

Energiepolitische Herausforderungen

**Stellungnahme von 50Hertz zum BMWi-Impulspapier
"Strom 2030"**

Berlin, 31. Oktober 2016



Inhalt

1 Systemführung	4
Reduktion der konventionellen Mindesterzeugung durch Weiterentwicklung der Regelleistung	4
Weiterentwicklung des Engpassmanagements	5
Optimierte Systemführung durch Digitalisierung	6
Verpflichtende Lastprofilmessung für Prosumer	6
2 Netzausbau	8
Akzeptanz für den Netzausbau stärken	8
Erdverkabelung nur behutsam ausweiten	9
Beschleunigung des Netzausbaus durch zielorientierte Genehmigungspraxis	10
3 Europäischer Strommarkt	12
Marktkopplung	12
Preiszonen	13
Regionale Sicherheitskooperationen	13
Europäische Versorgungssicherheit	14
4 Sektorkopplung	16
Überschussstrom bei Engpassmanagement nutzen	16
Netzentgelte fair und systemdienlich ausgestalten	16
Speichertechnologien erproben, aber nicht flächendeckend einsetzen	18

Die Energiewende schreitet in der 50Hertz-Regelzone schnell voran. Seit 2008 hat sich der Anteil der Erneuerbaren am Stromverbrauch in dieser Region verdoppelt. Er betrug 2015 bereits mehr als 49 Prozent. Die Versorgungssicherheit blieb in dieser Zeit jedoch konstant auf einem sehr hohen Niveau. Die Störungen im 50Hertz-Netz liegen sogar unter dem Durchschnitt der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Diese Erfolgsgeschichte zeigt deutlich, dass die Integration der Erneuerbaren Energien erfolgreich sein kann. Wichtig dafür ist aber die konstante und konsequente Anpassung des gesamten Energiesystems an die neuen Herausforderungen.

Nachfolgend werden die aus Sicht von 50Hertz in den kommenden Jahren wesentlichen Aufgaben bei der Energiewende beschrieben. Zur Einordnung der Themen wird dabei soweit möglich auf das Impulspapier „Strom 2030“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) verwiesen.

Systemführung

[BMWi 2030, insb. Trends 1, 2, 10 und 12]

50Hertz entwickelt die Prozesse und Systeme für die Systemführung kontinuierlich weiter. Derzeit wird beispielsweise ein neues Leitsystem implementiert, das speziell auf die Herausforderungen bei wachsendem Anteil Erneuerbarer Energien zugeschnitten ist.

Eine der wichtigsten Aufgaben im Bereich des Netzbetriebs ist die Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen:

- Frequenzhaltung (insb. durch Einsatz von Regelleistung)
- Spannungshaltung (insb. durch den Einsatz von Blindleistung)
- Betriebsführung (insb. Redispatch und Einspeisemanagement)
- Versorgungswiederaufbau (insb. durch schwarzstartfähige Kraftwerke)

Diese Systemdienstleistungen wurden bisher vorwiegend von konventionellen Großkraftwerken erbracht. Zukünftig müssen diese verstärkt von Erneuerbaren und anderen Technologien übernommen werden. Da der Großteil der EE-Anlagen in den Verteilnetzen installiert ist, kommt der Kooperation zwischen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) und Verteilnetzbetreibern (VNB) eine große Bedeutung zu. 50Hertz arbeitet daher auf Basis eines gemeinsamen 10-Punkte-Programms zur Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen eng mit den VNB seiner Regelzone zusammen. Zudem ist 50Hertz an der dena-Plattform zu Systemdienstleistungen beteiligt.

Weiterführende Links:

- [Das 10-Punkte-Programm in der Übersicht](#)
- [Das 10-Punkte-Programm im Detail](#)
- [dena Projekt Systemdienstleistungen 2030](#)

Reduktion der konventionellen Mindesterzeugung durch Weiterentwicklung der Regelleistung

Auch bei hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien ins Stromnetz produzieren konventionelle Kraftwerke noch Strom. Eine im Auftrag der deutschen ÜNB erstellte Studie zeigt, dass in Zeiten negativer Börsenpreise aktuell rund 25 bis 30 Gigawatt (GW) konventionelle Kraftwerke am Netz sind. Verantwortlich für diese sogenannte Mindesterzeugung sind ganz unterschiedliche Treiber. Ein solcher sind auch Anforderungen der Netzbetreiber zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit. Viele Systemdienstleistungen werden noch immer vorwiegend durch konventionelle Kraftwerke erbracht, selbst wenn der Anteil Erneuerbarer zu diesem Zeitpunkt hoch ist. Die Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen im Hinblick auf einen höheren Anteil Erneuerbarer dient also auch der Reduktion der konventionellen Mindesterzeugung.

So entfallen derzeit etwa 3,5 bis 5,5 GW der Mindesterzeugung auf die Erbringung von **Regelleistung** und deren Besicherung. Regelleistung wird von den Übertragungsnetzbetreibern technologieneutral und wettbewerblich beschafft. Eine Maßnahme zur Reduzierung dieser Art der Mindesterzeugung ist die Integration von neuen Technologien und insbesondere Erneuerbaren-Anlagen in den Regelenergiemarkt. 50Hertz unterstützt daher ausdrücklich das Vorhaben der Bundesnetzagentur (BNetzA), die Bedingungen hierfür in einem derzeit laufenden Festlegungsverfahren anzupassen. Neben Batteriespeichern, Power2Heat-Anlagen, aggregierten dezentralen Erzeugungsanlagen und großen Verbrauchern hat 50Hertz bereits erste Windenergieanlagen für die Erbringung von Regelleistung präqualifiziert.

