedehnter Wasserstoffverteilernetze zur Bedienung des Haushaltswärmemarkts für nicht sehr wahrscheinlich. Wasserstoff ist ein knappes Gut, dessen Einsatz in anderen Sektoren, in denen es keine alternativen CO₂-Vermeidungsoptionen gibt, zu bevorzugen ist.

9. Ist die in den Szenarien angenommene Entwicklung des industriellen und GHD Stromverbrauchs realistisch?

k.A.

10. Erachten Sie die vorgeschlagene Methode der Regionalisierung des industriellen und GHD Stromverbrauchs als angemessen?

Ja

11. Ist das angenommene Aufkommen von Elektrofahrzeugen in den Szenarien angemessen?

k.A.

12. Sind die angenommenen Fahrleistungen und der spezifische Verbrauch der Elektrofahrzeuge realistisch?

k.A.

13. Werden die passenden sozioökonomischen Parameter für die Regionalisierung der Fahrzeugflotte gewählt?

k.A.

14. Sind die in den Szenarien angenommenen Elektrolysekapazitäten angemessen?

Insgesamt sind die getroffenen Annahmen in allen Szenarien deutlich zu niedrig und auch zeitlich erst sehr weit hinten, wenn man diese Zahlen z. B. mit den Zahlen der Agora Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ vergleicht. Um die Klimaneutralität 2045 zu erreichen, geht Agora von einer Elektrolysekapazität von circa 29 GW in 2037 aus. Somit liegt die von Agora unterstellte notwendige Ausbaupkapazität deutlich über allen hier dargestellten Szenarien. So wird in Szenario A beispielweise von einem Ausbau von weniger als 1 GW pro Jahr zwischen 2030 und 2037 ausgegangen (bei Verwirklichung des Ziels der Bundesregierung von 10 GW in 2030). Dies ist aus unserer Sicht nicht nachvollziehbar, da ab 2030 aufgrund von Skaleneffekten deutlich geringere Investitionskosten zu erwarten sind und daher von einem exponentiellen Wachstum auszugehen ist. Insbesondere im Hinblick auf die ehrgeizigeren Ziele der neuen Bundesregierung (10 GW Elektrolysekapazität bis 2030) sollten die Annahmen daher überarbeitet werden und auch ein höherer Pfad für den Zeitraum bis 2037 aufgemacht werden, da innerhalb dieser Zeitspanne eine hohe Anzahl an Elektrolysen (Onsite und Offsite) in Betrieb gehen werden. Deren

Netzanschluss ist entsprechend im Szenariorahmen und anschließend in der Netzentwicklungsplanung zu berücksichtigen.

15. Sollte im „wasserstofflastigen“ Szenariopfad A eine geringere Elektrolysekapazität angenommen werden als im „stromlastigen“ Szenariopfad B/C?

Die Logik eines geringeren Ausbaus der erneuerbaren Energien in Deutschland und des daraus resultierenden geringeren Ausbaus von Elektrolyseuren in Deutschland ist nachvollziehbar. Allerdings ist der angenommene Ausbau deutlich zu niedrig, insbesondere im Hinblick auf die Ziele der neuen Regierung (10 GW Elektrolysekapazität bis 2030). Ein Ausbau von weniger als 1 GW/a zwischen 2030 und 2037, bei bereits deutlich geringeren Investitionskosten, erscheint uns nicht nachvollziehbar. Daher sollten die Ausbaupfade für Elektrolyseure in allen Szenarien angehoben werden, wenn auch gemäß Szenario differenziert.

16. Wie beurteilen Sie die Einteilung in Onsite- und Offsite Elektrolyse und die daraus folgenden Betriebs- und Regionalisierungskonzepte?

Grundsätzlich scheint es sinnvoll zu sein, zwischen Elektrolyseuren zu unterscheiden, die zur Deckung eines lokalen Wasserstoffbedarfs bei einem dezidierten Off-Taker eingesetzt werden und Elektrolyseuren, die direkt in eine Wasserstofftransportinfrastruktur (z. B. Pipeline) einspeisen. Die Definition der Onsite-Elektrolyse ist unseres Erachtens jedoch zu eng gefasst, da die Investition in einen Elektrolyseur auch in diesem Fall nicht zwingend beim jeweiligen Industrieunternehmen liegen muss.

Insgesamt scheinen einige der Betriebskonzepte nicht zu den auf EU-Ebene diskutierten Grünstromkriterien aus dem zu erwartenden delegierten Rechtsakt auf Basis der aktuellen RED II zu passen. Diese Kriterien sind für das Betriebskonzept zumindest in der Phase des Markthochlaufs von maßgeblicher Bedeutung. In diesem Kontext ist es fraglich, ob die relativ starke Fokussierung auf die Onsite-Elektrolyse bis 2037 dem Kriterium der "geographischen Korrelation" gerecht wird. Die Ansiedlung der Elektrolyse in verbrauchsintensiven Regionen erhöht das Risiko zusätzlicher Netzengpässe oder verschärft bestehende Netzengpässe. Zudem wird die Nutzung der Elektrolyse vor allem in Stunden mit hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien wahrscheinlich nicht immer möglich sein, da gerade dann Netzengpässe auftreten. Daher ist auch schon bis 2037 mit vielen Offsite-Elektrolyse-Projekten in der Nähe erneuerbarer Stromerzeugung zu rechnen, selbst wenn ein vollständiges und bundesweites Wasserstoffnetz bis dahin noch nicht zur Verfügung steht.

Bei den Offsite-Elektrolyseuren wird unterstellt, dass der Einsatz sich an den Strommarktpreisen ausrichtet und vollständig flexibel ist. Allerdings werden auch Offsite-Elektrolyseure zur konkreten Bedarfsdeckung benötigt werden (Bsp. GETH2). Hierbei ist es wichtig zu beachten, dass Wasserstoff nicht beliebig mit Erdgas substituierbar ist, insbesondere dann nicht, wenn der Wasserstoff zur Erzeugung von grünen Produkten verwendet wird. Aus unserer Sicht ist Erdgas damit der falsche Benchmark. Wasserstoff wird für die Umstellung der Produktionsprozesse zur Erzeugung grüner Produkte benötigt. Die Nachfrage ist damit nicht flexibel. Hierfür wird Wasserstoff über Klimaschutzverträge (CCfDs) wettbewerbsfähig gemacht. Letztlich bestimmt so die Auslastung der wasserstoffbasierten Industrieproduktion auch die Auslastung des Elektrolyseurs. Volllaststunden deutlich über 4.000 Vlh scheinen realistisch. Mit Blick auf den Ausbau der erneuerbaren Energien und steigenden EE-Anteilen im Stromnetz entfallen damit dann auch die Restriktionen der Grünstromkriterien aus der Erneuerbare Energien-Richtlinie (RED II) für den Transportbereich. Schon bis etwa 2037 ist damit zum einen eine Angleichung der Betriebsweisen von On- und Offsite-Elektrolyse auf Basis einer Make-or-Buy-

Entscheidung zu erwarten, zum anderen aber auch deutlich höhere Volllaststunden als von den ÜNB im Entwurf des Szenariorahmens angenommen.

Darüber hinaus ist das Regionalisierungskonzept relativ intransparent. Eine Aufschlüsselung auf Bundesländerebene für Onsite-Elektrolyseure ist für die konkrete Projektplanung nur eingeschränkt aussagekräftig. In diesem Zusammenhang ist für Offsite-Elektrolyseure gar keine Aufschlüsselung der regionalen Verteilung angegeben. Ein Regionalisierungskonzept für Offsite-Elektrolyseure ist zwar naturgemäß mit einigen Unsicherheiten verbunden. Die WEB Abfrage in der aktuellen Planung des NEP Gas bietet jedoch eine sehr gute Grundlage für diese Projekte, die auch im Rahmen des NEP Strom in identischer Form berücksichtigt und transparent gemacht werden sollte. Darüber hinaus passen z. B. die Zahlen für die Onsite-Elektrolyse in NRW (ca. 1 GW im Jahr 2037) nicht zu den in der Wasserstoff-Roadmap NRW bereits für 2030 avisierten 1-3 GW Elektrolysekapazität. Um die einzelnen Zahlen nachvollziehen zu können, ist daher ein transparentes Regionalisierungskonzept für die zu erwartenden Elektrolysekapazitäten für Onsite- und Offsite-Elektrolyseure notwendig, das über die Aufschlüsselung auf Landesebene hinausgeht.

Zusätzlich dazu ist die Offshore-Wasserstoffherzeugung ein entscheidender Baustein, um zeitnah signifikante Menge an grünem Wasserstoff zu produzieren und so den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft voranzutreiben. Mit Hilfe einer Wasserstoff-Transportpipeline ließen sich bereits zeitnah Flächen nutzen, die in absehbarer Zeit nicht an das Stromnetz angeschlossen werden können. Hierzu zählen insbesondere Flächen im sogenannten "Entenschnabel" am Nordwestende in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Nordsee. Daher sollte die Offshore-Wasserstoffherzeugung als zusätzlicher Baustein im Szenariorahmen explizit aufgeführt und im Regionalisierungskonzept berücksichtigt werden. Bei der Offshore-Elektrolyse könnte zudem die Flexibilität durch das Konzept eines „nachrangigen“ Netzanschlusses verbessert werden (z. B. Anbindung an einen benachbarten Cluster mit Netzanbindung). Hierdurch könnte z. B. abzuregelnde Überschusselektrizität aus den benachbarten Clustern zusätzlich für die Elektrolyse genutzt werden. Umgekehrt könnte auch Elektrizität aus dem SEN in Knappheitssituationen ins Stromnetz geleitet werden, soweit der Netzanschluss im benachbarten Cluster nicht voll ausgelastet ist (nachrangige Einspeisung). Entsprechend sind die Offshore-Anlagen in den Szenariorahmen aufzunehmen.

17. Ist die mit DAC-Anlagen der Atmosphäre entnommene Menge CO₂ unter Berücksichtigung von weiteren CCS-Maßnahmen ausreichend hoch, um die nicht vermeidbaren CO₂ Emissionen zu kompensieren?

Die Zahlen liegen auf einer Linie mit der Agora Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ und erscheinen uns daher plausibel.

Im Vergleich zu den sehr niedrigen Volllaststunden von Elektrolyseuren in allen Szenarien ist allerdings die angenommene Volllaststundenzahl von 7.000 für DAC-Anlagen für uns nicht nachvollziehbar. Zum Beispiel bei der Produktion von synthetischen Kraftstoffen sind CO₂ und Wasserstoff notwendige Ausgangsstoffe. Die signifikanten Unterschiede bei den Volllaststunden (2045: 3.000 vs. 7.000) erscheinen uns im Hinblick auf die Synchronisation von CO₂- und Wasserstoffeinsatz daher nicht realistisch. Darüber hinaus ist es für uns nicht nachvollziehbar, dass Elektrolyseure stark auf Preissignale am Strommarkt reagieren, während DAC-Anlagen fast durchgehend laufen sollen. Wir erwarten langfristig auch bei DAC-Anlagen eine wirtschaftliche Optimierung entlang von CO₂- und Strompreisen.

