

Bundesnetzagentur
Referat 613, Szenariorahmen
Postfach 8001
53105 Bonn

szenariorahmen@bnetza.de

13. Februar 2018
StellungnahmeNEP2030

DEBRIV-Stellungnahme zum Szenariorahmen 2019-2030 für den Netzentwicklungsplan 2030

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Bundesnetzagentur hat am 14. Februar 2018 das Konsultationsverfahren zum Szenariorahmen 2019-2030 für den Netzentwicklungsplan 2030 eingeleitet. Gerne nimmt DEBRIV die Gelegenheit wahr, eine Stellungnahme abzugeben.

Der Netzentwicklungsplan 2030 (NEP 2030) ist eine wichtige Basis für die Planung des erforderlichen Netzausbaus. Das von der neuen Bundesregierung geplante Vorziehen des 65-Prozent-EE-Ausbauziels von 2040 auf 2030 stellt eine zusätzliche Herausforderung für den bedarfsgerechten Netzausbau dar. Bereits aktuell entpuppt sich der Netzausbau als Engpassfaktor der Energiewende im Allgemeinen und der Versorgungssicherheit im Speziellen.

Zu dem Szenariorahmen, auf dem die aktuelle Fassung des Plans beruht, hat der DEBRIV mehrfach gegenüber der Bundesnetzagentur Stellung genommen, zuletzt am 09. Oktober 2017 im Rahmen des Verfahrens zur Genehmigung des Netzentwicklungsplans 2030. (<http://www.braunkohle.de/49-0-StellungnahmenHintergruende.html>).

1. Fakten zur voraussichtlichen stromwirtschaftlichen Entwicklung außerhalb der Netze

Der neue Szenariorahmen 2019 muss als Basis für einen überarbeiteten NEP 2030 – auch bei deutlicher Verschärfung des Ausbauziels für erneuerbare Energien – die voraussichtliche energiepolitische Entwicklung abbilden. Diese voraussichtliche Entwicklung ist von folgenden Fakten geprägt:

- In den Stunden ganz oder fast ohne Wind und Sonne tragen die erneuerbaren Energien - selbst bei erheblicher Steigerung ihrer Kapazität kaum zur Versorgungssicherheit bei. Ob der Stromaustausch mit benachbarten Staaten dieses Problem versorgungssicher löst, ist angesichts der großen Synchronität der Zeiten nicht zur Verfügung stehender Erneuerbarer und hoher Nachfrage sehr fraglich. Großtechnische Speicherlösungen stehen im Zeitraum, den der NEP 2030 betrachtet, nicht zur Verfügung. Wir brauchen also ein umfassendes zweites System konventioneller Kraftwerke.
- Innerhalb des zweiten Systems konventioneller Kraftwerke steht Braunkohle langfristig und flexibel zu wettbewerbsfähigen Konditionen bereit. Es ist zu erwarten, dass die Braunkohle weiterhin insbesondere zur Wettbewerbsfähigkeit unserer Industrie beiträgt.
- Im Laufe des kommenden Jahrzehnts ist vor dem Hintergrund der beschlossenen Änderungen des EU ETS eine Steigerung des CO₂-Preises zu erwarten. Die Entwicklung der Forwards legt jedoch die Vermutung nahe, dass eher eine evolutionäre als eine revolutionäre Preisentwicklung zu erwarten ist. Da aber ebenso Erdgaskraftwerke – auch flexible, aber nicht besonders effiziente Gasturbinen – ihn zahlen müssen, lässt dies Raum für die Nutzung von Braunkohle.
- Die Fahrpläne der Braunkohle gewinnenden Unternehmen für die Entwicklung von Braunkohlenförderung und -verstromung stehen zudem im Einklang mit nationalen und internationalen Klimaschutzzielen. So werden laut RWE die CO₂-Emissionen der Braunkohlenverstromung im rheinischen Revier bis ca. 2030 gegenüber heute um 40-50 % sinken. Maßgeblich dafür sind der Übergang von fünf Kraftwerksblöcken in die Sicherheitsbereitschaft (bis 2020), geringere Auslastungen der übrigen Kraftwerke im Zusammenhang mit dem weiteren Ausbau der EE

