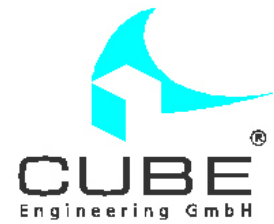


Kombikraftwerk 2



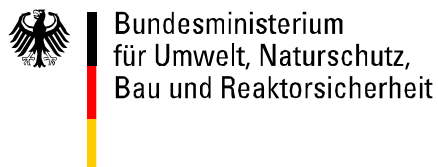
Kurzbericht

August 2014



Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit unter den Förderkennzeichen 0325248A gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhalt

Inhalt	3
1 Einleitung.....	4
2 Szenario	5
3 Netzstabilität und Systemdienstleistungen.....	10
3.1 Regelleistung zur Frequenzhaltung inkl. Feldtest	11
3.2 Spannungshaltung und Blindleistungsmanagement.....	15
3.3 Netzengpassmanagement.....	17
3.4 Versorgungswiederaufbau	19
4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen.....	21
5 Literatur / Quellen.....	24

1 Einleitung

Im Herbst 2007 wurde mit dem Projekt „Kombikraftwerk 1“ [1] demonstriert, dass eine rein regenerative Stromversorgung in Deutschland grundsätzlich realisierbar ist. Mit dem eigens entwickelten Regenerativen Kombikraftwerk, das als virtuelles Kraftwerk Stromerzeuger, -verbraucher und Speicher intelligent vernetzt, wurde mit einem Anlagenpark von 36 Erneuerbare-Energien-Anlagen der reale deutsche Strombedarf im Maßstab 1:10.000 gedeckt.

Nachdem die Fähigkeit der erneuerbaren Energien (EE), im Zusammenspiel mit Speichern jederzeit Strom bedarfsgerecht bereitzustellen, bewiesen war, stellte sich im Anschluss die Frage, ob auch die für die Versorgungssicherheit unabdingbare Netzstabilität in einem Stromsystem mit 100% erneuerbaren Quellen jederzeit gewährleistet werden kann.

Dabei muss sichergestellt werden, dass die Frequenz und die Spannung an jedem Ort des Stromnetzes und zu jedem Zeitpunkt innerhalb der vorgegebenen Grenzen liegen. Zu große Abweichungen der Spannung können nur lokal, d.h. durch nahegelegene Anlagen behoben werden, während auf Frequenzabweichungen vor allem sehr schnell reagiert werden muss. Diese Maßnahmen zum Erhalt der Netzstabilität werden als Systemdienstleistungen bezeichnet. Für unsere zukünftige Energieversorgung stellt sich folglich die Frage, ob die im System voraussichtlich verfügbaren Anlagen an den richtigen Orten ans Stromnetz angeschlossen sind, um die Spannung zu halten, und ob ihre technischen Fähigkeiten ausgereift genug sind, um auf schnelle Frequenzabweichungen zu reagieren.

Vielerorts wird befürchtet, ein auf 100% erneuerbaren Quellen beruhendes Stromversorgungssystem könnte diese Aufgabe nicht bewältigen. Das Forschungsprojekt „Kombikraftwerk 2“ hatte die Aufgabe zu untersuchen, welchen Bedarf an Systemdienstleistungen es in Zukunft voraussichtlich geben wird und wie ein rein auf EE beruhendes Stromsystem diese in Zukunft bereitstellen könnte – mit dem Ergebnis, dass auch in einem rein auf erneuerbaren Quellen beruhenden System die heute gewohnte Versorgungsqualität aufrecht erhalten werden kann.

Um die Netzstabilität angemessen modellieren zu können, wurde zunächst ein konsistentes Zukunftsszenario mit einer hohen zeitlichen und einzigartig hohen räumlichen Auflösung bezüglich der Standorte von Stromerzeugern und Speichern, dem Stromverbrauch und dem Stromnetz modelliert. Auf Basis dieses Szenarios wurde mit Hilfe von Simulationen überprüft, ob das System ausreichend Regelleistung zur Frequenzhaltung und Blindleistung zur Spannungshaltung bereitstellen kann, ob Netzengpässe umgangen bzw. behoben werden können, und ob die erneuerbaren Erzeuger im Zweifelsfall bei einem Zusammenbruch des Stromnetzes den Versorgungswiederaufbau übernehmen können. Zugleich wurden Möglichkeiten erforscht, wie EE-Anlagen diese für die Netzstabilität notwendigen Dienstleistungen erbringen können. Die Lösungsansätze wurden an den realen Windenergie-, Photovoltaik- und Bioenergieanlagen des Regenerativen Kombikraftwerks demonstriert.

2 Szenario

Das im Projekt entwickelte Szenario umfasst Stromerzeugung, Stromverbrauch, Stromtransport und Speicher in Deutschland und zeichnet sich durch eine besonders hohe räumliche Auflösung aus. Der Strombedarf wird zu 100 Prozent aus Wind-, Solar-, Bioenergie, Wasserkraft und Geothermie gedeckt. Bei der Last wird unterschieden zwischen privatem und industriellem Stromverbrauch. Als Speicher steht neben Pump- und Batteriespeichern auch das Erdgasnetz zur Verfügung, das mit erneuerbarem Methan und Biomethan gespeist werden kann.

Für die Entwicklung des Zukunftsszenarios wurden zunächst unter Einbezug von EEG-Anlagenstammdaten[9], Bodenbedeckungsdaten[3] und topographischen Objektdaten [4] sowie Windeignungsflächen ([7] und [8]) die Potenziale für Wind- und PV-Strom bestimmt. Für die solare Stromerzeugung wurde davon ausgegangen, dass es in Zukunft neben Anlagen auf Dächern auch Fassadenanlagen und vermehrt Großanlagen an Autobahnen und Schienenwegen geben wird. Für die Gewinnung von Bioenergie kommen Energiepflanzen, Klärgas, Waldrestholz, Altholz und biogener Abfall in Frage.

Für die Erzeugung wurde ein Strommix von 60% Wind, 20% PV, 10% Bioenergie und 10% Wasserkraft und Geothermie angesetzt. Die Einspeisezeitreihen der wetterabhängigen Stromerzeuger wurden in Abhängigkeit der Wetterdaten des Jahres 2007 erzeugt ([5], [10]). Bezüglich des Stromverbrauchs wurde angenommen, dass im Vergleich zu heute die Effizienz zwar steigt, die resultierende Stromverbrauchsreduktion aber durch neue Verbraucher wie E-KfZ, Klimatisierung und Power-to-Heat aufgehoben wird. Insgesamt ergibt sich für das 100%-EE-Szenario ein Jahresstromverbrauch von rund 600 TWh – eine ähnliche Größenordnung wie heutzutage.

Da das Gros der Stromerzeugung vom Wetter abhängt, der Stromverbrauch jedoch auch zu Zeiten mit wenig Wind und Sonne auftreten wird, muss es Mittel geben, die in Zukunft verstärkt auftretenden Stromüberschüsse bei günstigen Wetterbedingungen ein- und bei Bedarf wieder auszuspeichern. Für die Speicherung elektrischer Energie gibt es bereits heute eine ganze Reihe unterschiedlicher Konzepte. Neben einem geringen Ausbau von Pumpspeichern setzt dieses Szenario vorrangig auf die Power-to-Gas-Technologie. Diese bietet den Vorteil der langfristigen Speicherung von Energie, indem vor allem überschüssiger Windstrom in erneuerbares Methan umgewandelt und in das vorhandene Erdgasnetz eingespeist wird. Die Rückverstromung geschieht über effiziente, flexible Methankraftwerke. Da diese Kraftwerke mit rein erneuerbarem Brennstoff (teilweise erneuerbares Methan aus Power-to-Gas Anlagen, teilweise Biomethan aus Biomassevergasung) befeuert werden, widerspricht dies nicht der Annahme eines rein erneuerbaren Systems. Ergänzend wurde davon ausgegangen, dass in Zukunft mit sinkenden Preisen und damit steigender Wirtschaftlichkeit von Batteriesystemen zu rechnen ist. Im 100%-EE-Szenario sind daher etwa ein Drittel der PV-Anlagen auf Gebäuden mit Batterien ausgestattet. Der Fokus der Modellierung lag auf dem deutschen Stromsystem. Ein Austausch mit dem europäischen Ausland wurde zugelassen, aber in einem begrenzten Maße, um die Sicherstellung der Systemsicherheit im deutschen Stromversorgungssystem nicht auf ausländische Kraftwerke und Speicher abzuwälzen. Um diese Ziele zu erreichen, wurden für Resteuropa solche Wind- und Solarkapazitäten angenommen, dass sich Europa ebenfalls rein erneuerbar mit Strom versorgen könnte. Stromexport aus Deutschland war nur bei Deckungslücken im erneuerbaren Resteuropa erlaubt, Stromimport nach Deutschland nur bei Überschüssen regenerativer Energie im Ausland. Über das gesamte Jahr gleichen sich Im- und Exporte aus.

