



Ergebniszusammenfassung des dena-Symposiums

„Systemsicherheit bei 100 % Erneuerbaren“

Konzepte für Systemdienstleistungen nach dem Atom- und Kohleausstieg

Welche Herausforderungen ergeben sich durch den Ausstieg aus der Kernkraft und der Kohleverstromung auf den verschiedenen Netzebenen? Wie kann auch in Zukunft bei einer hohen Durchdringung mit erneuerbaren Energien die Systemsicherheit gewährleistet bleiben? Über diese und weitere Fragen diskutierten die Teilnehmenden des dena-Symposiums im Rahmen der dena-Plattform Systemdienstleistungen.

Same, same but different – Erneuerbare Energien müssen verstärkt zur Systemsicherheit beitragen

Von Jahr zu Jahr steigt in Deutschland der Anteil am Stromverbrauch, der durch erneuerbare Energien gedeckt wird. Während 2019 im Jahresmittel bereits 42,1 % der benötigten elektrischen Energie¹ aus regenerativen Quellen bereitgestellt wurde, nimmt auch die Anzahl der Stunden zu, in denen erneuerbare Energien die Nachfrage am Strommarkt theoretisch vollständig decken könnten.

Für eine sichere Stromversorgung ist es allerdings nicht ausreichend, die bilanziell erforderliche elektrische Energie bereitzustellen. Für die Systemsicherheit müssen Grenzwerte im Betrieb eingehalten und Störfälle beherrscht werden können. Hierfür stellen die Netzbetreiber Systemdienstleistungen bereit und ergreifen Maßnahmen, um die Stabilität aufrechtzuerhalten. Viele der hierfür erforderlichen Vorleistungen werden heute überwie-

gend von großen Synchrongeneratoren, nicht zuletzt durch Kern- und Kohlekraftwerke, zur Verfügung gestellt. Durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung und der Kernenergie werden zukünftig andere Anlagen diese Aufgaben übernehmen müssen. Viele der erforderlichen technischen Eigenschaften bringen erneuerbare Energien, Speicher und flexible Lasten bereits heute mit. Für die Entwicklung weiterer Fähigkeiten wird aktuell geforscht, z. B. im Bereich netzbildender Umrichter. Neben technischen Fähigkeiten von einzelnen Netzbetriebsmitteln und Netznutzern bedarf es einer umfassenden Weiterentwicklung der Netzbetriebsführung, um die Fähigkeiten der Anlagen auch gesamtsystemisch optimiert nutzen zu können. Die Koordination einer überschaubaren Anzahl von Großkraftwerken im Übertragungsnetz muss durch die Koordination einer Vielzahl sehr unterschiedlicher Anlagen im Verteilnetz, unter der Berücksichtigung der Restriktionen der konkreten Anschlussnetzebene, ersetzt werden. Hierfür muss die Zusammenarbeit zwischen den Akteuren ausgebaut werden.

¹Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)

Kooperation – neue Vorgaben zur Engpassbewirtschaftung stärken die Zusammenarbeit

Im Bereich des Engpassmanagements werden neue Prozesse der Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern und einsatzverantwortlichen Anlagenbetreibern bereits vorangetrieben. Gemäß der Vorgaben des NABEG 2.0² werden ab Oktober 2021 der klassische Redispatch (vorausschauendes Engpassmanagement) und das Einspeisemanagement (nahe Echtzeit-Engpassmanagement) in einem gemeinsamen Prozess, dem sogenannten Redispatch 2.0, zusammengeführt. Einzubeziehen in den Prozess sind Erzeugungsanlagen ab einer Leistung von 100 kW. Für die Umsetzung des Redispatch 2.0 wird die Kommunikation zwischen den verschiedenen Netzebenen deutlich ausgeweitet. Der klassische Redispatch im Übertragungsnetz, mit einer monodirektionalen Kommunikation zur Anforderung von unterstützenden Maßnahmen aus dem Verteilnetz, wird durch eine bidirektionale Kommunikation mit einer signifikanten Ausweitung der Koordinationsprozesse und der ausgetauschten Datensätze erweitert. Dadurch wachsen die Aufgaben der Verteilnetzbetreiber deutlich.

Mit der Berücksichtigung der erneuerbaren Energien für den Redispatch werden dezentrale Energieanlagen und insbesondere erneuerbare Energien neue Aufgaben übernehmen. Diskutiert wurde, inwiefern durch die Einbeziehung der erneuerbaren Energien deren Einspeisevorrang aufgehoben würde. Deutlich wurde, dass durch Mindestfaktoren der notwendigen Wirksamkeit einzelner Anlagen auf einen Engpass, zunächst weiterhin die konventionellen Kraftwerke bevorzugt für den Redispatch eingesetzt würden. Aktuelle Vorschläge der Bundesnetzagentur sehen einen Mindestfaktor von 10 für erneuerbare Energien und einen Mindestfaktor von 5 für KWK-Anlagen vor. Die entsprechenden gesetzlichen Vorgaben erlauben einen Spielraum von 5-15 für die Mindestfaktoren. Somit würde der Einspeisevorrang der erneuerbaren Energien nicht wirklich aufgehoben, aber entsprechend ihrer heutigen und zukünftigen Stellung im Stromsystem relativiert.