Die Erbringung von **Blindleistung** geht heute schon schrittweise auf die EE-Anlagen über oder wird durch andere Technologien erbracht. Spannungshaltung ist damit **heute und zukünftig kein wesentlicher Grund für konventionelle Mindesterzeugung**. 50Hertz hat mit den VNB seiner Regelzone eine Vereinbarung zum aktiven Blindleistungsmanagement geschlossen. Die VNB werden sich daher in den kommenden Jahren zunehmend in Richtung eines ausgeglichenen Blindleistungshaushalts entwickeln. Der Bedarf des Bezugs von Blindleistung aus dem Übertragungsnetz wird entsprechend sinken.

Die lokale Systemdienstleistung Kurzschlussleistung ist kein wesentlicher Treiber für Mindesterzeugung. Es sind bei entsprechenden Investitionen perspektivisch technische Alternativen – wie etwa Anpassung der Schutztechnik oder andere rotierende Massen – möglich, die diese Dienstleistung auch ohne konventionelle Kraftwerke erbringen können.

Weiterführende Links:

- [4-ÜNB-Studie zur konventionellen Mindesterzeugung](#)

Weiterentwicklung des Engpassmanagements

Mit sinkendem Anteil konventioneller Kraftwerke nimmt die Zahl der Situationen zu, in denen Leitungsengpässe durch Einspeisemanagement mit EE-Anlagen behoben werden müssen. Die Einsenkung der Produktion von Erneuerbaren ist heute gesetzlich jedoch nur als Notfallmaßnahme möglich (§ 13 Abs. 2 EnWG). Anders als bei dem marktlichen Instrument des Redispatches (§13 Abs. 1 EnWG) erfolgt dabei aber kein energetischer Ausgleich – die resultierende Unterdeckung muss durch den Vermarkter im Vorfeld antizipiert und ausgeglichen werden. Ist dies aufgrund der aktuell vorgeschriebenen kurzen Vorlaufzeit nicht möglich, muss hierfür Regelleistung eingesetzt werden. Dies ist ineffizient, da es den Regelleistungsbedarf (und somit auch ggf. die Mindesterzeugung) unnötig erhöht und der marktliche Regelleistungseinsatz nur bedingt regional gesteuert werden kann. Im schlechtesten Fall konterkariert der Einsatz der Regelleistung die Wirkung der EE-Einsenkung.

Aus Sicht von 50Hertz sollte daher **Einspeisemanagement mit Erneuerbaren in den regulären Redispatch eingebunden** werden. Damit würden weiterhin konventionelle Kraftwerke vorrangig eingesenkt.

Bei der Umsetzung des Einspeisemanagements streben wir eine **engere Kooperation mit den VNB** an, um eine maximale Effizienz der Maßnahmen unter Wahrung der Systemsicherheit beider Netzebenen zu gewährleisten.

EE-Anlagen sollten bei **Einspeisemanagement weiterhin entschädigt** werden. Die Härtefallregelung ist erforderlich, um Anlagen diskriminierungsfrei abregeln zu können und die Systemsicherheit zu gewährleisten.

Zudem arbeitet 50Hertz mit zahlreichen Partnern als Konsortialführer des Projekts **WindNODE** an der Nutzung dezentraler Potenziale für die Engpassbeseitigung. Kern ist der Aufbau einer **Plattform**, über die **Flexibilitäten von dezentralen Verbrauchern und Erzeugern marktlich beschafft** werden. Damit wird auch die Sektorkopplung unterstützt. Für das Projekt wird aktuell eine Experimentierklausel im EEG 2017 geschaffen, um die Mehrkosten durch die Flexibilität entschädigen zu können. Langfristig ist jedoch eine Anpassung der Systematik der Netzentgelte und Umlagen erforderlich (vgl. Abschnitt Netzentgelte).

Weiterführende Links:

- [50Hertz-Vorschlag zu Redispatch mit EE-Anlagen](#)
- [Notwendigkeit der Entschädigungsregelung bei Einsenkung von EE-Anlagen](#)
- [WindNODE](#)

Optimierte Systemführung durch Digitalisierung

Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende wird aus Sicht von 50Hertz einen deutlichen volkswirtschaftlichen Nutzen schaffen. Die Schaffung einheitlicher Schnittstellen für Geschäftsprozesse auf ÜNB-Ebene führt zu einer erhöhten Prozesseffizienz. Auch wird die Bilanzkreisabrechnung verbessert.

Durch die intelligenten Messsysteme können auch neue Geschäftsmodelle und Lösungen entstehen, die einen Beitrag zur Systemsicherheit leisten. Außerdem erlauben die Systeme dezentralen Flexibilitäten an Regelleistungsmärkten oder Flexibilitätsplattformen für Engpassmanagement wie WindNODE teilzunehmen. Die bessere Verfügbarkeit anonymisierter Lastprofile ermöglicht es zudem, genauere Informationen über Veränderungen der dezentralen Erzeugung und realen Stromnachfrage zu erhalten, um kritische Spitzenlastsituationen besser bewerten und prognostizieren zu können. In Summe leistet die Digitalisierung damit einen wichtigen Beitrag zur Stärkung der Systemsicherheit und zur Vermeidung von volkswirtschaftlichen Kosten.

Durch eine **zeitnahe Übermittlung von Daten ausgewählter Referenzanlagen** kann der Nutzen weiter erhöht werden, um z. B. Wind- und PV-Prognosen im Kurzfristbereich zu verbessern und Netzengpässe besser zu prognostizieren.