Um den Einsatz der flexiblen Stromerzeuger, Speicher und Backupkraftwerke, sowie deren Standorte und optimale Größen zu ermitteln, wurden die erzeugten Stromeinspeisungs- und -verbrauchszeitreihen in ein mehrschrittiges Auslegungs- und Simulationsmodell des deutschen Stromsystems eingespeist, siehe Abbildung 2.1. Für eine detaillierte Beschreibung des Modells wird auf den Projekt-Abschlussbericht [2] verwiesen.

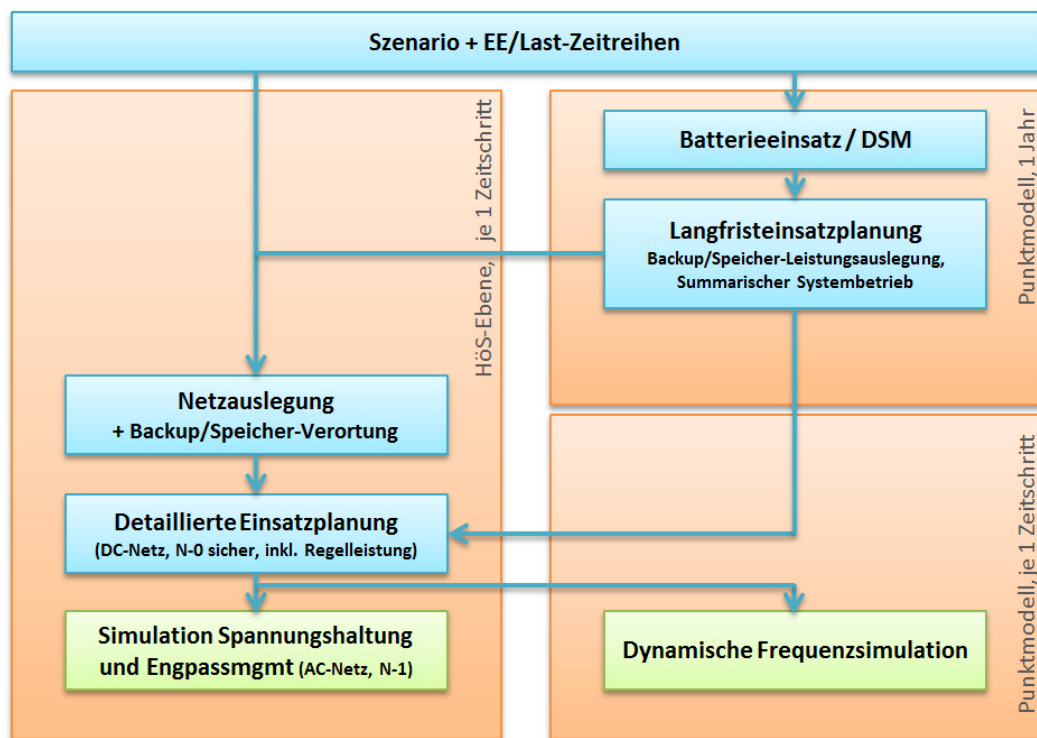


Abbildung 2.1: Simulationsschritte der Auslegungs- und Einsatzplanungsrechnungen der flexiblen Erzeuger

Dieses Modell beinhaltet auch das Höchstspannungs(HöS)-Stromnetz der Zukunft. Dafür wurde das heutige Stromnetz mit seinen Netzknoten um Leitungen entsprechend der DENA-Netzstudie 1 [6], des Szenario B 2032 des Netzentwicklungsplan 2012 (NEP 2012) der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) [15] und um Anschlüsse der geplanten Offshore-Windparks erweitert, wie in Abbildung 2.2 gezeigt. Aus der Simulation ergab sich ein zusätzlicher Bedarf an Transportkapazitäten, der vor allem im Nordwesten des Landes aufgrund der über den NEP 2012 hinausgehenden Kapazitäten der Offshore-Windparks anfällt und vollständig durch die Aufrüstung von Leitungen erfolgen kann.

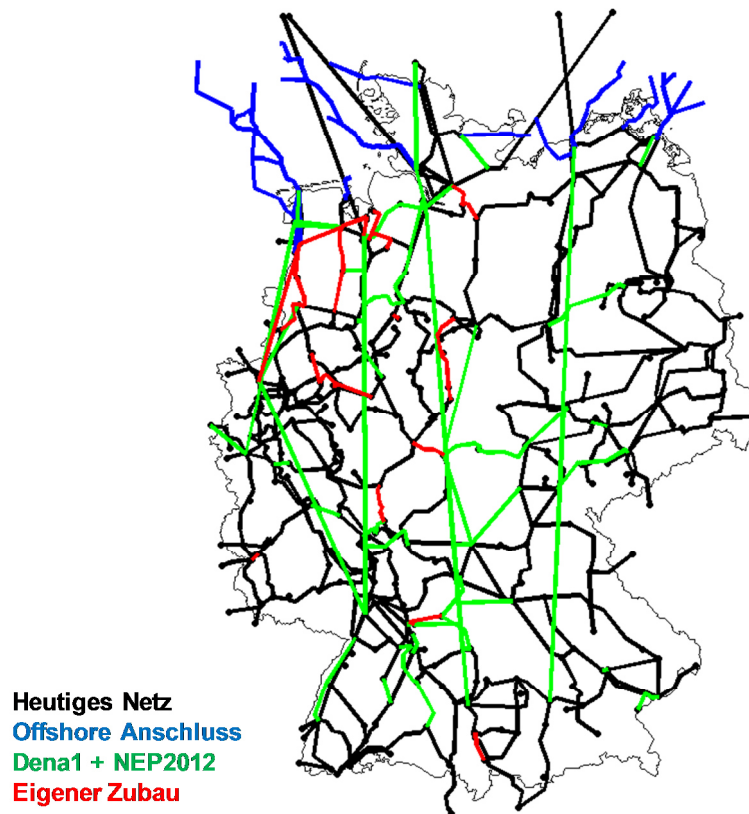


Abbildung 2.2: Das HöS-Netzmodell des Szenarios

Das Ergebnis der Simulation stellt ein detailliertes 100%-EE-Szenario mit stündlich aufgelösten Zeitreihen von Stromerzeugern, -verbrauchern und Speichern sowie den Stromflüssen im HöS-Netz dar. Einen Überblick über die installierten Leistungen, die Jahresenergieerträge, die Jahresvolllaststunden und den Anteil an der Stromerzeugung bzw. dem -verbrauch aufgeschlüsselt nach den einzelnen Technologien gibt Tabelle 1.

