



1. März 2019

Stellungnahme
des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie
des Landes Nordrhein-Westfalen
zum 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2030 (2019)
im Rahmen des Konsultationsverfahrens der Übertragungsnetzbetreiber
vom 4. Februar bis 4. März 2019

I. Vorbemerkung

Die zuständigen Ressorts der Landesregierung Nordrhein-Westfalen haben sich bereits intensiv mit den Szenariorahmen und Netzentwicklungsplänen 2012, 2013, 2014, 2025 (von 2015) und 2030 (2017) sowie der zwischenzeitlich ergangenen Gesetzgebung befasst und entsprechend gegenüber Übertragungsnetzbetreibern, Bundesnetzagentur und Bundesregierung Stellung genommen. Auch zum Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2030 (2019) hat das Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen als Träger öffentlicher Belange nach § 12a Abs. 2 S. 2 EnWG eine Stellungnahme abgegeben. Die vorliegende Stellungnahme hat das Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen erarbeitet. Die Regionalplanungsbehörden / Bezirksregierungen wurden beteiligt.

II. Zur Umsetzung des genehmigten Szenariorahmens 2019-2030 und zum Sensitivitätenbedarf

Die Landesregierung weist darauf hin, dass der genehmigte Szenariorahmen 2030 (2019) bereits nicht mehr die aktuellen Entwicklungen hinsichtlich verschiedener Aspekte abbildet.

Zum einen wurden 2018 die Verhandlungen über das sog. **Clean Energy Package/Winterpaket der EU** zu mehreren relevanten Ergebnissen geführt. Dabei stehen mehrere für die Netzentwicklungsplanung relevante Punkte hervor: Die Strombinnenmarktverordnung enthält in Art. 14 Absatz 7 die Vorgabe der Interkonnektorenöffnung zu 70%, während der Entwurf des Netzentwicklungsplans aufgrund vorangehender Entwurfsstände noch mit einem Wert von 75% gerechnet wurde. Dies sollte für den zweiten Entwurf zu einer entsprechenden Anpassung führen.

Die Governance-Verordnung enthält in Art. 4 (d) (1) in Verbindung mit Annex I, Teil I, Abschnitt A Nr. 2.4.1 als Indikator für die Erreichung des europäischen Interkonnektivitätsziels den Wert von 30% nominaler Transportkapazität im Verhältnis zur installierten EE-Leistung. Dieser Wert wurde mit dem NEP-E deutlich nicht abgebildet, so dass nach diesen neuen Regelungen Deutschland in ein Verbindungsdefizit in Relation zu den ambitionierten EE-Ausbaenzielen von rund 20 GW hineinplant. Hier sollte der zweite Entwurf den Interkonnektorenbedarf nach den neuen europäischen Kriterien zumindest transparent machen, um den Abstimmungsbedarf im Rahmen zukünftiger TYNDP sowie auf politischer Ebene aufzuzeigen. Schließlich enthält Art. 25 der neuen EE-Richtlinie eine neue Anerkennung von grünem Wasserstoff auf die Biokraftstoffquotenverpflichtung der Kraftstoffhersteller bei gleichzeitiger Begrenzung alternativer Zielerreichungspfade. Dies legt eine Überprüfung der im NEP angenommenen Mengen von zusätzlicher PtH₂-Stromnachfrage an Raffinerienetzverknüpfungspunkten nahe. Weitergehend wurde auf EU-Ebene auch eine Verschärfung der CO₂-Flottengrenzwerte für Kraftfahrzeughersteller beschlossen, vor deren Hintergrund bereits mehrere Hersteller bekannt gegeben haben noch umfangreicher auf Elektromobilität zu setzen. Dies legt eine entsprechende Prüfung der angenommenen Mengen und Stromnachfragen auch in diesem Bereich nahe.