Verpflichtende Lastprofilmessung für Prosumer

Der zunehmende Eigenverbrauch schafft Risiken für die Systemstabilität. Insbesondere im Haushalts- und Kleingewerbebereich, wo die Stromabnahme mit

Standardlastprofilen prognostiziert wird, kommt es durch den Eigenverbrauch zu teilweise erheblichen Differenzen zwischen Prognose und tatsächlicher Abnahme. Diese Diskrepanz muss von den Netzbetreibern ausgeglichen werden, wodurch nicht nur ein erheblicher Aufwand für den Netzbetreiber, sondern auch zusätzliche Kosten für die restlichen Verbraucherinnen und Verbraucher entstehen. Die Systemführung wird dadurch erschwert, da diese Anlagen keiner verpflichtenden Echtzeit-Datenübertragung unterliegen. Für die Netzbetreiber ist damit nicht erkennbar, wann der Strom noch eigenverbraucht und zu welchem Punkt er wieder in das Netz eingespeist wird.

Zur Verbesserung der Systemsicherheit sollten Netzanschlüsse, an denen Verbraucher und Erzeugungsanlagen zum Eigenverbrauch angeschlossen sind, daher als Sonderkunden geführt werden und einer **verpflichtenden Lastprofilmessung** unterliegen. Vertriebe, die diese Kunden beliefern, müssen Fahrplanabweichungen ausregeln und für Abweichungen zwischen Fahrplänen und tatsächlicher Entnahme Ausgleichsenergie beziehen.

Netzausbau

[BMWi 2030, insb. Trend 9]

Der Ausbau der Übertragungsnetze hat in den vergangenen Jahren enorm an Geschwindigkeit zugelegt. 50Hertz kann mehr erteilte Genehmigungen vorweisen und betreibt derzeit mehr Baustellen zur Errichtung von Leitungen und Umspannwerken als je zuvor. Alleine seit 2015 wurden mehr als 110 Leitungskilometer fertiggestellt.

Der Ausbau der Übertragungsnetze ist die kostengünstigste Option zur Integration des dezentral und meist volatil erzeugten EEG-Stroms. Andere Technologien, wie beispielsweise Speicher, werden in größerem Umfang dauerhaft erst bei einem noch wesentlich höheren Anteil an Erneuerbaren am Strommix als Ergänzung zum Netzausbau aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll (vgl. Kapitel [Speichertechnologien](#)). Das zeigen unabhängige Studien, wie beispielsweise die des Umweltbundesamts. Der Ausbau der innerdeutschen Höchstspannungsleitungen sollte daher weiter mit großem Nachdruck verfolgt werden. Daneben sollten die Grenzkuppelstellen insbesondere zu Jahresspeicher-Kapazitäten in Skandinavien verstärkt werden.

Ein großer Vorteil ist, dass der Netzausbau in der Regelzone von 50Hertz fast ausschließlich in bestehenden Trassen erforderlich ist. Das heißt, dass bereits bestehende Leitungen optimiert oder verstärkt werden. Neue landseitige Trassen sind somit in der 50Hertz-Regelzone – mit Ausnahme der geplanten HGÜ-Leitung (SuedOstLink) – nicht nötig.

Weiterführende Links:

- [Studie des Umweltbundesamtes „Modellierung einer vollständig auf Erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung im Jahr 2050 in autarken, dezentralen Strukturen“](#)

Akzeptanz für den Netzausbau stärken

Um hohe volkswirtschaftliche Mehrkosten durch umfangreiches Engpassmanagement zu vermeiden, muss der geplante Netzausbau zügig umgesetzt werden. Hierfür ist die Stärkung der öffentlichen Akzeptanz eine wesentliche Voraussetzung.

50Hertz hat aus den Fehlern der Vergangenheit gelernt und begleitet nun alle Verfahren mit intensiver Öffentlichkeitsbeteiligung. Damit sollen mögliche Widerstände frühzeitig erkannt und Verbesserungsvorschläge frühzeitig in die Projekte aufgenommen werden. Wichtig ist dabei auch die Unterstützung durch Politik und Verwaltung.

Die Akzeptanz für den Netzausbau und damit die Energiewende kann aus Sicht von 50Hertz gesteigert werden, indem ein **Zielbild für das Übertragungsnetz der Zukunft** (ein sog. Zielnetz) festgelegt wird. Die regelmäßige Festlegung neuer Ausbauvorhaben, zusätzlich zu den heute schon im Netzentwicklungsplan

identifizierten bzw. in Planung befindlichen Projekten, dürfte in der Öffentlichkeit keine Unterstützung mehr finden – insbesondere wenn neue HGÜ-Korridore erforderlich werden. Wenn also heute klar kommunizierbar wäre, welcher Netzausbau für die Energiewende insgesamt erforderlich ist, sollte das die Akzeptanz der aktuell geplanten Maßnahmen (Horizont 2035) erhöhen.

Der *50Hertz Energiewende Outlook 2035* hat erste Indikationen dafür geliefert, dass nach der Realisierung des jetzt identifizierten Netzausbaubedarfs in der Zukunft auch ein **Paradigmenwechsel** eingeführt werden und der dann **weitere Ausbau der Erneuerbaren sich am dann vorhandenen Netz orientieren** könnte. 50Hertz empfiehlt, diese Thematik mit Studien zu prüfen.