Tabelle 1: Eckdaten des 100%-EE-Szenarios

Erzeugung	Jahresenergieertrag [TWh]	installierte Leistung [GW]	Jahresvolllaststunden [h]	Anteil an der Stromerzeugung [%]		Verbrauch	Jahresenergieverbrauch [TWh]	installierte Leistung [GW]	Jahresvolllaststunden [h]	Anteil am Stromverbrauch [%]
Import	11,5	20****	325			Export	11,5	36,6	314	
Überschuss	58,5									
Onshore Windenergie	213,9*	87	2584**	35,58						
Offshore-Windenergie	108,7*	40	3862**	18,08						
Photovoltaik	119,7*	133,7	909**	19,91						
Bioenergie vor-Ort	34,5	17,3	2000	5,74						
Biomethan	26	***		4,33						
Geothermie	41	4,7	8760	6,82		alte & neue Verbraucher	523,6			87,09
Wasserkraft	25	4,8	5253	4,16		Netzverluste	8,7			1,45
Pumpspeicher	11,1	12,6	883	1,85		Pumpspeicher	14,8	11,2	1318	2,46
Batterien	2,7	55	49	0,45		Batterien	3,2	55	58	0,53
Methankraftwerke	18,5	53,8***	828***	3,08		Power-to-Gas	50,9	13,1	3869	8,47
	Σ 601,2		Σ 100				Σ 601,2		Σ 100	

*: Die Jahresenergieerträge sind ohne Überschuss-Anteil angegeben

** : Die Jahresvolllaststunden beziehen sich auf die Jahresenergieerträge inkl. der Überschüsse

***: In den Methankraftwerken wird auch das Biomethan verstromt

****: angenommene Beschränkung

Ein ausgewählter Zeitraum mit abwechslungsreicher Einspeisung zeigt beispielhaft für ganz Deutschland, wie in den dargestellten 4 Tagen der Strombedarf gedeckt werden kann (Abbildung 2.3).

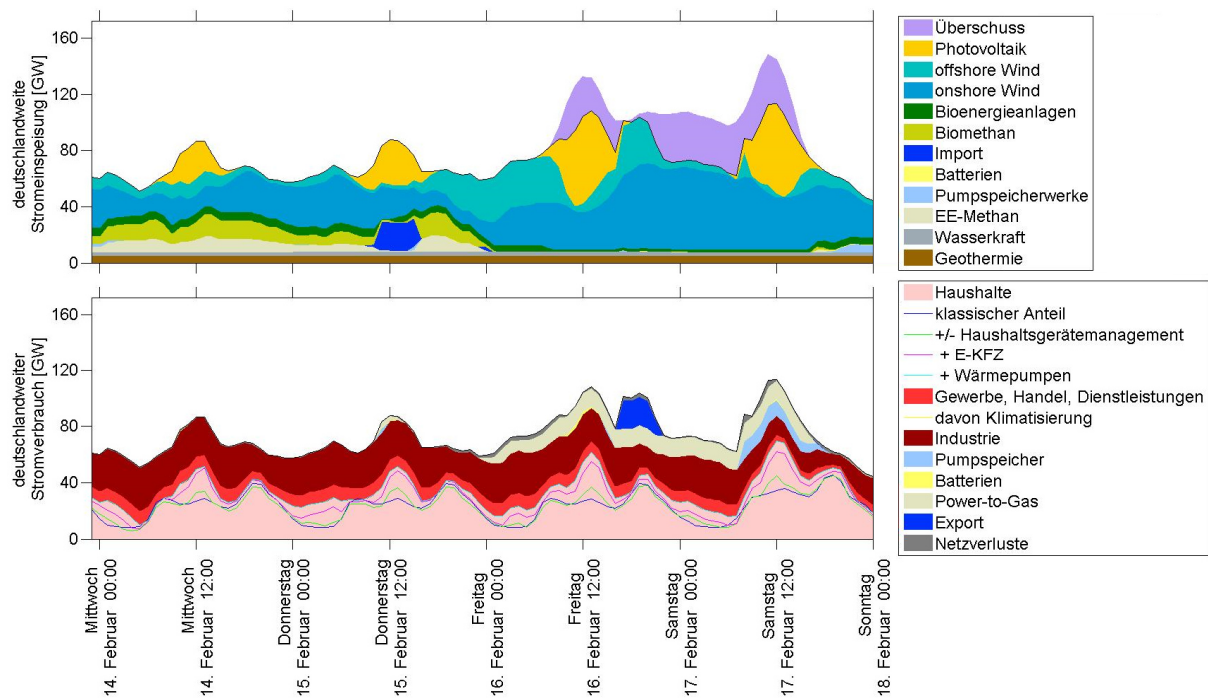


Abbildung 2.3: Zeitraum mit abwechslungsreicher wetterabhängiger Stromeinspeisung, Verbrauchsunter- und -überdeckung

Die Ergebnisse des Simulationsmodells legen nahe, dass eine Stromversorgung auf Basis von 100 Prozent erneuerbaren Quellen in Deutschland in Zukunft energetisch und leistungstechnisch möglich ist. Mit den modellierten Erzeugungs- und Speicheranlagen, sowie dem simulierten Höchstspannungsnetz kann der Strombedarf an jedem Ort und jederzeit gedeckt werden. Das Flächenpotenzial der erneuerbaren Energien ist dabei bei Weitem nicht ausgeschöpft.

Die modellierte mögliche Zukunft der Stromversorgung unterscheidet sich im Vergleich zur heutigen merklich. Die Stromversorgung im Szenario ist wesentlich dezentraler.

Power-to-Gas-Anlagen und Methankraftwerke wurden im Modell derart positioniert und eingesetzt, dass die Netzbelastungen minimal bleiben. Dieses für einen geringen Redispatch- und Netzausbaubedarf günstige Vorgehen wird in der Realität jedoch durch die heutigen netzunabhängigen Strommarktregeln nicht gefördert. Die Größenordnung der im Modell hinterlegten Speicher ist aus heutiger Sicht ebenfalls beachtlich. Ein realistisches Lastmanagementpotenzial wurde im Modell berücksichtigt, reicht aber allein nicht aus, um Erzeugung und Verbrauch in Einklang zu bringen. Der Bau von Energiespeichern ist für die 100 Prozent erneuerbare Stromversorgung im Szenario daher notwendig, und es empfiehlt sich somit, neuartige Speichertechnologien wie Power-to-Gas weiter zu erforschen und zu entwickeln. Die genaue Größenordnung der in Zukunft notwendigen Energiespeicher hängt von einer Reihe von Parametern ab. So sind Speicherausbau und -einsatz, Netzausbau, Umfang von Redispatch-Maßnahmen und die Verwendung oder Kappung von Energieüberschüssen gegenseitig voneinander abhängig – hier bestehen erhebliche Einflussmöglichkeiten auf die Ausgestaltung eines rein erneuerbaren Stromversorgungsszenarios. In diesem Szenario wurde für den Fall extremer Wetter- und Verbrauchssituationen eine installierte Leistung der wetterunabhängigen Erzeuger in der Größenordnung der Maximallast (exklusive Speicher und Demand Side Management) vorgesehen.

Die modellierte Stromversorgung funktioniert durch das Zusammenwirken ihrer unterschiedlichen Bestandteile (Erzeuger, Speicher, Verbraucher, Netz). Zur Umsetzung dieses Zusammenwirkens in den Realbetrieb sind teilweise eine neue kommunikationstechnische Infrastruktur und neue Regelungskonzepte notwendig. Die technischen Voraussetzungen, auch kleine dezentrale Anlagen zentral überwachen und als Kombikraftwerke steuern zu können, sollte geschaffen werden.

