



Kurzstellungnahme zum 1. Entwurf für einen Netzentwicklungsplan Strom 2030

„Vermisst wird ein stimmiges Gesamtkonzept, das gesicherte Leistung angemessen würdigt und den regionalen Systemdienstleistungsbedarf berücksichtigt.“

Berlin, 28. Februar 2017

STEAG GmbH

Büro Berlin

Reinhardtstr. 3

10117 Berlin

Netzentwicklungsplan Strom 2030

Gerne nehmen wir zum 1. Entwurf für einen Netzentwicklungsplan Strom 2030 (NEP) kurz Stellung. Folgende fünf Punkte sind für uns wesentlich und werden im Folgenden ausgeführt:

1. Deutliche Unterschätzung des Zubaus von erneuerbaren Energien und der daraus resultierenden Stromerzeugung – im Segment Wind an Land wird bereits 2020 die im Szenario C für das Jahr 2030 unterstellte installierte Leistung erreicht sein
2. Unzureichende gesicherte Leistung in Deutschland als Basis für die Szenarien B und C, die gleichzeitig einen heute wirtschaftlich noch nicht absehbaren, massiven Zubau von Gaskapazitäten beinhalten - Stresstest für Versorgungssicherheit durchführen!
3. Verlagerung von CO₂-Emissionen ins Ausland als Basis für die Szenarien B und C
4. Pauschale Annahme über Lebensdauern konventioneller Kraftwerke unrealistisch
5. Regionaler Bedarf nach Systemdienstleistungen bleibt unberücksichtigt

1. Deutliche Unterschätzung des Zubaus von erneuerbaren Energien und der daraus resultierenden Stromerzeugung – im Segment Wind an Land wird bereits 2020 die im Szenario C für das Jahr 2030 unterstellte installierte Leistung erreicht sein

Entscheidend ist, dass der Zubau der Erneuerbaren realistisch abgeschätzt und auch lokal angemessen geplant wird. STEAG erwartet, abweichend von den Szenarien des NEP-Entwurfs, für 2030 vor allem für Wind an Land und Biomasse eine deutlich höhere installierte Leistung. Analog dazu geht STEAG, auch verknüpft mit höheren Erwartungen an die Volllaststunden insbesondere bei Wind an Land, gegenüber den Szenarien von einem signifikant größeren EE-Anteil an der Bruttostromnachfrage im Jahr 2030 aus, der den politisch definierten Ausbaukorridor deutlich überschießen würde.

Exemplarisch wird dies bei der Windenergie an Land deutlich. So betrug die installierte Leistung in diesem Segment Ende 2016 nach vorläufigen Daten bereits rund 45,9 GW. Als sog. Übergangsanlagen können laut Informationen der Bundesnetzagentur nach altem EEG mit festen Vergütungssätzen bis Ende 2018 noch gut 8,8 GW errichtet werden. Gleichzeitig ist davon auszugehen, dass im Jahr 2018 der jährliche Netto-Zubau infolge der im Jahr 2017 begonnenen Ausschreibungen von ca. 2,5 GW/a netto einsetzen wird. Damit könnte die installierte Leistung der Windenergie an Land Ende 2018 bereits bei gut 57 GW liegen. Unterstellt man in den folgenden Jahren von 2019 bis 2030 den gem. EEG avisierten Zubau von jährlich ca. 2,5 GW netto (2,8 GW brutto), ergäbe sich für das Jahr 2020 damit bereits ein Ausbaustand von ca. 62 GW. Damit wäre im Segment Windenergie an Land im Jahr 2020 bereits der Ausbaustand des Szenarios C 2030 für das Jahr 2030 erreicht. Das Szenario C 2030 orientiert sich als sog. „Innovationsszenario“ bereits „am oberen Rand des politischen Ausbaukorridors“ und beinhaltet aufgrund von neuen Stromanwendungen wie Wärmepumpen und 6 Millionen Elektromobilen auch einen Anstieg des Stromverbrauchs um 30 TWh gegenüber dem Szenario B 2030 (vgl. Unterlage NEP-Unterlage „Zahlen – Daten – Fakten“, S. 4 f.).

