

dena-Studie Systemdienstleistungen 2030.

Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse der Studie

„Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien“

durch die Projektsteuergruppe.

Projektleitung:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

Projektpartner:

50Hertz Transmission GmbH, ABB AG, Amprion GmbH, BELECTRIC Solarkraftwerke GmbH, E.DIS AG, ENERCON GmbH, EWE Netz GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, N-ERGIE Netz GmbH, Netze BW GmbH, SMA Solar Technology AG, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Westnetz GmbH, Younicos AG

Berlin, 11.02.2014

1 Studie Systemdienstleistungen 2030: Hintergrund und Zielsetzung.

Mit dem Energiekonzept aus dem Jahr 2010 und den Beschlüssen für eine beschleunigte Energiewende in Deutschland in 2011 hat die Bundesregierung das Ziel festgeschrieben, den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 80 Prozent bis zum Jahr 2050 auszubauen. Diese Zielsetzung ist Bestandteil einer weitreichenden Strategie zur Etablierung einer sicheren, wirtschaftlichen und nachhaltigen Energieversorgung, die den Erfordernissen des Klimaschutzes und der angestrebten Reduktion der Abhängigkeit Deutschlands von Energieträgerimporten im Zeitkorridor bis 2050 Rechnung trägt. Mit den beschlossenen Zielen wurde ein tiefgreifender Wandel der Stromversorgungsstruktur in Deutschland eingeleitet, der u.a. für die zukünftige Bereitstellung von Systemdienstleistungen neue Lösungen erfordert, um auch weiterhin einen sicheren und stabilen Betrieb der Stromversorgungsnetze zu gewährleisten.

Im Zuge der Energiewende in Deutschland müssen die Stromnetze um- und ausgebaut werden, um die Veränderungen in der Stromerzeugungsstruktur netzseitig zu ermöglichen und eine gleichbleibende Versorgungssicherheit zukünftig zu gewährleisten. Das Stromübertragungsnetz muss ertüchtigt werden, um große Mengen elektrische Energie von den Erzeugungsschwerpunkten der Windenergienutzung an Land und auf See im Norden und Osten Deutschlands in die Lastschwerpunkte im Süden und Westen Deutschlands zu transportieren und gleichzeitig zunehmende Transite infolge des europäischen Stromhandels zu ermöglichen. Der Anschluss von EE-Anlagen erfolgt im Schwerpunkt im Verteilnetz, d.h. auf Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene. Die erzeugte Energie wird in großem Umfang von den Verteilnetzen in die Übertragungsnetze eingespeist und muss in vielen Situationen über weite Entfernungen transportiert werden. In den Übertragungs- und Verteilnetzen in Deutschland besteht daher ein deutlicher Ausbau- und Innovationsbedarf, um Überlastungen der Netzbetriebsmittel sowie die Verletzung der zulässigen Spannungsgrenzen zu vermeiden.

Vor diesem Hintergrund gilt es zu überprüfen, wie der sichere Betrieb des Stromversorgungssystems unter den neuen Voraussetzungen organisiert werden kann. Konventionelle Kraftwerke, die heute noch überwiegend die Systemdienstleistungsprodukte für den stabilen Netzbetrieb bereitstellen, werden zukünftig in immer weniger Stunden am Netz sein. Es stellt sich die Frage, wie sich der Umfang und die Art dieser Systemdienstleistungsprodukte zur Erbringung der **Systemdienstleistungen Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung** ändern müssen.

Bedeutung der Systemdienstleistungen für das Stromversorgungssystem.

Um eine hohe Qualität, Zuverlässigkeit und Sicherheit bei Stromübertragung und -verteilung zu gewährleisten, ergreifen die Netzbetreiber fortlaufend Maßnahmen, um Frequenz, Spannung und Belastung der Netzbetriebsmittel innerhalb der zulässigen Grenzwerte zu halten bzw. nach Störungen wieder in den Normalbereich zurückzuführen. **Diese für die Funktionstüchtigkeit der elektrischen Energieversorgung unbedingt erforderlichen Leistungen werden als Systemdienstleistungen bezeichnet. Die dazu notwendigen Produkte werden überwiegend aus Erzeugungsanlagen oder aus anderen**

technischen Anlagen bereitgestellt. Die Netzbetreiber nutzen diese Produkte und erbringen durch deren bedarfsgerechten Einsatz die Systemdienstleistungen.

Frequenzhaltung erfolgt durch die Übertragungsnetzbetreiber, indem zwischen Stromerzeugung und –verbrauch ein Gleichgewicht gehalten wird. Dafür stehen den Übertragungsnetzbetreibern die Momentanreserve und die Regelenenergie zur Verfügung.

In Verbindung mit der **Spannungshaltung** haben die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber die Aufgabe, in ihrem jeweiligen Netzgebiet die Netzspannung in einem hinsichtlich Spannungsqualität zulässigen Band zu halten. Die Netzbetreiber müssen darüber hinaus sicherstellen, Spannungseinbrüche beim Auftreten eines Kurzschlusses zu begrenzen.

Bei Eintreten eines großflächigen Stromausfalls müssen die Übertragungsnetzbetreiber unter Mitwirkung der Verteilnetzbetreiber mittels **Versorgungswiederaufbau** in der Lage sein, innerhalb kürzester Zeit die Versorgung mit elektrischer Energie wieder herzustellen.

Im Rahmen der **Betriebsführung** fällt den Netzbetreibern die Aufgabe zu, einen sicheren Netzbetrieb zu organisieren und das Stromnetz einschließlich der Erzeugung und (in bedingtem Umfang) der Last kontinuierlich bezüglich Grenzwertverletzungen (z.B. Stromflussüberlastungen) zu überwachen und zu steuern, sodass ein sicherer Betrieb des gesamten Stromversorgungssystems gewährleistet bleibt.

Um die Bereitstellung und Verfügbarkeit der für den sicheren und stabilen Betrieb der Stromnetze notwendigen Systemdienstleistungen sicherzustellen, kommen heute folgende Möglichkeiten zum Tragen:

- intrinsische oder beispielsweise über Netzanschlussbedingungen bzw. gesetzliche Anforderungen eingeforderte Systemeigenschaften von Stromerzeugern bzw. Stromverbrauchern
- flexibler Einsatz von Betriebsmitteln der Netzbetreiber im Rahmen der Betriebsführung
- Dienstleistungen, die durch Netzbetreiber von Dritten auf Basis bilateraler Vereinbarungen oder über Marktmechanismen beschafft werden

Tabelle 1 gibt eine Übersicht über wesentliche Systemdienstleistungsprodukte und deren Erbringer.

Die übergeordnete Verantwortung für die Systemstabilität liegt bei den Übertragungsnetzbetreibern, die dabei auch die Koordination mit den anderen am europäischen Stromverbundnetz beteiligten Übertragungsnetzbetreiber übernehmen.

Der **Versorgungswiederaufbau** geschieht bei einem Stromausfall nach einem festgelegten Prozess, der durch die Übertragungsnetzbetreiber gesteuert wird. Für lokale Netzstörungen, die sich auf das Verteilnetz beschränken, trägt der jeweilige Verteilnetzbetreiber die Verantwortung. Bei größeren Ausfällen mit Auswirkungen bis in das Höchstspannungsnetz liegt die Steuerung des Versorgungswiederaufbaus bei den Übertragungsnetzbetreibern.

Die **Betriebsführung** und **Spannungshaltung** liegen im Verantwortungsbereich des jeweils zuständigen Netzbetreibers, der dabei notwendige Vorgaben der jeweils vorgelagerten Netzbetreiber berücksichtigen muss.

dena-Studie Systemdienstleistungen 2030: Ergebniszusammenfassung der Projektsteuergruppe.

Systemdienstleistung (SDL)	Frequenzhaltung	Spannungshaltung	Versorgungswiederaufbau	Betriebsführung
Ziel	Halten der Frequenz im zulässigen Bereich	- Halten der Spannung im zulässigen Bereich - Begrenzung des Spannungseinbruchs bei einem Kurzschluss	Wiederherstellung der Versorgung nach Störungen	Koordination des Netz- und Systembetriebes
Produkte/ Maßnahmen	- Momentanreserve - Regelleistung - Zu-/Abschaltbare Lasten - Frequenzabhängiger Lastabwurf - Wirkleistungsreduktion bei Über-/Unterfrequenz (EE- und KWK-Anlagen)	- Bereitstellung von Blindleistung - Spannungsbedingter Redispatch - Spannungsbedingter Lastabwurf - Bereitstellung von Kurzschlussleistung - Spannungsregelung	- Schaltmaßnahmen zur Störungseingrenzung - Koordinierte Inbetriebnahme von Einspeisern und Teilnetzen mit Last - Schwarzstartfähigkeit von Erzeugern	- Netzanalyse, Monitoring - Engpassmanagement - Einspeisemanagement - Koordination der Erbringung von SDL Netzebenen übergreifend
Heutige Erbringer (Auswahl)	- Konventionelle Kraftwerke - Flexible steuerbare Lasten - Regelleistungspools (u.a. mit EE-Anlagen und Großbatterien)	- Konventionelle Kraftwerke - Netzbetriebsmittel (z.B. Kompensationsanlagen) - EE-Anlagen	- Netzleitwarten - Schwarzstartfähige, konventionelle Kraftwerke - Pumpspeicherwerke	Netzleitwarten in Zusammenspiel mit Netzbetriebsmitteln und konventionellen Kraftwerke

Tabelle 1 - Einordnung heutiger Systemdienstleistungsprodukte.