3 Netzstabilität und Systemdienstleistungen

Bei der Netzstabilität geht es um die Anforderung, dass die Spannung und die Frequenz an jeder Stelle des Stromnetzes und zu jedem Zeitpunkt im vorgegebenen Rahmen liegen bzw. nach Störungen oder Ab- und Zuschalten von Netzbetriebsmitteln innerhalb einer kurzen, festgelegten Zeit in diesen zurückkehren. Die Netzstabilität kann als gegeben angesehen werden, wenn die Spannungs-, Frequenz- und Polradwinkelstabilität erfüllt sind. Im Projekt Kombikraftwerk 2 lag der Fokus auf der Spannungs- und der Frequenzhaltung. Die Systemdienstleistungen dienen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität. Der Begriff umfasst die Frequenz- und die Spannungshaltung, den Versorgungswiederaufbau und die System-/Betriebsführung, zu der auch das Netzengpassmanagement zählt (s. auch www.kombikraftwerk.de/systemdienstleistungen). Abbildung 3.1 veranschaulicht die Begriffe und zeigt mögliche Maßnahmen zur Spannungs- und Frequenzhaltung als Punktaufzählungen.

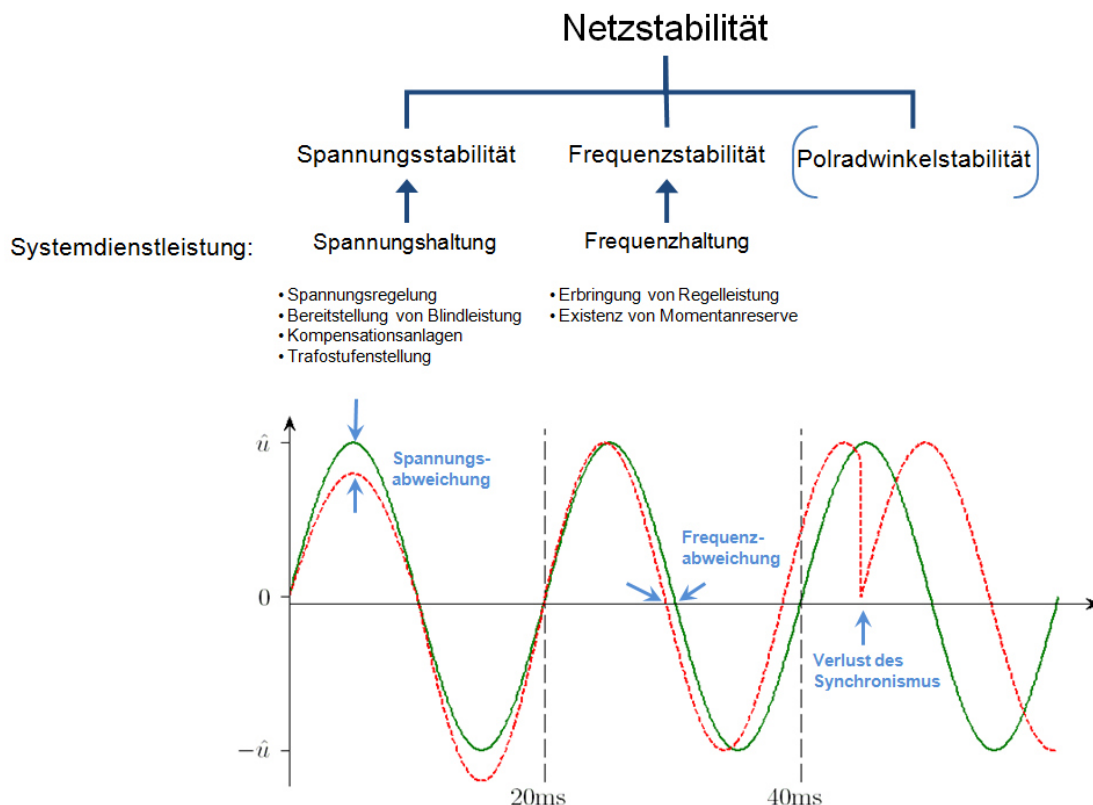


Abbildung 3.1: Erläuterungen zum Begriff Netzstabilität

Das in Kapitel 2 beschriebene Szenario einer möglichen hundertprozentig erneuerbaren Stromversorgung wurde im Projekt hinsichtlich seiner Netzstabilität untersucht.

3.1 Regelleistung zur Frequenzhaltung inkl. Feldtest

Regelleistung muss verlässlich im Stromnetz bereitstehen, um durch ein unvorhergesehenes Ungleichgewicht von Verbrauch und Erzeugung hervorgerufene Frequenzschwankungen auszugleichen und so einen sicheren Systembetrieb zu gewährleisten. Bislang bieten vor allem thermische Großkraftwerke und Pumpspeicher diese Systemdienstleistung an. Die Energiewende führt jedoch nicht nur bei der Strombedarfsdeckung, sondern auch bei der Regelleistungsbereitstellung zu einer Systemtransformation: Anstatt einzelner Großkraftwerke muss in Zukunft ein vielfältiges System aus erneuerbaren Erzeugern, Speichern und flexiblen Backupkraftwerken die Verantwortung für die Systembilanzierung übernehmen.

Technisch können schon heute die meisten EE-Anlagen Regelleistung bereitstellen. Die möglichen Leistungsgradienten der EE-Anlagen sind, wie auch im Feldversuch des Projekts gezeigt, mehr als ausreichend für die Anforderungen. Die Anlagen sind im Vergleich zu thermischen Großkraftwerken sehr reaktionsschnell. Im Unterschied zu konventionellen Quellen stehen jedoch die wichtigsten erneuerbaren Energieträger Sonne und Wind nicht kontinuierlich zur Verfügung, sondern sind vom Dargebot der Natur abhängig. Wetterabhängige EE können Regelleistung nur erbringen, wenn genügend Wind bzw. Sonne vorhanden ist. Die Regelleistung muss daher von einem vierteiligen, zeitlich variablen Mix von Anlagen bereitgestellt werden. Neben Wind und Sonne stellen die Speicher und die Bioenergie wichtige Potenziale für die Regelleistung bereit.

Im Projekt wurde der Regelleistungsbedarf für das 100%-EE-Szenario über Simulationen berechnet. Die Auswertungen zeigen, dass die Vorhersagefehler der Photovoltaik- und vor allem der Windenergieeinspeisung zukünftig einen Großteil des Bedarfs an Regelleistung ausmachen werden.

Mittels einer dynamischen Bedarfsdimensionierung (siehe [2]), die täglich für die Stunden des Folgetags mit Hilfe von Prognosen den Regelleistungsbedarf festlegt (z.B. keine Regelleistungsvorhaltung für Windfluktuationen, wenn kein Wind weht), würde es gegenüber heute zu keiner Erhöhung des durchschnittlichen Regelleistungsbedarfs bei 100 Prozent erneuerbaren Energien kommen. In einzelnen Stunden kann der Bedarf jedoch deutlich über dem heutigen Bedarf liegen. Würde die derzeitige Methode beibehalten werden (d.h. Dimensionierung der Regelleistung anhand des maximalen Bedarfs im vorangegangenen Quartal), würde sich der Bedarf gegenüber heute ungefähr verdoppeln. Daher wird die Einführung der dynamischen Bedarfsdimensionierung empfohlen.

Um die mögliche Regelleistungsbereitstellung durch die einzelnen Anlagen und den Regelleistungsbedarf dynamisch berechnen zu können, sind hochpräzise Einspeiseprognosen mit Angabe von Vertrauensbereichen notwendig. Genaue Prognosen sind auch für die Angebotserstellung von Wind- und Photovoltaikparks am Regelleistungsmarkt entscheidend, da durch sie das Angebot bei gleicher Zuverlässigkeit gesteigert werden kann (s. [2]). Windparks können in Zukunft mit Hilfe von probabilistischen Prognosen genauso zuverlässig Regelleistung bereitstellen wie bisherige Anbieter.

Die Berechnungen zum optimalen Mix für die Vorhaltung von Regelleistung ergaben die in Abbildung 3.2 dargestellten Anteile. Auffallend ist der große Anteil der Speicher. Auch falls Batterien nicht zur Regelleistungsdeckung eingesetzt werden können, ergibt sich ein ähnliches Bild. Der berechnete Bedarf an Regelleistung kann zu allen Zeitpunkten gedeckt werden.