Weiterführende Links:

- [50Hertz Energiewende Outlook 2035](#)
- [Infos zum SuedOstLink](#)
- [50Hertz-Positionspapier zum Netzausbaubedarf](#)

Erdverkabelung nur behutsam ausweiten

Die Erdverkabelung wird vielfach als ein Mittel zur Steigerung der Akzeptanz bewertet. Nach dem Beschluss zur Erdverkabelung der neuen Hochspannungs-Gleichstrom-Leitungen (HGÜ) wird vermehrt auch die Verkabelung aller neuen Wechselstromprojekte (AC-Projekte) diskutiert.

50Hertz gibt bei dieser Diskussion zu bedenken, dass die Erdverkabelung von Wechselstromleitungen im Höchstspannungsbereich erhebliche Schwierigkeiten für das elektrische System und den Leitungsbau mit sich bringt. Neben den deutlich **gesteigerten Kosten** und den **Eingriffen in die Natur** (u. a. Beeinflussung des Wasserhaushalts, Beeinträchtigung bodengebundener Tierarten, Bodeneingriff) spricht vor allem die **technologische Zuverlässigkeit** gegen eine umfangreiche Erdverkabelung von Wechselstromleitungen. Die Endverschlüsse und Muffen (alle 700-1000 Meter) von 400-kV-AC-Erdkabeln sind fehleranfällig. Bei einem Ausfall des Erdkabels aufgrund einer Störung muss eine aufwändige und langwierige Fehleranalyse und Reparatur vorgenommen werden. Während bei Freileitungen Schäden in der Regel innerhalb einer Stunde gefunden und dann umgehend repariert werden, können Diagnose und Reparaturarbeiten an 400-kV-AC-Kabeln mehrere Monate dauern. Das heutige Übertragungsnetz ist historisch als Wechselstromnetz gewachsen und n-1-sicher ausgelegt (d. h. dass der Ausfall einer Leitung nicht die Sicherheit des gesamten Netzes gefährdet). Da HGÜ-Leitungen einzeln steuerbar sind, sind sie nicht Teil des vermaschten Netzes und unterliegen daher nicht der n-1-Sicherheitsphilosophie.

Sollten jedoch vermehrt Wechselstrom-Erdkabel eingesetzt werden, müsste aufgrund der geringeren Verfügbarkeit dieser Leitungen die **Sicherheitsphilosophie des elektrischen Verbundsystems angepasst** werden. Beispielsweise müsste ein n-2-Prinzip eingeführt werden, was den **Neubau zusätzlicher Leitungen zur Gewährleistung des europäischen Systemsicherheitsstandards zur Folge** hätte. Dies würde neben zusätzlichen Kosten mutmaßlich auch gesteigerte Akzeptanzprobleme verursachen.

Die Entscheidung, ob eine Wechselstromleitungen als Freileitung oder Erdkabel gebaut werden soll, sollte stets eine Einzelfallentscheidung bleiben und auch erst dann neu thematisiert werden, wenn ausreichende betriebliche Erkenntnisse aus den AC-Kabel-Pilotprojekten des EnLAG vorliegen. Erdverkabelung sollte keinesfalls obligatorisch eingesetzt werden, sondern nur dort, wo es sich für Mensch, Flora und Fauna als vorteilhaft erweist und ökonomisch sowie aus Systemsicherheitsicht vertretbar ist.

Beschleunigung des Netzausbaus durch zielorientierte Genehmigungspraxis

Neben der Stärkung der Akzeptanz ist für eine Beschleunigung des Netzausbaus vor allem auch eine zielorientierte und auf Beschleunigung ausgerichtete Genehmigungspraxis entscheidend.

Mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) wurden die Genehmigungsverfahren mit dem Ziel, sie zu beschleunigen, verändert. Die BNetzA führt bei Bundesländer-übergreifenden Leitungsprojekten die sogenannte Bundesfachplanung durch. Insbesondere bei Netzoptimierung oder -verstärkung von Bestandsleitungen (trassengleiche Erneuerungen, Seilauflagen) lassen sich jedoch noch zu wenige tatsächliche Verfahrensbeschleunigungen erkennen.

Genehmigungsbehörden sollten ermuntert werden, gesetzlich zulässige Vereinfachungselemente systematisch zu nutzen (vereinfachte Verfahren bei geringfügiger Änderung der Raumnutzung bzw. der Felder, Abschnittsbildung zur gestaffelten Genehmigung und dann Bau der Projekte in mehreren Teilabschnitten).

Trotz bestehender Trasse müssen derzeit manchmal alle theoretisch möglichen Trassenoptionen geprüft werden. Das ist ein vermeidbarer Mehraufwand. Bei der Ausgestaltung der Bundesfachplanung sollte daher, wie auch bei Genehmigungsverfahren in den Bundesländern, nach den unterschiedlichen Kategorien des NOVA-Prinzips (Netzoptimierung / Netzverstärkung / Ausbau in neuer Trasse) stärker unterschieden und zielorientiert untersucht werden.