18. Wie sollten die DAC-Anlagen regionalisiert werden?

Aus unserer Sicht erscheint eine stärker bedarfsorientierte Verortung von DAC-Anlagen an Standorten der Industrie, die Kohlenstoff (CCU) für ihre Prozesse benötigt, sinnvoller, da eine übergreifende CO₂-Pipelineinfrastruktur, die eine Ansiedlung von DAC in der Nähe von EE-Anlagen ermöglichen würde, nicht zu erwarten ist. DAC-Anlagen, die ohne das CO₂ weiter zu nutzen ausschließlich zur Kompensation nicht-vermeidbarer Emissionen genutzt würden, würden sich aufgrund fehlender inländischer Pipelines wiederum eher in der Nähe möglicher Grenzpunkte ansiedeln, z. B. in der Nähe von Emden zur Nutzung der Nordsee-pipelines Richtung Norwegen.

19. Wie bewerten Sie den marktorientierten Ansatz für die Szenarien C 2037 und B/C 2045?

Anstelle eines netzorientierten Ansatzes unterstellt der von den ÜNB in den o. g. Szenarien angenommene marktorientierte Ansatz für den Einsatz von Flexibilitäten im Haushaltsbereich (E-PKW, Wärmepumpen/Wärmespeicher, Heimbatterie-speicher) eine hohe Preissensitivität der Haushaltskunden. Den möglichen Anreizen in Form von Ersparnissen stehen aber Investitionen in eine zusätzliche automatisierte, an den Großhandelspreis gekoppelte Gerätesteuerung gegenüber. Dies impliziert auch, dass der Großhandelsstrompreis einen deutlich größeren Anteil am Haushaltsstrompreis einnimmt als heute. Leider lässt der Szenariorahmen nicht erkennen, welche Unterschiede in den nutzbaren Flexibilitäten bzw. im Betriebsverhalten darauf von den ÜNB antizipiert werden. Hier ist dringend mehr Transparenz zu schaffen. Grundsätzlich sehen wir nur ein begrenztes Potenzial für markt- gegenüber netzorientiertem Einsatz von Haushaltsflexibilitäten, selbst wenn entsprechende Hemmnisse abgebaut würden. Aus unserer Sicht sollte daher auch in den o. g. Szenarien der überwiegende Teil der Flexibilitäten im Haushaltsbereich netzorientiert gesteuert werden.

20. Erachten Sie die angenommenen Potentiale für das Demand Side Management als realistisch?

Die angenommenen Flexibilitätspotenziale erscheinen – auch auf Basis des Vorgehens zu ihrer Ermittlung – realistisch. Bei Lastverschiebungen ist aber aus unserer Sicht zu klären, ob das angegebene Potenzial dauerhaft zur Verfügung steht, oder ob es das maximale, aber nur begrenzt über wenige Stunden verfügbare DSM-Potenzial darstellt. Auch wird die Verordnung zu abschaltbaren Lasten zum 30.6. diesen Jahres zumindest zunächst ersatzlos auslaufen. Entsprechend wäre ggf. eine Minderung vorzunehmen.

21. Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade für Wind Offshore sowie die Aufteilung auf Nord-/Ostsee und die AWZ für sinnvoll?

Der Ausbau und die Verteilung auf Ost- und Nordsee sind zwar unter den von den ÜNB zugrunde gelegten Prämissen (insbesondere bisherige Leistungsdichte der Flächen) im Großen und Ganzen plausibel. Allerdings würden auf dieser Basis wohl die Ausbauziele für 2030 und 2040 verfehlt. Die ÜNB sollten sich daher frühzeitig für die Netzauslegung auf die im Koalitionsvertrag definierten Ausbauziele und somit auf die im Abschnitt „Berücksichtigung des Vorentwurfs zur Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans“ beschriebene Überarbeitung der Leistungsdichten und die in der Konsequenz auch niedriger ausfallenden Volllaststunden ausrichten. Der Netzausbau sollte dementsprechend auf einer optimalen Energieausbeute aus installierter Leistung und Volllaststunden basieren.

Mit Blick auf den langfristigen Ausbau (70 GW Ziel) wird zudem die Herausforderung deutlich, genügend zusätzliche Flächen in der deutschen AWZ zur Verfügung zu

stellen oder aber in größerem Umfang auf die Anbindung von Erzeugung in Nachbarländern zurückzugreifen. Aus Sicht der besseren Systemintegration ist die Entwicklung hybrider Infrastrukturen mit Interkonnektoren sowie deren Berücksichtigung als Element der langfristigen Netzplanung zu begrüßen.

Zu kritisieren ist die Annahme, dass im Laufe der 2030er Jahre erhebliche Kapazität zunächst zurückgebaut wird, diese Flächen dann mehrere Jahre brach liegen und erst nach 2045 wieder für die Windkraft genutzt werden. Insbesondere vor dem Hintergrund der langfristigen Flächenknappheit wäre dies volkswirtschaftlich zweifelhaft. Hier sollte stattdessen eine nahtlose Nachnutzung durch direktes Repowering angestrebt werden.

22. Halten Sie die angenommenen pauschalen Volllaststunden für realistisch? Sollte dabei eine Aufteilung in unterschiedliche VLS je Zone erfolgen?

Eine Erhöhung der Leistungsdichte in der aktuellen Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans ist wahrscheinlich, da zur Erreichung der Ausbauziele erforderlich. Demnach erscheint die pauschale Zugrundelegung von 4.000 Volllaststunden nicht mehr zielführend. Vielmehr sollte eine Differenzierung nach Zonen entsprechend der angestrebten Leistungsdichten sowie ggf. weiteren Einflüssen erfolgen. So sind Zone 3 und 4 eher dicht bebaut, die Zonen 2 und 5 eher weniger dicht, was sich in signifikant unterschiedlichen Volllaststunden niederschlagen könnte. Vor diesem Hintergrund erscheint es daher auch nicht zielführend, die hier angeführte reduzierte Annahme von 3.100 Volllaststunden als neue Pauschale anzusetzen. Stattdessen sollten die Annahmen entsprechend der neuesten Erkenntnisse aus laufenden Studien (z. B. BSH/Fraunhofer) für Zonen oder ggf. Cluster differenziert werden, da sich die landseitigen Endpunkte der jeweiligen Netzanbindungen ja auch geografisch deutlich unterscheiden.

23. Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade für Wind Onshore für realistisch?

Generell scheint der Ausbaupfad A zu gering angesetzt zu sein. Die jetzige Bundesregierung erwartet 100 GW Onshore bereits in 2030 und nicht erst in 2037. Die Ausbaupfade B und C sind realistischer in Anbetracht der Zielsetzung des Bundes. Dennoch ist der tatsächliche Ausbau abhängig von unterschiedlichen Rahmenbedingungen (z. B. Genehmigungsprozesse und Verfahren, Flächenverfügbarkeit, marktwirtschaftliche Rahmenbedingungen, Ressourcenverfügbarkeiten).

24. Wie schätzen Sie die zukünftige Flächenverfügbarkeit für Wind Onshore Anlagen ein, besonders im Kontext des 2 % Flächenziels?

Das 2% Flächenziel (ca. 7.000 km²) ist mittlerweile eine etablierte Richtgröße in Studien, Diskussionen und im Koalitionsvertrag der Bundesregierung. Es gibt keine eindeutige Ableitung, da künftiger Strombedarf, Energiedichte und Technologiestand den tatsächlich notwendigen Flächenbedarf beeinflussen. Die beispielsweise von Agora angedachten 145 GW in 2045 sollten damit allerdings darstellbar sein, selbst wenn sich einige Standorte in den ausgewiesenen Zonen nicht realisieren lassen. Somit sind auch die im NEP genannten Ausbauziele mit dem 2%-Flächenziel theoretisch erreichbar. Dazu muss allerdings das Flächenziel verbindlich und zeitnah für Bund, Länder und Kommunen umgesetzt werden.

Dabei ist zu beachten, dass es nicht zwingend zu einer uniformen Verteilung des bundesweiten 2%-Ziels kommen muss (siehe bspw. Ermittlung differenzierter Beitragswerte im Vorschlag der Stiftung Klimaneutralität sowie auch die diskutierte Möglichkeit politischer Vereinbarungen zwischen Bundesländern). Dementsprechend könnten sich deutliche Abweichungen von den in der Tabelle 23 dargestellten Annahmen zur Regionalisierung ergeben

25. Halten Sie die angenommenen pauschalen Volllaststunden für 2037 und 2045 für realistisch?

Für Wind offshore siehe unsere Antwort auf Frage 22

Wind Onshore: Die Annahmen erscheinen mit Blick auf den unterstellten regionalisierten Zubau (Tabelle 23) zu pauschal, wenn man beispielsweise eine Studie der Deutschen Windguard (Wind an Land 2030: Mehr Volllaststunden, mehr Strom - ERNEUERBARE ENERGIEN) als Referenz heranzieht. Demnach ist auch eine regionale Unterscheidung wichtig: In Schleswig-Holstein könnten z. B. Volllaststunden von bis zu 3.500 in 2030 erreicht werden, während im Süden nur 2.100 bis 2.700 Volllaststunden erreicht werden können.

PV: auch hier sollte eine regionalisierte Differenzierung der Volllaststunden gemäß des in Tabelle 24 unterstellten regionalen Zubaus von Freiflächen geprüft werden.

26. Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade sowie die Aufteilung auf Freiflächen- und Aufdachanlagen für Photovoltaik für sinnvoll?

Der Gesamtausbaupfad für PV und die etwa hälftige Aufteilung auf Dach- und Freiflächenanlagen erscheinen plausibel. Sowohl die Überlegungen der Branche (z. B. BDEW) als auch des BMWK gehen in die Richtung eines in etwa hälftigen Zubaus auf Dächern und Freiflächen.

Der unterstellte Gesamtbeitrag der Freiflächen setzt allerdings eine entsprechende Erweiterung der Flächenkulisse voraus, insbesondere muss ein ausreichender Zugang zu landwirtschaftlichen Flächen möglich sein, z. B. zu Flächen mit geringem landwirtschaftlichen Bodenwert. Darüber hinaus kann Agri-PV hier einen substantziellen Beitrag leisten. Entsprechend ergeben sich auch mit Blick auf die unterstellte Regionalisierung des Zubaus einige Unwägbarkeiten daraus, inwiefern in den einzelnen Bundesländern der Zugang zu landwirtschaftlichen Flächen tatsächlich erweitert wird.

27. Wie sehen Sie die Rolle der Biomasse in den Zieljahren, besonders im Kontext der anderweitigen Nutzungsmöglichkeiten (Prozesswärme, klimaneutrale Kohlenstoffquelle etc.)?