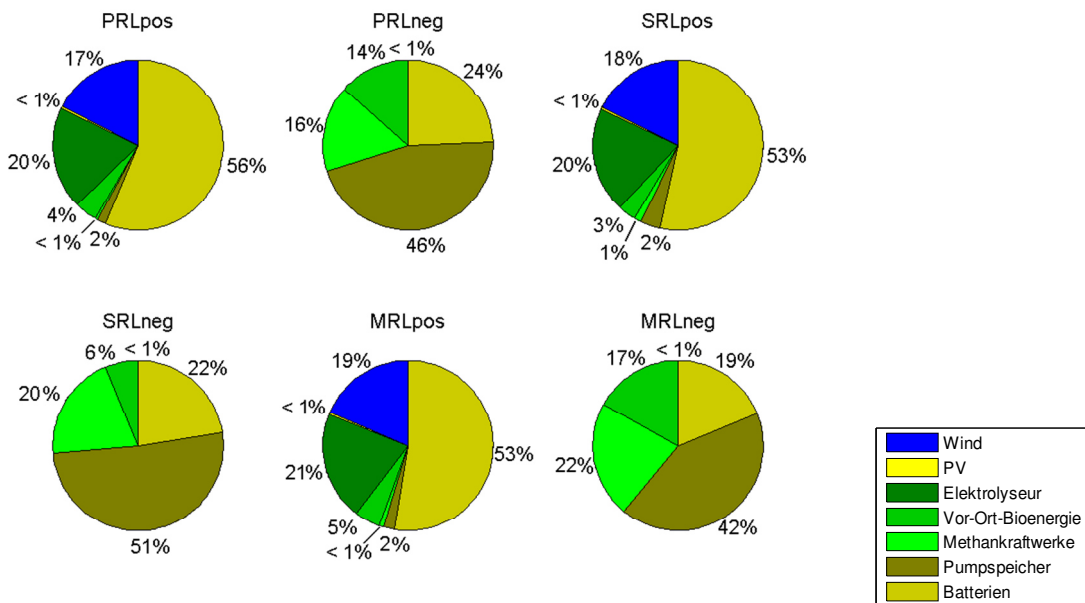


Abbildung 3.2: Durchschnittlicher Anteil der verschiedenen Quellen an der Erbringung der sechs simulierten Regelleistungsarten positive und negative Primär- und Sekundärregelleistung (PRLpos, PRLneg, SRLpos, SRLneg) sowie Minutenreserve (MRLpos, MRLneg)

Die Untersuchungen des Projekts zur dynamischen Frequenzstabilität haben gezeigt, dass der Rückgang von rotierender Masse bei vermehrter Einspeisung über Umrichteranlagen durch die schnellere Bereitstellung von Regelleistung durch EE-Anlagen und Speicher kompensiert werden kann. Die in dieser Studie umgesetzte Regelleistungsbereitstellung verschiedener Erzeugungsklassen und die Einhaltung von heutigen Sicherheitsgrenzen bei dynamischen Frequenzeinbrüchen für alle Zeitpunkte des betrachteten Szenariensjahres zeigt Abbildung 3.3. Die dynamische Frequenzhaltung im 100%-EE-Szenario erscheint damit für die hier untersuchten Szenarien möglich. Es wird jedoch angeregt, in Zukunft die Regelleistungsanforderungen bzgl. Bereitstellungszeit nach Energieträger zu unterscheiden. Für EE und Speicher sollte im Rahmen der technischen Möglichkeiten eine Verkürzung der Aktivierungszeiten vorgesehen werden. Der Umbau der Synchrongeneratoren stillgelegter Kraftwerke zu rotierenden Phasenschiebern kann außerdem durch die damit verbundene Erhöhung der Schwungmasse am Netz hinsichtlich der dynamischen Frequenzstabilität unterstützend wirken.

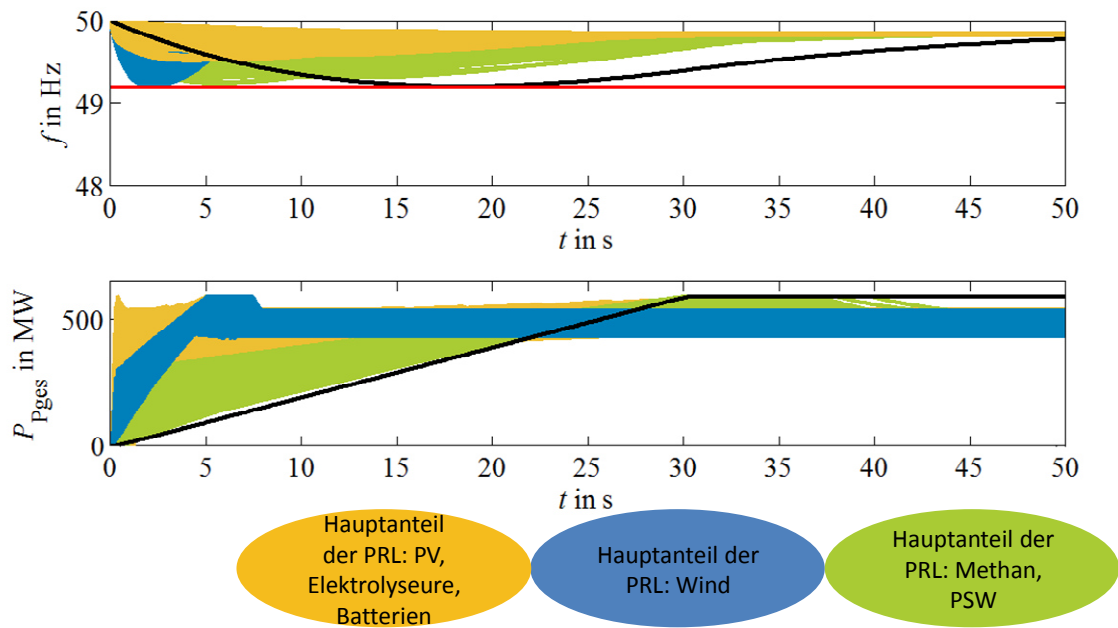


Abbildung 3.3 Frequenz- und Leistungsverläufe mit veränderter PRL-Bereitstellung mit Kennzeichnung der Hauptanteile: Umrichter, Windenergie, rotierende Massen

Da es zurzeit noch kein anerkanntes Nachweisverfahren für die Bereitstellung von Regelleistung durch wetterabhängige Erzeuger gibt, wurde am Fraunhofer IWES ein Verfahrensvorschlag für die Regelleistungsbereitstellung durch Windparks entwickelt ([16]). Bei diesem Verfahren der „möglichen Einspeisung“ wird berechnet, welche Leistung eine gedrosselte Anlage ohne Abregelung erbracht hätte. Die tatsächliche Regelleistungserbringung wird als Differenz zwischen der tatsächlichen und der möglichen Einspeisung gewertet (siehe auch [2]). Die Bestimmung der „möglichen Einspeisung“ dient der Nachweisführung mit geringeren Energieverlusten als das herkömmliche Verfahren. Das neue Verfahren wurde in diesem Projekt aufgegriffen und im Rahmen eines Feldtests auf die Anlagen des realen Regenerativen Kombikraftwerks angewendet.

Im Rahmen des Feldtests wurde die Möglichkeit zur praktischen Umsetzung der Simulationsergebnisse des Projekts erprobt. Dazu wurden in einem virtuellen Kraftwerk, dem Regenerativen Kombikraftwerk, die in Tabelle 2 aufgelisteten Windenergie-, PV- und Biogasanlagen zusammengeschlossen und koordiniert.