In der Genehmigungspraxis lassen sich weitere Beschleunigungen erreichen, wenn:

- Zwischen Vorhabenträger und Behörde zu Untersuchungsumfang und -tiefe frühes Einvernehmen hergestellt wird und Doppelprüfungen durch Verschlinkung der Planfeststellung vermieden werden;
- In der Phase der Bundesfachplanung auf bestehendes, aktuelles Datenmaterial zurück gegriffen wird (und nur im absoluten Ausnahmefall Sonderkartierungen erfolgen, die in jedem Fall frühzeitig von der Behörde anzuzeigen sind);
- Zeitpläne zwischen Behörden und Vorhabenträger eng abgestimmt und strikt eingehalten werden;
- Die BNetzA ermächtigt würde, auch im vereinfachten Verfahren eine abgespeckte (und somit weniger zeitaufwändige) Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung durchzuführen, statt sie entweder voll oder gar nicht durchzuführen (laut § 11 Abs. 3 NABEG ist die Bundesfachplanung im vereinfachten Verfahren innerhalb von 3 Monaten, bei Durchführung einer Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung

innerhalb von 4 Monaten abzuschließen; angesichts der in § 9 vorgegebenen Fristen für die Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung sind jedoch die 4 Monate völlig unrealistisch, daher wirkt diese sinnvolle Variante prohibitiv für die BNetzA)¹;

- Eine Verständigung Bund und Länder auf Hinweise und Leitlinien zu Kompensationsregeln und Entschädigungssätze (speziell für Kabel) erfolgt;
- Eine regelmäßige Begleitung der großen Verfahren durch Bund und Länder erfolgt, um gemeinsam mit Landesbehörden, BNetzA, Vorhabenträger bei übergreifenden Schwierigkeiten unterstützend reagieren zu können;
- Kabel-Bestellungen frühzeitig genehmigungsrechtlich und regulatorisch ermöglicht werden;
- BNetzA, Länderbehörden und Vorhabenträger einen Abgleich der methodischen Herangehensweise (Bewertung von Vogelschutz, Bodenschutz, Wasserschutz, etc.) vornehmen, der für alle NABEG-Verfahren Gültigkeit bekommt;
- Öffentlichkeitsrelevante Termine des Verfahrens (Antragskonferenzen, Erörterungstermine) frühzeitig geplant und an die Träger öffentlicher Belange bzw. die interessierte Öffentlichkeit kommuniziert werden.

Darüber hinaus müssen in den **Genehmigungsbehörden des Bundes und der Länder ausreichend Ressourcen** für die Genehmigungsverfahren zur Verfügung stehen, damit es nicht zu Verfahrensverzögerungen kommt. In einzelnen Behörden sind die Personalkapazitäten durch viele parallele Verfahren derzeit stark ausgelastet.

¹ § 9 Abs. 7 NABEG („Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung“) sollte dahingehend angepasst werden, dass die BNetzA im vereinfachten Verfahren mehr Ermessenspielraum eingeräumt bekommt, so dass sie nicht nur ganz auf Beteiligung verzichten kann, sondern auch teilweise oder mit verkürzten Fristen (z. B. nur Behörden- aber keine Öffentlichkeitsbeteiligung oder Öffentlichkeitsbeteiligung mit verkürzter Auslegungs- und Einwendungsfrist) arbeiten kann; derzeit geht eigentlich nur „ganz oder gar nicht“.

§10 NABEG („Erörterungstermin“) sollte dahingehend angepasst werden, dass die BNetzA im vereinfachten Verfahren auch auf einen Erörterungstermin verzichten kann, selbst wenn eine Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung durchgeführt wurde und Einwendungen vorliegen (derzeit de facto ausgeschlossen)

Europäischer Strommarkt

[BMWi 2030, insb. Trends 3, 4 und 9]

Die Vollendung des europäischen Binnenmarkts für Strom ist aus Sicht von 50Hertz eine der zentralen Aufgaben, um eine preisgünstige, zuverlässige und umweltfreundliche Energieversorgung bei einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien sicherzustellen. Dabei wurden in den vergangenen Jahren bereits wichtige Fortschritte erzielt, u. a. durch die Liberalisierung und das Unbundling. Nach weitgehender Erarbeitung der Netzwirkkodizes kommt es nun auf die erfolgreiche Implementierung der umfangreichen Regelungen an. Bestehende Marktkoppelungen im Vortagesbereich sind auf ganz Europa und den Untertagesbereich sowie Kooperationen bei der Beschaffung und Nutzung von Regelenergie auszudehnen. Grundvoraussetzung hierfür ist jedoch, dass der notwendige nationale und grenzüberschreitende Netzausbau weiter vorangetrieben wird.

Die Europäische Kommission plant mit dem sogenannten Winterpaket in den kommenden Jahren die Implementierung weiterer umfassender regulativer Maßnahmen. Dabei sollte darauf geachtet werden, dass die oben genannten sich teils noch in der Umsetzung befindlichen Maßnahmen nicht behindert werden. Eine übereilte Ausweitung bestehender Vorgaben bereits zu einem Zeitpunkt, zu dem noch nicht einmal die wesentlichen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen des letzten Binnenmarktpaketes durch die Europäische Kommission verabschiedet wurden, könnte zu Verwerfungen führen.

Marktkopplung

50Hertz setzt sich dafür ein, dass die Koppelung der europäischen Strommärkte zeitnah erfolgt. Dabei ist insbesondere die **vortägliche lastflussbasierte Kopplung der osteuropäischen Märkte** an die bereits verbundenen Märkte von hoher Priorität. Zudem müssen die untertäglichen Märkte weiterentwickelt werden. **Liquide Intraday-Märkte** sind aus Sicht von 50Hertz das Hauptinstrument zur Flexibilisierung der europäischen Strommärkte.