Die Nutzung von Biomasse für die Erzeugung CO₂-freien elektrischen Stroms stellt in Kombination mit dem Abscheiden und Speichern des grünen CO₂ (BECCS: Bio Energy with Carbon Capture and Storage) eine großtechnisch einsetzbare Möglichkeit der CO₂-Senke dar. Diese sind notwendig, um die nicht vermeidbaren CO₂-Emissionen zu kompensieren und damit eine notwendige Voraussetzung, um das Ziel der Klimaneutralität 2045 erreichen zu können. Ein Vorteil dieser Technologie ist die gleichzeitige CO₂-freie Netto-Stromerzeugung gegenüber einem Netto-Grünstromverbrauch bei Direct Air Capture (DAC).

Die Kopplung der Stromerzeugung durch Biomasse mit anderen Sektoren (z.B. Wärme, klimaneutrale Kohlenstoffquelle für die Chemie) kann zu noch effizienterem Rohstoffeinsatz führen. Das grüne CO₂ kann wiederum als klimaneutraler Einsatzstoff für die Industrie dienen (CCU: Carbon Capture and Utilization bzw. in Kombination zusammengefasst als BECCUS: Bio Energy with Carbon Capture, Utilization and Storage). Diese Sektorenkopplung kann als wichtiger Baustein einer weitreichenden Dekarbonisierung/De-Fossilisierung z. B. der Chemie dienen (Grundlage der grünen Kreislaufwirtschaft).

28. Ist die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Methodik zur Abbildung der Spitzenkappung angemessen? Welche anderen Möglichkeiten gibt es, Spitzenkappung modellseitig abzubilden?

Spitzenkappung beschreibt die Möglichkeit der Abregelung von Einspeisespitzen der Onshore-Windenergie- und PV-Anlagen in der Netzplanung, um Netzausbau für selten auftretende Einspeisespitzen zu vermeiden. Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen vor, die aus den vorherigen Netzentwicklungsplänen bekannte Methodik zur Spitzenkappung im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045 wieder zu verwenden.

Der im Szenariorahmen angenommene pauschale Ansatz, der von dem maximal möglichen Einsatz der Spitzenkappung in den Verteilnetzen ausgeht, ist nicht realistisch. Faktisch hängt der Einsatz der Spitzenkappung vom EE-Ausbau in den jeweiligen Verteilnetzen ab. Der pauschale Ansatz der ÜNB führt damit zu einer Unterschätzung des Übertragungsnetzausbaubedarfs. Dies wird den Zielen des Szenariorahmens und dem Anspruch des darauf aufsetzenden NEP nicht gerecht

29. Wie und mit welchen durchschnittlichen Lebensdauern soll der Rückbau erneuerbarer Energien berücksichtigt werden?

Offshore:

Die im Szenariorahmen zugrunde gelegte Lebensdauer von 25 Jahren liegt nach unserer Einschätzung eher am unteren Ende der zu erwartenden Lebensdauer von 25-30 Jahren. Auch das WindSeeG antizipiert bereits eine höhere Lebensdauer durch die Möglichkeit, eine 5-jährige Erweiterung der Betriebsdauer zu beantragen. Ein direktes Repowering würde zudem eine teilweise Weiterverwendung von Teilen der Infrastruktur, Fundamente etc. ermöglichen, wenn ein entsprechender Rechtsrahmen geschaffen wird.

Zu Onshore und PV enthält der Entwurf des Szenariorahmens keine Angaben. Aus unserer Sicht wären für PV 25-30 Jahre eine sinnvolle Annahme, für Onshore 25 Jahre.

Allgemein sollte eine möglichst nahtlose Nachnutzung bzw. ein Repowering der geeigneten Flächen angestrebt und unterstellt werden. Dies setzt jedoch Anpassungen des Rechtsrahmes voraus, z. B. planerischer Erhalt von Wind-Onshore Standorten außerhalb von Konzentrationszonen sowie Regelungen zum Repowering Offshore. Die im Szenariorahmen angenommenen substantiellen Rückbauten bei Wind Offshore, die erst nach 2045 in eine Nachnutzung überführt werden, halten wir für nicht sinnvoll.

30. Sollen Erdgaskraftwerke nach 45 Jahren zurückgebaut werden oder sollte am Standort ein baugleicher Ersatz als Gaskraftwerk angenommen werden?

Der Rückbau von Bestandsanlagen auf Basis bekannter Stilllegungsanzeigen, politischer Zielstellungen und sowie einer pauschalen Annahme zur technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer von 45 Jahren ist als Modellierungsansatz zu befürworten. In der Realität sind jedoch rein wirtschaftliche Faktoren in Verbindung mit politisch regulatorischen Rahmenbedingungen entscheidend, die den Rückbau einer Gaskraftwerks-Bestandsanlage begründen. Die pauschale Annahme eines Rückbaus nach 45 Jahren erscheint aber eine sinnvolle Näherung, insbesondere vor dem Hintergrund, dass der Zustand der Anlagen im Einzelnen nicht bekannt ist und zudem nach 2035 die Kriterien für die Verbrennung klimaneutraler Brennstoffe zu erfüllen sind (d.h. Umrüstung auf H2ready).

Die Annahme eines dann kapazitätsgleichen Ersatzes am bestehenden Standort ist aber ebenfalls eine sachgerechte Annäherung. Gaskraftwerke werden zur Versorgungssicherheit benötigt; die Annahme eines Nettozubaus von nur 12 GW Gas-Kraftwerke bei gleichzeitig steigender Spitzenlast ist aus unserer Sicht viel zu niedrig – vergleiche hierzu Studien von Agora oder ewi. Wir empfehlen einen – über die bereits bekannten Projekte hinausgehenden – Zubau zu antizipieren (siehe auch unsere Antwort zur Frage 37 und zur Frage 40).

Grundsätzlich bieten bestehende Standorte hinsichtlich ihrer Genehmigungssituation und Infrastrukturverfügbarkeit gute Voraussetzungen für eine entsprechende Nachnutzung. Es würde somit an bewährten, vorzugsweise lastnahen Kraftwerksstandorten mit vorhandener Infrastruktur weiterhin Strom erzeugt. Darüber hinaus ist an diesen Standorten von einer höheren Akzeptanz in der Bevölkerung auszugehen. Dem entgegen steht, die Unsicherheit, ob alle heutigen Erdgas-Standorte über eine H2-Infrastruktur erschlossen werden können.

31. Sollte an ehemaligen Standorten von Kohlekraftwerken ein Gaskraftwerksneubau angenommen werden, sofern ein Anschluss an das Gasnetz möglich ist?

Die Annahme von Gaskraftwerksneubau an ehemaligen Standorten von Kohlekraftwerken ist zu begrüßen und steht im Einklang sowohl mit dem Koalitionsvertrag als auch der Taxonomie.

Hierbei sollte berücksichtigt werden, dass in der Transformationsphase neben Kapazität auch Erzeugung benötigt wird – diese Erzeugungslücke können hervorragend Gaskraftwerke (GuDs) im mid load Segment schließen. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sind darüber hinaus in Abhängigkeit von den Volllaststunden auch flexible Gasturbinen mit entsprechendem Gasspeicher eine denkbare Lösung.

32. Gibt es alternative Methoden zur Ermittlung der KWK-Kapazitäten in den Zieljahren? Wenn ja: Welche?

k.A.

33. Sollten neben Gasturbinen auch andere KWK-Konfigurationen angenommen werden (z. B. GuD-Anlagen)?

Der Szenariorahmen sieht ausschließlich einen Erdgaskraftwerkszubau basierend auf den Informationen der Kraftwerkliste und dem Marktstammdatenregister der BNetzA vor. Dies entspricht einer Kapazität von rd. 8 GW aktuell in Bau oder Planung befindlichen Anlagen. Der fehlende Bedarf an GuD-Anlagen deckt sich damit nicht mit der Einschätzung zahlreicher renommierter Studien (u.a. Agora, BDI), die aufzeigen, dass in der Transformationsphase neben Kapazität auch ein erheblicher Bedarf an Erzeugung besteht. Diese Erzeugungslücke können hervorragend GuD Anlagen im mid load Segment schließen, die bereits heute H2-ready geplant werden, um langfristig auf einen klimaneutralen Brennstoff umgerüstet werden zu können.

34. Sollte sich die Betriebsweise der KWK-Anlagen im Zieljahr ausschließlich am Strommarkt orientieren oder sind ggf. weiterhin „Must-Run“ Restriktionen abgeleitet aus den Bedürfnissen der Wärmeversorgung zu berücksichtigen?

k.A.

35. Ist die Annahme eines degressiven Zubaus von KWK-Kleinkraftwerken basierend auf einem historischen Zubau sachgerecht?

Der degressive Zubau von KWK-Kleinkraftwerken (< 10 MW) ist nach unserem Dafürhalten in Abhängigkeit des unterstellten Erneuerbaren-Zubaus und der

Ausprägung der Wasserstoffinfrastruktur gerechtfertigt und nachvollziehbar. Den auf Basis Grünstrom produzierten Wasserstoff in im base load Segment laufenden KWK-Kleinkraftwerken rückzuverstromen, ist aber nicht sinnvoll. Insofern könnte bei mangelnder Perspektive zur Dekarbonisierung mit Wasserstoff ein Zubau an Klein-KWKs schon deutlich früher als 2045 (Szenario A) oder 2035 (Szenario B und C) enden.

36. Der Zubau von gasbetriebenen Kleinkraftwerken bedingt einen umfangreichen Ausbau eines Wasserstoffverteilnetzes hin bis zum Hausanschluss. Sollte ein solcher Ausbau angenommen werden oder ist er unwahrscheinlich?

Eine sehr dezentrale Anbindung von KWK-Kleinkraftwerken an ein Wasserstoffverteilnetz ist kein volkswirtschaftlich realistisches oder sinnvolles Szenario. Insbesondere wäre eine Rückverstromung wirtschaftlich nicht sinnvoll, auch vor dem Hintergrund anderer Alternativen zur Wärmebereitstellung.

37. Ist die Annahme von lastnahen Reservegasturbinen sachgerecht oder sollte stattdessen ein größerer Kraftwerkspark angenommen werden? Wird hierdurch ggf. der notwendige Netzausbaubedarf unterschätzt?

Unseres Erachtens nach ist es sachgerecht, einen größeren Kraftwerkspark im Markt anzunehmen, als größere Reserven. Große Reserven sind ineffizient. Ungeachtet dessen kann es durchaus Anreize für neue Anlagen im Markt geben, diese gerade an Stellen zuzubauen, wo es aus Sicht des Stromnetzes Bedarf gibt. Ausschreibungen für Systemdienstleistungen im Zusammenspiel mit einem Kapazitätsmarkt können hierfür die richtigen Anreize setzen.

38. Sollten die fiktiven Kraftwerke als Reservekraftwerke angenommen werden, die nach den explizit verorteten Kraftwerken zum Einsatz kommen oder sollten sie als (bezogen auf die Merit-Order) gleichberechtigte Marktkraftwerke modelliert werden?