Tabelle 2: Anlagen des Kombikraftwerks zum Zeitpunkt des Feldtests

Anlage(n)	Standort	Anzahl Anlagen	Leistung [MW]
Windpark Altes Lager der ENERCON GmbH	Brandenburg	18	37,2
Windpark Feldheim der energiequelle GmbH	Brandenburg	19	39,2
PV-Anlagen auf Privatgebäuden	Raum Kassel	12	knapp 1,0
PV-Großanlagen	Raum Kassel	3	
Biogasanlage Wallerstädten	Hessen	1	1,2
Biogasanlage Mittelstrimming	Rheinland-Pfalz	2	0,5
Biogasanlage Zemmer	Rheinland-Pfalz	2	1,4
Biogasanlage Heilbachhof	Rheinland-Pfalz	2	0,5

Bei dem Feldtest musste das Kombikraftwerk in der ersten Phase Regelleistung entsprechend eines Sollsignals, wie es für die Präqualifizierung von Anlagen für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt eingesetzt wird, erbringen. In der zweiten Phase orientierte sich der Sollwert an der realen Netzfrequenz, während in der dritten Phase der Sollwert ähnlich wie in der ersten Phase vorgegeben wurde, allerdings in umgekehrter Reihenfolge von positiver und negativer Regelleistung und mit höheren Ansprüchen bezüglich der Länge des Abrufs der Regelleistung. Abbildung 3.4 zeigt den erfolgreichen Verlauf des Feldtests als Screenshot der Leitwarte des Kombikraftwerks.

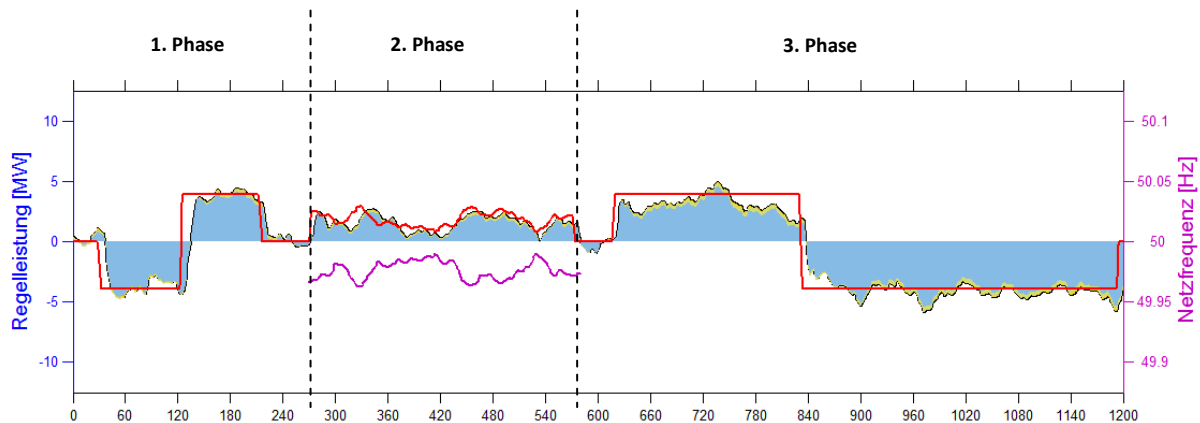


Abbildung 3.4: Aufzeichnung der Demonstration der Regelleistungserbringung durch das Kombikraftwerk am 30.10.2013

Die rote Linie entspricht den Regelleistungssollwerten und gibt das Abrufsignal wieder. Die schwarze Linie zeigt die Regelleistungserbringung des Kombikraftwerks. Diese folgt näherungsweise dem Verlauf des Sollsignals, weist jedoch Schwankungen um die Plateaus der Sollwerte auf. Eine Erhöhung der Genauigkeit bei der Regelleistungserbringung könnte durch eine Verbesserung des Verfahrens der „möglichen Einspeisung“, genauere anlageninterne Regelungen, schnellere Reaktionszeiten, den gezielten kurzfristigen Ausgleich der Abweichungen einer Anlagenart durch eine andere, aber auch durch die Verwendung größerer und mehrerer Kombikraftwerke erreicht werden.



Der Feldtest hat bestätigt, dass erneuerbare Energien schon heute technisch in der Lage sind, Regelleistung zu erbringen. Biomasseanlagen werden bereits für die Bereitstellung von Regelleistung eingesetzt. Die Regelleistungsbereitstellung durch die wetterabhängigen erneuerbaren Energien Wind und Sonne ist nur bei einer ausreichend hohen Windgeschwindigkeit bzw. solaren Einstrahlung möglich und sinnvoll; jedoch sind bei schwachem Wind und geringer Einstrahlung genügend andere Kraftwerke am Netz, die ausreichend Regelleistung erbringen können. Durch die Rahmenbedingungen des Regelleistungsmarktes sind wetterabhängige erneuerbare Energien aktuell noch daran gehindert, ihre technischen Fähigkeiten zur Regelleistungserbringung real anbieten und so die Verantwortung für die Systemstabilisierung übernehmen zu können. Daher sollte die Transformation des Energiesystems auch auf dem Regelleistungsmarkt weiter vorangebracht und Möglichkeiten zur Teilnahme fluktuierender erneuerbarer Energien geschaffen werden. Bei kürzeren Ausschreibungsfristen, Produktlängen, Vorlaufs- und Auktionszeiten können auch Photovoltaik- und Windenergieanlagen, deren Einspeiseleistungen sich nur mit einer Vorlaufzeit von einigen Stunden bis zu etwa einem Tag genau genug vorhersagen lassen, am Regelleistungsmarkt teilnehmen. Auch

wärmegeführten Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen würde dies den Marktzugang ermöglichen. Ebenso sind die kurzfristigeren Ausschreibungen letztlich auch Voraussetzung für die vorteilhafte „dynamische Bedarfsdimensionierung“ der Regelleistungsvorhaltung. Es erscheint sinnvoll, in Zukunft auch große Lasten (Power-to-Gas, Power-to-Heat, etc.) vermehrt in den Regelleistungsmarkt aufzunehmen. Zur Integration kurzfristig preisgünstig verfügbarer Arbeit in den Regelleistungsmarkt ist (evtl. nach dänischem Vorbild) ein zusätzlicher innertägiger Markt zu empfehlen, der sich rein über Arbeitspreise definiert. Des Weiteren wird empfohlen, die symmetrische Angebotsabgabe bei der Primärregelleistung aufzuheben, um eine ausschließlich positive oder negative Bereitstellung zu ermöglichen.

3.2 Spannungshaltung und Blindleistungsmanagement

Für jede Stunde des Szenariensjahres wurde ein vollständiges Bild der Stromerzeugung und des -verbrauchs mit einer räumlichen Auflösung auf Ebene des HÖS-Netzes erarbeitet. Die Detailtiefe des erstellten Szenarios war für die Untersuchungen zur Spannungshaltung Grundvoraussetzung, da diese im Gegensatz zur Frequenzhaltung lokal erfolgen muss und von den örtlichen Gegebenheiten des Netzes und der Stromerzeuger- und Stromverbraucherstruktur abhängt. Mit Leistungsflussberechnungen wurden im Projekt die für das 100%-EE-Szenario resultierenden Spannungen und der Blindleistungsbedarf für jeden HÖS-Knoten und jeden Zeitschritt bestimmt. Des Weiteren wurden zur Untersuchung der Blindleistungsbereitstellung aus den unterlagerten Spannungsebenen in die Höchstspannungsebene die zukünftige Verteilung der Stromerzeuger auf die Spannungsebenen und die Restriktionen durch die einzuhaltenden Spannungsbänder abgeschätzt.