Bei der Weiterentwicklung der europäischen Marktkopplung ist darauf zu achten, dass eine ausführliche Prüfung der Auswirkungen erfolgt. So sind beispielsweise bei den Vorgaben zur Berechnung der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten die Rückwirkungen auf nationalen Redispatch zu beachten. Die von der europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) vorgeschlagene Verpflichtung zur Vermarktung fast der gesamten Interkonnektorkapazität ohne Berücksichtigung der übrigen Transportkapazitäten des Netzes würde beispielsweise den Redispatch-Bedarf deutlich erhöhen und bei begrenzter Verfügbarkeit von Redispatch-Maßnahmen zu Gefährdungen der Systemsicherheit führen.

Preiszonen

Die BNetzA hat die deutschen ÜNB aufgefordert, die Einführung eines **Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze** vorzubereiten.

Diese Forderung der Regulierungsbehörde spiegelt die bereits bekannten Erkenntnisse aus den Bedarfsanalysen für den Reservekraftwerksbedarf) wider. Durch die Teilung der gemeinsamen deutsch-österreichischen Gebotszone kann der Bedarf für Engpassmanagement (Redispatch) reduziert werden.

Details zur Ausgestaltung der Teilung der Preiszone müssen jetzt – unter Beteiligung der relevanten Stakeholder – erarbeitet werden.

Regionale Sicherheitskooperationen

Die Sicherstellung der Systemsicherheit in einem immer stärker europäisch integrierten und von Erneuerbaren Energien geprägten Stromsystem ist stark abhängig von der Zusammenarbeit der ÜNB. Daher wurden bereits vor acht Jahren Coreso und TSC als regionale Sicherheitskooperationen (Regional Security Coordination Centres, kurz: RSCs) gegründet. Sie unterstützen die Arbeit der weiterhin verantwortlichen nationalen Netzbetreiber u. a. mit grenzüberschreitenden Lastflussberechnungen und Sicherheitsanalysen. Diese Kooperationen werden sukzessive weiterentwickelt und im Rahmen von ENTSO-E über einen gemeinsamen verpflichtenden Vertrag bis zum kommenden Jahr auf ganz Europa ausgeweitet.

Die Europäische Kommission schlägt im Winterpaket allerdings eine spürbare Kompetenzerweiterung der RSCs vor: Mittelfristig sollen operative Aufgaben im Systembetrieb an die RSCs übergeben werden. Zudem sollen diese als europäische Organisationen ausgestaltet und ACER unterstellt werden. Damit verbindet sich die Vorstellung der Europäischen Kommission, die Systemführung verstärkt europäisch gestalten zu können.

Mit diesem von der Europäischen Kommission verfolgten Ansatz wären **negative Einflüsse auf die Systemsicherheit** verbunden. Die heute auf viele ÜNB verteilte Systemführung erhöht die Robustheit des Gesamtsystems. Die einzelnen Unternehmen haben zudem langjährige Erfahrung beim Betrieb ihrer Netze gesammelt, die bei einer Übertragung der Kompetenz verloren ginge. Das heutige System vermeidet daher besser, dass Fehler in einzelnen Netzgebieten automatisch auf andere übergreifen.

Zudem würde die geplante europäische Systemführung auch die **Umsetzung der deutschen Energiewende gefährden**. Der Einfluss nationaler Ministerien und Regulierungsbehörden auf die Prinzipien der Systemführung würde dadurch erheblich sinken. Jedoch sind diese Prinzipien entscheidend für die Vereinbarkeit der Energiewende mit dem sicheren Netzbetrieb. In der Folge einer ausschließlich regional und nicht mehr nationalstaatlich fokussierten Systemführung könnten beispielsweise der in Deutschland etablierte Einspeisevorrang von Erneuerbaren Energien und die nationale Netzausbauplanung zur Erreichung der Ausbauziele Erneuerbarer Energien für die Energiewende in Frage gestellt werden.

Aus Sicht von 50Hertz kann durch den europaweiten Aufbau der RSCs und die Erbringung von Dienstleistungen für die ÜNB im Planungsbereich der allergrößte Teil der sinnvollen Synergieeffekte gehoben werden. Kooperationen im Bereich der Regelleistung erhöhen die Effizienz weiter, wobei regionale und netztechnische Restriktionen bestehen, welche eine volkswirtschaftlich sinnvolle Ausweitung und Vereinheitlichung der Regelleistungsmärkte begrenzen.

Europäische Versorgungssicherheit

Ausländische Kraftwerke leisten im Rahmen der Marktkoppelung einen wichtigen Beitrag zur Stromversorgung in Deutschland. Aufgrund des vermaschten Netzes ist es sinnvoll, dass ein europäisch abgestimmtes gemeinsames Monitoring der Versorgungssicherheit erfolgt.

Für kurz- und mittelfristige Zeithorizonte wird auf Basis des Netzkodex (System Operation Guideline) derzeit bereits ein europäischer Prozess zum Versorgungssicherheits-Monitoring aufgebaut. Bei der Entwicklung weitergehender Bewertungen der Versorgungssicherheit sollten die (methodischen) Erkenntnisse des Prozesses mit berücksichtigt werden.

Insgesamt ist es nur begrenzt sinnvoll, die für die nationale Versorgungssicherheit erforderlichen Erzeugungskapazitäten zu einem wesentlichen Teil im Ausland vorzuhalten. In Zeiten von Erzeugungspässen oder bei Verfügbarkeitseinschränkungen der Netze ist ihr Beitrag unsicher und somit problematisch. Das Beispiel Belgien zeigt, dass die Entwicklung der Kapazitäten in den Nachbarländern zudem schwer absehbar ist.

Wichtig ist zudem, dass bei der Analyse der Versorgungssicherheit auch untersucht wird, ob die verfügbaren gesicherten Erzeugungskapazitäten tatsächlich über das Übertragungsnetz transportiert werden können. Nur in diesem Fall stehen sie dem Binnenmarkt wirksam zur Verfügung.