Eine weitere Frage, die gestellt wurde, ist, welche Auswirkungen der erweiterte Redispatch auf die Netzreserve haben wird. Mit Blick auf die Dimensionierung der Netzreserve wird der Einfluss von Redispatch 2.0 nach Einschätzung der Netzbetreiber zunächst gering sein. Bei den im Rahmen der Netzreserve vorgehaltenen konventionellen Kraftwerken handele es sich im Wesentlichen um Anlagen, die genutzt werden, um hinter einem Engpass die Leistung zu erhöhen. Diese Aufgabe werde auch im Redispatch 2.0 nicht durch volatile erneuerbare Energien übernommen werden können, da hierfür die Möglichkeit zur gezielten Leistungssteigerung notwendig ist.

Redispatch 2.0 – Vorbild für andere Systemdienstleistungen?

Im Zuge der Energiewende verlagern sich nicht nur beim Engpassmanagement Potenziale für die Erbringung von Vorleistungen in die Verteilnetze. Die netzebenenübergreifende Bereitstellung wird daher auch bei weiteren Systemdienstleistungen an Bedeutung gewinnen, genauso wie die damit verbundenen Kommunikationsprozesse.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob die für den Redispatch 2.0 entwickelten Prozesse und Protokolle auch in anderen Bereichen genutzt werden können. Nach Ansicht der Teilnehmenden sei nicht von einer direkten Übertragbarkeit auszugehen. Dafür seien die spezifischen Anforderungen der einzelnen Vorleistungen zu unterschiedlich. Aus diesem Grund müssten zum Beispiel für die Ausweitung des netzebenenübergreifenden Blindleistungsmanagements, die Bereitstellung von Regelernergie aus den Verteilnetzen und die Zusammenarbeit im Zuge des Netzwiederaufbaus eigene Prozesse entwickelt werden. Durch die gemeinsame Arbeit an der Umsetzung des Redispatch 2.0 habe man allerdings wertvolle Erfahrungen in der Zusammenarbeit gesammelt und ein gutes Fundament für die weitere Ausweitung der Kooperation bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen geschaffen.

Netzstabilität – langfristige Perspektiven

Neben den klassischen Systemdienstleistungen rücken Fragen der Stabilität, wie ein ausreichender Kurzschlussstrom und die Winkelstabilität, zunehmend in den Fokus der fachlichen Debatte. Einer der Gründe hierfür liegt im Rückgang der synchron gekoppelten Erzeugung und der Zunahme von Anlagen, die über Umrichter angebunden sind. Hierdurch werden instantan auf Spannungs- und Frequenzänderungen reagierende Anlagen durch regelungsbasierte Anlagen mit einer zeitlich verzögerten Reaktion ersetzt. So werden die Fehlere Auswirkungen nicht mehr unmittelbar bei Fehlereintritt gedämpft. Ein Beispiel hierfür ist die unterschiedliche Wirkung von Momentanreserve und einer schnellen Regelleistung auf den initialen Frequenzgradienten, wenn das Verhältnis aus Erzeugung und Last gestört ist.

Eine der Lösungsoptionen besteht darin, anstelle der heute verbreiteten netzfolgenden und netzstützenden Umrichter verstärkt auf sogenannte netzbildende Umrichter zu setzen. Netzbildende Umrichter werden heute bereits z. B. in Inselnetzen eingesetzt. Dennoch sind noch viele Forschungsfragen offen, bevor diese Art der Umrichter flächendeckend eingesetzt werden kann. Um den Nachweis zu erbringen, dass mit geeigneten Regelungsverfahren auch ein durch Umrichter dominiertes Netz stabil betrieben werden kann, wurde das Verbundvorhaben Netzregelung 2.0 ins Leben gerufen. Auf Grundlage dieser Ergebnisse soll eine konkrete Umsetzung der Ergebnisse im deutschen Teil des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes vorbereitet werden.

² Quelle: Netzausbaubeschleunigungsgesetz; Beschluss durch den Bundestag: 05.04.2019; in Kraft treten: 01.10.2021