sowie die Auskohlung des Tagebaus Inden und damit das Ende der Braunkohlenverstromung am Kraftwerksstandort Weisweiler (ca. 2030). Die LEAG hat im März 2017 ein neues Revierkonzept vorgelegt, das einen Verzicht auf die Gewinnung von Braunkohle aus z. T. schon genehmigten Anschlussfeldern in erheblichem Umfang vorsieht. So soll z. B. das Kraftwerk Jänschwalde nach der Auskohlung des gleichnamigen Tagebaus im Jahr 2023 noch für ca. 8 bis 10 Jahre mit Kohle aus anderen Tagebauen betrieben werden.

- Eine neue Bundesregierung plant nicht nur das Ausbauziel für Erneuerbare zu erhöhen, sondern sie will ihre energie- und klimapolitischen Ziele auch ohne Strukturbrüche erreichen. Zu bedenken ist, dass ein Strukturwandel, der in den Regionen sicher irgendwann ansteht, leichter umsetzbar sein wird, solange aktive Bergbauunternehmen den Regionen dabei helfen können und für den Strukturwandel genügend Zeit verbleibt. Dies spricht dafür, dass die Revierpläne der Unternehmen in den drei deutschen Braunkohlerevieren ohne wesentliche Änderungen umgesetzt werden können. Daher ist ein weiterer Betrieb der Braunkohlenkraftwerke entsprechend der bisherigen Regelungen und Fahrpläne anzustreben.
- Die Bundesregierung und erst recht die Landespolitik sieht deutlich den Zusammenhang von Braunkohlenkraftwerken und Tagebauen, wenn es um die regional- und strukturpolitischen Auswirkungen möglicher Stilllegungen von konventioneller Kraftwerkskapazität geht. Im Vergleich der konventionellen Energieträger ergibt sich durch diesen „Dominoeffekt“ ein großer Vorteil für die Braunkohlenkraftwerke bei politischen Entscheidungen.
- Die Flexibilität der Braunkohlenkraftwerke ist in den vergangenen Jahren deutlich gestiegen. Sie ist vergleichbar mit erdgasbetriebenen Gas- und Dampfanlagen.

Diese Aspekte sollten als Grundlage des neuen Szenariorahmens herangezogen werden.

2. Anmerkungen zu wichtigen Vorgaben des Szenariorahmens

Folgende wesentliche Punkte sind in der vorliegenden Fassung des Szenariorahmens aus unserer Sicht unbedingt anzupassen:

- Die **Vorgabe standardisierter Betriebsdauern** von 40/45/50 Jahren für Braunkohlenkraftwerke entspricht ohne Berücksichtigung der technisch-wirtschaftlichen Zusammenhänge von Kraftwerken und Tagebauen nicht der Praxis. Somit erfolgen die Berechnungen des Netzentwicklungsplans auf Basis von falschen Werten für die Kapazität der Braunkohlenkraftwerke. Nicht nachvollziehbar ist, dass alle anderen Größen detailliert modelliert und betrachtet werden, während bei den Kohlekraftwerken so stark pauschaliert wird. Bei realitätsnäheren Annahmen zu den Kapazitäten der Braunkohlenkraftwerke analog der Planungen der Braunkohlenwirtschaft würde sich aufgrund der Wettbewerbslage die Stromerzeugung in den Szenarien von Steinkohle zu Braunkohle verschieben.
- Es erfolgt eine **willkürliche Festlegung von nationalen CO₂-Obergrenzen** für die Stromerzeugung in Deutschland, obwohl die CO₂-Minderung durch das EU-ETS geregelt ist und im EU-Binnenmarkt damit keinen Klimaschutzbeitrag, sondern lediglich eine Verlagerung der Stromerzeugung ins Ausland bewirkt wird.
- Sofern man bei **einer nationalen Betrachtung bleibt, müsste die Bilanzierung der CO₂-Emissionen um den Stromaustauschsaldo bereinigt** werden.
- Eine Anhebung des **Braunkohlenpreises** von 3 €/MWh (2016) auf 6 €/MWh (2030) ist nicht nachvollziehbar. Der Verweis auf den Projektionsbericht des UBA (Szenariorahmen S. 112 unten) ist nicht korrekt; im Gegenteil wird im Projektionsbericht (S. 50, Tab. 2-4) der variable Braunkohlenpreis über die Jahre konstant gehalten. Der Projektionsbericht geht davon aus, dass Kosten, die im Kurzfristzeitraum als versunken gelten, für Zeiträume, die mehr als 10 Jahre in der Zukunft liegen, aus heutiger Sicht beeinflussbar, damit eben nicht versunken, sondern mittelfristig variabel sind. Dieser Ansatz setzt aber z.B. für 2025 voraus, dass bereits heute ein Ausstieg aus dem betreffenden Tagebau unternehmensseitig beschlossen würde. In 10 Jahren, wenn die Entscheidung zwangsweise käme, sind die Kosten wieder versunken! Daher passt die Argumentation des NEP 2030 nicht.