Um den anderen EE-Segmenten, maßgeblich der Windenergie auf See und der Photovoltaik, bis 2030 noch den avisierten Entwicklungskorridor des Szenarios C 2030 einzuräumen, dürfte zwischen 2020 und 2030 also kein Netto-Zuwachs bei der installierten

Windenergieleistung an Land mehr erfolgen. Gleichzeitig resultiert aus dem Tausch von alten gegen neue Windenergieanlagen (WEA) in Bezug auf die installierte Leistung aufgrund des technischen Fortschritts, neuer Anlagenkonfigurationen und höherer WEA jedoch eine signifikante Stromertragssteigerung bis hin zu einer Ertragsverdoppelung¹. Selbst wenn man den Zubaustand der Windenergie an Land also zwischen 2020 und 2030 in Bezug auf die installierte Leistung einfriere, ergäbe sich ein enormer Anstieg der resultierenden Stromerzeugung. So wurden bis 2010 ca. 25.000 MW installiert, die bis 2030 durch neue Windenergieanlagen ersetzt werden würden (eine Abgängigkeit der WEA mit Ende ihrer 20-jährigen Förderperiode vorausgesetzt, wie sie auch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) erwartet).

Schriebe man den gem. EEG avisierten Zubau von jährlich ca. 2,5 GW netto (2,8 GW brutto) bei der Windenergie an Land für die Jahre 2020 bis 2030 fort, ergäbe das für das Jahr 2030 in diesem Segment bereits eine installierte Leistung von ca. 87 GW, die das „Innovationsszenario“ C 2030 um 25 GW oder annähernd 30 % übersteigen würde.

In Summe bedeutet es, dass wir aktuell erwarten, dass die installierte Leistung und insbesondere die erneuerbare Stromerzeugung selbst die Annahmen des Szenarios C 2030 deutlich übersteigen wird. Es ist davon auszugehen, dass der Netzausbaubedarf aufgrund der Unterschätzung des EE-Ausbaus und der zu transportierenden EE-Strommengen deutlich zu niedrig angesetzt ist, was ohne Berücksichtigung des über die Szenarien hinausgehenden Netzausbaubedarfs insbesondere aufgrund der regionalen Gleichzeitigkeit zu enormen Abregelungen von volatilen Einspeisern auf der einen und zu einem enormen positiven Redispatch von konventionellen Anlagen auf der anderen Seite führen würde, um Netzengpässe ausgleichen zu können. Mit dieser Aussicht kontrastiert die Aussage im Unterkapitel 3.2.4 der Entwurfsunterlage, nach der selbst im Szenario C 2030 in der Jahresbilanz lediglich eine geringe Menge von sog. „Dumped Energy“ i.H.v. 0,1 TWh zu erwarten sei.

2. Unzureichende gesicherte Leistung in Deutschland als Basis für die Szenarien B und C, die gleichzeitig einen heute wirtschaftlich noch nicht absehbaren, massiven Zubau von Gaskapazitäten beinhalten – Stresstest für Versorgungssicherheit durchführen!

Der NEP macht die zunehmende Bedeutung von Stromimporten für die Versorgungssicherheit in Deutschland zur Grundlage der Planungen. Mit Ausnahme von Szenario A 2030 ist die gesicherte Leistung in sämtlichen Szenarien kleiner als die angenommene Jahreshöchstlast i.H.v. 84 GW (siehe Seite 57 der Entwurfsunterlage). So liegt in Deutschland im Szenario C 2030 bei Berücksichtigung einer geringen Nichtverfügbarkeit auch von konventionellen Kraftwerken i.H.v. 10 % sowie eines Beitrags von Wind- und Sonnenenergie zur gesicherten Leistung von nahe Null (analog Dunkelflaute Januar 2017) ggü. der angenommenen Jahreshöchstlast i.H.v. 84 GW eine Unterdeckung bzw. ein Leistungsbilanzdefizit von ca. 15 bis 20 GW vor.