Zukunftsfähige Lösungen für die Erbringung von Systemdienstleistungen.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere von Photovoltaik- und Windenergieanlagen, führt zu veränderten Anforderungen im Stromversorgungssystem. Stark wechselnde Lastflusssituationen sowie die in der Tendenz steigenden Entfernungen für den Stromtransport verändern den Bedarf an und die Möglichkeiten zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen und stellen neue Anforderungen an die Betriebsführung der Stromnetze.

Die Momentanreserve und Regelernergie, die Blindleistungsbereitstellung zur Spannungshaltung und die Bereitstellung von Kurzschlussleistung zur Systemstützung im Fehlerfall erfolgt heute mehrheitlich durch konventionelle Kraftwerke, deren Einsatzzeiten infolge des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bereits zurückgegangen sind und sich zukünftig weiter stark verringern werden. Konventionelle Kraftwerke können somit in Zukunft immer seltener für die Erbringung von Systemdienstleistungen zur Verfügung stehen.

Es bedarf deshalb neuer technischer Lösungen, um auch in Zukunft die für ein sicheres und stabiles Stromversorgungssystem erforderlichen Systemdienstleistungen wirtschaftlich und zuverlässig erbrin-

gen zu können. Zugleich wird eine möglichst vollständige Integration der Einspeisung erneuerbarer Energien in das Stromsystem erleichtert. Alternativ wäre es möglich, konventionelle Kraftwerke mit einer so genannten „must-run-Kapazität“ in Höhe von 6.000 bis 25.000 MW¹ zur Erbringung dieser Systemdienstleistungen kontinuierlich am Netz zu halten.

Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass für die Versorgungssicherheit unabhängig von der Bereitstellung von Systemdienstleistungen auch zukünftig die Notwendigkeit besteht, die Vorhaltung einer ausreichend dimensionierten, gesicherten Erzeugungsleistung² zur Deckung der Stromnachfrage bei wetterbedingt fehlender Erzeugung aus erneuerbaren Energien sicherzustellen.

Studie Systemdienstleistungen 2030: Zielsetzungen.

Ziel der vorliegenden Studie ist es zu untersuchen, welcher Handlungsbedarf besteht, um bis 2030 in einem Stromversorgungssystem mit hohem Anteil an Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten. Im Fokus der Studie steht dabei das Stromversorgungssystem in Deutschland unter Berücksichtigung des europäischen Stromverbundnetzes und dem länderübergreifenden Stromhandel.

Im Rahmen der Studie werden folgende **Leitfragen** untersucht:

- Wie werden sich die Anforderungen und der Umfang an bereitzustellenden Systemdienstleistungen bis 2030 entwickeln?
- Welchen Beitrag können und sollen innovative technische Lösungen, insbesondere durch erneuerbare Energien, Wechselrichter, Netztechnik, Lastmanagement und Stromspeicher, zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen zukünftig leisten?
- Inwieweit kann zukünftig die heute erforderliche Mindesterzeugung aus konventionellen Kraftwerken für die Erbringung von Systemdienstleistungen reduziert werden?

Studiendesign.

Die vorliegende dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 wurde durch die Deutsche Energie-Agentur (dena) in enger, branchenübergreifender Zusammenarbeit mit Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern, Herstellern und Projektentwicklern erneuerbarer Energien sowie Herstellern von Netz- bzw. Anlagentechnik erstellt.

Die dena hat das Studienprojekt initiiert und geleitet. Das Studiendesign wurde durch die dena konzipiert und mit dem in der Projektsteuergruppe zusammengefassten Expertenkreis der beteiligten Unternehmen abgestimmt.

¹ Quelle: „Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung“ (IAEW, Consentec, FGH, 2012). Die notwendige Leistungshöhe ist abhängig von der Netzsituation und der Verfügbarkeit alternativer Erbringer von Systemdienstleistungen.

²Die gesicherte Erzeugungsleistung für das in der Studie verwendete Leitszenario B2033 des Netzentwicklungsplan Strom 2013 beträgt rund 96.000 MW bei einer Jahreshöchstlast von 84.000 MW.

Folgende Mitglieder waren als Träger der Studie in der Projektsteuergruppe vertreten: **50Hertz Transmission GmbH, ABB AG, Amprion GmbH, BELECTRIC Solarkraftwerke GmbH, E.DIS AG, ENERCON GmbH, EWE NETZ GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, N-ERGIE Netz GmbH, Netze BW GmbH, SMA Solar Technology AG, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Westnetz GmbH, Y-ounicos AG.** Darüber hinaus nahmen die RWE Deutschland AG und die Statkraft Markets GmbH als Gäste an den Beratungen der Projektsteuergruppe teil.

Als **Forschungspartner** wurde die **ef.Ruhr GmbH** unter der **Leitung von Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz** zur Durchführung der qualitativen und quantitativen Analysen eingebunden. Verwendete Methoden und Ergebnisse wurden in der Projektsteuergruppe diskutiert und geprüft.

2 Szenarioannahmen für das Stromversorgungssystem 2030.

Für die Untersuchungen dieser Studie wird das Szenario B für das Betrachtungsjahr 2033 des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) 2013 zu Grunde gelegt. Wenn in der vorliegenden Studie von „Systemdienstleistungen 2030“ die Rede ist, so wird durchgängig auf das Betrachtungsjahr 2033 referenziert.

Es wird in den Analysen dieser Studie davon ausgegangen, dass sich die installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ausgehend von 2013 bis 2033 annähernd verdreifacht. Wind Onshore mit einer installierten Leistung von 66,3 GW, Photovoltaik mit einer installierten Leistung von 65,3 GW und Wind Offshore mit einer installierten Leistung von 25,3 GW sind in diesem Szenario die dominierenden Erzeugungstechnologien.

Für den konventionellen Kraftwerkspark sieht der NEP Strom 2013 den bis 2022 vollständig vollzogenen Ausstieg aus der Kernenergienutzung sowie einen starken Zubau von Gaskraftwerken vor. Insgesamt wird von einer installierten konventionellen Erzeugungsleistung von ca. 76 GW in 2033 ausgegangen.

Installierte Erzeugungsleistung in Deutschland im Betrachtungsjahr (Gesamt: 259 GW)

Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Pumpspeicher	Sonstige	Wind Onshore	Wind Offshore	Photovoltaik	Wasserkraft	Biomasse und Sonstige
12 GW	20 GW	41 GW	11 GW	3 GW	66 GW	25 GW	65 GW	5 GW	11 GW

Tabelle 2 - Installierte Erzeugungsleistung im Untersuchungsszenario (Quelle: Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Strom 2013).

Auch wenn sich durch verändernde politische Vorgaben künftig abweichende Ausbau- und Entwicklungsziele ergeben, so bleiben die aufgezeigten Tendenzen und der aufgezeigte Handlungsbedarf bei fortschreitendem Ausbau erneuerbarer Energien grundsätzlich erhalten.

Für das europäische Ausland wurden für die Zusammensetzung des Stromerzeugungsmixes die Annahmen des in 2013 veröffentlichten Scenario Outlook & Adequacy Forecast (ENTSO-E 2013) der europäischen Übertragungsnetzbetreiber zugrunde gelegt. Diese Analyse sieht für das europäische Ausland einen – im Vergleich zu Deutschland – moderateren Ausbau regenerativer Energieträger vor.

Die Zuordnung der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten zu einzelnen Netzknoten bzw. Regionen im Netzmodell erfolgt anhand mehrerer Kriterien. Es wird u.a. eine Zunahme der installierten Leistung erneuerbarer Energien an bisherigen Standorten (z.B. Repowering von Wind Onshore) wie auch der Zubau an neuen, für die Stromerzeugung besonders geeigneten Standorten vorgesehen. Im Rahmen der Analysen wird der Kraftwerkseinsatz stundenscharf auf Basis eines marktbasierten Modells ermittelt.

In dem für die Analysen der dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 verwendeten Übertragungsnetzmodell wurden die entsprechend dem NEP Strom 2013 vorgesehenen Erweiterungen des Höchstspannungsnetzes durch Drehstrom- und Gleichstromverbindungen bzw. für die weiteren Netzverstärkungen in Europa die vorgesehenen Maßnahmen des Ten-Year Network Development Plans 2012 (TYNDP) der ENTSO-E berücksichtigt.

Im Zuge der Netzentwicklungsplanung für die Höchstspannungsnetze werden entsprechend dem regulatorischen Rahmen durch die Übertragungsnetzbetreiber Technologien nach dem Stand der Technik (z.B. Kompensationsanlagen zur Spannungshaltung) vorgesehen. Neben der Ermittlung des Bedarfs zum Aus- und Umbau des Stromübertragungsnetzes wird dabei im Zusammenhang mit der Netzplanung auch der Bedarf an Blind- und Kurzschlussleistung zur statischen und dynamischen Spannungshaltung detailliert analysiert.