3. Der NEP dient nicht dazu Emissionsbudgets zu legitimieren

Die altersbedingten Stilllegungen sind - wie ausgeführt - realitätsfern, folgen in den Szenarien aber - zusammen mit den CO₂-Minderungsvorgaben für die Marktsimulation - den politischen Vorgaben des Klimaschutzplans 2050 eines sektoralen Emissionsbudgets für die Energiewirtschaft.

Hierzu bleibt festzuhalten, dass sich derartige nationale oder gar Sektorbudgets nicht aus dem Pariser Klimaschutzabkommen ergeben. Die nationalen Klimaschutzziele für 2020 und 2030 sowie die im „Klimaschutzplan 2050“ definierten Sektorziele sind politische Selbstverpflichtungen, aber nicht völkerrechtlich verbindlich nach dem Pariser Klimaschutzabkommen. Zudem vernachlässigt ein derartiges Sektorbudget die mit einer zunehmenden Sektorkopplung einhergehenden Emissionsverlagerung aus den Sektoren Verkehr und Wärme in den Stromsektor.

Verbindlich nach dem Pariser Klimaschutzabkommen ist das Ziel der EU-28, die Treibhausgasemissionen von 1990 bis 2030 um 40% zu reduzieren. Daraus abgeleitet ist das Ziel des EU-Emissionshandels gegenüber 2005 von -21% in 2020, von -43% in 2030 und von -87% in 2050 entsprechend des linearen Reduktionspfades für alle am Emissionshandel beteiligten Kraftwerke und Industrieanlagen.

Mit dem sinkenden Cap stellt der EU-Emissionshandel für die betroffenen Betreiber de facto ein Emissionsbudget bis 2050 dar. Um den kosteneffizienten Handel zwischen den Anlagen aller Mitgliedstaaten zu ermöglichen, wird dieses verbindliche und aus dem Pariser Klimaschutzabkommen abgeleitete Ziel nicht auf einzelne Staaten oder Sektoren heruntergebrochen. Es wird durch die begrenzte Ausgabe von Zertifikaten auch sicher erreicht. Eine Festlegung nationaler Sektorziele widerspricht diesem Grundmodell und führt zu Ineffizienzen im Klimaschutz, macht diesen unnötig teuer.

Das zweite verbindliche Ziel aus dem Pariser Klimaschutzabkommen betrifft den Nicht-Emissionshandel in der EU. Das EU-Ziel für Emissionen außerhalb des Emissionshandels gegenüber 2005 liegt für 2020 bei -10% und für 2030 bei -30%. Dieses Ziel wird durch die Effort Sharing Decision auf die Nichtemissionshandelssektoren der einzelnen Mitgliedstaaten heruntergebrochen. Deutschland muss demnach bis 2020 diese Treibhausgasemissionen um 14% und bis 2030 um 38% verbindlich mindern. Da Deutschland bisher erst um 6% gemindert hat, wird Deutschland im Gegensatz zur EU-28 dieses Ziel zumindest für 2020 deutlich verfehlen und muss ab 2019 jährlich von anderen Mitglieds-