Zur Vermeidung von Überspannungen müssen Anlagen Blindleistung aufnehmen und zur Vermeidung von Unterspannungen Blindleistung bereitstellen. Da sich die Spannung an einem Anschlussknoten nicht unabhängig von benachbarten Knoten einstellt, beeinflussen sich die Netzsituationen im benachbarten Knotenumfeld sowie die Blindleistungsbereitstellung gegenseitig. Um eine vom vollständigen Netzzustand unabhängige Blindleistungseinspeisung zu ermöglichen, die nur auf Basis der am Netzanschlusspunkt messbaren Spannung erfolgt, wurde eine Proportional-Regelung entworfen, welche auf Basis eines vom Anschlusspunkt abhängigen Koeffizienten die Blindleistungsmenge in Abhängigkeit der Abweichung der Spannung am Anschlussort von der notwendigen Nennspannung definiert.

Die Auswertungen der aus der Simulation resultierenden Spannungen zeigen, dass die vorgegebenen Spannungsbänder mit der gewählten Strategie zur Spannungshaltung bei entsprechender Blindleistungsbereitstellung durch verteilte Anlagen im Szenario sicher eingehalten werden können. Es fallen nur wenige Knoten mit erhöhter Spannung (typischerweise Einspeiseknoten) oder verringerter Spannung (typischerweise Lastknoten) auf. Es zeigt sich weiterhin kein jahreszeitlich abhängiges Verhalten der auftretenden Spannungen.

Bei der Analyse des resultierenden Blindleistungsbedarfs muss zwischen dem Bedarf des Netzes und dem Bedarf der angeschlossenen Lasten unterschieden werden. Abbildung 3.5 zeigt den durchschnittlichen Blindleistungsbedarf der Lasten jedes Knotens (links), des Netzes (Mitte), sowie deren Überlagerung (rechts) im Szenario. Es zeigt sich ein erhöhter Blindleistungsbedarf in den auch heute bestehenden Lastregionen mit hoher Industrie- und/oder Bevölkerungsdichte. Der Blindleistungsbedarf tritt an den Höchstspannungsknoten des Szenarios vor allem in kapazitiver Richtung auf, was wesentlich aus dem Einsatz der geplanten Gleichstromleitungen resultiert, da sie

langreichweitige Leistungstransporte ohne induktiven Blindleistungsbezug, den AC-Leitungen sonst aufweisen würden, bewerkstelligen können.

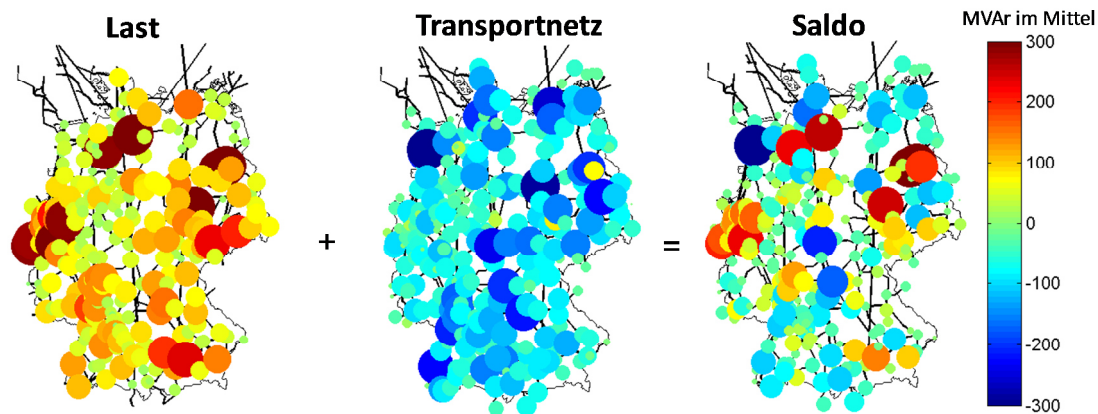


Abbildung 3.5: Simulierter durchschnittlicher Blindleistungsbedarf der Lasten und des HÖS-Netzes im 100%-EE-Szenario, sowie die Bilanz. Positive Blindleistung bedeutet einen induktiven Blindleistungsbezug, negative Blindleistung einen kapazitiven.

Inwieweit der Blindleistungsbedarf des Szenarios jederzeit gedeckt werden kann, konnte in den durchgeführten Untersuchungen nicht abschließend geklärt werden. Schätzungen legen aber nahe, dass dies der Fall sein wird. So wurde z.B. für das angesetzte Szenario abgeschätzt, wie viel Stromerzeugungsleistung in Deutschland in den jeweiligen Spannungsebenen in Zukunft angeschlossen sein wird. Die Berechnungen zeigen aufgrund einer deutlichen Zunahme der Gesamterzeugungsleistung auch eine Zunahme der Erzeugungsleistung in der Höchstspannungsebene. Daher werden die Anlagen in der Höchstspannung auch bei geringen Betriebsstunden voraussichtlich im Zusammenspiel mit weiteren Betriebsmitteln (z.B. HGÜ, neue Kompensationsanlagen) weiterhin einen Großteil des zukünftigen Blindleistungsbedarfs des Übertragungsnetzes decken können. Des Weiteren wurden die Herausforderungen der Blindleistungsbereitstellung in die Höchstspannung aus unterlagerten Netzebenen verdeutlicht (s. [2]). Diese bestehen vor allem in der Spannungsanhebung in den unterlagerten Netzen. Aufgrund der Vielzahl regional unterschiedlicher Netzstrukturen muss das genaue Potenzial dieses dezentralen Ansatzes aber mit genaueren, ortsspezifischen Netzberechnungen in weiteren Forschungsprojekten bestimmt werden.

Zusammenfassend konnte gezeigt werden, dass die Netzspannung voraussichtlich auch bei einer rein erneuerbaren Stromversorgung im zulässigen Bereich gehalten werden kann, jedoch neuartige Spannungshaltungsstrategien erforderlich werden. Eine entscheidende Rolle bei der Spannungshaltung werden die geplanten Gleichstrom-/DC-Leitungen spielen, die die derzeitigen Blindleistungsprobleme beim Leistungstransport über weite Distanzen beheben können und damit zu einem veränderten Blindleistungsbedarf im Höchstspannungsnetz führen werden. Viele Stromerzeuger werden in Zukunft in den niedrigeren Spannungsebenen angeschlossen sein und sollten hier zur Kompensation des induktiven Blindleistungsbedarfs der Lasten und der Betriebsmittel genutzt werden. Die durch Umrichter ans Netz gekoppelten Stromerzeugungsanlagen sollten sich auch im nicht produzierenden Betrieb am Blindleistungshaushalt des Netzes beteiligen können. Flexibel stufbare Transformatoren erhöhen dabei die Möglichkeiten der Spannungshaltung in den Verteilungsnetzen. Bei der Wahl der Netzanschlusspunkte neuer Stromerzeuger sollte deren Nutzen für die Spannungshaltung bzw. die Blindleistungsbereitstellung beachtet werden. Diesbezüglich ist

oftmals der Anschluss in hohen Spannungsebenen vorteilhaft. Die Errichtung von zusätzlichen Kompensationsanlagen und der Umbau von bestehenden Kraftwerken zu rotierenden Phasenschiebern stellen weitere Mittel zur Gewährleistung der zukünftigen Spannungsstabilität dar.

3.3 Netzengpassmanagement

Zur Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs dürfen die Belastungsgrenzen aller Betriebsmittel im Netz nicht überschritten werden. In der Regel handelt es sich um thermische Belastungsgrenzen und die Spannungsbänder der Knotenspannungen. Ein Engpass besteht dann, wenn durch den vorhandenen Lastfluss im betrachteten Netz die vorgegebenen Grenzen nicht eingehalten werden können. Hierzu wird üblicherweise die (n-1)-Sicherheit, also die Fähigkeit des Netzes, bei Ausfall einer einzelnen Leitung den erzeugten Strom zu transportieren, als Marge angesetzt, um Netzausfällen vorzubeugen.