Die vorliegende Studie untersucht basierend auf der Netzentwicklungsplanung zusätzlich netzebenenübergreifend alle für den sicheren und stabilen Netzbetrieb erforderlichen Systemdienstleistungen und bewertet das Potenzial aller, d.h. auch neuer, innovativer Techniklösungen zu ihrer Erbringung (z.B. Bereitstellung von Blindleistung und Nachbildung der Momentanreserve durch erneuerbare Energien). Insofern stellt die dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 eine wichtige und zukunftsweisende Ergänzung zu der bestehenden Netzentwicklungsplanung dar. Die in der Studie durchgeführten wirtschaftlichen Abschätzungen ermöglichen eine erste Einordnung der zur Verfügung stehenden Alternativen für eine effiziente Erbringung der Systemdienstleistungen.

Systemdienstleistungsprodukte (z.B. Primärregelleistung im Zuge der Frequenzhaltung) werden heute und zukünftig im europäischen Verbundnetz durch die beteiligten Übertragungsnetzbetreiber gemeinschaftlich eingesetzt, bei anderen Systemdienstleistungen (z.B. Momentanreserve zur Frequenzhaltung) erfolgt physikalisch bedingt automatisch eine gegenseitige Stützung im europäischen Verbundsystem.

Als Randbedingung wurde für alle hier durchgeführten Analysen festgelegt, dass mit den untersuchten technischen Alternativen für die zukünftige Erbringung von Systemdienstleistungen diese in einer Art und in einem Volumen bereitgestellt werden, sodass das heutige Niveau der Systemstabilität in Deutschland und Europa auch in der Zukunft gewährleistet werden kann.

Alle Analysen der dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 erfolgen darüber hinaus unter der zentralen Randbedingung, dass Deutschland seinem Anteil an der Systemverantwortung im europäischen Verbundsystem in einem verglichen mit den heutigen Regelungen gleichbleibendem Maß nachkommt und keine Verlagerung der Verantwortung zur Systemstützung auf die europäischen Partner erfolgt.

3 Frequenzhaltung 2030.

Für einen stabilen Betrieb des Stromversorgungssystems muss die eingespeiste Leistung unter Berücksichtigung der Import-/Exportbilanz zu jedem Zeitpunkt dem Stromverbrauch im Netz entsprechen. Die Bilanzkreisverantwortlichen müssen für eine im optimalen Fall vollständig ausgeglichene Planung sorgen und bei Abweichungen innerhalb ihres jeweiligen Bilanzkreises reagieren.

Bei Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch kommt es zu einer Erhöhung bzw. Verringerung der Frequenz. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen unverzüglich für die Wiederherstellung des Bilanzgleichgewichts sorgen, sodass die Sollfrequenz von 50 Hz wieder eingehalten wird.

Die Momentanreserve und die Regelleistung kommen dabei insbesondere zum Tragen und werden in der vorliegenden Studie detailliert analysiert. Zur Frequenzhaltung können Übertragungsnetzbetreiber bei Gefährdungen oder Störungen neben der Erhöhung bzw. Drosselung von Erzeugungsleistungen vertraglich vereinbarte zu- und abschaltbare Lasten einsetzen bzw. im Notfall auch weitergehende Anpassungen von Stromeinspeisern und Stromabnehmern verlangen. Als letzte Sicherungsmaßnahme bei Unterfrequenz greift der frequenzabhängige Lastabwurf, d.h. die automatisierte, stufenweise Trennung der Verbraucher vom Netz. Bei Überfrequenz werden Stromeinspeisungen gedrosselt.

3.1 Momentanreserve.

Bevor Regelernergie zum Angleichen von Erzeugung und Verbrauch wegen der Aktivierungszeiten technisch in vollem Umfang zur Verfügung steht, werden schnelle Frequenzänderungen kurzfristig durch die Trägheit der rotierenden Massen von Generatoren des konventionellen Kraftwerksparks gedämpft. Die Eigenschaft, durch Aufnahme bzw. Abgabe von kinetischer Energie Frequenzänderungen entgegenzuwirken, wird als Momentanreserve bezeichnet.

Um zu überprüfen, ob genügend kinetische Energie als Momentanreserve im System vorhanden ist, wird als Auslegungsfall für das heutige europäische Verbundnetz ein Last- bzw. Erzeugungssprung von 3.000 MW zugrunde gelegt. Die Momentanreserve muss in einem solchen Fall die auftretende Frequenzänderung vor Einsatz der Primärregelung ausreichend stark dämpfen, sodass das zulässige Frequenzband von 50 Hz $\pm$ 0,8 Hz (kurzzeitig/dynamisch) bzw. 50 Hz $\pm$ 0,2 Hz (stationär) nicht verletzt wird.

Entwicklung des Bedarfs an Momentanreserve bis 2030.

Für die Entwicklung des Bedarfs an Momentanreserve bis 2030 kann davon ausgegangen werden, dass der heute übliche Auslegungsfall für die Netzstützung bei einer Leistungsveränderung von 3.000 MW (entspricht dem Ausfall eines Doppelkraftwerksblocks) weiterhin angemessen ist.

Auch durch die vermehrte Einführung von Anlagen erneuerbarer Energien mit tendenziell kleineren Anlagengrößen wird sich der Auslegungsfall 3.000 MW bis 2030 nicht reduzieren. Das Auslegungskriterium gilt im gesamten synchronen Verbundnetz der ENTSO-E. Auch in 2030 wird – nach dem angenommenen Erzeugungsszenario für Deutschland und Europa – noch eine ausreichende Anzahl Großkraftwerke im Betrieb sein, die für dieses Auslegungskriterium bestimmend sind. Eine Erhöhung dieses Auslegungskriteriums ist auch unter Berücksichtigung des Anschlusses von Offshore-Windparks, der Errichtung von

HGÜ-Trassen im Verbundnetz und der Existenz von Stromverteilnetzen mit hoher installierter Leistung aus erneuerbaren Energien nicht notwendig. Dies setzt die Annahme voraus, dass der Planungsgrundsatz bei der Netzauslegung auch zukünftig erhalten bleibt, dass bei keinem Störfall ein Leistungssprung über 3.000 MW auftreten darf.

Da die über Umrichter einspeisenden Anlagen erneuerbarer Energien ohne zusätzliche technische Maßnahmen grundsätzlich keinen Beitrag zur Momentanreserve leisten, würde der Beitrag Deutschlands zur Systemstützung im Verbundnetz ohne Gegenmaßnahmen bis 2030 in Situationen mit hoher EE-Einspeisung deutlich niedriger ausfallen. Die Beteiligung Deutschlands an der Momentanreserve und der Bedarf an einer alternativen Bereitstellung von Momentanreserve, um die Beteiligung bis 2030 konstant zu halten, ist in Abbildung 1 zusammengefasst. Für das Jahr 2011 zeigen die Modellrechnungen dieser Studie eine Beteiligung der deutschen Regelzonen an einem Leistungssprung von 3.000 MW mit einer Bremsleistung von 372 MW und einer kinetischen Energie von 0,95 MWh. Ohne die Bereitstellung von Momentanreserve aus alternativen Quellen würde diese Beteiligung bis 2030 zu bestimmten Stunden im Jahr auf ca. ein Drittel sinken. Es verbleibt bis zum Grenzwert der maximalen dynamischen Frequenzabweichung von 49,2 Hz auch in diesen Fall noch eine ausreichende Sicherheitsmarge von 0,25 Hz. Um das Stromversorgungssystem zukünftig genauso stabil zu betreiben wie im Jahr 2011, d.h. den Beitrag Deutschlands zur Momentanreserve konstant zu halten, muss 2030 in Zeiten hoher EE-Einspeisung bzw. geringer konventioneller Erzeugung eine Differenzleistung von rund 254 MW und eine kinetische Energie von 0,68 MWh durch geeignete technische Alternativen für Momentanreserve bereitgestellt werden.

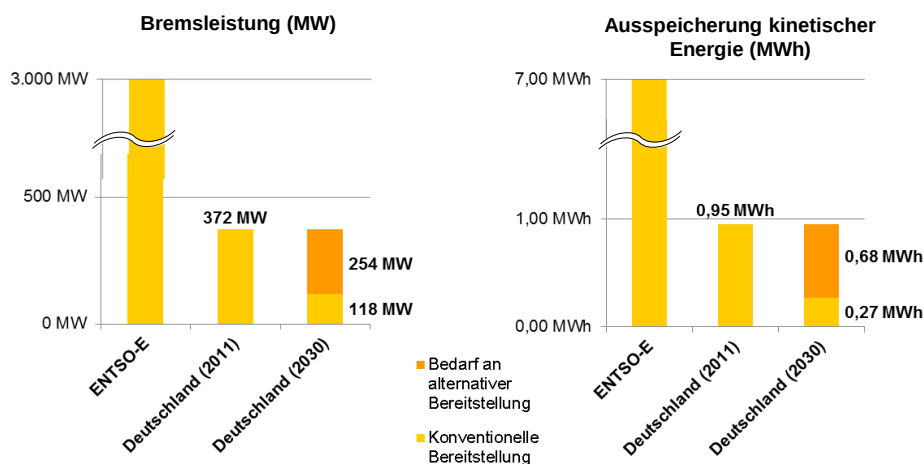


Abbildung 1 - Erbringung des deutschen Anteils an der Momentanreserve.