Die „fiktiven“ Kraftwerke sollten in jedem Fall als gleichberechtigte Marktkraftwerke modelliert werden, um die volkswirtschaftlichen Kosten zu minimieren. Es ist wünschenswert, mehr Transparenz hinsichtlich der „on top“ kommenden „fiktiven“ Kraftwerke zu haben, d. h. zu Technologiemix, installierter Leistung, voraussichtlichen Volllaststunden, Standorten etc.

39. Ist die Regionalisierung der Großbatteriespeicher anhand der PV-Freiflächen sinnvoll, wenn der Einsatz marktorientiert erfolgt? Falls Nein, wie sollte die Regionalisierung alternativ erfolgen?

Die Annahme einer Regionalisierung der Großbatteriespeicher anhand der PV-Freiflächen ist aus unserer Sicht bei marktorientiertem Einsatz nur sinnvoll, sofern geeignete Anreize hierfür existieren. Anderenfalls würde eine unrealistisch netzentlastende Verteilung der Großbatteriespeicher unterstellt, die sich in der Realität so nicht einstellt. Die Folge wäre eine zu eng bemessene resultierende Netzkapazität und eine gesteigerte Notwendigkeit für Netzeingriffe. Eine Regionalisierung der Großbatteriespeicher, die Lastzentren stärker einbezieht, könnte zu einer auskömmlicheren resultierenden Netzkapazität mit adäquaten Sicherheitspuffern führen.

40. Erachten Sie die angenommenen Batterie-Speicherkapazitäten als angemessen?

Es wird angeregt, die Betrachtung mit deutlich geringeren Batterie-Speicherkapazitäten durchzuführen. Der sehr starke Zubau könnte zu einer Überschätzung des entlastenden Beitrags und somit zu einer Unterdimensionierung des Netzes führen. Aus heutiger Sicht ist fraglich, ob die angenommenen Batterie Zubauten in

diesem Maße stattfinden und die angestrebte Integration der Anlagen in den Strommarkt die gewünschten Effekte hervorbringt. Unseres Erachtens ist die Annahme nicht hinreichend robust, um Eingang in den Szenariorahmen zu finden.

41. Halten Sie die vorgeschlagene Zuordnung aller Szenarien zum Szenario „Distributed Energy“ für angemessen?

Aus unserer Sicht ist das Szenario „Distributed Energy“ geeignet als Grundlage für die europäische Einbindung des Szenariorahmens. Das Szenario spiegelt den steigenden Strombedarf durch eine fortschreitende Sektorkopplung und Dekarbonisierung wider. Gleichzeitig ist der hierzu notwendige Ausbau erneuerbarer, dezentraler Energien enthalten. Unklar bleibt, inwieweit die ÜNB die Anhebung des EE-Ausbauziels im Rahmen der Revision der Erneuerbaren Energien-Richtlinien auf 40% bereits berücksichtigen. Ggf. sind in diesem Punkt noch Anpassungen notwendig.

42. Halten Sie die Anwendung von FMBC für das Zieljahr 2037 und des NTC-Verfahrens für das Zieljahr 2045 für geeignet?

Im Sinne einer Vergleichbarkeit der Zieljahre wäre die einheitliche Anwendung von FMBC aus unserer Sicht zu befürworten. Allerdings teilen wir das Argument der ÜNB bezüglich der zu großen Unsicherheiten im Hinblick auf die Netztopologie in 2045, die eine Anwendung der FMBC nicht für sinnvoll erscheinen lässt. Damit ist das Vorgehen nachvollziehbar.

43. Halten Sie die vorgeschlagenen zusätzlichen Interkonnektoren für angemessen?

Die vorgeschlagenen zusätzlichen Interkonnektoren halten wir für angemessen und erforderlich, um den Zielen des europäischen Binnenmarkts nachzukommen. Auch im Interesse einer Gewährleistung von Versorgungssicherheit über die Grenzen hinweg ist der Zubau notwendig.

44. Welche Methodik zur Verteilung der NTC-Gesamtkapazität auf die einzelnen Grenzen halten Sie für am geeignetsten?

Bei der Anwendung des NTC-Verfahrens für 2045 halten wir für die Verteilung dieser Kapazitäten die Orientierung am prognostizierten Nutzen für den Gesamtmarkt für angemessen.



700074

Email-Einwendung

Verfahren: Szenariorahmen_2037_2045
Aktenzeichen: 4.14.01.01/001 SR 2037 2045
Aktennummer: 700074
Eingangsdatum: 14.02.2022
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung:

TRATON SE



Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 2

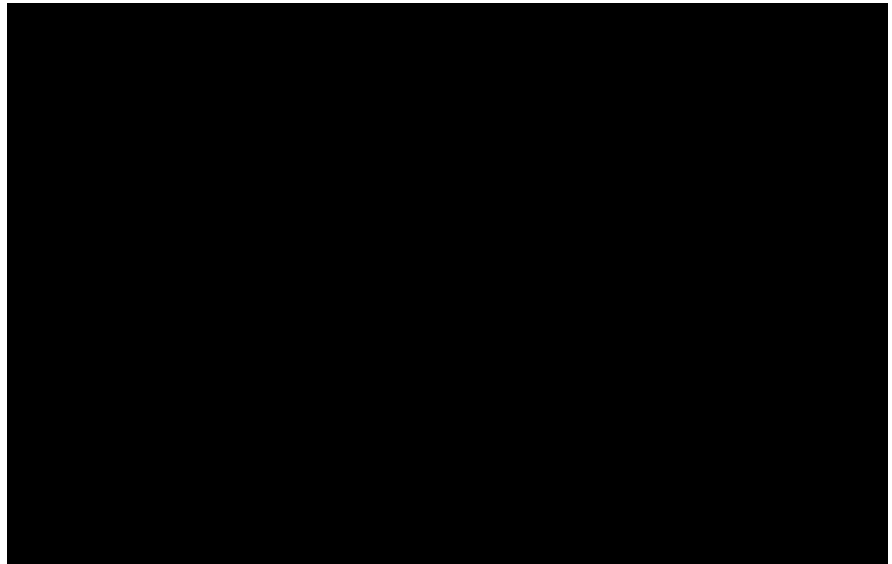
Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

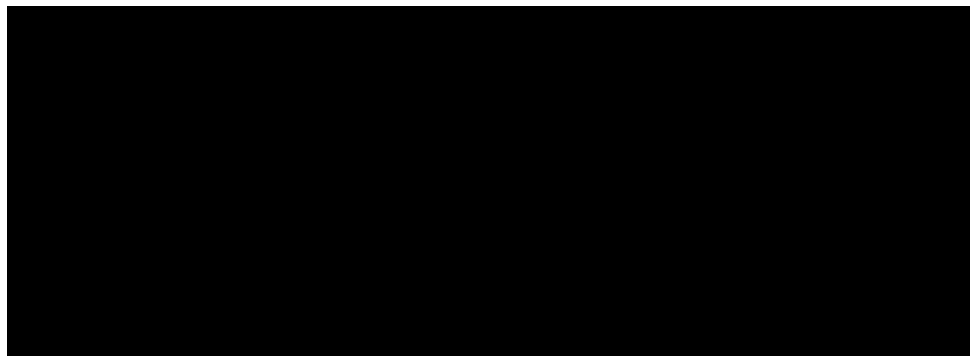
gerne möchte ich Ihnen auf diesem Wege die Stellungnahme der TRATON SE zum laufenden Konsultationsverfahren zum Szenariorahmen Netzentwicklung übermitteln. Als zukünftiger Anbieter (über die Marken MAN und SCANIA) von batterieelektrischen schweren Fernverkehrs-Lkw haben wir uns in diesem Kontext insbesondere den daraus resultierenden zukünftigen Strombedarfen gewidmet.

Bei Rückfragen stehen wir Ihnen jederzeit gerne zur Verfügung.

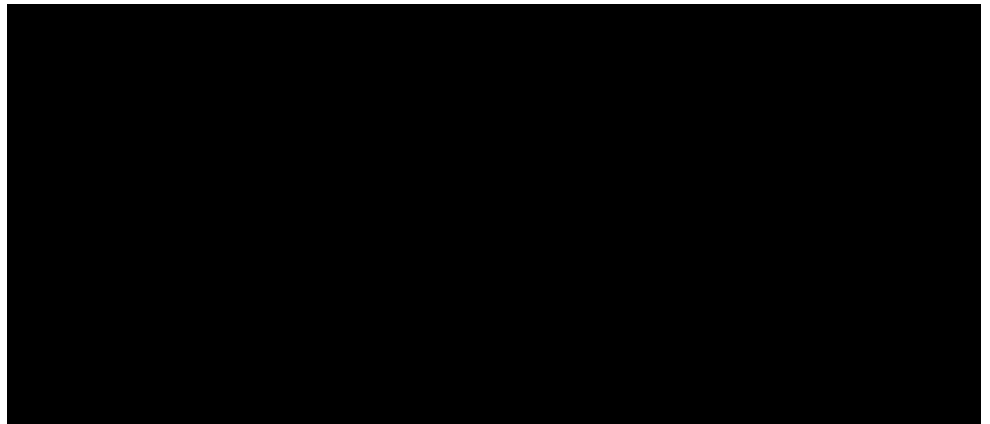
Best regards / Mit freundlichen Grüßen / Med vänliga hälsningar /
Atenciosamente



TRATON SE



TRATON SE



Stellungnahme der TRATON SE zur Konsultation der Bundesnetzagentur zum Szenariorahmen Netzentwicklung Strom 2023-2037

(Enthält keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse)

Anlässlich des Konsultationsverfahrens der Bundesnetzagentur zum Szenariorahmen Netzentwicklung Strom 2023-2037 nimmt die TRATON SE mit Blick auf die Energiebedarfe zukünftiger batterieelektrischer Fernverkehrs-Lkws wie folgt Stellung:

Hintergrund

Der straßengebundene Güterverkehr ist der zweitgrößte Emittent von CO₂ im Verkehrssektor. Gleichzeitig bietet er ein großes Potential, diesen Ausstoß schnell zu minimieren, denn Klimaneutralität und Güterverkehr schließen sich nicht aus. Technologisch sind CO₂-Minderungen mit der Elektromobilität bereits heute energieeffizient möglich. Traktionsbatterien sind für den Einsatz im Schwerlastfernverkehr geeignet und amortisieren sich in Bezug auf Kosten und CO₂

durch die tägliche Nutzung im Güterverkehr schnell. Die ersten schweren 100.000 E-Lkw können bereits etwa 10 Mio. Tonnen CO₂ jährlich einsparen. Da bei schweren Lkw die Energiekosten im Verhältnis zu den reinen Fahrzeugkosten dominant sind, und elektrifizierte Produkte gegenüber Diesel-Fahrzeugen signifikante Einsparpotentiale bei den Energiekosten aufweisen, können E-Lkw schon in wenigen Jahren günstiger sein als Diesel-Lkw, was einen schnellen und starken Markthochlauf begünstigen würde.