staaten Emissionsminderungen zukaufen. Maßnahmen im EU-Emissionshandel oder ein deutscher Kohlenausstieg sind hierbei nicht anrechenbar. Somit ist nur für den Nicht-Emissionshandel ein Emissionsbudget angemessen, diesmal sogar auf nationaler Ebene. Ausdrücklich davon ausgeschlossen ist allerdings die deutsche Stromwirtschaft. Aufgrund der mangelnden Sinnhaftigkeit von nationalen Emissionsbudgets oder Sektorbudgets und deren weit auslegbare Herleitung empfiehlt DEBRIV, dass in den Szenarien des Netzentwicklungsplanes 2030 und in der Marktsimulation von der Nebenbedingung eines Emissionsbudgets für die deutsche Stromwirtschaft abzusehen.

4. Zusätzliches Netzszenario im Stützjahr 2023

DEBRIV empfiehlt darüber hinaus, ein zusätzliches Netzszenario für das Stützjahr 2023 zu berechnen. Denn in diesem Jahr dürfte die Netzbelastung am Höchsten sein. In den Jahren davor gehen die letzten deutschen Kernkraftwerke mit etwa 8 GW vom Netz. Ein Großteil der Kraftwerke der Sicherheitsbereitschaft wird bis 2023 endgültig stillgelegt. Deutschland wird ohne signifikanten Erhalt oder Ersatzbau regelfähiger gesicherter Leistung absehbar von ausländischen Kraftwerkskapazitäten abhängig werden. Die HGÜ-Projekte werden erst nach 2025 für eine Entlastung des deutschen Übertragungsnetzes zur Verfügung stehen. Die Anhebung des EEG-Ausbauziels auf 65% in 2030 kann bei einem linearen Zubau zu einer weiteren erheblichen Belastung des deutschen Übertragungsnetzes führen. Dabei sollte dieses zusätzliche Netzszenario 2023 unbedingt auf Basis mehrerer Wetterjahre bestimmt werden, um die potenziellen Stresssituationen des deutschen Übertragungsnetzes stochastisch umfassend abzubilden.

5. Antworten auf die Fragen der BNetzA im Begleitdokument

Zusätzlich stellt die Bundesnetzagentur in einem Begleitdokument konkrete Fragen an die Konsultationsteilnehmer, die maßgebliche Bedeutung für die Genehmigung des von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurfs des Szenariorahmens 2019-2030 und die darauf aufbauenden weiteren Prozessschritte der Netzentwicklungsplanung Strom und der Bundesbedarfsplanaufstellung haben können, u.a.:

„Ist es sinnvoll, innerhalb des Szenariorahmens eine Diskussion über die Versorgungssicherheit zu führen? Ist dieses Thema von Relevanz für den Netzausbaubedarf?“ (S. 10)

- ➔ Aus Sicht des DEBRIV ist diese Frage mit klar ja zu beantworten. Auch zukünftig muss Versorgungssicherheit gewährleistet werden, nicht nur durch ausrei-

chend vorhandene Netzkapazitäten, sondern auch durch die Verfügbarkeit einer ausreichenden Menge an gesicherter Leistung im deutschen Versorgungssystem. Eine einfache Reduzierung konventioneller Kraftwerksleistung auf Basis theoretisch konstruierter Szenarien ist dafür nicht zielführend. Wie die ÜNB deutlich machen, ist für Deutschland szenarioübergreifend die abgeschätzte verbleibende Leistung selbst unter Einbezug erheblicher regenerativer Erzeugung und der über DSM angenommenen Lastminderungspotenziale zur alleinigen Deckung der Jahreshöchstlast nicht ausreichend (verbleibende Leistung DE: -14,5 GW; -25,8 GW in 2030). Auch die deutsche Leistungsbilanz der 4 ÜNBs weist für 2020 bereits eine Unterdeckung in Höhe von -0,5 GW, bzw. ohne Berücksichtigung der Reservekraftwerke von -8,3 GW auf.