Es ist nicht nachvollziehbar, warum diese Annahmen nicht kritisch hinterfragt werden.

¹ Vgl. Kurzstudie von Fraunhofer IWES im Auftrag der Agora Energiewende: „Entwicklung der Windenergie in Deutschland“, veröffentlicht Juni 2013, S. 10.

Den Beitrag von Pumpspeicherkraftwerken und PV-Batteriespeichern als klassischen Kurzfristspeichern zur gesicherten Leistungsbereitstellung gilt es darüber hinaus mit Blick auf eine über Tage und Wochen anhaltende „Dunkelflaute“, wie sie z.B. im Januar 2017 zu beobachten war, zu diskutieren. Gleiches gilt für die Potentiale im Bereich des Demand-Side-Managements und die Frage, in welchem Umfang neue Stromverbraucher wie Wärmepumpen und Elektromobile gerade in Zeiten einer Dunkelflaute eine steigende Wirkung auf die Jahreshöchstlast haben werden, von der zumindest in der Projektion nicht ausgegangen wird (Jahreshöchstlast bleibt in allen Szenarien auf 84 GW festgelegt). Und schließlich braucht es auch bei der Power-to-Gas-Technik ausreichend gesicherte Kraftwerksleistung, damit sie über die Rückverstromung einen Beitrag zur Stromversorgungssicherheit in Zeiten von Knappheiten liefern kann.

Gerade angesichts der Situation in Frankreich im Winter 2017 mit einer Reihe von außerplanmäßigen Abschaltungen von Kernkraftwerken (sowie dem zwischenzeitlich politisch verfügbaren, teilweisen Wiederanfahren der KKW) wird deutlich, dass ein Stresstest für die Versorgungssicherheit in Deutschland zumindest auch auf Basis der begrenzten NEP-Szenarien erforderlich ist.

Gleichzeitig wird in den Szenarien mit Ausnahme des Szenarios A bereits ein massiver Zubau von Gaskraftwerken unterstellt. So steigt die installierte Leistung gegenüber der heute installierten Leistung von ca. 28 GW netto auf 37,8 GW netto im Jahr 2030 an (Szenarien B und C). Berücksichtigt man den altersbedingten Abgang von Gaskraftwerken, die im Jahr 2030 mehr als 40 Jahre alt sein würden, wäre für diese Annahmen ein Zubau von 15 bis 20 GW Gaskraftwerken bis 2030 erforderlich. Auch hier gilt es mit Blick auf sehr lange Vorlaufzeiten für die Genehmigung von Kraftwerksneubauten sowie die notwendige Gasversorgungsinfrastruktur, die ihrerseits teilweise von Genehmigungsverfahren abhängig ist, zu hinterfragen, ob diese Annahmen in Verbindung mit einer derzeit nicht gegebenen wirtschaftlichen Grundlage für die Investition in neue Gaskraftwerke ein realistisches, belastbares Szenario darstellen.

3. Verlagerung von CO₂-Emissionen ins Ausland als Basis für die Szenarien B und C

Für die Marktsimulation sind CO₂-Begrenzungen vorgegeben worden: Für die Szenarien B und C wurde so eine jährliche CO₂-Emissionsmengenbegrenzung der deutschen Stromerzeugung auf 165 Mio.t angenommen und als Modellrestriktion berücksichtigt. Die Höhe steht aber nicht im Einklang mit den Zielen des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung für den Sektor Energiewirtschaft (175-183 Mio.t CO₂), sondern unterschreitet dieses Ziel nochmals um rd. 10 %. Das ist nicht nachvollziehbar.

Im Szenario B führt diese Mengenbegrenzung zu einer Beschränkung der konventionellen Erzeugung in Deutschland und zu einem erhöhten Import von Strom inkl. der Verlagerung von Emissionen ins Ausland (das wird auch erkannt, siehe Seite 73 der Entwurfsunterlage).