Aus diesen Gründen setzt die TRATON SE, mit ihren europäischen Marken MAN und SCANIA, beim Fernverkehrs-Lkw auf die Batterietechnologie und legt ihre Produktplanung entsprechend aus. Während im Lkw-Regionalverkehr bereits ein batterieelektrisches Angebot besteht, werden vor 2025 auch im Schwerlastfernverkehr entsprechende Produkte folgen.

Ein Beispiel für den privatwirtschaftlichen Aufbau von Lkw-Ladeinfrastruktur ist die verbindliche Vereinbarung zur Gründung eines Joint Ventures der drei führenden Nutzfahrzeughersteller TRATON GROUP, Daimler Truck und Volvo Group. Vorgesehen ist der Aufbau und Betrieb eines öffentlichen Hochleistungs-Ladernetzes für batterieelektrische schwere Fernverkehrs-Lkw und Reisebusse in Europa. Die drei Parteien verpflichten sich, den notwendigen Aufbau einer Ladeinfrastruktur für die steigende Zahl von Elektrofahrzeugkunden in Europa anzustoßen und zu beschleunigen. Damit wollen sie einen Beitrag zu einem klimaneutralen Transportwesen in Europa bis 2050 leisten. Die Gründung des Joint Ventures unterliegt behördlichen Genehmigungen.

Das geplante Joint Venture soll von den drei Parteien zu je gleichen Teilen gehalten werden und – nach Abschluss aller behördlichen Genehmigungsverfahren – im Jahr 2022 seinen Betrieb aufnehmen. Die Parteien wollen hierfür zusammen 500 Millionen Euro investieren. Es handelt sich dabei nach Kenntnisstand der Unternehmen um die

bisher bei weitem größte Investition in Ladeinfrastruktur für schwere Lkw in Europa. Die Parteien planen, innerhalb von fünf Jahren ab Gründung des Joint Ventures mindestens 1.700 Hochleistungs-Ladepunkte für Ökostrom an und in der Nähe von Autobahnen sowie an Logistik-Hubs und an Abladestellen zu errichten und zu betreiben.

Betroffenheit TRATON SE / Energiebedarfe batterieelektrischer Fernverkehrs-Lkw

Bereits 2030 ist aus Sicht der TRATON SE mit einer dominanten Marktstellung der batterieelektrischen Antriebsart bei den Neuverkäufen von Schwerlastfernverkehrs-Lkws zu rechnen, mit einem starken Wachstum sowohl beim Anteil der Neuverkäufe als auch beim Flottenanteil, bedingt durch die Kostenvorteile der E-Lkw. Die Elektrifizierung der Lkw kann damit besonders in den späteren Phasen durch den hohen Margendruck im Speditionsgeschäft rascher ablaufen als bisher angenommen. Prognosen auf Basis des bisherigen Nutzungsverhalten der Transportindustrie gehen davon aus, dass der zukünftige Einsatz schwerer, batterieelektrischer Fernverkehrs-Lkws in seiner Wirkung die Stromnetze ergänzen wird. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass die künftigen Ladevorgänge größtenteils in angebotsreicheren oder nachfrageärmeren Randzeiten, vorwiegend in der Mittagszeit und über Nacht, stattfinden. Somit werden Leistungen überwiegend dann abgefragt, wenn Reserven vorhanden sind. Entsprechend können E-Lkw künftig sogar dazu beitragen, die Angebotsspitze aus Solarstrom zur Mittagszeit effizient zu nutzen, und so die Netze zu stabilisieren und Stromspeicher zu entlasten. So moderat der Effekt auf die benötigte Spitzenlast ausfällt, so beträchtlich ist jedoch der reine Energiebedarf – er

liegt bereits in den frühen Marktphasen etwa doppelt so hoch wie bislang erwartet. Gegenwärtig stellen sich, grob prognostiziert, die Energiebedarfe des schweren Lkw-Marktes wie folgt dar, hinzu kämen leichte Nutzfahrzeuge:

Tabelle: Stromverbrauch von schweren E-Nutzfahrzeugen, Deutschland

Planungsjahr	Stromverbrauch in TWh für schwere Nutzfahrzeuge, Deutschland
2037	33
2045	50

Eine Plausibilisierung dieser Zahlen stellt sich wie folgt dar: bei einer angenommenen Größenordnung von etwa einer halben Million schweren, in Deutschland genutzten, Lkw im Jahre 2037 könnten auf Basis eines simplifizierten Hochlaufs im Marktdurchschnitt bereits zwei Drittel elektrifiziert sein. Im Schnitt lassen sich für schwere Lkw stark vereinfacht 100.000 Kilometer im Jahr und 1 kWh pro Kilometer ansetzen, womit der Jahresbedarf allein dieser Fahrzeuge bei 33 TWh läge – da Verkehre in einem Szenario günstiger Transportkosten eher noch zunehmen, könnte dieser Bedarf auch höher ausfallen. 2045 erscheint eine (nahezu) Vollelektrifizierung der Flotte möglich, mit entsprechend einem Drittel höherem Strombedarf.



500007

Online-Einwendung

Verfahren: Szenariorahmen_2037_2045
Aktenzeichen: 4.14.01.01/001 SR 2037 2045
Aktennummer: 500007
Eingangsdatum: 04.02.2022
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Infraserv Netze GmbH
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung: zugestimmt

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

der Industriepark Höchst in Frankfurt am Main ist einer der führenden Produktionsstandorte für die pharmazeutische und chemische Industrie in Europa. Derzeit sind wir mit einer Reihe von Unternehmen im Gespräch über die Ansiedlung weiterer Produktionsanlagen. Im Industriepark Höchst verfügen wir über attraktive Freiflächen, die sich für diese Ansiedlungsprojekte hervorragend eignen. Bei Realisierung der Projekte würde der Strombedarf des Industrieparks aus dem Übertragungsnetz der Amprion GmbH stark ansteigen. In Summe gehen wir von einem zusätzlichen Bedarf in Höhe von bis zu 400 MVA im Endausbau innerhalb der nächsten zehn Jahre aus. Die anfragenden Unternehmen stellen darüber hinaus hohe Anforderungen an die Versorgungssicherheit. Teilweise wird ein erweitertes (n-1)-Kriterium gefordert.

Zu folgenden Projekten sind wir in konkreten Gesprächen über die Ansiedlung im Industriepark Höchst, teilweise befinden sich diese bereits in der Bauphase:

- Rechenzentren im Rahmen der Digitalisierung
- Elektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff für Schienenbahnen mit Brennstoffzellen (ÖPNV)
- Herstellung von Lithiumhydroxid für Elektroauto-Akkus
- Anlage zum rohstofflichen Recycling von Kunststoffabfällen
- Errichtung eines Depots für die Betankung von Elektro-Bussen (ÖPNV)
- Errichtung von Elektrotankstellen für PKW
- Errichtung eines modernen Gefahrstofflagers

Derzeit werden die für die Produktionsprozesse benötigten Energien (Prozessdampf sowie Elektrizität) im Wesentlichen über GuD-Anlagen in Kraft-Wärme-Kopplung hergestellt. Nach 2030 ergeben sich basierend auf einer erwarteten steigenden Elektrifizierung der Prozesse in der pharmazeutischen und chemischen Industrie durch die Notwendigkeit zur Umstellung auf CO₂-freie Produktionsverfahren weitere Bedarfe an Netzanschlusskapazität für den Industriepark Höchst. Für die zukünftige Energieversorgung gehen wir von einem zusätzlichen elektrischen Leistungsbedarf für die Dekarbonisierung in Höhe von 1.000 MVA aus, wobei basierend auf den von der Politik angestrebten Klimazielen davon auszugehen ist, dass ab 2025 bis 2035 jährlich 50 MVA zusätzlich für die Elektrifizierung der Wärmebereitstellung benötigt werden und ab 2035 bis 2040 jährlich weitere 100 MVA für die Elektrifizierung der Produktionsprozesse.

Im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035, Version 2021 wurde der steigende Strombedarf in der Region um die Anlagen "Kriftel" und "Farbwerke Höchst Süd" im Projekt AMP-P47a mit einer ersten Maßnahme (M64) bestätigt. Die nach unseren Informationen durch diese Maßnahme zusätzlich gewonnenen Kapazitäten können allerdings bei Weitem nicht den oben beschriebenen gesamten Mehrbedarf im Industriepark Höchst abdecken. Der weitere Ausbau von Umspannkapazitäten in den Anlagen "Kriftel" und "Farbwerke Höchst Süd", die Verstärkung der Einbindung der Anlage "Farbwerke Höchst Süd" in das umgebende 380-kV-Netz durch Einführung eines weiteren 380-kV-Stromkreises sowie darüber hinausgehend die Herstellung eines weiteren Netzanschlusspunktes für den Industriepark Höchst mit entsprechend leistungsstarker 380-kV-Netzeinbindung sind aus unserer Sicht zwingend erforderlich, um die Stromversorgung des Industrieparks Höchst mit steigenden Anforderungen mittelfristig sicherzustellen.

Wir bitten Sie, den Kapazitätsmehrbedarf im Industriepark Höchst im Netzentwicklungsplan 2023-2037 zu berücksichtigen. Die vorstehend genannten Ansiedlungsprojekte unterstützen die Zukunftsfähigkeit unseres Standortes sowie die Sicherung von Arbeitsplätzen in der Rhein-Main-Region.

Für Rückfragen und weitere Informationen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Infraserv Netze GmbH

Bundesnetzagentur
Referat 624 – Szenariorahmen Strom
Postfach 8001
53105 Bonn

Name
Ihr Zeichen
Unser Zeichen
Telefon
Telefax
E-Mail
Internet
Datum

Kapazitätsbedarf im Netzgebiet der Infraserv Netze GmbH aufgrund weiterer Ansiedlungen im Industriepark Höchst sowie im Rahmen der Dekarbonisierung der Industrie Zusatzbedarf von bis zu 1.400 MVA für das Netzgebiet der Infraserv Netze GmbH

Konsultation zum Szenariorahmen 2023-2037

Sehr geehrte Damen und Herren,

der Industriepark Höchst in Frankfurt am Main ist einer der führenden Produktionsstandorte für die pharmazeutische und chemische Industrie in Europa. Derzeit sind wir mit einer Reihe von Unternehmen im Gespräch über die Ansiedlung weiterer Produktionsanlagen. Im Industriepark Höchst verfügen wir über attraktive Freiflächen, die sich für diese Ansiedlungsprojekte hervorragend eignen. Bei Realisierung der Projekte würde der Strombedarf des Industrieparks aus dem Übertragungsnetz der Amprion GmbH stark ansteigen. In Summe gehen wir von einem zusätzlichen Bedarf in Höhe von bis zu 400 MVA im Endausbau innerhalb der nächsten zehn Jahre aus. Die anfragenden Unternehmen stellen darüber hinaus hohe Anforderungen an die Versorgungssicherheit. Teilweise wird ein erweitertes (n-1)-Kriterium gefordert.

