

Seite: 1 bis 3
Mediengattung: E-Paper
Jahrgang: 2023

Nummer: 010
Auflage: 997 (gedruckt)¹

¹ Verlag 01/2021

Müller: Weichen stellen für das Stromnetz der Zukunft

Das Strommarktdesign bedarf einer dringenden Reform. Wenn immer mehr erneuerbare Energien in die Netze kommen, werden eine ambitionierte Netzplanung und neue Flexibilitätsoptionen benötigt.

Von Kai Eckert Die Transformation des Energiesystems und der fortschreitende Ausbau der erneuerbaren Energien zeigen immer deutlicher die Schwächen des aktuellen Strommarktdesigns. Mit der Gründung der Plattform Klimaneutrales Stromsystem hat die Bundesregierung jüngst den Grundstein für eine Diskussion um die künftige Ausrichtung des Energiesystems gelegt. Auch auf dem zweitägigen Energiewende-Kongress „Energie Cross Medial“ in Berlin wurden die Themen am 28. Februar und am 1. März intensiv diskutiert.

„Der Staat sollte für das Strommarktdesign der Zukunft zurück in den Modus des Regelgebers“, machte Jürgen Kühling, Vorsitzender der Monopolkommission, in einer Videoschleife deutlich. Zwar seien kurzfristige Eingriffe in der Krise sinnvoll, langfristig müssten aber die Marktmechanismen und der Wettbewerb geschützt werden, so Kühling. Klar sei aber schon jetzt, dass der fortschreitende Ausbau der erneuerbaren Energien die Netze vor neue Herausforderungen stellen wird. Bis 2035 wird der Strombedarf in Deutschland von 533 auf 700 TWh im Jahr ansteigen. Dabei wird die Einspeiseleistung aus Solaranlagen sich auf 120 GW mehr als verdoppeln und die Offshore-Windkapazität von derzeit 8 GW auf 32 GW steigen, auch Wind an Land wird sich von derzeit 54 GW auf dann 91 GW fast verdoppeln, berichtete Tetiana Chuvilina-Büschgens, Leiterin Politik und Konzernrepräsentanz Berlin beim Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO, die zugleich einen ersten Ausblick auf den neuen Netzentwicklungsplan 2023 gab. Ihrer Einschätzung nach ist das Delta für den Zeitraum 2035 bis 2037 deutlich größer als für den Zeitraum 2037 bis 2045. Dann soll das Energiesystem bereits vollständig klimaneutral sein.

Netzplanung in der Energiewende „immer ambitionierter“

Der Ukraine-Krieg habe Europa deutlich vor Augen geführt, wie abhängig man von Energieimporten ist, unterstrich auch Klaus Müller, Präsident der Bundesnetzagentur, auf der Konferenz. „Die Energiewende ist als großes Chiffre für eine klimaneutrale und gerechte Energieversorgung vorhanden“, konstatierte Klaus Müller. Mit der Energiewende könne sich Deutschland bei weiteren russischen Eskalationen weiter abgrenzen und mit sinkendem Abhängigkeitsgrad dann seine eigenen Interessen gegenüber Russland auch besser formulieren, machte Müller die Notwendigkeit deutlich, den eingeschlagenen Pfad nicht zu verlassen. Durch den beschlossenen Kohleausstieg und das Ende der nuklearen Stromerzeugung in Deutschland werde bei gleichzeitigem Hochlauf der Elektromobilität und weiter steigender Stromnachfrage etwa aus dem Wärmemarkt die Netzplanung immer ambitionierter, so Müller. Die Energiewendeziele wurden verschärft und das Dekarbonisierungsziel für 2045 festgezurr. Diesen Weg zur Klimaneutralität müsse engagiert gegangen werden, bekräftigte Müller. „Mit dem aktuellen Netzentwicklungsplan schaffen wir den Weg aus der Krise für eine zukünftige Energieversorgung. Die Entwicklung mag schneller gehen, als mancher erwartet“, aber das Große und Ganze werde bereits jetzt mitbedacht, versicherte Müller am 1. März auf der Konferenz. Für die nächsten 20 Jahre will er bereits die Weichen stellen und festlegen, wie das Energiesystem dann aussehen soll. Die grobe Struktur will er dann nur noch punktuell ergänzen müssen.