Alternativen zur Erbringung von Momentanreserve.

Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbarer Energien – insbesondere Windkraftanlagen und größere Freiflächen Solarkraftwerke – und Batteriespeicher lassen sich bereits heute technisch so ausrüsten, dass sie einen Beitrag zur Momentanreserve leisten. In diesem Fall bildet die Leistungselektronik des Einspeisewechselrichters der Anlagen das träge Verhalten eines elektromechanischen Synchrongenerators nach.

Für die Bereitstellung von Momentanreserve durch einen Wechselrichter wird die Möglichkeit zur Energieaufnahme bzw. -abgabe benötigt. Grundsätzlich kommen hierfür als technische Lösung eine Drosselung von Windenergieanlagen (WEA) oder Photovoltaikanlagen (PVA), die Nutzung von Batteriespeichern oder die Nutzung der Trägheit der WEA (Nachbildung der Momentanreserve) in Betracht. Da es bei einer Drosselung von fluktuierenden erneuerbaren Energien zu einem dauerhaften Wirkleistungsverlust käme und für die gezielte Errichtung von Batteriespeichern für Momentanreserve zusätzlicher Investitionsbedarf erforderlich würde³, stellt die Nutzung der Trägheit von WEA die effizienteste Alternative dar. In den Untersuchungen wird davon ausgegangen, dass eine WEA mit einer durchschnittlichen Anlagenleistung von 2 MW durch die Nutzung der Trägheit der Windenergieanlage eine Bremsleistung von bis zu 0,2 MW und damit eine kinetische Energie von bis zu 0,55 kWh bereitstellen kann. In 93 Prozent aller untersuchten Stunden im Jahr 2030 würde die auf diese Weise aus Windenergieanlagen bereitgestellte Momentanreserve ausreichen, um den Beitrag von Deutschland zur Momentanreserve im europäischen Verbundsystem auf dem heutigen Niveau konstant zu halten. In den verbleibenden 7 Prozent der Stunden sind aufgrund der fehlenden Windeinspeisung genügend konventionelle Kraftwerke am Netz, um die erforderliche Bremsleistung und kinetische Energie für die Stabilität der Stromnetze bereit zu stellen.

Handlungsempfehlungen.

Damit Deutschland auch zukünftig seine Systemverantwortung im europäischen Stromverbundnetz zuverlässig und vollumfänglich wahrnehmen kann, sind zukünftig parallel zu dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien geeignete alternative technische Lösungen zur Bereitstellung der Momentanreserve erforderlich. Hierfür sind die regulatorischen Rahmenbedingungen so anzupassen, dass dezentrale Energieanlagen künftig zur Erbringung der Momentanreserve beitragen können. Insbesondere sollten in einem ersten Schritt die notwendigen Voraussetzungen für eine Bereitstellung von Momentanreserve durch große Windenergieanlagen (Nachbildung der Momentanreserve) geschaffen werden. Längerfristig sollte geprüft werden, inwieweit die Einbindung weiterer möglicher alternativer Erbringer (Drosselung dezentraler Energieanlagen, Batteriespeicher) notwendig bzw. wirtschaftlich sinnvoll ist.

3.2 Regelleistung.

Um über die Summe aller Bilanzkreise auftretende Erzeugungs- bzw. Lastüberschüsse auszugleichen, setzen die Übertragungsnetzbetreiber positive bzw. negative Regelleistung ein. Sie beschaffen die Regelleistung in den drei Produktqualitäten Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve über ein regelmäßig durchgeführtes marktbasiertes Auktionsverfahren. Potentielle Anbieter am Regelleistungsmarkt müssen vor einer Teilnahme in einem Präqualifikationsverfahren nachweisen, dass die vorgesehenen Erzeugungseinheiten oder ggf. auch flexiblen Lasten über die geforderten Verfügbarkeit, Zuverlässigkeit und Regelbarkeit verfügen.

³ Sofern Batteriespeicher bereits aus anderen Gründen im Netz zur Verfügung stehen (z.B. zur Erbringung von Primärregelleistung) können sie für die Momentanreserve einbezogen werden.

Entwicklung des RegelleLeistungsbedarfs bis 2030.

Die Bemessung des RegelleLeistungsbedarfs zeigt – unter Zugrundelegung des Erzeugungsszenarios des NEP Strom 2013 – bis in das Jahr 2030 eine deutliche Zunahme der vorzuhaltenden Sekundärregelleistung und Minutenreserve. Insbesondere der mit der installierten Leistung erneuerbarer Energien wachsende Effekt von Prognosefehlern der Erzeugung wirkt sich auf den Bedarf an Regelleistung aus. So steigen unter der Annahme einer gleichbleibenden Prognosegenauigkeit für die EE-Einspeisung der Bedarf an negativer Minutenreserveleistung um ca. 70 Prozent und der Bedarf an positiver Minutenreserveleistung um ca. 90 Prozent. Der Bedarf an Sekundärregelleistung (SRL) erhöht sich in geringerem Umfang (ca. 10 Prozent für negative SRL und ca. 40 Prozent für positive SRL), durch das vermehrte Auftreten starker Windflanken ist jedoch von einer vermehrten Aktivierung der Sekundärregelleistung auszugehen.

Das heute eingesetzte Dimensionierungsverfahren bemisst quartalsweise den Bedarf an Regelleistung. Würde zukünftig nach einem adaptiven Dimensionierungsverfahren der RegelleLeistungsbedarf zum Beispiel vortäglich und entsprechend den tatsächlichen Prognosen für Last und für die Einspeisung erneuerbarer Energie bemessen, so kann die Steigerung des bis 2030 durchschnittlich benötigten RegelleLeistungsbedarfs begrenzt werden (vgl. Abbildung 2). Zu berücksichtigen ist, dass auch bei Verwendung des adaptiven Verfahrens an einzelnen Tagen mit hoher Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien ein fast doppelt so hoher Bedarf an Minutenreserve in 2030 verglichen mit dem heutigen Bedarf bestehen wird.

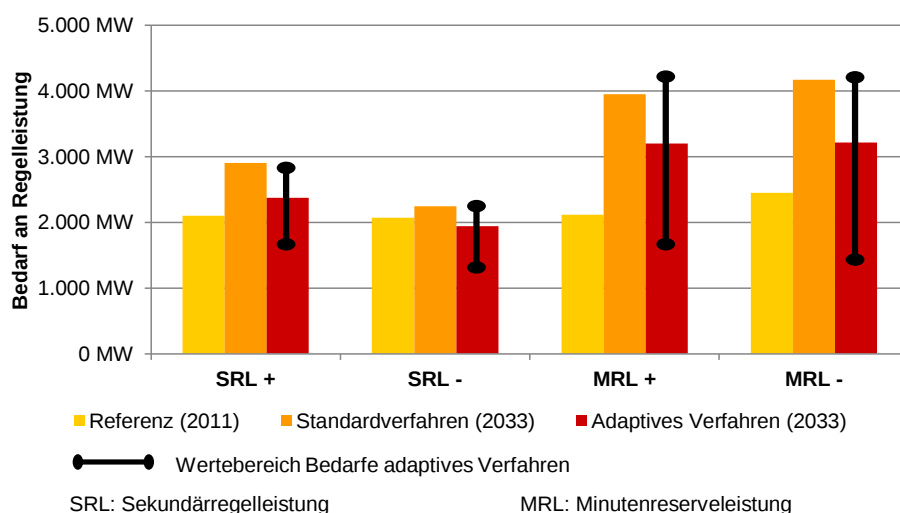


Abbildung 2 – Abschätzung des zukünftigen RegelleLeistungsbedarfs.

Alternative Erbringer von Regelleistung.

Die Regelleistung wird im heutigen Stromversorgungssystem hauptsächlich durch konventionelle Kraftwerke einschließlich Pumpspeicherwerke bereitgestellt. Alternative Anbieter, die teilweise bereits heute am Regelleistungsmarkt ihre Leistung vermarkten, sind Regelleistungspools bestehend aus Biogasanlagen, Notstromaggregaten und Großbatterien sowie besonders energieintensive Industrieunternehmen mit flexiblen Lasten. Weitere alternative Anbieter, die grundsätzlich Regelleistung erbringen könnten,

sind fernsteuerbare Wind- oder Photovoltaik-Anlagen sowie kleinere Erzeugungsanlagen (z.B. Klein-BHKW) und Lasten (z.B. Erschließung flexibler Stromlasten).

Zukünftig werden vermehrt Perioden auftreten, in denen die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien den Verbrauch in Deutschland übersteigt. Konventionelle thermische Kraftwerke sind dann in Deutschland marktgetrieben nicht oder nur in geringem Umfang am Netz. Die Studie zeigt, dass konventionelle Kraftwerke in 2030 zu bestimmten Stunden marktgetrieben nicht in ausreichendem Maße zur Bereitstellung von Regelleistung zur Verfügung stehen. Es gibt für alle Regelleistungsprodukte Alternativen für die Erbringung, die den Bedarf auch in diesen Stunden decken können.