Zum anderen hat die **Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (WSBK)** am 26.01.2019 einen Abschlussbericht vorgelegt, dem neue Zielsetzungen hinsichtlich der installierten Leistung von Braunkohlekraftwerken und Steinkohlekraftwerken, aber auch für Gas-KWK-Förderung zu entnehmen sind. Auch wenn die Empfehlungen der WSBK noch einer Umsetzung in Gesetzgebungsverfahren bedürfen, wird dies absehbar relevanten Anpassungsbedarf hinsichtlich einzelner Szenarien auslösen. Dies gilt umso mehr, als davon auch das mittlere Szenario B 2030 betroffen ist. Vor diesem Hintergrund sollte neben dem saldiert angenommenen Nettozuwachs an installierter Leistung von (KWK-)Gaskraftwerken auch der dafür erforderliche Bruttozubau transparent ausgewiesen werden. Die Netzentwicklungsplanung sollte die von der WSBK skizzierte Entwicklung bis 2038 realistisch abbilden, um schnellstmöglich die Entscheidungen über den bis dahin erforderlichen weiteren Netzausbau treffen zu können und die zusätzlichen Projekte frühestmöglich in Angriff nehmen zu können. Dies ist nicht nur für die Versorgungssicherheit von Nordrhein-Westfalen mit Strom ab 2038 dringend geboten.

Vor diesem Hintergrund wird auch ein weitergehender Diskussionsbedarf hinsichtlich der errechneten neuen Jahreshöchstlasten für 2030 und 2035 zwischen 88 und 100 GW sowie höchsten Residuallasten von 69-80 GW oberhalb der im Szenariorahmen vorgesehenen konventionellen Leistung von 69-75 GW und erst Recht gesicherten Leistung gesehen (vgl. S. 41 zu S. 27). Dies gilt umso mehr als die ÜNB ausdrücklich

von einem durchschnittlichen Wetterjahr, durchschnittlichen Kraftwerksnichtverfügbarkeiten sowie keiner planmäßigen Nichtverfügbarkeit von Netzelementen ausgehen (s. S. 120, Kapitel 5.2.1). Die Landesregierung bittet vor diesem Hintergrund nachdrücklich darum ein „**Stresstest**“-**Szenario** zu rechnen, um frühzeitig Schwachpunkte zu identifizieren und nachsteuern zu können. Die Stromversorgung muss auch bei vom Durchschnitt abweichenden Wetterjahren, Kraftwerks- und Netzelementverfügbarkeiten gewährleistet werden. Die gesetzliche Verpflichtung der Betreiber von Energieversorgungsnetzen in § 11 Absatz 1 EnWG, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz zu betreiben, kennt keine Einschränkung auf durchschnittliche Rahmenbedingungen. Dies gilt umso mehr, als die Landesregierung in den letzten Jahren diverse Situationen unplanmäßiger Nichtverfügbarkeiten von relevanten Mengen an AKW-Leistung in Belgien und Frankreich bei relevanten Nachfragegleichzeitigkeiten beobachten konnte. Dies sollte daher bei der Annahme durchschnittlicher Verfügbarkeiten benachbarter Kraftwerksparks und zugleich zunehmender Abhängigkeit Deutschlands vom europäischen Binnenmarkt auch in einer entsprechenden „Stresstest“-Sensitivitätenrechnung berücksichtigt werden.