Aus Sicht von 50Hertz sind grenzüberschreitende Bemühungen zur Sicherung der Versorgungssicherheit, etwa durch grenzüberschreitende Kapazitätsmärkte, genau auf ihren **volkswirtschaftlichen Nutzen** und ihre eventuellen **Auswirkungen auf die Systemsicherheit** zu untersuchen.

Bei der Einführung von grenzüberschreitenden Kapazitätsmechanismen sollte zudem vermieden werden, dass solche Maßnahmen den europäischen Binnenmarkt für Strom behindern. 50Hertz spricht sich klar **gegen eine Reservierung von Interkonnektoren-Kapazitäten für die Notversorgung** aus.

Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen

Die rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen in den europäischen Mitgliedsstaaten müssen weiter harmonisiert werden. Zwar gibt es hinsichtlich der klima- und energiepolitischen Ziele der EU unionsweit grundsätzlich Konsens, in der tatsächlichen Umsetzung der Maßnahmen zur Erreichung dieser Ziele gibt es jedoch europaweit große Unterschiede. Die unterschiedlichen rechtlichen und regulatorischen

Rahmenbedingungen führen zu Behinderungen in der Zusammenarbeit der ÜNB, die durch nationale Politik und Regulierung gesteuert werden. Eine Harmonisierung würde den ÜNB bessere Voraussetzungen für notwendige Einigungen zu den vielfältigen Aufgaben geben und Fehlanreize verhindern.

Sektorkopplung

[BMWi 2030, insb. Trends 1, 6 und 11]

Die Sektorkopplung wird eine der wesentlichen Herausforderungen in den kommenden Jahren. Unterschiedliche Studien zeigen, dass nur durch die Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Mobilität mit nachhaltigem EE-Strom die Klimaschutzpolitischen Ziele erreicht werden können.

Die Sektorkopplung wird dazu führen, dass der Stromverbrauch trotz Steigerung der Energieeffizienz zunehmen wird. Der Einsatz von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen wird nach Prognosen des *50Hertz Energiewende Outlooks* den Stromverbrauch bis zum Jahr 2035 von heute ca. 570 TWh auf ca. 600 TWh pro Jahr erhöhen.

Die Beanreizung von Sektorkopplung sollte daher immer ein **netzdienliches Verhalten fördern**, da andernfalls zusätzlicher Netzausbau oder ggf. auch Systemsicherheits-Risiken entstehen könnten.

Überschussstrom bei Engpassmanagement nutzen

Durch den verzögerten Netzausbau wird es in den kommenden Jahren weiterhin Bedarf für Engpassmanagement-Maßnahmen geben (Redispatch mit konventionellen Kraftwerken und Einspeisemanagement mit EE-Anlagen). Dabei ist es wichtig, dass konventionelle Kraftwerke flexibilisiert werden, um deren Einspeisung im Bedarfsfall zu reduzieren (vgl. Kapitel Systemdienstleistungen).

Bis zur Fertigstellung der großen HGÜ-Leitungen in 2025 wird es weiterhin Bedarf an Einspeisemanagement geben. Durch die gesetzlich vorgegebene **Spitzenkappung** von 3 Prozent der jährlichen EE-Stromerzeugung wird das Netz niemals vollständig den gesamten EE-Strom integrieren können. Daher ist es sinnvoll, den überschüssigen Strom zu nutzen. Sinnvolle Anwendungsfälle sind beispielsweise KWK-Anlagen, die durch eine Nachrüstung mit Elektroboilern bei Bedarf ihre Stromerzeugung herunterfahren können und zu Stromverbrauchern werden. Aber auch andere Anwendungsfälle, wie in WindNODE getestet, sind denkbar.

Netzentgelte fair und systemdienlich ausgestalten

Heute verhindert die Systematik der Netzentgelte und Umlagen, dass sich Stromverbraucher flexibel am Strompreis orientieren. Durch die starren Umlagen hat das Preissignal der Strommärkte bei Verbrauchern nur verminderte Wirkung. Zudem werden große Verbraucher aufgrund des Leistungspreises mit zusätzlichen Netzentgelten belegt, wenn sie zusätzlichen Strom verbrauchen. Bei einem Überangebot an Strom und damit einhergehenden niedrigen Preisen haben Verbraucher also kaum Anreize, ihr Verhalten anzupassen.

Die aktuelle Netzentgeltsystematik hat sich grundsätzlich bewährt. Jedoch bestehen vereinzelt Fehlanreize, die behoben werden sollten.

Aufgrund der Belastung mit Netzentgelten und Umlagen ist es für den Einzelnen wirtschaftlicher, **Strom aus eigenen Erzeugungsanlagen** zu verbrauchen, als ihn aus dem Netz zu ziehen. Auch dann, wenn die Strompreise an der Börse deutlich geringer sind als die Grenzkosten der Stromerzeugung der eigenen Anlage. Dieser **Anreiz zur Eigenversorgung** erzeugt auch **Mindestenerzeugung**, die die Integration von EE-Strom erschwert. Zudem kommt es zu einer **Entsolidarisierung**: Denn die Eigenversorger profitieren immer noch von der Bereitstellung und der Rundum-Verfügbarkeit des Netzes, zahlen aber nicht mehr für diese Dienstleistung. Die Zahl derer, die in die Eigenversorgung einsteigen, nimmt bei Industriebetrieben und Haushalten stetig zu – die Zahl derer, die die Kosten für einen sicheren Netzbetrieb tragen, nimmt hingegen ab.