Wirtschaftlichkeit alternativer Erbringung von Regelleistung

Die Studie zeigt, dass technische Optionen mit ausreichendem Potenzial zur Verfügung stehen. Gegenüber der alleinigen Nutzung einer konventionellen must-run-Kapazität für die Regelleistungserbringung ist der Einsatz alternativer Erbringer wirtschaftlicher. Die Studienergebnisse weisen darauf hin, dass für die Primärregelleistung Großbatterien die wirtschaftlich günstigste unter den betrachteten Alternativen darstellen. Bezüglich Sekundärregel- und Minutenreserveleistung existiert eine Vielzahl möglicher Alternativen. In welchem Umfang die jeweiligen Alternativen tatsächlich für die Erbringung von Regelleistung erschlossen und eingesetzt werden, muss sich über Angebot und Nachfrage am Regelleistungsmarkt ergeben.

Handlungsempfehlungen.

Um mittelfristig eine Vorhaltung von konventionellen must-run-Kapazitäten zur Erbringung von Regelleistung zu vermeiden und dadurch zugleich eine verbesserte Systemintegration erneuerbarer Energien zu ermöglichen, sollten die Voraussetzungen zur Bereitstellung von Regelleistung aus alternativen Quellen verbessert werden. Dafür ist zu prüfen, inwieweit Produkteigenschaften und Präqualifikationsanforderungen angepasst werden können, um den Eintritt neuer Regelleistungsanbieter aus dem Bereich regenerativer Erzeugungsanlagen, flexibler Stromlasten und Stromspeicher zu erleichtern und um den sich ändernden Systemanforderungen gerecht zu werden (z.B. steile Flanken). Auch ist in diesem Zusammenhang eine Verkürzung der Ausschreibungszeiträume für die Primär- und Sekundärregelleistung zu prüfen.

Parallel gilt es technische und organisatorische Lösungen zu entwickeln, um eine vermehrte Erbringung von Regelleistung durch dezentrale Energieanlagen aus dem Verteilnetz unter Berücksichtigung der lokalen Netzgegebenheiten koordinieren zu können.

Zudem ist die Umsetzbarkeit des adaptiven Bemessungsverfahrens zu prüfen, um beispielsweise stets vortäglich den voraussichtlichen Regelleistungsbedarf für den nächsten Tag zu ermitteln und auszusprechen.

4 Spannungshaltung 2030.

Im Hinblick auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromsystems muss die Stabilität und der Betrag der Netzspannung sowohl im Normalbetrieb wie auch im Fehlerfall gewahrt werden. Zugleich ist im Hinblick

auf die Beherrschung eines Spannungseinbruchs bei größeren Störungen u.a. eine ausreichende Bereitstellung von Kurzschlussleistung notwendig. Darüber hinaus ist das stabile Systemverhalten im Normal- wie auch im Fehlerfall auch von einer geeigneten Koordination der Spannungsregler im Stromnetz abhängig.

4.1 Bereitstellung von Blindleistung zur statischen Spannungshaltung.

Für den stabilen Netzbetrieb und zum Schutz von Personen, Betriebsmitteln und Letztverbrauchergeräten wird die Spannung durch verschiedene Mittel in dem zulässigen Spannungsband von ± 10 Prozent der Nennspannung beim Letztverbraucher gehalten. Dies geschieht heute zu einem großen Teil durch die planerische Auslegung der Netze sowie betrieblich durch die Blindleistungsbereitstellung der konventionellen Kraftwerke und die gezielte Stufung von Transformatoren. Darüber hinaus werden Blindleistungskompensationsanlagen und Spannungsregler im Stromnetz eingesetzt. Ein Teil der Redispatchmaßnahmen im Übertragungsnetz wird aus Gründen der Spannungshaltung veranlasst.

Entwicklung des Bedarfs bis 2030.

Aufgrund zunehmender Transportentfernungen und Leistungstransite wird der Blindleistungsbedarf im Übertragungsnetz bis 2030 deutlich zunehmen. Dabei wird das auf Höchstspannungsebene bereitzustellende Blindleistungsband, d.h. die Spanne des Blindleistungsbedarfs an den jeweiligen Netzknoten zu verschiedenen Zeiten, insgesamt steigen.

In den Stromverteilnetzen wächst durch die zunehmende, fluktuierende Einspeisung erneuerbarer Energien sowie den steigenden Grad der Verkabelung der Bedarf, die Blindleistung und damit die Spannung gezielt zu regeln, um Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes zu vermeiden und den Netzausbaubedarf zu begrenzen.

Alternative Bereitstellung von Blindleistung.

Bis 2030 werden im Übertragungsnetz verstärkt alternative Lösungen zur heutigen Bereitstellung von Blindleistung im Stromversorgungssystem durch konventionelle Kraftwerke benötigt. Als technische Möglichkeiten zur Deckung des Blindleistungsbedarfs im Stromnetz kommen aus heutiger Sicht grundsätzlich folgende Alternativen in Frage:

- die Installation zusätzlicher Kompensationsanlagen (Spulen, Kondensatoren, SVC und STATCOM⁴)
- die Umrichterstationen der geplanten Hochspannungsgleichstromübertragungsstrassen (HGÜ)
- eine Blindleistungsbereitstellung aus dezentralen Erzeugungsanlagen in den Stromverteilnetzen
- die Ertüchtigung stillgelegter Kraftwerke für einen Phasenschieberbetrieb, die Ausrüstung neuer Kraftwerke für einen entkoppelten Phasenschieberbetrieb und die Errichtung alleinstehender Phasenschieber

⁴ SVC = Static Var Compensator, STATCOM = Static Synchronous Compensator.

Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, Spannungsprobleme durch Redispatch, d.h. das Hochfahren einzelner Kraftwerke, die dann die Spannung regeln, zu lösen, sofern der Bedarf nur in einzelnen Stunden auftritt und entsprechende Erzeugungsanlagen zur Verfügung stehen.

Die Analysen zeigen, dass in den untersuchten exemplarischen Stromverteilnetzen durch eine gezielte und auch unabhängig von der Wirkleistungseinspeisung mögliche, steuerbare Blindleistungsbereitstellung aus Umrichtern von Windkraft- und Photovoltaikanlagen ein blindleistungsneutraler Betrieb auf allen Verteilnetzebenen technisch möglich ist. Das Übertragungsnetz, das bisher für den Blindleistungsaustausch im Verteilnetz genutzt wurde, kann dadurch entlastet werden. Das verfügbare Potenzial der Blindleistungsbereitstellung erneuerbaren Energien im Hochspannungsnetz (110 kV-Ebene) in 2030 kann darüber hinaus genutzt werden, um neben dem eigenen Bedarf auch den Blindleistungsbedarf unterlagelter Netzebenen zu decken. Zusätzlich zeigen die in der Studie untersuchten Netzgebiete ein Potenzial zur Blindleistungsbereitstellung aus dem Hochspannungsnetz für das überlagerte Höchstspannungsnetz.

Auf die Verfügbarkeit und die Höhe der ermittelten Potenziale zur Blindleistungsbereitstellung kann jedoch aus der Untersuchung einzelner Netze nicht geschlossen werden. Dies muss im Einzelfall für konkrete Netzknoten unter Berücksichtigung der Netztopologie und der angeschlossenen Erzeugungsanlagen berechnet werden. Eine wichtige Einflussgröße auf die Fähigkeit zur Blindleistungsbereitstellung aus den Stromverteilnetzen für das Übertragungsnetz ist die Lage der Netzverknüpfungspunkte der regenerativen Stromerzeugungsanlagen. Je näher sich diese Anlagen am Transformator befinden, desto besser können sie für eine Blindleistungsbereitstellung für die überlagerte Netzebene genutzt werden und die Netze werden geringer belastet. Für die dezentrale Blindleistungsbereitstellung ist die Einbeziehung der Stufensteller von Transformatoren zum vorgelagerten Netz in das Steuerungskonzept zu berücksichtigen.

Wirtschaftlichkeit alternativer Bereitstellung von Spannungshaltung

Aus wirtschaftlicher Sicht sollten für die Bereitstellung von Blindleistung im Übertragungsnetz zunächst die Konverterstationen der geplanten HGÜ-Trassen eingesetzt werden. An Netzknoten mit verbleibendem Blindleistungsbedarf an nur einzelnen Stunden kann bei entsprechender Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke jeweils im Bedarfsfall ein Redispatch durchgeführt werden. Für darüber hinaus gehenden häufigeren Blindleistungsbedarf an Netzknoten oder bei fehlender lokaler Verfügbarkeit geeigneter Kraftwerke für Redispatch steht als wirtschaftlich günstigste und heute etablierte Technologie die Errichtung von Kompensationsanlagen zur Verfügung.

Eine weitreichendere Bereitstellung von Blindleistung für das Höchstspannungsnetz durch dezentrale Energieanlagen aus dem Verteilnetz kann eine Alternative gegenüber der Errichtung von Kompensationsanlagen sein. Hierfür müssen lokal die entsprechenden Voraussetzungen (Vorhandensein ausreichender Kapazität aus dezentralen Energieanlagen, Netztopologie und -kapazitäten) vorliegen. Zudem ist im Einzelfall zu bewerten, ob die Bereitstellung von Blindleistung durch dezentrale Energieanlagen wirtschaftlich günstiger als Errichtung und Betrieb einer Kompensationsanlage zu realisieren ist. Die Studie sieht hierfür ein deutliches Potential, welches auch wirtschaftlich erschließbar erscheint. Dieses gilt insbesondere für große Freiflächen Solarkraftwerke und Windparks. Eine kontinuierliche Vorhaltung von Min-

desterzeugung aus konventionellen Kraftwerken zur Deckung des Blindleistungsbedarfs ist unter Berücksichtigung der vorgenannten Voraussetzungen nicht erforderlich.