Neben der Umsetzung des Szenariorahmens haben sich die ÜNB für die Annahme **technischer Innovationen jenseits des Standes der Technik** (z.B. Netzbooster und Sektorenkopplung in Gigawattvolumina) entschieden und einen erheblichen Redispatchbedarf jenseits der gesetzlich vorgegebenen Spitzenkappung ausgewiesen (S. S. 121 f.). Der genaue Umfang der Annahme von zukünftigen innovativen Technologien wurde dabei nicht transparent ausgewiesen, auch wenn von Seiten der ÜNB offen 5 GW kommuniziert werden. Auch ist im NEP-E keine Regionalisierung und Unterlegung dieses erheblichen Umfangs mit Punktmaßnahmen geschweige denn alternativen Leitungsbaumaßnahmen erfolgt, obwohl mehrere ÜNB bereits Punktmaßnahmen im Bereich der Sektorenkopplung öffentlich bewerben. Damit verfolgen die ÜNB im NEP-E ein grundlegend anderes Verständnis ihrer gesetzlichen Verpflichtung zum bedarfsgerechten Netzausbau nach § 11 EnWG als zuvor. Die Landesregierung hält eine entsprechende Konkretisierung im zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019) mit konkreten Maßnahmen und einer Verdeutlichung der alternativen Netzausbaubedarfe für erforderlich. **In diesem Zusammenhang wird darauf hingewiesen, dass sich Nordrhein-Westfalen mit seiner hochqualifizierten Hochschul- und Unternehmensstruktur sowie vorhandenen Energieinfrastruktur und industriellen Energienachfrage als Standort für die Forschung und Entwicklung energietechnischer Innovationen und deren Implementierung anbietet. Dies gilt umso mehr vor dem Hintergrund der Empfehlungen der WSBK und dem Bedürfnis den zukünftigen Netzausbau und die Redispatchkosten zu begrenzen.**

III. Zum Netzausbaubedarf insgesamt

Zunächst fällt auf, dass die Zieldaten (für die geplanten Inbetriebnahmen) für das Startnetz nicht mit den parallel erhobenen und von den ÜNB gemeldeten Daten des BMWi-Controlling übereinstimmen. Hier wird dringend angeregt, die Daten zwischen NEP-E und BMWi-Controlling zu synchronisieren.

Weitergehend fällt auf, dass nach wie vor Vorhaben unter das Zubaunetz gefasst werden, die sich als Bestandteil des Bundesbedarfsplans längst in der Umsetzung in konkreten Fachplanungsverfahren befinden, z.B. in Nordrhein-Westfalen A-Nord und Ultranet. Dies führt dazu, dass keine saubere Trennung zwischen bereits beschlossenen Zubaumaßnahmen und noch zu beschließenden Zubaumaßnahmen in der Darstellung des Zubaunetzes erfolgt. Es wird daher weiterhin angeregt, bei der Projektliste des Zubaunetzes zwischen bereits beschlossenen und noch zu beschließenden Maßnahmen des BBPIG zu unterscheiden.

In der Gesamtbetrachtung des bundesweiten Netzausbaubedarfs fällt auf, dass die Zunahme der in Nord-Süd-Richtung zu transportierenden EE-Erzeugung um rd. 25 GW für 2030 (65 %) gegenüber dem zuvor im NEP 2030 (2017) für 2035 angenommenen Mengen (50 %) zu einem höheren Umfang länderübergreifender DC-Korridore führt. Dies bedeutet für NRW zwei zusätzliche weitgehend gemeinsam geführte HGÜ-Korridore (DC 21, 23, 25) mit insgesamt 4 GW.

Der Leistungsunterschied zwischen der EE-Leistung und der zusätzlichen Transportleistung im GW-Bereich ist erläuterungsbedürftig. Weitergehend ist festzustellen, dass die neu für 2030 vorgeschlagenen Korridore DC 21, 23 und 25 trotz weiterer rd. 20 GW hinzutretender EE-Leistung im Jahr 2035 unverändert bleiben und nur 2 GW Verstärkung bei Süd-Ost-Link ausgewiesen werden. Die ÜNB führen zu dieser starken Diskrepanz aus (s. S. 121): *„Sollte sich in den kommenden Jahren herausstellen, dass die den Netzausbaubedarf dämpfenden Potenziale der innovativen Technologien niedriger sind als heute angenommen, so wäre der Netzausbaubedarf in den kommenden Netzentwicklungsplänen unter den dann jeweils zugrundeliegenden energiepolitischen Rahmenbedingungen entsprechend anzupassen. Anderenfalls würden wegen des fehlenden Netzausbaus entsprechend höhere Volumina an Netzeingriffen wie Redispatch und Einspeisemanagement anfallen – mit den damit verbundenen Kosten.“* Dies erscheint nicht nur stärker erörterungsbedürftig, sondern es müssen auch dringend rechtzeitig wirksame Lösungen entwickelt werden. So begrüßenswert eine Vermeidung von Rauminanspruchnahme ist, muss doch einer Unterdimensionierung des Stromversorgungsnetzes vorgebeugt werden.