- ➔ Die Versorgungssicherheit in Deutschland wird somit zunehmend von grenzüberschreitenden Leitungen zu den Nachbarländern abhängig werden, wobei man dabei unterstellt, dass die Nachbarländer in Knappheitsstunden dann auch tatsächlich über hinreichend freie Kraftwerkskapazität verfügen. Dies ist kritisch zu hinterfragen, insbesondere da gewisse Risiken für die deutsche Versorgungssicherheit mit Risiken in den Nachbarländern korrelieren, wie z.B. hohe Last, keine PV-Produktion und wenig Windenergie. Gerade in diesen Stunden haben unsere Nachbarländer wie Frankreich oder Belgien heute schon Probleme mit ihrer Lastdeckung. Auch im ST 2030 Szenario des TYNDP, welches als Basis für die ausländischen Kapazitäten genutzt wird, reicht die gesicherte Leistung vieler Nachbarländer in 2030 nicht aus, ihre nationalen Höchstlasten zu decken. In der Marktsimulation des NEP kann somit nur eine gesicherte Versorgung des gesamten europäischen Marktes erreicht werden, wenn höhere Verfügbarkeiten insbesondere der erneuerbaren Energien zum Zeitpunkt der Höchstlast zur Verfügung stehen.
- ➔ Insofern sollte zusätzlich gesicherte Leistung im Inland bereitgestellt werden. Der tatsächliche konventionelle Kraftwerkspark muss also größer sein, als im Szenariorahmen ausgewiesen. Zudem gilt es, die zukünftige Entwicklung der absoluten Jahreshöchstlasten kritisch im Auge zu behalten, da diese durch potentiell steigende Anteile an Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen zukünftig noch höher liegen können, als derzeit im Szenariorahmen angenommen.
- ➔ Für den Transport der in Starklast-Situationen erzeugten Energie muss das Netz ausgelegt sein. Aktuell orientiert sich der Netzausbaubedarf im Wesentlichen an den Einspeisepunkten regenerativer Erzeugung; diese dürften aber nicht mit den Einspeisepunkten der benötigten konventionellen Erzeugungseinheiten zusammenfallen. Darüber hinaus hat bereits der vorangegangene NEP 2025 gezeigt,

dass Leistungsimporte in einzelnen Stunden erheblichen Netzausbau im an die grenzüberschreitenden Stromleitungen nachgelagerten nationalen Netz bewirken.

„Die Übertragungsnetzbetreiber stellen für die Modellierung der nationalen CO₂-Klimaschutzziele folgende vier Ansätze (von denen sie den ersten bevorzugen) zur Diskussion:

- 1) Verknappung der CO₂-Zertifikate und dadurch künstliche Steigerung des nationalen CO₂-Preises (indirekte Vorgabe einer nationalen CO₂-Obergrenze)*
- 2) Anpassung des Kraftwerksparks durch Herausnahme von emissionsintensiven Kraftwerken*
- 3) Modellierung von Nachrüstungen, Umbau und Modernisierung von Kraftwerken, z. B. CO₂-Abtrennung (CCS-Technologien) oder Brennstoffwechsel*
- 4) Emissionsbudgets für einzelne Kraftwerke (Betriebsstundenvorgabe, Einsatzrestriktionen)“ (S. 19)*

➔ Die Minderung der CO₂-Emissionen ist im Kraftwerksbereich durch das EU-ETS abschließend geregelt (siehe oben). Für die Modellierung der CO₂-Minderung muss das EU-ETS daher ausschließliche Vorgabe sein. Die Instrumente 1), 2) und 4) würden einer Doppelregulierung gleichkommen. Zudem würden die Ergebnisse nicht der erwartbaren Entwicklung entsprechen, da keines dieser Instrumente von der Regierung beschlossen wurde. Wenn die nationale CO₂-Minderung gesondert betrachtet werden soll, dann ist das Instrument 3) zu bevorzugen, allerdings nur ohne eine feste, nationale CO₂-Minderungsvorgabe, die im Widerspruch zum ETS stünde. Emissionsbudgets, womöglich noch heruntergebrochen auf einzelne Kraftwerke, sind weder politisch verbindlich oder notwendig, noch sind sie objektiv herleitbar oder betriebswirtschaftlich realistisch.