Handlungsempfehlungen.

Mit der zunehmenden Verlagerung der Stromerzeugung in die Verteilnetze⁵ ist eine Optimierung der Spannungshaltung durch Bereitstellung von Blindleistung aus dezentralen Erzeugungsanlagen auf allen Verteilnetzebenen unter technisch-wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu prüfen. Soweit sinnvoll sollte ein reduzierter Blindleistungsaustausch zwischen den Netzebenen angestrebt werden, um die jeweils überlagerten Netzebenen und insbesondere das Stromübertragungsnetz zu entlasten. Die entstehenden Kosten müssen sowohl für die Netzbetreiber als auch für die Betreiber von dezentralen Energieanlagen wirtschaftlich tragbar sein.

Die Blindleistungsbereitstellung sollte durch die Umrichterstationen der geplanten HGÜ-Trassen fester Bestandteil der Koordination der Spannungshaltung im Übertragungsnetz werden.

Bei der Netzplanung ist die Möglichkeit zur Blindleistungsbereitstellung aus dem Hoch- für das Höchstspannungsnetz aus EE-Anlagen als Alternative zur Realisierung neuer Kompensationsanlagen zu prüfen.

4.2 Bereitstellung von Kurzschlussleistung zur dynamischen Spannungshaltung.

Die Vorhaltung einer ausreichenden Kurzschlussleistung ist notwendig, um u.a. die sichere Erfassung von Kurzschlussereignissen durch die entsprechenden Schutzgeräte, die transiente Stabilität elektrischer Maschinen und einen möglichst lokal begrenzten Spannungseinbruch im Fehlerfall zu gewährleisten. Die Kurzschlussleistung darf jedoch nicht unzulässig hoch sein, da sonst Betriebsmittel aufgrund zu hoher Kurzschlussströme Schäden erleiden und ggf. Leistungsschalter die hohen Kurzschlussströme im Störfall nicht sicher abschalten können.

Entwicklung der Verfügbarkeit bis 2030.

Die Analysen der zukünftig verfügbaren Kurzschlussleistung zeigen, dass sich bis 2030 die Bandbreite zwischen minimaler und maximaler Kurzschlussleistung unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen gegenüber heute kaum verändert. Allerdings sind an einzelnen Netzknoten signifikante Änderungen gegenüber heute zu beobachten. Der Bezug von Kurzschlussleistung aus dem Ausland wird sich trotz der Veränderungen in der Stromversorgung bis 2030 in der Summe nicht signifikant vergrößern. Allerdings können sich die Herkunftsländer ändern.

Über Umrichter angeschlossene Anlagen tragen in Höhe ihres Betriebsstroms zur Kurzschlussleistung bei. Die in 2030 zur Verfügung stehende Kurzschlussleistung unterliegt daher starken wetter- und tageszeitabhängigen Schwankungen. Es ist im Einzelfall zu prüfen, ob das Schutzkonzept diese Bandbreite zulässt.

Es ist möglich, die Bereitstellung von Kurzschlussleistung durch erneuerbare Energien-Anlagen regional zu vergleichmäßigen, indem eine Bereitstellung von Kurzschlussleistung aus dem Umrichter auch ohne

⁵ In 2012 waren 96 Prozent aller Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den Stromverteilnetzen installiert.

Wirkleistungseinspeisung ermöglicht wird. Auf diese Weise erfolgt eine Entkopplung von der wetter- und tageszeitabhängigen Verfügbarkeit der Anlagen für die Kurzschlussleistung.

Handlungsempfehlungen.

Es sind im Hinblick auf den regulatorischen Rahmen des Netzbetriebs die Voraussetzungen zu schaffen, dass der Netzbetreiber bei Bedarf von den in seinem Netzgebiet angeschlossenen Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien auch in Zeiten ohne Wirkleistungseinspeisung Kurzschlussleistung einfordern kann.

Darüber hinaus gilt es noch zu analysieren, welche Auswirkungen die Veränderungen im Bereich der Kurzschlussleistung auf die bestehenden Schutzkonzepte und andere betriebliche Aspekte der Netzbetreiber haben.

5 Versorgungswiederaufbau 2030.

Im Falle eines vollständigen oder großräumigen Stromausfalls im europäischen Verbundnetz wird der Versorgungswiederaufbau gemäß heutigen Regelungen auf der Basis eines zentralen Konzepts durch Hochfahren schwarzstartfähiger Großkraftwerke im Übertragungsnetz realisiert, die zu Beginn des Netzwiederaufbauprozesses jeweils einzelne Inselnetze bilden. Große Wasserkraftwerke (vor allem Pumpspeicher) und Gasturbinen sind heute Beispiele für schwarzstartfähige Kraftwerke, deren Anfahren mit Batterien bzw. Notstromaggregaten auch im Schwarzfall möglich ist. Parallel zur Zuschaltung weiterer Erzeugungsleistung werden Lasten hinzugenommen. Darauf aufbauend erfolgt sukzessive die Synchronisierung und Verbindung der im Zuge des Wiederaufbaus entstandenen Inselnetze.

Entwicklung des Bedarfs bis 2030.

Für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird auch weiterhin eine ausreichend dimensionierte gesicherte Erzeugungsleistung benötigt. Gemäß des Szenariorahmens für den NEP Strom 2013 werden auch in 2030 u.a. Pumpspeicher- und Gaskraftwerke in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen, um das heute bestehende Konzept des zentralen Versorgungswiederaufbaus zu realisieren.⁶

Um im Verlauf des Netzwiederaufbaus vor Zuschalten weiterer Netzgebiete zu wissen, in welchem Umfang Stromverbrauch bzw. Stromerzeugung ergänzt werden, ist es notwendig, die Wetterlage und andere erzeugungsrelevante Prognosen in das Versorgungswiederaufbaukonzept einzubeziehen. Darüber hinaus wird für einen kontrollierten Netzwiederaufbau die kommunikationstechnische Möglichkeit zur gezielten Drosselung der Stromerzeugung aus dezentralen Erzeugungsanlagen benötigt, um schwer vorhersehbare Laständerungen beim bzw. nach Wiedereinschalten von Netzsträngen zu vermeiden.

⁶ Es sei darauf verwiesen, dass die im Szenariorahmen des NEP Strom 2013 ausgewiesenen konventionellen Kraftwerke auf einer exogen getroffenen Annahme beruhen. Vor dem Hintergrund der sinkenden Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke im heutigen Stromsystem und der derzeit bestehenden Unsicherheiten über die zukünftigen energierechtlichen Rahmenbedingungen ist eine Prognose über die im Jahr 2030 tatsächlich verfügbaren konventionellen Kraftwerkskapazitäten nicht möglich.

Alternative Konzepte für den Versorgungswiederaufbau.

Alternativ werden in der vorliegenden Studie die Möglichkeiten dezentraler Konzepte für einen Netzwiederaufbau untersucht. Hierbei ist der Grundgedanke, dass im Falle eines großräumigen Ausfalls des europäischen Verbundnetzes einzelne Stromverteilnetze autark die Versorgung der Verbraucher auf der Basis lokaler Erzeugung ermöglichen. Nach Beseitigung der Fehlerursache würden die einzelnen Inselnetze wieder zum Verbundnetz zusammengeschlossen. Da ein Netzwiederaufbau nur äußerst selten durchgeführt wird, würde in diesem Fall ein sehr aufwendiges und kostenintensives System implementiert werden, das nur in sehr seltenen Fällen zur Anwendung kommt. Deshalb ist ein dezentrales Netzwiederaufbaukonzept damit aus volkswirtschaftlicher Sicht ineffizient.

Handlungsempfehlungen.

Aufgrund des sehr hohen technischen Aufwandes und der damit verbundenen Investitionskosten ist ein dezentraler Versorgungswiederaufbau für die Zukunft nicht zu empfehlen. Wo entsprechende Möglichkeiten durch Initiativen von Industrienetzen oder einzelnen Stadtwerken für einen Inselnetzbetrieb in unterlagerten Netzebenen vorgesehen werden, sollten diese in das übergeordnete Versorgungswiederaufbaukonzept einbezogen werden. Entsprechende technische Regelungen müssen hierfür erlassen werden.

Für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit muss sichergestellt werden, dass auch weiterhin eine ausreichende Kapazität gesicherter Kraftwerksleistung in Deutschland verfügbar ist. Auf der Basis dieser, zum Teil schwarzstartfähig auszurüstenden, Kraftwerke sollte ein zentraler Netzwiederaufbau erfolgen.

Für die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber müssen technische Lösungen verfügbar sein, um nach einem Netzzusammenbruch eine gezielte Steuerung bzw. Abregelung von dezentralen Energieanlagen für einen kontrollierten Netzwiederaufbau vornehmen zu können, auch wenn öffentliche Kommunikationsnetze dann ggf. nicht verfügbar sind. Alternativ müssen die technischen Anschlussbedingungen sicherstellen, dass sich Anlagen nach einem Blackout geeignet für einen kontrollierten Versorgungswiederaufbau verhalten.