Die Umstellung von 220 kV- auf 380kV-Systeme wird grundsätzlich für sinnvoll erachtet, da somit bestehende Trassen leistungsfähiger werden und der Wegfall einer

Spannungsebene im Transportnetzbereich langfristig Kosten einsparen kann. Interessant wäre eine Erörterung, in welcher Weise sich dieser Umstand auf die zukünftige Höhe der Netzentgelte auswirkt. Es wird begrüßt, dass ein erheblicher Teil der Netzverstärkung durch Umbeseilungen und den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen (HTLS) erfolgen soll.

Zum energiewirtschaftlichen Bedarf der bereits im EnLAG, im Bundesbedarfsplangesetz und der TEN-E Verordnung der EU enthaltenen Trassen erübrigt sich grundsätzlich eine Stellungnahme der Landesregierung.

IV. Zum Netzausbau in Nordrhein-Westfalen

Wie bereits in der Stellungnahme zum NEP 2030 (2017) angeregt, wäre eine direkte Zuordnung der einzelnen Maßnahmen auf die betroffenen Länder hinsichtlich ihrer Verortung hilfreich, sowohl in den Projektlisten, als auch in den Steckbriefen.

Es wird angeregt, für die noch nicht in den Gesetzen enthaltenen Neubaumaßnahmen – sei es in bestehender oder neuer Trasse – zu prüfen, ob Pilotprojekte für (Teil)Erdverkabelung im Wechselstrombereich identifiziert werden können. Dies ist dann umso sinnvoller, wenn sensible Bereiche (z. B. Nähe zur Wohnbebauung) berührt werden könnten. In diesem Zusammenhang wird auf Ziel 8.2-4 (Neue Höchstspannungsfreileitungen), der bei neuen Leitungen in neuen Trassen gemäß § 4 Raumordnungsgesetz zu beachten ist, verwiesen. Für alle neuen Leitungen (in bestehender und neuer Trasse) ist der Grundsatz 8.2-5 (Unterirdische Führung von Höchstspannungsleitungen) des Landesentwicklungsplans NRW zu berücksichtigen.

Die Landesregierung NRW befürwortet, soweit technisch möglich und energiewirtschaftlich und planerisch sinnvoll, den Einsatz von Leerrohren, um frühzeitig späteren Transportbedarfen Rechnung zu tragen und den Aufwand gering zu halten.

Zum Zubaunetz:

Nordrhein-Westfalen ist nach dem NEP-Entwurf voraussichtlich von insgesamt 18 neuen - noch nicht in das Bundesbedarfsplangesetz aufgenommenen - Höchstspannungsleitungen tangiert: DC 21, DC 23, DC 25, P 116, P200, P203, P312, P313, P315, P324, P325, P401, P402, P403, P404, P405, P406 und P408.

Davon sind

- 13 Höchstspannungsleitungen sowohl nach dem Szenario 2030 als auch dem Szenario 2035 erforderlich (DC 21, DC 23, DC 25, P200, P 203, P312, P313, P315, P324, P401, P403, P405, P406)
- und
- 5 Höchstspannungsleitungen erst beim Szenario 2035 erforderlich (P 116, P325, P402, P404, P408).

Daneben ist Nordrhein-Westfalen voraussichtlich von **2 Offshore-Anschlüssen** im Kreis Steinfurt (NOR-9-2 und NOR 10-1) und **3 Punktmaßnahmen** (Anlagen) tangiert: P327, P347, P410.

zu DC 21, 23, 25 (ehemals "B-Korridor"; Heide/West-Wilhelmshaven 2 / Uentrop; Uentrop-Altbach; Wilhemshaven 2-Polsum)

Der sukzessive Ausstieg aus der Braun- und Steinkohleverstromung bedeutet, dass NRW zunehmend auf Stromimporte angewiesen sein wird, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dies gilt ungeachtet des Ausbaus an EE.