Zudem werden große Verbraucher aufgrund des Leistungspreises mit zusätzlichen Netzentgelten belegt, wenn sie zusätzlichen Strom verbrauchen. Bei einem Überangebot an Strom und damit einhergehenden niedrigen Preisen haben Verbraucher also geringe Anreize, ihr Verhalten anzupassen.

Eine mögliche Lösung des Problems liegt in der **Verlagerung der Berechnungsgrundlage der Netzentgelte** – immer mehr weg vom Verbrauch (Arbeit) und hin zur **Größe des Netzanschlusses** (Kapazität).

Eine Dynamisierung der Netzentgelte und Umlagen lehnt 50Hertz jedoch ab. Von dynamisierten Netzentgelten und Umlagen würde ein Anreiz ausgehen, dass Stromverbraucher in Süddeutschland bei Stromüberschüssen in Norddeutschland ihren Verbrauch erhöhen. Damit würde ein **zusätzlicher Transportbedarf von Nord nach Süddeutschland** entstehen, der die Stabilität der Netze zusätzlich gefährdet. Dynamische Strompreisbestandteile bevorzugen zudem Kleinspeicher gegenüber Großspeichern. Darüber hinaus ist eine Dynamisierung für Lieferanten und Verbraucher schwer kalkulierbar und erzeugt bei den Netzbetreibern einen erhöhten Aufwand, der nicht im Verhältnis zum Nutzen stehen.

Ein weiterer Fehlanreiz geht von den **regionalen Netzentgeltunterschieden** aus. In Regionen mit einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien und mit geringem Stromverbrauch liegen die Netzentgelte seit Jahren deutlich über dem bundesweiten Durchschnitt. Dort, wo Energie günstig und im Überfluss zur Verfügung steht, wird sie durch hohe Netzentgelte künstlich verteuert. Anstatt in der räumlichen Nähe zur Stromerzeugung entsteht ein Anreiz für Großverbraucher sowie Industrieanlagen, sich eher in Süddeutschland anzusiedeln und damit den Stromübertragungsbedarf zusätzlich zu erhöhen.

Zukünftig werden die Netzentgeltunterschiede zwischen **Stadt und Land** zunehmen. Wird der Fehlanreiz nicht behoben, könnten das systematische Verwerfungen verursachen: Die Industrie wird künstlich aus ländlichen Gebieten verdrängt und eine aktive Verstärkung des produzierenden Gewerbes betrieben.

Die Unterschiede betreffen sowohl die Netzentgelte der ÜNB als auch der VNB. 50Hertz schlägt daher bereits seit Jahren vor, ein **bundeseinheitliches Netzentgelt**

auf **Übertragungsnetzebene** einzuführen und die Verteilnetzentgelte durch die **Streichung der vermiedenen Netzentgelte für volatile Einspeiser** zu entlasten.

Weiterführende Links:

- [50Hertz-Positionspapier zu Netzentgelten](#)

Speichertechnologien erproben, aber nicht flächendeckend einsetzen

Unterschiedliche Studien haben gezeigt, dass mittelfristig kein Bedarf an einem umfassenden Ausbau von Speichern besteht. Andere sogenannte Flexibilitätsoptionen können deutlich günstiger erschlossen werden.

Wie beschrieben, ist der Netzausbau der günstigste Weg, durch einen überregionalen Austausch Stromangebot und -nachfrage auszugleichen. 50Hertz treibt daher neben den Projekten in Deutschland auch mehrere **Interkonnektorenprojekte** voran. Ziel ist es, Nordostdeutschland über Seekabel mit Dänemark und Schweden zu verbinden, um die dortige Wasserkraft als indirekten Speicher zu nutzen.

Eine weitere günstig erschließbare Flexibilität liegt im **Stromverbrauch**. Durch die **Sektorkopplung** kann zusätzliche Nachfrageflexibilität entstehen, die auch zur Integration des EE-Stroms genutzt werden kann.

Andere günstige Flexibilitätsoptionen sind aufgrund ihrer geringen Investitionskosten **Gaskraftwerke und Gasturbinen**.

Allerdings sollten Speicher insbesondere im Hinblick auf einen langfristig ergänzenden Beitrag weiterentwickelt und erforscht werden. Es gibt eine ganze Reihe unterschiedlicher Speichertechnologien, die sich im **Wettbewerb** auch mit den anderen **Flexibilitätsoptionen** beweisen müssen – unter anderem hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit und ihres Beitrags zur Systemsicherheit. Wie sich die einzelnen Speichertechnologien entwickeln werden und welche davon den Anforderungen der Zukunft am besten gewachsen ist, ist heute nicht absehbar. Auch hier existieren noch hohe ökonomische, technische, ökologische und rechtliche Herausforderungen. Daher sollten **Pilotprojekte** genutzt werden, um zielorientiert dafür zu sorgen, dass der richtige „Speichermix“ für Deutschland entsteht.

Die heute schon existierenden Großspeicher in Deutschland, darunter insbesondere die **Pumpspeicherkraftwerke**, müssen jedoch am Netz gehalten werden.

Weiterführende Links:

- [50Hertz-Positionspapier zu Speichern und Flexibilitätsoptionen](#)



Energie für eine Welt in Bewegung

50Hertz Transmission GmbH

Eichenstraße 3A
12435 Berlin
Deutschland

Tel. +49 (30) 5150-2193

Fax +49 (30) 5150-4477

politik@50hertz.com

www.50hertz.com