6 Betriebsführung 2030.

Im Rahmen der Betriebsführung fällt den Netzbetreibern die Aufgabe zu, das Stromnetz und alle angeschlossenen Erzeugungseinheiten und Lasten zu überwachen und bei Bedarf zu steuern, um einen sicheren Betrieb des Gesamtsystems zu gewährleisten. Zu den Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber zählen u.a. die Organisation des Regelleistungseinsatzes zur Frequenzhaltung, die Spannungshaltung und das Engpassmanagement im Übertragungsnetz sowie die Koordination des Netzwiederaufbaus nach Störungen. Die Verteilnetzbetreiber sind jeweils in ihren Netzen für Spannungshaltung, Engpassmanagement, Beseitigung lokaler Störungen und den durch den Übertragungsnetzbetreiber koordinierten Versorgungswiederaufbau zuständig und unterstützen die Maßnahmen vorgelagerter Netzbetreiber.

Entwicklung der Anforderungen an die Betriebsführung.

Durch die wachsende Integration volatiler erneuerbarer Energien, vornehmlich auf Verteilnetzebene, die verstärkte Bereitstellung von Systemdienstleistungsprodukten im Verteilnetz, die geplante Hybridstruktur des Übertragungsnetzes aus Drehstrom- und Gleichstromtechnik sowie den zunehmenden überregionalen Energieaustausch im europäischen Strommarkt steigen die Anforderungen an die Betriebsführung der Stromnetze auf allen Spannungsebenen.

Aufgrund der zunehmenden Anzahl der überwiegend an die Stromverteilnetze angeschlossenen dezentralen Energieanlagen steigt der Informations- und Steuerungsbedarf im Netzbetrieb zur Gewährleistung der Systemstabilität. Es ist zu erwarten, dass zukünftig in zunehmendem Maße neuartige Netzbetriebsmittel (z.B. in Verteilnetzen regelbare Ortsnetztransformatoren oder in Übertragungsnetzen SVC) eingesetzt werden, um einen kosteneffizienten Ausbau der Stromverteil- und Übertragungsnetze in Deutschland zu ermöglichen. Auch im Übertragungsnetz stehen verschiedene technische Optionen, z.B. Freileitungsmonitoring und Lastflusssteuerung durch FACTS⁷ zur Verfügung, um einen optimierten Betrieb des Netzes zu gewährleisten.

Mit einem weiteren dynamischen Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien ist zu erwarten, dass die Notwendigkeit durch Engpassmanagement, Einspeisemanagement erneuerbarer Stromerzeuger und abschaltbare Lasten kritische Netzsituation zu beherrschen, zukünftig steigt. Gleichzeitig werden diese technisch-organisatorischen Optionen in wachsendem Maße zum Tragen kommen, um den zukünftigen Netzausbaubedarf zu begrenzen, sofern die gesetzlichen Voraussetzungen dafür geschaffen werden.

Es ist zudem zu beachten, dass die zunehmende Verlagerung der Stromerzeugung in die Verteilnetze einen wachsenden Abstimmungsbedarf zwischen Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreibern zur Folge hat. Beispielhaft genannt sei in diesem Zusammenhang die erforderliche Abstimmung zwischen dem für Frequenzhaltung verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber und den Verteilnetzbetreibern, in deren Netzgebieten Regelleistung durch dezentrale Energieanlagen oder flexible Stromlasten für die jeweilige Regelzone erbracht werden soll.

Lösungsmöglichkeiten.

Die Untersuchungen dieser dena-Studie zeigen, dass die Netzstabilität durch Systemdienstleistungen im Jahr 2030 auf der Basis der im Übertragungsnetz existierenden bzw. im NEP Strom 2013 zusätzlich geplanten Betriebsmittel gemeinsam mit einer Nutzbarmachung großer erneuerbarer Erzeuger insbesondere auf der Hochspannungsebene, Großbatterien und durch größere flexible Industriellasten gewährleistet werden kann. Zur Ansteuerung dieser großen Einheiten ist die heute existierende konventionelle Leittechnik grundsätzlich geeignet. Wenn darüber hinaus längerfristig eine Vielzahl dezentraler Anlagen auf Mittel- und Niederspannungsebene für die Erbringung von Systemdienstleistungsprodukten technisch-organisatorisch eingebunden werden soll, ist ergänzend die Verfügbarkeit einer standardisierten Informations- und Kommunikationsinfrastruktur in der Breite notwendig. Kosten und Nutzen einer solchen Lösung müssen eingehend geprüft werden.

⁷ FACTS = Flexible AC Transmission Systems

Der steigende Anteil von Erzeugungseinheiten in den Stromverteilnetzen und eine ansteigende Erbringung von Systemdienstleistungsprodukten durch diese Einheiten erfordern eine zunehmende Koordination in der Betriebsführung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern sowie eine Ausweitung und Standardisierung des Daten- und Informationsaustausches zwischen den beteiligten Netzbetreibern.

Handlungsempfehlungen.

Ausgehend von der grundlegenden Notwendigkeit zum Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze zur Integration erneuerbarer Energien muss insbesondere den Verteilnetzbetreibern die technisch-wirtschaftliche Abwägung zwischen Investitionen in weiteren Netzausbau und einem optimierten Netzbetrieb unter Nutzung von stabilisierenden Eingriffen in Erzeugung und Verbrauch regulatorisch ermöglicht werden.

Für die notwendige Bereitstellung von Systemdienstleistungsprodukten aus dem Verteilnetz und die zunehmend variierenden Netzzustände, muss die Beobachtbarkeit, insbesondere in den unteren Netzebenen, ausgeweitet werden, um eine sichere und effiziente Betriebsführung zu gewährleisten. Es ergeben sich neue Verantwortlichkeiten und Aufgaben im Rahmen der Datenerfassung, Auswertung, Simulation und Steuerung von Netzzuständen. Dazu sind bestehende Prozesse anzupassen und zu erweitern sowie neue Werkzeuge zu entwickeln.

Die Konzeption und Planung für das geplante Energieinformationsnetz sollte zügig weiter umgesetzt werden, um den Austausch von Informationen zur Last-, Netz- und Erzeugungssituation zwischen den Netzbetreibern zu ermöglichen.

Damit Systemdienstleistungsprodukte aus dem Verteilnetz für das Übertragungsnetz im notwendigen und gesamtwirtschaftlich sinnvollen Maße unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen nutzbar gemacht werden können, sollte das operative Zusammenspiel zwischen Übertragungsnetz-, Verteilnetz- und Anlagenbetreiber weiter ausgearbeitet werden.

7 Fazit.

Die Bundesregierung hat den fortlaufenden Ausbau der erneuerbaren Energien bis zu einem Anteil von 80 Prozent an der Stromversorgung in 2050 beschlossen. Der eingeschlagene Weg ändert die Anforderungen und die technisch-wirtschaftlich verfügbaren Möglichkeiten der Bereitstellung von Systemdienstleistungen für die Gewährleistung eines sicheren und stabilen Betriebs der Stromnetze im Zeithorizont bis 2030 deutlich.

Für alle Arten der Systemdienstleistungen existieren bereits heute technische Lösungsmöglichkeiten in ausreichendem Umfang, um auch zukünftig das heutige Niveau an Systemsicherheit, Zuverlässigkeit und hoher Qualität des Stromversorgungssystems zu gewährleisten. Dezentrale Energieanlagen und Netzbetriebsmittel können und müssen in einem deutlich verstärktem Maß Systemdienstleistungsprodukte erbringen, da konventionelle Kraftwerke, die heute überwiegend den Bedarf an Systemdienstleistungen decken, zukünftig deutlich verringerte Betriebszeiten haben werden.

Im Hinblick auf den zeitlichen Vorlauf zur Umsetzung der Lösungen und die gesetzten Zielen zum weiteren zügigen Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind frühzeitig die notwendigen Voraussetzungen zu schaffen, um wirtschaftlich sinnvolle technische Alternativen zur Erbringung von Systemdienstleistungsprodukten nutzen zu können. Die in der Studie dargelegte Notwendigkeit der Nutzbarmachung alternativer Produkte zur Erbringung von Systemdienstleistungen ist im Zuge der Energiewende durch die diskutierten Lösungen schrittweise umzusetzen, um die Systemsicherheit im Stromsystem kontinuierlich gewährleisten zu können.