Bereits am Vorabend hatte der SPD-Abgeordnete Markus Hümpfer, Mitglied im Ausschuss für Klimaschutz und Energie, deutlich gemacht, dass auch die Politik agiler agieren müsse. „Wenn wir das schaffen, dann haben wir die

Chance, die Flexibilitäten zu bekommen, die wir für die Umsetzung der Energiewende brauchen“.

Etwas pessimistischer hatte sich Vera Brenzel von TenneT geäußert. Sowohl für Übertragungsnetzbetreiber als auch für Verteilnetzbetreiber gelte, dass die Netze besser ausgelastet werden müssten. Dazu müsse ihrer Einschätzung nach auch das Demand- und Supply-Shifting angefasst werden, dies funktioniere bislang noch nicht, obwohl es bereits verschiedene Pilotprojekte und die Erfahrungen aus den Sinteg-Projekten gebe, diese seien aber noch immer nicht hochskaliert worden. „Wir müssen großräumig Transporte über das Netz organisieren und zugleich die Regionen versorgen“, sagte Brenzel. Auch Redispatch 3.0 finde derzeit noch nicht statt, weil die Politik darin „strategisches Gaming“ der Netzbetreiber sehe.

„Nord-Süd-Gefälle wird weiter zunehmen“

Redispatch sei aber schon heute fester Bestandteil des Netzmanagements, machte zuvor Axel Kießling, Leiter nichtstandardisierte Märkte bei TransnetBW, deutlich. Auch wenn mit geänderten Fahrplänen der Netzausbau vielleicht reduziert werden könne, dürfte das Nord-Süd-Gefälle weiter zunehmen. Im Norden werden deutlich mehr Kapazitäten bei erneuerbaren Energien aufgebaut, während im Süden mit dem Kernkraftausstieg die Nachfrage weiter steigt. Für diese Dispatch-Lücke seien „neue Systemwerkzeuge“ gefragt. Kießling hat dafür vor allem lastseitige und dezentrale Flexibilitäten aus Wärmespeichern und Elektroautos im Blick. „Wenn wir das Thema angehen, dann brauchen wir weitere Akteure, die daran teilnehmen. Wichtigster Akteur ist dabei der Netzkunde, der Verbraucher“, machte Kießling deutlich.

Bei der Elektromobilität liegen dafür die

Hoffnungen beim bidirektionalen Laden, wo also Elektrofahrzeuge als Speicher im Stromverteilnetz zur Verfügung stehen und Strom dann speichern, wenn viel erneuerbarer Strom im Netz ist und umgekehrt in Zeiten, in denen keine Sonne scheint und kein Wind weht, einen Teil dieses Stroms wieder ins Netz abgeben können. Hier sei die Automobilindustrie in der Startposition., erklärte Frank Spennemann, Senior Manager of Business Innovation der Stuttgarter Daimler AG. Ab diesem Modelljahr sollen alle Elektrofahrzeuge des Konzerns bidirektionales Laden ermöglichen. „Damit können wir die Attraktivität für Flexibilisierung auf

Kundenseite steigern“, sagte Spennemann. „Das Interesse ist da, an der Energiewende mitzuwirken“, allerdings wollten die Kunden dabei auch „moneitär mitgenommen“ werden.

Entscheidend ist dafür aber auch der Grad der Digitalisierung, damit solche dezentralen Flexibilitätsoptionen genutzt werden können. „Digitalisierung spielt eine große Rolle“, ist sich auch Harald Hess, Senior Vice President Energy Networks Technology & Innovation von E.ON, sicher. Seine große Sorge sei aber, dass die Versorger nicht genügend auf die Digitalisierung vorbereitet seien. Zudem sei der Markt für Smart-Meter-Gateways inzwischen „leergefegt“, was

zu weiteren Engpässen führen dürfte. Aber auch bei anderen Netzassets seien lange Vorplanungszeiten zu berücksichtigen. So benötige die Installation eines neuen 110 kV-Trafos derzeit etwa drei Jahre Vorbereitung, so Hess. Insgesamt zog er aber ein positives Fazit: „Ich finde gut, dass wir mutig nach vorne gehen“. Aber der Netzausbau sei ein langwieriges Geschäft. Selbst bei erhöhtem Tempo müsse jetzt bereits festgelegt werden, wo perspektivisch Wasserstoff benötigt wird, wo welche Kraftwerke stehen und wie diese in die Infrastruktur integriert werden.

Wörter:

961