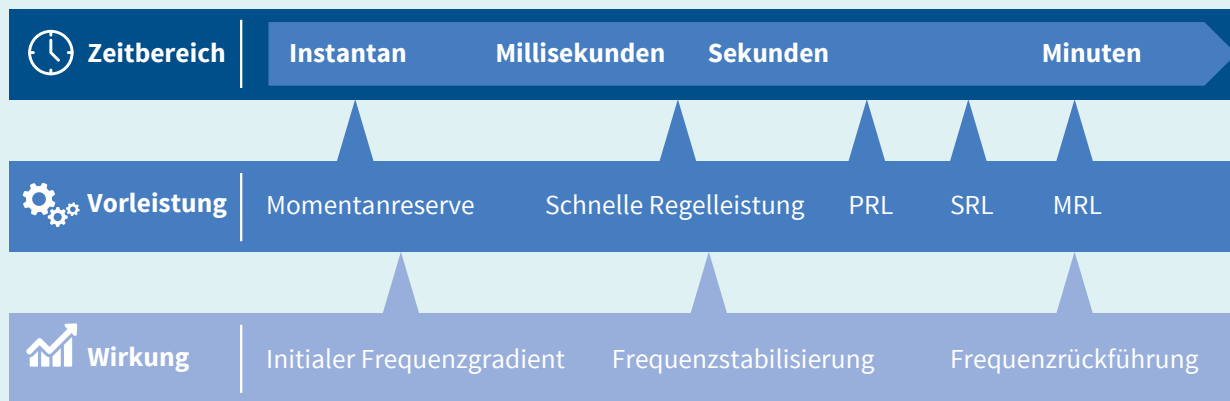


Abbildung 1: Zeitbereiche, Vorleistungen und Wirkungen am Beispiel der Frequenzhaltung (Quelle: dena, Systemsicherheit 2050, 2020)

Abbildung 1 zeigt die Unterschiede der Wirkung „echter“ Momentanreserve im Sinne einer instantanen Reaktion auf eine Frequenzabweichung, im Gegensatz zu einer regelungstechnischen Umsetzung im Sinne einer (sehr) schnellen Reaktion. Um Einfluss auf den initialen Frequenzgradienten nehmen zu können, bedarf es einer verzögerungsfreien Systemantwort. Für die Gewährleistung der Stabilität werden sowohl hinsichtlich der Frequenz- als auch der Spannungsstabilität mindestens ein Teil der Anlagen eine instantane Reaktion auf Abweichungen aufweisen müssen.

Das Podium der Veranstaltung war sich einig, dass mittel- bis langfristig bis langfristig mindestens ein Teil der Umrichter netzbildend sein müssten, um die Stabilität des Netzes gewährleisten zu können. Erste Anwendungen netzbildender Umrichter im Verbundnetz wird es vermutlich im Bereich der sogenannten VINKs (vollständig integrierte Netzkomponenten) wie HGÜ-Systemen, Kompensationsanlagen oder sogenannten Netzbooster geben. Die Verbreitung netzbildender Umrichter im Bereich der dezentralen Erzeugungsanlagen, und damit zunehmend auch im Verteilnetz, könnte dann der nächste Schritt sein. Auf Basis der Ergebnisse aus dem Netzregelung 2.0-Vorhaben gilt es zunächst, die technischen Anforderungen im Rahmen einer Richtlinie oder der Erweiterung bestehender Richtlinien zu definieren. Für die Verbreitung der neuen Umrichterregelungen müssen darauf aufbauend geeignete Vorschriften oder Anreize für die Erbringung der entsprechenden Vorleistungen geschaf-

fen werden. Dies könne beispielsweise im Rahmen der durch die Strombinnenmarktlinie der EU geforderten marktlichen Beschaffung sogenannter nicht-frequenzgebundener Systemdienstleistungen geschehen.

Systemsicherheit mit Erneuerbaren ist möglich

Zur Gewährleistung der Systemsicherheit im Zuge der Energiewende müssen erneuerbare Energien, Speicher und flexible Lasten neue Aufgaben übernehmen. Hierfür müssen vorhandene technische Möglichkeiten genutzt und Fähigkeiten, z. B. von Umrichtern, weiterentwickelt werden. Generell scheinen die erforderlichen Innovationen allerdings greifbar zu sein.

Neben den technischen Fähigkeiten der Anlagen ist auch eine Weiterentwicklung der Kommunikationsprozesse erforderlich. Die Netzbetriebsführung, der Datenaustausch zwischen den verschiedenen Akteuren und die Zusammenarbeit werden auch weiterhin ausgebaut werden müssen.

Damit die entsprechenden Innovationen angegangen werden, braucht es eine vorausschauende Anpassung von verpflichtend vorgeschriebenen technischen Mindestanforderungen und Anreizen um auch weiterhin ein hohes Niveau der Versorgungssicherheit gewährleisten zu können.

Das Symposium hat im Rahmen der dena-Plattform Systemdienstleistungen stattgefunden. Gemeinsam mit Netz- und Anlagenbetreibern sowie Herstellern hat die dena die Plattform Systemdienstleistungen mit dem Ziel initiiert, die Weiterentwicklung der Erbringung von Systemdienstleistungen bis 2030 aktiv zu gestalten. Die Plattform versteht sich als zentrales Bindeglied zwischen Marktakteuren (Netzbetreiber, Anlagenbetreiber, Hersteller etc.), Behörden, Politik und Fachöffentlichkeit. Im Themenfeld Systemdienstleistungen werden Herausforderungen und Lösungsansätze vor dem jeweiligen technischen Hintergrund fundiert analysiert und hinsichtlich ihrer ökonomischen und gesellschaftlichen Konsequenzen bewertet.

Bei Interesse wenden Sie sich bitte an:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Elias Brunken, Experte für Stromnetze
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel.: +49 (0)30 66 777-326
E-Mail: brunken@dena.de