Zu folgenden Projekten sind wir in konkreten Gesprächen über die Ansiedlung im Industriepark Höchst, teilweise befinden sich diese bereits in der Bauphase:

- Rechenzentren im Rahmen der Digitalisierung
- Elektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff für Schienenbahnen mit Brennstoffzellen (ÖPNV)
- Herstellung von Lithiumhydroxid für Elektroauto-Akkus
- Anlage zum rohstofflichen Recycling von Kunststoffabfällen
- Errichtung eines Depots für die Betankung von Elektro-Bussen (ÖPNV)
- Errichtung von Elektrotankstellen für PKW
- Errichtung eines modernen Gefahrstofflagers

Derzeit werden die für die Produktionsprozesse benötigten Energien (Prozessdampf sowie Elektrizität) im Wesentlichen über GuD-Anlagen in Kraft-Wärme-Kopplung hergestellt. Nach 2030 ergeben sich basierend auf einer erwarteten steigenden Elektrifizierung der Prozesse in der pharmazeutischen und chemischen Industrie durch die Notwendigkeit zur Umstellung auf CO₂-freie Produktionsverfahren weitere Bedarfe an Netzanschlusskapazität für den Industriepark Höchst. Für die zukünftige Energieversorgung gehen wir von einem zusätzlichen elektrischen Leistungsbedarf für die Dekarbonisierung in

Höhe von 1.000 MVA aus, wobei basierend auf den von der Politik angestrebten Klimazielen davon auszugehen ist, dass ab 2025 bis 2035 jährlich 50 MVA zusätzlich für die Elektrifizierung der Wärmebereitstellung benötigt werden und ab 2035 bis 2040 jährlich weitere 100 MVA für die Elektrifizierung der Produktionsprozesse.

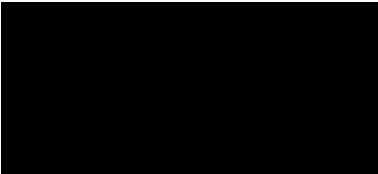
Im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035, Version 2021 wurde der steigende Strombedarf in der Region um die Anlagen „Kriftel“ und „Farbwerke Höchst Süd“ im Projekt AMP-P47a mit einer ersten Maßnahme (M64) bestätigt. Die nach unseren Informationen durch diese Maßnahme zusätzlich gewonnenen Kapazitäten können allerdings bei Weitem nicht den oben beschriebenen gesamten Mehrbedarf im Industriepark Höchst abdecken. Der weitere Ausbau von Umspannkapazitäten in den Anlagen „Kriftel“ und „Farbwerke Höchst Süd“, die Verstärkung der Einbindung der Anlage „Farbwerke Höchst Süd“ in das umgebende 380-kV-Netz durch Einführung eines weiteren 380-kV-Stromkreises sowie darüber hinausgehend die Herstellung eines weiteren Netzanschlusspunktes für den Industriepark Höchst mit entsprechend leistungsstarker 380-kV-Netzeinbindung sind aus unserer Sicht zwingend erforderlich, um die Stromversorgung des Industrieparks Höchst mit steigenden Anforderungen mittelfristig sicherzustellen.

Wir bitten Sie, den Kapazitätsmehrbedarf im Industriepark Höchst im Netzentwicklungsplan 2023-2037 zu berücksichtigen. Die vorstehend genannten Ansiedlungsprojekte unterstützen die Zukunftsfähigkeit unseres Standortes sowie die Sicherung von Arbeitsplätzen in der Rhein-Main-Region.

Für Rückfragen und weitere Informationen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Infraserv Netze GmbH





500012

Online-Einwendung

Verfahren: Szenariorahmen_2037_2045
Aktenzeichen: 4.14.01.01/001 SR 2037 2045
Aktennummer: 500012
Eingangsdatum: 11.02.2022
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation: APG - Austrian Power Grid AG
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung: zugestimmt

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 0

Stellungnahme:

Der Szenariorahmen 2023-2037 stellt einen erheblichen Strukturbruch im Vergleich zu den bisherigen Szenariorahmen und den darauf aufbauenden und sich in Veröffentlichung befindlichen Szenarien des TYNDP 2022 der ENTSO-E dar. Insbesondere die Kapazitäten von Wind Offshore, Wind Onshore und PV sind im aktuellen Szenariorahmen 2023-2037 teilweise um Größenordnungen höher als im aktuellen Szenarioentwurf des TYNDP 2022. Aber auch der signifikant beschleunigte Anstieg der Verbrauchsannahmen und des Kohleausstiegs weichen erheblich von den bisher auf europäischer Ebene bekannten Planungsannahmen ab.

Eine Nichtberücksichtigung dieses aktualisierten Szenariorahmens in den europäischen Planungsprozessen, dem aktuellen TYNDP 2022 bzw. in dem für die Versorgungssicherheit höchst relevanten ERAA Prozessen führt zu grob fehlerhaften Ergebnissen hinsichtlich der Bewertung der TYNDP Projekte, Bewertung der PCI Projekte sowie der System Needs (IoSN). In weiterer Folge führt dies zu Fehlannahmen in den nationalen Planungsprozessen der Übertragungsnetzbetreiber in den nächsten drei Jahren, da Kohärenz zwischen TYNDP und den nationalen Plänen (gesetzlich) gefordert wird.

Aufgrund der zentralen und dominanten Rolle Deutschlands im europäischen Energiesystem, bitten wir mit Nachdruck die hier veröffentlichten Planungsannahmen bereits in die Szenarien des TYNDP 2022 für Deutschland kurzfristig nachzuführen. Nur durch die außernatürliche und beschleunigte Berücksichtigung des hier vorgestellten Strukturbruchs auf europäischer Ebene im TYNDP 2022, erhalten die europäischen Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit diesen Strukturbruch auch rechtzeitig in ihre nationalen Planungsprozessen mit einzubeziehen. Eine Notwendigkeit die auch im vorrangigen Interesse der Bundesnetzagentur und der deutschen Übertragungsnetzbetreiber sein sollte.

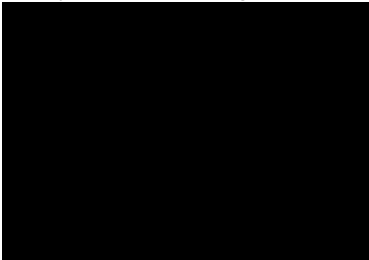
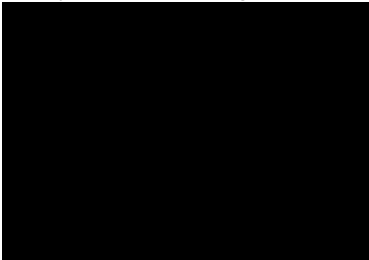
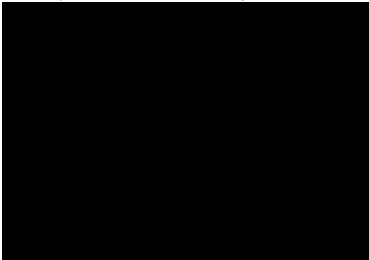
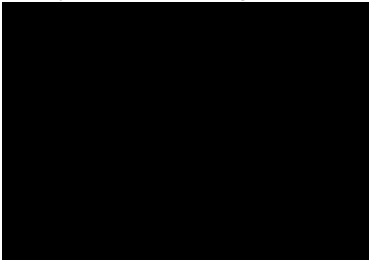
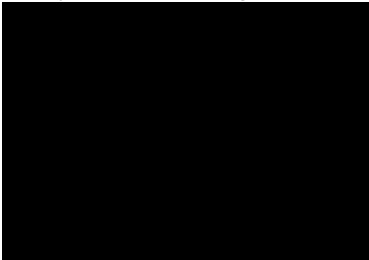
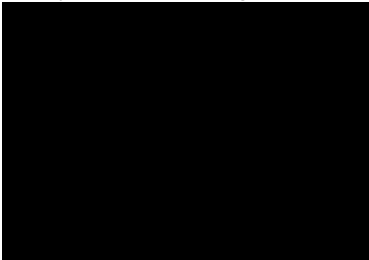
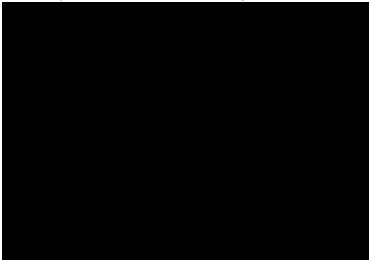
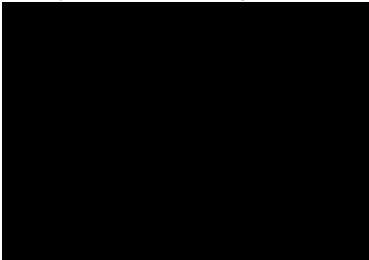


500014

Online-Einwendung

Verfahren: Szenariorahmen_2037_2045
Aktenzeichen: 4.14.01.01/001 SR 2037 2045
Aktennummer: 500014
Eingangsdatum: 11.02.2022
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH
Anrede: 
Titel: 
Vorname: 
Nachname: 
Straße, Hausnummer / Postfach: 
PLZ, Ort: 
E-Mail: 
Telefon: 
Veröffentlichung: zugestimmt

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme:

Bayernoil betreibt im Raum Ingolstadt/Regensburg zwei Raffineriestandorte in Neustadt/Donau und Vohburg/Donau mit einer jährlichen Verarbeitungskapazität von ca. 10 Mio t Rohöl.

Bayernoil plant in den nächsten Jahren massiv in die Dekarbonisierung der Raffinerieprozesse und die Erzeugung erneuerbarer Energieträger zu investieren. Der Schwerpunkt liegt erst einmal auf dem Ersatz von H2 aus Erdgas durch grünen H2, vorwiegend durch On Site Elektrolyseure und Biomassevergasung sowie perspektivisch durch Import über den geplanten H2 Backbone. Effizienzsteigerungen durch Umstellung auf strombasierte Energieträger durch Einsatz von Hochtemperatur Wärmepumpen und Power to Heat Anlagen sind ebenfalls vorgesehen.

Die Anschlussleistung kann dabei von derzeit ca. 55 MW auf bis zu 1720 MW ansteigen. Der Strombezug im gleichen Maße von etwa 473 GWh/a auf 6752 GWh/a.