Um die Systemstabilität in 2030 auf dem heutigen Niveau gewährleisten zu können, werden durch die Mitglieder der Projektsteuergruppe der dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 folgende Handlungsempfehlungen ausgesprochen:

- Der regulatorische Rahmen ist so anzupassen, dass künftige Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien, insbesondere Windkraftanlagen und Freiflächen-Solarkraftwerke, aber auch Großbatterien zur Erbringung von Momentanreserve ausgestattet werden, damit Deutschland seine Systemverantwortung im europäischen Stromverbundnetz jederzeit vollumfänglich wahrnimmt. Der genaue Umfang der dabei zu beteiligenden Anlagen und die Notwendigkeit einer Nachrüstung von Bestandsanlagen sind zu prüfen.
- Im Hinblick auf die Ausgestaltung des Regelleistungsmarkts ist zu prüfen, inwieweit Präqualifikationsanforderungen, Produkteigenschaften, Ausschreibungszeiträume und Vorlaufzeiten zwischen Ausschreibung und Erbringungszeitraum angepasst werden können, dass der Eintritt neuer Anbieter für Regelleistung aus dezentralen Energieanlagen und flexiblen Stromlasten vereinfacht wird. Parallel gilt es Lösungen zu entwickeln, um eine vermehrte Erbringung von Regelleistung durch dezentrale Energieanlagen aus den Stromverteilnetzen unter Berücksichtigung der lokalen Netzgegebenheiten koordinieren zu können. Auch die Ermittlung des Bedarfs an Regelleistung sollte geeignet dynamisiert werden, um den zunehmend durch die wetterabhängige Stromeinspeisung erneuerbarer Energien bestimmten und damit von Tag zu Tag schwankenden Regelleistungsbedarf dimensionieren zu können.
- Die Netzanschlussbedingungen bzw. die technischen Fähigkeiten der Anlagen sind dahingehend weiterzuentwickeln, dass insbesondere größere dezentrale Energieanlagen zukünftig auch unabhängig von der Wirkleistungseinspeisung Blindleistung bereitstellen können. Der genaue Umfang der zu beteiligenden Anlagen und die Notwendigkeit einer Nachrüstung von Bestandsanlagen sind zu prüfen. Die Möglichkeit einer koordinierten Blindleistungsbereitstellung aus dezentralen Energieanlagen kann genutzt werden, um den Netzausbaubedarf in den Stromverteilnetzen zu optimieren. Weitergehend sollte einzelfallbezogen die Möglichkeit eines bedarfsgerechten Blindleistungsaustausches zwischen dem Hoch- und dem Höchstspannungsnetz als Alternative zur Realisierung neuer Kompensationsanlagen geprüft werden.
- Die bestehenden Konzepte zum Netzwiederaufbau auf der Basis schwarzstartfähiger konventioneller Kraftwerke sollten zukünftig beibehalten und weiterentwickelt werden. Es müssen geeignete In-

strumente für die Netzbetreiber geschaffen werden, um die fluktuierende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien während des Netzwiederaufbaus sinnvoll steuern zu können

- Für eine verstärkte Nutzung von Systemdienstleistungsprodukten aus dezentralen Energieanlagen in den Stromverteilnetzen bedarf es der Koordination und des angemessenen Informationsaustauschs zwischen den Netzbetreibern. Hierfür muss das bestehende Kaskadenprinzip zur Weitergabe von Anforderungen und Informationen zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern weiterentwickelt werden. Jeder Netzbetreiber bleibt weiterhin für die Sicherheit, Zuverlässigkeit, Betriebsführung und Spannungshaltung in seinem Netzgebiet verantwortlich. Die Wahrnehmung der übergeordneten Systemverantwortung im Zusammenhang mit der Koordination des Netzbetriebs im europäischen Verbund erfolgt auch zukünftig durch die Übertragungsnetzbetreiber. Die Verteilnetzbetreiber erhalten zukünftig weitere Aufgaben im Rahmen der Datenverarbeitung, Simulation und Steuerung.
- Die Umsetzung zukunftsfähiger Lösungen zur Erbringung von Systemdienstleistungen in einem Stromversorgungssystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien muss bereits heute in Angriff genommen werden, damit technisch-wirtschaftlich optimierte Lösungen identifiziert und die Verfügbarkeit bis 2030 zuverlässig gewährleistet werden kann. Hierbei ist insbesondere zu beachten, dass frühzeitig notwendige Anpassungen der Netzanschlussbedingungen für die verschiedenen Elemente des Stromversorgungssystems zu prüfen und bei Bedarf durchzuführen sind, um ggf. später durchzuführende kostenintensive Nachrüstungsmaßnahmen zu vermeiden. Ebenso muss berücksichtigt werden, dass die Einführung neuer Systeme und Prozesse ausreichende Übergangszeiträume für die Konzeption und Pilotierung erfordern.
- Die für die Vorhaltung und Bereitstellung von Systemdienstleistungsprodukten entstehenden Kosten müssen sowohl für die Netzbetreiber als auch für Betreiber dezentraler Energieanlagen und flexibler Lasten wirtschaftlich tragbar sein. Grundsätzliche Eigenschaften von Erzeugungsanlagen sowie die Fähigkeit zur Ansteuerbarkeit sind im Zuge der Weiterentwicklung von Netzanschlussbedingungen einzufordern bzw. sicherzustellen. Die weitergehende Erbringung von Systemdienstleistungsprodukten und damit verbundene Aufwände müssen jeweils durch ein geeignetes Erlössystem wirtschaftlich ermöglicht werden. Investitionen und laufende Betriebsaufwände, die seitens der Netzbetreiber für den sicheren und stabilen Netzbetrieb in einem Stromversorgungssystem mit wachsenden Anteilen erneuerbarer Energien erforderlich sind (z.B. Netzbeobachtbarkeit und Werkzeugentwicklung für die Betriebsführung), müssen im regulatorischen Rahmen für den Betrieb der Übertragungs- und Verteilnetze in geeigneter Art und Weise Berücksichtigung finden.

8 Anhang

Die in den vorhergehenden Abschnitten beschriebenen Veränderungen bis 2030 sowie Handlungsoptionen und -alternativen bezüglich Systemdienstleistungen werden in folgender Tabelle zusammengefasst.

	Frequenzhaltung Momentanreserve	Frequenzhaltung Regelleistungs- bereitstellung	Spannungshaltung Blindleistungs- bereitstellung	Spannungshaltung Kurzschlussleistungsbe- reitstellung	Versorgungs-wiederaufbau	Betriebsführung
Anforderungen 2030	▪ Signifikant geringerer Beitrag konventioneller Kraftwerke ▪ Ohne Einsatz alternativer Erbringer ist eine Stützung durch das europäische Verbundnetz notwendig	▪ Bedarf an Sekundärregelleistung und Minutenreserve nimmt zu ▪ Konventionelle Kraftwerke können zeitweise diesen Bedarf nicht decken	▪ Blindleistungsbedarf steigt im Übertragungs- und Verteilnetz ▪ Gestiegener Bedarf einer Blindleistungsregelung im Verteilnetz	▪ Bandbreite der zukünftig verfügbaren Kurzschlussleistung ändert sich kaum ▪ Starke zeitabhängige Schwankung in allen Netzebenen wegen DEA	▪ Genügend schwarzstartfähige Kraftwerke zur Beibehaltung des zentralen Versorgungswiederaufbaukonzepts sind vorhanden	▪ Zunehmende Komplexität ▪ Gestiegene Notwendigkeit für Engpass- und Einspeisemanagement ▪ Gestiegener Abstimmungsbedarf zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber
Alternative Erbringer	▪ Windkraftanlagen ▪ größere Freiflächen Solarkraftwerke ▪ Batteriespeicher	▪ Für alle Regelleistungsarten existieren alternative Erbringer, die den zukünftigen Bedarf decken können	▪ Kompensationsanlagen ▪ Umrichterstationen HGÜ ▪ Phasenschieber ▪ Kraftwerke im Phasenschieberbetrieb ▪ Bereitstellung aus DEA im Verteilnetz	▪ Umrüstung der Umrichter EE-Anlagen um Bereitstellung von Kurzschlussleistung auch ohne Wirkleistungseinspeisung zu ermöglichen	▪ Ein dezentraler Versorgungswiederaufbau ist technisch möglich aber volkswirtschaftlich nicht effizient	▪ Für Erschließung SDL-Potenziale ist konventionelle Leittechnik zunächst ausreichend ▪ Für Erschließung kleinerer Potenziale in der Breite standardisierte IKT notwendig. Kosten/Nutzen zu prüfen
Handlungs- empfehlung	▪ Nutzung der Trägheit von WEA ▪ Langfristig: Überprüfung der Nutzung der Potenziale aus Drosselung dezentraler Energieanlagen und Speicher	▪ Anpassung von Produkteigenschaften und Präqualifikationsanforderungen ▪ Umsetzung adaptiver Bedarfsermittlung für Regelleistung prüfen	▪ Koordinierte BL-Bereitstellung aus DEA im VN erschließen ▪ Blindleistung aus dem HS für das Hös als Alternative im Einzelfall zu prüfen	▪ Möglichkeit des VNB KS-Leistung ohne Wirkleistung von DEA zu fordern ▪ Auswirkung auf Schutzkonzepte muss im Einzelfall untersucht werden	▪ Wetterlage und andere erzeugungsrelevante Prognosen müssen in das zukünftige Konzept einbezogen werden ▪ Gezielte Steuerung von EE-Anlagen während des Versorgungswiederaufbaus muss möglich sein	▪ Ermöglichen der Abwägung zwischen Netzausbau und optimierter Betriebsführung insb. für VNB ▪ Zügige Umsetzung des Energieinformationsnetzes

Tabelle 3 – Veränderte Anforderungen und Optionen zur alternativen Bereitstellung der Systemdienstleistungen.