Es wird hinsichtlich des neu vorgeschlagenen Nord-Süd-Korridors (DC 21, 23, 25) begrüßt, dass die vom Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen in der Stellungnahme vom 16. Oktober 2017 gemachten Anregungen aufgegriffen wurden und angesichts der großen Zahl von Verbrauchern in NRW, insbesondere im Ruhrgebiet und an der Rheinschiene, dafür Sorge getragen wird, dass der durch Nordrhein-Westfalen transportierte Strom auch in Nordrhein-Westfalen genutzt werden kann. Angesichts weiterhin hoher industrieller Bedarfe trägt dies erheblich zur Versorgungssicherheit in Nordrhein-Westfalen bei. Dies gilt umso mehr, je stärker eine industrielle Sektorenkopplung erfolgt.

Für die länderübergreifenden neuen Korridore wird angeregt, frühzeitig den Dialog mit den betroffenen Ländern und Behörden zu etablieren, um möglichst verträgliche Realisierungsmöglichkeiten rechtzeitig zu identifizieren.

Zu P 313 (2. Interkonnektor Deutschland – Belgien) zwischen Dahlem (Euskirchen) und Gramme (BE):

Das Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen begrüßt, dass P 313 bis zum Jahr 2028 realisiert werden soll.

Laut NEP-Entwurf (Steckbrief P 313) soll die Übertragungskapazität bei mindestens 1 GW liegen. Das Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen hält es mit Blick auf die Versorgungssicherheit – auch im angrenzenden europäischen Ausland – für dringend erforderlich die Trasse von P 313 direkt für 2 GW zumindest über Leerrohre auszulegen und zum selben Inbetriebnahmejahr zu planen.

P 313 wird im NEP-E 2030 (Steckbrief) wie folgt begründet: *„Mit den Beschlüssen des deutschen Bundestages im Sommer 2011 zum Ausstieg aus der Kernenergie bis spätestens Ende 2022 und mit dem in Belgien festgelegten Kernenergieausstieg bis zum Jahr 2025 geht ein struktureller Wandel der elektrischen Energieversorgung in beiden Ländern einher. Das gemeinsame Hauptmerkmal liegt hierbei im verstärkten Zubau von erneuerbaren Energien und im Rückbau konventioneller Kraftwerkskapazitäten.“* Dementsprechend wird ein signifikanter Beitrag für die Versorgungssicherheit in Belgien und Deutschland festgestellt. In diesem Zusammenhang wird auch auf die Studie „Diskussionsbeitrag zur Stromversorgung Belgiens im Falle eines Atomausstiegs“ des Büros für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET) und des Instituts für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW RWTH Aachen) vom 09.12.2016 verwiesen. Mittlerweile liegt von Elia eine belgische Studie vor, die auch bis 2030 und 2040 schaut und nachweist, dass mit steigendem EE-Anteil der Nutzen der Leitung auf der Zeitachse zunimmt (Elia, Electricity Scenarios für Belgium towards 2050 – Elia’s quantified study on the energy transition in 2030 and 2040, November 2017).

Zu P 402 (Westerkappeln-Gersteinwerk)

Es wird um Prüfung gebeten, ob die skizzierten rd. 90 km Freileitungsbau nicht durch eine HGÜ-Erdverkabelung alternativ realisiert werden können. Auch wenn der Bedarf erst für 2035 ausgewiesen ist, erscheint es hier vor dem Hintergrund der Diskussion über die Offshore-Ausschreibungsmengen zweckmäßig frühzeitig verschiedene Realisierungsalternativen in den Blick zu nehmen. Auch in diesem Zusammenhang wird nochmals auf die o. g. Festlegungen des LEP NRW verwiesen.