Weitere Details der Planung können beliegender Aufstellung entnommen werden. Ein massiver Ausbau der Anschlussstationen und ggf. auch der Netzanschlussleitungen wird erforderlich sein. Die Ausbauziele decken sich auch mit den Annahmen aus der Studie 'Klimapfade 2.0' von BCG. Für Rückfragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Meldung zur Konsultation zum Szenariorahmen-Entwurf 2023-2037 Netzentwicklungsplan Strom

Strombedarfsanalyse Bayernoil (BO)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Max Leistungsaufnahme in MW																
BO gesamt	55	56	82	189	291	351	361	478	640	795	1000	1205	1360	1515	1720	1720
Standort Vohburg - BTV	20	21	22	25	27	30	35	137	291	443	645	847	999	1151	1355	1355
Standort Neustadt- BTN	35	35	60	164	264	321	326	341	349	352	355	358	361	364	365	365
Strommenge in GWh/a																
BO gesamt	473	477	502,7	857	962,6	1328,6	1755,8	2280,8	2659	3097	3920	4723	5336	5949	6752	6752
Standort Vohburg - BTV	172	176	189,2	215	232,2	258	287,2	658,2	942,6	1329,2	2127	2904,2	3491,4	4078,6	4873	4873
Standort Neustadt- BTN	301	301	313,5	642	730,4	1070,6	1468,6	1622,6	1716,4	1767,2	1793	1818,8	1844,6	1870,4	1879	1879



500018

Online-Einwendung

Verfahren: Szenariorahmen_2037_2045
Aktenzeichen: 4.14.01.01/001 SR 2037 2045
Aktennummer: 500018
Eingangsdatum: 12.02.2022
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation: Piratenpartei Deutschland
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung: zugestimmt

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 0

Stellungnahme:

Als Bundesthemenbeauftragter der Piratenpartei Deutschland gebe ich im Namen der Piratenpartei folgende Stellungnahme ab:

Der Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan bis 2045 setzt falsche Prioritäten und Ziele. Primärziele sollten Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit sein.

Unter Wirtschaftlichkeit ist in diesem Zusammenhang zu verstehen, dass die Kostenvorteile durch die steigende Nutzung der günstigeren Erneuerbaren Energien (EE) bei den Verbrauchern und der Gesamtwirtschaft ankommen müssen. Statt dessen wird auf eine 'marktkonforme Entwicklung' gesetzt, also es sollen die Voraussetzungen geschaffen werden, einen möglichst weiträumigen Handel mit Strom treiben zu können.

(Szenariorahmen Seite 22)

Dies gefährdet die Versorgungssicherheit, treibt die Kosten für die Übertragungsnetze unnötig in die Höhe und behindert dezentrale Entwicklungen, die den Regionen und der mittelständischen Wirtschaft zugute kommen würden. So würde auch eine Abhängigkeit von den Nachbarländern geschaffen werden, da Deutschland nicht in der Lage wäre, sich gesichert selbst zu versorgen. Warum unsere Nachbarländer diese Verantwortung für uns übernehmen sollten, bleibt ungeklärt.

(Szenariorahmen Seite 24)

Die Planungen für den Nettostromverbrauch liegen unter dem Wert, der von der Bundesregierung voraussichtlich bereits zu niedrig angesetzt wurde. Das ist aber nicht direkt nachvollziehbar, da der Szenariorahmen keine Zahlen für 2030 angibt, sondern für 2037. Da diese aber nur knapp über denen liegen, die bisher von der Bundesregierung für 2030 angesetzt sind, ist davon auszugehen, dass die Zahlen deutlich zu niedrig sind. (Siehe auch S. 31, Abb 9)

Ebenfalls nicht nachvollziehbar sind die erwarteten Kapazitäten bei den verschiedenen Erzeugungsarten. Auch hier ist als Zwischenschritt 2037 angesetzt. Bis 2030 sollen 200 GWp Photovoltaik (PV) erreicht werden (also rund

160 GWp Zubau in 8 Jahren), bis 2037 sind dann 260 bis 320 GWp (je nach Szenario) angezielt. Der Zubau würde also nach 2030 deutlich zurück gehen, was keinen Sinn macht, da mit dem zu erwartenden weiteren Preisverfall von PV die Attraktivität weiter steigt.

Unklar ist, warum Pumpspeicher den Erzeugern zugerechnet werden und bei den Speichern generell nur die Leistung, nicht aber die Kapazität benannt wird.

In keinem der Szenarien ist bis 2045 eine 100% erneuerbare Versorgung vorgesehen. Allen Szenarien gemeinsam ist aber, dass von massiven Energieimporten ausgegangen wird, was vorhersehbar teuer wird und Abhängigkeiten schafft. Die aktuellen Erfahrungen z.B. mit Gasimporten sollten hier eine andere Handlungsweise bevorzugen. Dazu kommt, dass der Import von angeblich grünem Wasserstoff aus Regionen, die sich noch nicht selber zu 100% nachhaltig mit Energie versorgen, nur Greenwashing ist. Hier werden die Emissionen dann nur verschoben.

Mindestens fragwürdig ist die Herangehensweise, wie Studien als Grundlage für die Planung ausgewählt wurden, wir zitieren: S. 25 ff 'Durch die Auswahl der Studien wird keine Aussage über die Qualität der (nicht-)ausgewählten Studien getroffen. Nach Einschätzung der ÜNB handelt es sich bei den dargestellten Studien um diejenigen, die im Mittelpunkt der öffentlichen und politischen Debatte stehen.'

Es wurde also nicht nach wissenschaftlichen Kriterien vorgegangen, sondern nach Popularität.

Diese vermeintliche Popularität ist auch wieder willkürlich, das heißt in der Summe, man kann Studien als 'in der öffentlichen Debatte' darstellen, eventuell sie gar selbst in die Debatte einbringen und damit wieder deren Auswahl rechtfertigen.

Es werden dann aus diesen nach willkürlichen Kriterien ausgewählten Studien Mittelwerte gebildet, welche als Grundlage für die Szenarien dienen, wobei die Mittelwerte anscheinend auch noch häufig gewichtet werden. Dabei ist auch zu beachten, dass mindestens eine der Studien auf dem Konzept des Degrowth

basiert, also einem Schrumpfen der Wirtschaftsleistung.

An keiner Stelle wird im Szenariorahmen untersucht, welche Vor- und Nachteile in dezentralen gegenüber zentralen Strukturen liegen. Statt dessen gilt der zentralistische Ansatz als Grundannahme.

Grundsätzlich ist die Methodik anzuzweifeln, die für die Erstellung des Szenariorahmens verwendet wurde. Das betrifft nicht nur die willkürliche Auswahl der Studien und die nicht begründete Annahme, dass ein zentral orientiertes Netz der richtige Ansatz sei. Es werden auch in vielen weiteren Fällen ganz offensichtlich unzureichende und nicht abgesicherte Zahlen verwendet.

Beispielsweise wird auf den Seiten 37, 38 der zukünftige Strombedarf der Industrie wenig glaubwürdig dargestellt. Demnach soll bis 2037 teilweise ein deutlicher Bedarfszuwachs erfolgen, die meisten Bundesländer stagnieren danach aber komplett. Das ist offensichtlich nicht fundiert, da u.a. durch Neuansiedlungen wie Batterietechnologie und Automobilproduktion in Brandenburg neue Cluster entstehen, bei denen auch ein zukünftiges Wachstum, bzw. Verlagerung aus anderen Regionen zu erwarten ist. Es ist grundlegend falsch zu erwarten, dass keine energieintensive Produktion in Regionen mit lokal gut verfügbarer EE umsiedeln wird.

Für den erwarteten Ausbau der Erneuerbaren (S. 60 Abb. 21) kann man nicht davon reden, dass hier verschiedene Szenarien betrachtet werden, es sind nur minimale Unterschiede zwischen den angenommenen Zahlen, die insgesamt unzureichend sind. Die Ausbauziele für Photovoltaik (S. 74 Abb 26) sind deutlich zu niedrig angesetzt, um zukünftig eine sichere Versorgung zu garantieren.

Dagegen sind die dauerhaft eingeplanten 40 GW an Gaskraftwerken (S. 84 Abb 29) deutlich zu viel und ein dauerhafter Kostenfaktor.

Die Annahmen über den Zubau von Batteriespeichern (S. 92/93) sind viel zu niedrig. Nur 30% der PV-Großanlagen würden demnach in 2030 mit lokalem Speicher ausgerüstet. Wahrscheinlicher ist, dass es 100% sein werden, da durch diese Kombination der Strom abrufbar wird und damit im Wert steigt. Die Kostendegression von Batteriezellen um einen Faktor 10 innerhalb der letzten 10 Jahre und weiter anhaltender Preisverfall zeigen klar, dass Batteriespeicher zum Standard für EE-Anlagen werden.

In Kapitel 7 (S. 107ff) zeigt sich deutlich, dass wesentliche Grundannahmen für den Szenariorahmen falsch sind. Es wird von leicht sinkenden Kosten für fossile Energieträger ausgegangen. Tatsächlich sind die durchschnittlichen Preise aber steigend. Mit diesen Voraussetzungen kann man nur zu einem falschen Ergebnis kommen.

Anhang 1 (S. 110) soll die geplanten Ausbauziele für Erneuerbare in den einzelnen Bundesländern aufzeigen. Leider gibt es hier praktisch keine Angaben, entweder wurden die Länder nicht befragt, oder sie haben keinen Plan. In jeden Fall ist auch mit diesen nicht vorhandenen Planungsdaten kein sinnvolles Szenario möglich.

Fazit:

Der Szenariorahmen verfehlt praktisch alle wichtigen Ziele. Es wird nicht nur keine Nachhaltigkeit geliefert, sondern auch die Versorgungssicherheit massiv gefährdet. Dazu kommt, dass viele der eingeplanten Fehlentwicklungen zu einem massiven Anstieg der Kosten führen würde.

Die Datengrundlage, auf der die Szenarien erstellt wurden, ist bestenfalls fragwürdig, teilweise auch gar nicht vorhanden.

Hauptziel ist es offensichtlich, den Stromhandel noch mehr auszuweiten. Das hat jedoch keinen positiven Effekt für die Stromkunden, im Gegenteil treibt es die Kosten in die Höhe.



700036

Email-Einwendung

Verfahren: Szenariorahmen_2037_2045
Aktenzeichen: 4.14.01.01/001 SR 2037 2045
Aktennummer: 700036
Eingangsdatum: 14.02.2022
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:
Veröffentlichung:

Fraktion DIE LINKE



Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme:

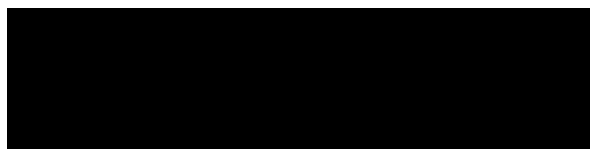
Sehr geehrte Damen und Herren,

im Rahmen der Konsultation zum 1. Entwurf des Szenariorahmens 2023-2037 des Netzentwicklungsplan Strom sende ich Ihnen hiermit meine Stellungnahme mit der Bitte um Berücksichtigung.