„Halten Sie die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Zuordnung sämtlicher nationalen Szenarien zu einem einzigen europäischen Szenario für angemessen?“ (S. 23)

➔ Vor dem Hintergrund des Binnenmarkts für Strom und einer europäischen Energie- und Klimapolitik mit gemeinsamen Zielen und Instrumenten ist die Berücksichtigung eines europäischen Szenarios nur folgerichtig. Deutschland kann nicht isoliert betrachtet werden. Dies ist insbesondere auch im Zusammenhang der Modellierung der CO₂-Klimaschutzziele relevant, da der Stromsektor durch das EU-

ETS reguliert wird. Das gewählte Sustainable Transition-Szenario auf Grundlage der Planungen der nationalen ÜNB ist aus Sicht des DEBRIV dabei eine sinnvolle Wahl.

Empfehlung

Der Mangel einer nicht sachgerechten Darstellung der Kapazitäten von Braunkohlenkraftwerken kann geheilt werden, wenn zukünftig zumindest ein Szenario gerechnet wird, bei dem mit Annahmen zu den Braunkohlenkraftwerken gearbeitet wird, die wie hier dargestellt und von der betroffenen Industrie als wahrscheinlich eingeschätzt werden.

Auch die Festlegung von **nationalen** CO₂-Obergrenzen für die Stromerzeugung ist wiederholt von den betroffenen Branchen adressiert worden. Aus diesem Grund sollte kein Szenario nationale Beschränkungen zu Grunde legen, sondern ausschließlich den **europäischen** Vorgaben des ETS folgen. Sofern man bei einer nationalen Betrachtung bleibt, müsste die Bilanzierung der **CO₂-Emissionen um den Stromaustauschsaldo bereinigt** werden.

Klarstellungen zur Kraftwerksliste:

- Die KWK-Anlage Ville/Berrenrath dient u.a. zur Dampfversorgung der Fabrik. Eine strommarktbasiertere Fahrweise wie in der Liste ausgewiesen, ist nicht möglich und wird auch nicht angestrebt
- Die KWK-Anlage Frechen/Wachtberg dient u.a. zur Dampfversorgung der Fabrik wird in den Szenarien 2030 A/B/C nicht mehr berücksichtigt. RWE beabsichtigt hier keine ABN der Anlagen, daher sind diese wieder in den Szenarien zu berücksichtigen.
- Die KWK-Anlage Fortuna in Niederaußem dient u.a. zur Dampfversorgung der Fabrik wird in den Szenarien 2030 B/C nicht mehr berücksichtigt. RWE beabsichtigt hier keine ABN der Anlagen, daher sind diese wieder in den Szenarien zu berücksichtigen.
- Die VGTs in Weisweiler sind aktuell wieder in Betrieb. Ihr Betrieb ist an den Betrieb der Braunkohlenkessel gekoppelt. Wird das KW Weisweiler stillgelegt, stehen sie dem Markt in der heutigen Form nicht mehr zur Verfügung.


6. Ergänzende Informationen

- Zukunftsausrichtung der rheinischen Braunkohle im Einklang mit der Energiewende in World of Mining 69 Jg. (2017) Heft 2
- LEAG legt Revierkonzept für die Lausitz vor (30. März 2017, <https://www.leag.de/de/news/details/leag-legt-revierkonzept-fuer-die-lausitz-vor/>)
- Zwei Systeme für eine Aufgabe: Versorgungssicherheit im Stromsektor in ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN 66. Jg. (2016) Heft 9
- Beitrag der Kohle zur Transformation der deutschen Stromversorgung in ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN 66. Jg. (2016) Heft 4

Mit einer Veröffentlichung der Unterlagen ist DEBRIV einverstanden.

Sofern ergänzende Informationen oder Erläuterungen erforderlich sind, stehen die Unternehmen bzw. DEBRIV gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen und Glückauf
Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e. V.



(Dr. Diercks)



(Maaßen)