Für die Drosselung der konventionellen Erzeugung und die relative Schlechterstellung gegenüber ausländischen Erzeugungsanlagen gibt es in Deutschland derzeit keine gesetzliche Grundlage. Auch im Klimaschutzplan sind solche konkreten Maßnahmen nicht adressiert. Es ist also davon auszugehen, dass die Vorgaben durch ein zusätzliches, nationales Instrument umgesetzt werden sollen, das mit dem europäischen Emissionshandel nicht im Einklang steht. Eine solche Art der absoluten Mengenbegrenzung muss eher von

einem CO₂-Deckel bzw. einem Budget ausgehen und auf sämtliche Stromerzeugungsanlagen heruntergebrochen werden. Oder wird marktwidrig unterstellt, dass die Anlagen weitestgehend über Reserven CO₂-seitig gesteuert werden und die Budgetierung über die Netzentgelte erfolgt?

In diesem Zusammenhang müsste in jedem Fall systemisch geprüft werden, welche Auswirkungen eine gedrosselte Fahrweise der konventionellen Anlagen auf den Netzausbaubedarf hat. Gegenübergestellt werden müsste diesen Szenarien in einem geeigneten Referenzszenario, wie stark die im Klimaschutzplan 2050 vorgesehene CO₂-Restriktion überschritten worden wäre. Aber das erfolgt nicht.

4. Pauschale Annahme über Lebensdauern konventioneller Kraftwerke unrealistisch

Bereits mehrfach sind Einwände von Konsultationsteilnehmern zum Szenariorahmen erfolgt, die darauf hinweisen, dass pauschale Annahmen zu Lebensdauern von konventionellen Kraftwerken nicht mit der Realität vereinbar sind.

Das ist heute mehr denn je der Fall. Kraftwerke werden nach wirtschaftlichen Kriterien und zu immer größeren Anteilen auch nach den gesetzlichen Anforderungen aus den neuen und schon bestehenden Reserven betrieben. Für die Wirtschaftlichkeit sind auch vorgenommene Ertüchtigungen entscheidend. Hinzu kommen bei der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme die Bedarfe aus der Wärmeversorgung. Das ursprüngliche Inbetriebnahmejahr einer Anlage ist dafür weitgehend irrelevant.

Hinzu kommt, dass zum Teil kleinere und ggf. ältere Anlagen im Rahmen der Bewirtschaftung eines Kraftwerksparks flexibler auf die Strommarktanforderungen reagieren können als große Anlagen.

5. Regionaler Bedarf nach Systemdienstleistungen bleibt unberücksichtigt

Es geht zunehmend darum, auch die regionalen Bedarfe nach Systemdienstleistungen (SDL) bei der Netzausbauplanung zu berücksichtigen. Das muss dringend ergänzt werden, auch um die regionale Wirkung der geplanten Konverterstationen abzuschätzen oder zumindest einen Beitrag für die dringend erforderliche Diskussion über Systemdienstleistungen zu leisten. Das geht über Regelenergie und die Bereitstellung von Blindleistung weit hinaus.

Im Moment ist trotz aller Planungen von HGÜ-Trassen davon auszugehen, dass im unterlagerten Netz SDL in zunehmendem Maße bereitgestellt werden müssen. Daraus könnten neue dezentrale „Märkte“ entstehen. Der Wert einer unterlagerten Flexibilität wird steigen, was u.a. auch durch das SINTEG-Vorhaben der Bundesregierung illustriert wird. Nicht nur weil der Netzausbau dem tatsächlichen Bedarf hinterher hinkt, sondern auch, weil die Politik der Bundesregierung dazu führt, dass dezentrale Anlagen zunehmend unwirtschaftlich und verstärkt im Rahmen von Reserven bereit gehalten werden (so lange das überhaupt erlaubt ist, siehe die Vorschläge zu Anforderungen aus dem Winterpaket der EU-Kommission). Die Wirkung von Veränderungen in der industriellen Struktur aufgrund von relativ hohen Strompreisen für Betriebe, die nicht von der EEG- und anderen Umlagen und Entgelten (teil-) befreit sind, werden diese regionalen Verwerfungen noch verstärken.