Mit der Veröffentlichung dieser Stellungnahme bin ich einverstanden.
Mit freundlichen Grüßen



Mitglied des Deutschen Bundestages | Fraktion DIE LINKE
Sprecher für Energie- Klima- und Umweltpolitik
Sprecher für Technikfolgenabschätzung
Mitglied im Beirat der Bundesnetzagentur





MdB • Platz der Republik 1 • 11011 Berlin

Per Email

szenariorahmen.netzentwicklung-strom@bnetza.de

Mitglied des Deutschen Bundestages
Sprecher für Energie- Klima- und Umweltpolitik
Sprecher für Technikfolgenabschätzung
Mitglied im Beirat der Bundesnetzagentur

Platz der Republik 1
11011 Berlin

Jakob-Kaiser-Haus

Berlin, 14. Februar 2022

**Netzentwicklungsplan Strom
Szenariorahmen 2023-2037 (2045)
1. Entwurf - Konsultation**

Stellungnahme

Sehr geehrte Damen und Herren,

im Rahmen der Konsultation des 1. Entwurfs des Szenariorahmens 2023-2037 des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) nehme ich hiermit wie folgt Stellung zum vorliegenden Entwurf:

Vorbemerkung:

Der Szenariorahmen 2023-2045 vollführt einen Qualitätssprung gegenüber vorherigen Szenariorahmen. Die Einbeziehung wesentlicher Studien der aktuellen politischen Diskussion ist sehr begrüßenswert. Erstaunlich ist, dass dies erst nach Jahren der wiederholten Kritik geschieht, nach der seitens ÜNB und BNetzA aber immer wieder auf die gesetzlichen Rahmen verwiesen wurde, nach denen der Szenariorahmen erstellt würde. Dieser gesetzliche Rahmen hat sich formal nicht wesentlich geändert, der Szenariorahmen aber erheblich. Der ganze Prozess wirkt nunmehr noch willkürlicher, obgleich die Annahmen, die diesem Szenariorahmen zugrunde liegen, zielführender erscheinen.



Problem bleibt bestehen: Fehlen gesicherter Leistung – massive Leistungsunterdeckung bei ungünstiger Witterung

Ein Referent der ÜNB meinte während der Dialogveranstaltung am 10.02.2022, dass die Dunkelflaute „vermutlich nicht netzausbaurelevant“ sei.

Bei ungünstiger Witterung und über längere Zeiträume vorherrschende ungünstigen Wettersituationen kommt es mit den angenommenen Erzeugungs- und Speicherkapazitäten im Jahr 2045 regelmäßig zu einer erheblichen Unterdeckung der Spitzenlast. Bei einer angenommenen Effizienz der Offshore-Windkraft von 15 Prozent, Onshore-Windkraft von 5 Prozent und PV-Leistung von für Wintermonate typischen Tagesdurchschnittswerten von unter einem Prozent (diese Werte können anhand bereits bestehender Leistungswerte aus Zeitreihen der vergangenen Jahre bei der Erzeugung von Erneuerbaren Energien nachvollzogen werden, auch für längere Zeiträume von mehreren Tagen bis hin zu Wochen) wird eine etwaige Spitzenlastsituation von 100 Gigawatt Last um mindestens 17 Gigawatt unterdeckt. Diese Leistung muss kurzfristig täglich aus Speichern sichergestellt werden können, ggf. über mehrere Wochen. Andernfalls wird es nötig sein, StromLEISTUNG in Größenordnungen von 20 Gigawatt (oder mehr, je nach Spitzenlast) zu importieren, zusätzlich zum darüber hinaus nötigen kontinentalen Ausgleich. Es gibt kein volkswirtschaftlich sinnvolles Szenario, nach dem diese Leistung über Interkonnektoren transportiert werden könnte. Es ist außerdem unklar, wie diese Leistung am europäischen Markt beschafft werden soll, wenn dieselbe Witterungslage im benachbarten Europäischen Ausland ebenfalls besteht. Das Szenario deutet darauf hin, dass im benachbarten europäischen Ausland sehr erhebliche Erzeugungskapazitäten von Atomkraft oder verbleibenden fossilen Kraftwerken bestehen bleiben müssten. Hierbei ist das Szenario 2045 auf Carbon Leakage zu prüfen und auf die Vereinbarkeit von atomarer Stromerzeugung mit den Zielen der Energiewende.

Speicher und Interkonnektoren

Niemand kauft sich einen mobilen Akku für ein Mobilgerät, wenn er dessen Kapazität nicht kennt. Ebenso wenig würde man sich ein Ladekabel für einen solchen Akku kaufen, wenn dieser nur für 2 Minuten Strom liefert. Der Szenariorahmen mutet der Öffentlichkeit aber genau dies zu: Eine Netzplanung auf Grundlage bekannter Stromleistung, ohne die Kenntnis, wie lange uns diese Leistung zur Verfügung steht und ob deshalb das Kabel, mit der sie angeschlossen wird, sinnvoll ist.

Inwieweit werden Großbatteriespeicher (2045: 57,1 GW) zur Primarregelung des Netzes benötigt, wieviel Kapazität haben sie also verfügbar, um real flexible Stromarbeit für die Aufrechterhaltung des Gesamtsystems über einen längeren Zeitraum (mehrere Stunden) zu leisten? Die gesamte Frage des Speicherregimes wird untergeordnet oder gar nicht behandelt. Es ist offensichtlich, dass dem Szenariorahmen weiterhin belastbare Aussagen hin zu Langzeitspeichern fehlen. Da diese Langzeitspeicher aber essentiell für das Funktionieren des Stromsystems in naher Zukunft sind, und sie je



Mitglied des Deutschen Bundestages
Fraktion DIE LINKE

nach Verortung im Stromsystem erhebliche Auswirkungen auf den Netzbedarf haben dürften, muss diese Frage nun unmittelbar für die weitere Netzplanung beantwortet werden: Wie soll 2045 die Versorgungssicherheit gewährleistet werden und welche Interkonnektor- bzw. Speicherkapazitäten erfordern dafür welchen Netzbedarf? Können aus Gründen der Versorgungssicherheit benötigte Kurz- und Langzeitspeicher gut lokal positioniert zusätzlich den Auslastungsgrad von Stromleitungen signifikant erhöhen und damit den Netzausbaubedarf verringern? Diese Fragen müssen beantwortet werden um einerseits volkswirtschaftliche Kosten zu verringern und andererseits die limitierten Planungs- und Baukapazitäten und natürlich auch Ressourcen zu sparen und damit insgesamt den Umbau des Energiesystems zu beschleunigen.

Für das Szenario B 2045 schlage ich vor, eine Extremwertanalyse zur Bestimmung des NTC zu machen: Nehmen wir an, dass die Speicheroptionen so sind, wie sie im Szenariorahmen beschrieben werden und dass in ganz Deutschland und Teilen des benachbarten europäischen Auslandes eine Dunkelflaute vorherrscht. Bestimmt man nun die auf dem europäischen Markt verfügbare Kraftwerksleistung zur Versorgung der Defizite im gesamten europäischen Verbundnetz und modelliert die resultierenden Lastflüsse: woher kommt die in Deutschland benötigte Last, wieviel Last muss zusätzlich durchgeleitet werden? Wieviel Interkonnektorkapazität verlangt die Sicherheit des Stromsystems dann (über mehrere Tage)? Das ist der anzusetzende NTC-Wert für die Interkonnektoren. Ist dieser absurd hoch, wird deutlich, dass der Szenariorahmen überarbeitet werden muss und entsprechende Empfehlungen von der BNetzA an das Wirtschaftsministerium und den Bundestag zu ergehen haben.

Hält es die Bundesnetzagentur im Angesicht des zu veranschlagenden Kapazitätsbedarfs für Interkonnektoren weiter für zielführend, bei der volkswirtschaftlichen Betrachtung weiterhin nur nach NTC auf den jeweiligen Interkonnektor zu blicken oder auch auf den Netzausbaubedarf, den dieser Interkonnektor inländisch provoziert?

Rolle der Biomasse

Die Rolle der Biomasse wird im Vergleich mit vorherigen Szenariorahmen als erheblich schrumpfend in der Stromerzeugung angesetzt, da sie vorrangig in anderen Energieanwendungen Verwendung finden soll. Biomasse aus der Grundlast-Verstromung zu nehmen, ist als Ansatz grundsätzlich sinnvoll. Trotzdem kann Biomasse durch Verwendung als Biomethan eine Antwort auf die drängende Problematik der Langzeitspeicheroption sein. Hierfür müssen aber entsprechende (erhebliche) Gaskraftwerkskapazitäten vorgehalten werden (wenig Volllaststunden, hohe Leistung). Interessant in diesem Zusammenhang ist, dass der Szenariorahmen eine scheinbar konkurrierende Erzeugungslage zwischen Strom aus Wasserstoff und Biomasse prognostiziert, der jeweils aus Gaskraftwerken bereitgestellt wird. Der Szenariorahmen führt nicht aus, weshalb der Erzeugung von Strom aus Wasserstoff hier anscheinend ein unmittelbarer Vorrang gegenüber der Biomasse eingeräumt wird. Könnte das bitte in der Genehmigung erläutert werden?



Mitglied des Deutschen Bundestages
Fraktion DIE LINKE

Die Bundesnetzagentur sollte in einem gesonderten Gutachten die volkswirtschaftlichen Kosten für Biomasse als Langzeitspeicheroption in Form von Methan in bereits existierender Gasinfrastruktur abschätzen und anderen Speicher- bzw. Importoptionen für Zeiten ungünstiger Witterung gegenüberstellen (inkl. anzunehmendem Carbon-Leakage, denn auch Atomkraft ist nicht klimaneutral).

Lokation noch nicht errichteter Kraftwerke

Laut Aussage eines Referenten bei der Dialogveranstaltung vom 10. Februar 2022 zum Szenariorahmen fehlen dem Szenariorahmen absichtlich Angaben darüber, wo noch zu errichtende Kraftwerke tatsächlich errichtet werden, um mit solchen Annahmen keinen zusätzlichen Netzausbaubedarf zu ermitteln.

Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass durch eine sinnvolle Lokation noch zu errichtender Kraftwerke sehr wahrscheinlich Netzausbaubedarf verringert werden könnte. Der Szenariorahmen sollte sich ganz im Interesse des NOVA-Prinzips mit exakt dieser Frage befassen. Der Bundesnetzagentur muss als Regulierungsbehörde an einer volkswirtschaftlich günstigen Lösung gelegen sein und die sollte diesen Prozess vorantreiben.

Fazit:

Obwohl dieser Szenariorahmen offensichtlich besser zur weiteren Planung geeignet ist, verursacht er wiederum mehr Fragen als er beantwortet. Im Rahmen einer Studie über die weiteren Probleme und Aufgaben bei der Planung der Energiewende ist er ein guter Impulsgeber. Als Grundlage für eine einmal Gesetzesrang erhaltende Netzausbauplanung taugt er nicht.

Mit der Veröffentlichung dieser Stellungnahme bin ich einverstanden.