Zur Überprüfung und Herstellung der (n-1)-Sicherheit wurden für jeden Zeitpunkt (n-1)-Leistungsflussberechnungen bei Ausfall eines jeden Betriebsmittels durchgeführt. Es zeigte sich, dass Engpässe auf AC-Betriebsmitteln bei (n-1)-Ausfällen von HGÜ-Übertragungssystemen weniger häufig auftreten, da im Gegensatz zum Ausfall eines AC-Systems keine parallelen Systeme unmittelbar betroffen sind, sondern sich der fehlende DC-Leistungsfluss großräumig auf viele Systeme verteilt. Engpässe in (n-0)- und (n-1)-Szenarien werden in diesem Modell ausschließlich durch Redispatch beseitigt. Ein Redispatch bedeutet, dass eine Einspeisung oder eine Last, welche eine Engpassstelle belastet (beispielsweise eine Power-to-Gas-Anlage oder ein Pumpspeicher im Pumpbetrieb), heruntergeregelt wird und eine Einspeisung oder Last, welche diese Engpassstelle entlastet (oder weniger belastet), hochgeregelt wird. Hierbei muss die Leistungserhöhung gleich der Leistungsverringerung sein. Im Folgenden werden Einspeisungen und Lasten zur Vereinfachung einheitlich als Anlagen bezeichnet.

Die Auswertungen zeigen, dass teilweise Redispatch-Leistungen im Umfang von mehreren Gigawatt (GW) notwendig sind, um einen sicheren Systembetrieb sicherzustellen.

Der Redispatch-Bedarf hängt stark vom Netzausbau ab. Zur Herstellung der (n-0)-Sicherheit wurden 3.800 km AC-Leitungen über DENA1 und NEP 2032 B hinaus gebaut (Kapitel 2). Um einen Netzdatensatz zu erreichen, bei dem es in allen 8.760 Stunden des Jahres in keinem (n-1)-Fall zu Inselnetzbildung, Spannungsbandverletzungen oder mangelnden Redispatch-Potenzialen kommt, war ein weiterer AC-Netzausbau an besonders kritischen Stellen im Umfang von 1.000 km notwendig. Ein sicherer Systembetrieb ist zu allen Zeitpunkten des Jahres möglich, da ausreichend hohe Redispatch-Potenziale zur Verfügung stehen. Deren Ausnutzung kann allerdings mit hohen Kosten verbunden sein. Der Netzzustand und somit auch der Redispatch-Bedarf hängen wesentlich vom Netzausbau ab. Abbildung 3.6 zeigt die Abhängigkeit der jährlichen Redispatch-Menge von einem weiteren Netzausbau für das 100%-EE-Szenario.

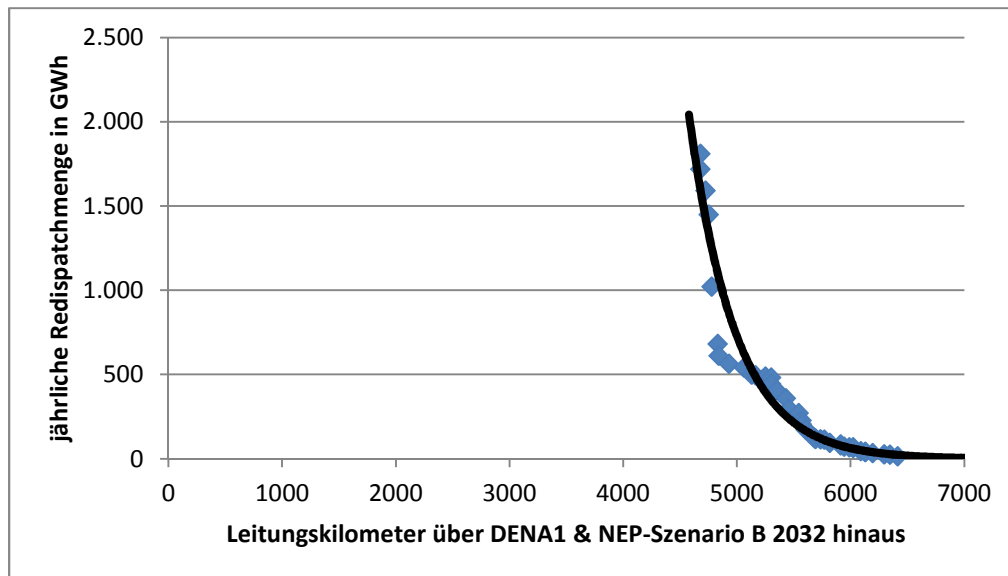


Abbildung 3.6: Jährliche Redispatch-Menge in Abhängigkeit eines weiteren Netzausbaus

Im 100%-EE-Szenario liegt die Zahl der Engpassstunden für den angenommenen Netzausbau höher als die heutigen Zahlen, die jährliche Redispatch-Menge aber niedriger. Dies lässt sich möglicherweise damit erklären, dass sich im angenommenen Szenario mehr, aber dafür geringgradigere Engpässe ergeben haben als in der heutigen Situation, die ausgehend von den Veröffentlichungen [17] und [18] durch einige besonders betroffene Engpassstellen gekennzeichnet ist, oder weil Engpässe auf mehreren Betriebsmitteln voneinander abhängen, sodass eine einzelne Redispatch-Maßnahme mehreren Engpassstellen zu Gute kommt.

Während im Szenario die flexiblen Erzeuger und Speicher derart positioniert und eingesetzt wurden, dass die Netzbelastungen minimal bleiben, könnte der Zubau in der Realität auch anders stattfinden. Weiterhin ist der über das Szenario B 2032 des NEP 2012 [15] hinausgehende Netzzubau schwer abzuschätzen und kostenabhängig. Alle diese Faktoren beeinflussen sich gegenseitig und auch den Redispatch-Bedarf massiv. Variantenuntersuchungen verschiedener 100%-EE- und Speicher-Szenarien, sowie Szenarien auf dem Weg zu einer Versorgung rein auf Basis erneuerbarer Energien und verschiedener Netzausbauszenarien sollten zur zukünftigen Annäherung an eine volkswirtschaftlich optimierte Abwägung zwischen Engpassmenge und Netzausbau durchgeführt werden. Bei diesen Untersuchungen müssen neben dem Engpassmanagement auch andere Netzparameter und Systemdienstleistungen, wie bspw. die Spannungshaltung und das Blindleistungsmanagement, berücksichtigt werden. Die Spannungshaltung und das Blindleistungsmanagement konnten für die Variantenuntersuchungen für alle Netzausbau- und (n-1)-Szenarien sichergestellt werden. In den im Rahmen dieses Projekts durchgeführten Simulationen wurde das Freileitungsmonitoring, welches in Zukunft vermutlich weiter ausgebaut werden wird, nicht berücksichtigt. Diese Maßnahme wird voraussichtlich dazu führen, dass die thermischen Belastungsgrenzen der Freileitungen besonders in windstarken Zeiten erhöht werden können und so eine bessere Auslastung der Leitungen ermöglichen. Auch die positiven Effekte von Hochtemperaturleiterseilen können zu einer zusätzlichen Entlastung des Stromnetzes führen. Beides sollte in Zukunft weiter evaluiert werden, damit die quantitativen Entlastungspotenziale besser abgeschätzt werden können.

3.4 Versorgungswiederaufbau

Stromausfälle kommen heute in Deutschland recht selten vor, im Durchschnitt nur 15 Minuten pro Jahr [11], und betreffen meist nur einzelne Straßenzüge oder Siedlungen. Die Spannung in den angrenzenden Netzen bleibt dabei normalerweise stabil und kann zum Aufbau der Stromversorgung im betroffenen Gebiet genutzt werden. Bei dem sehr seltenen Ereignis eines überregionalen Stromausfalls, einer Großstörung ([12], [13]), bei der auch das Hoch- und das Höchstspannungsnetz spannungslos sind, gestaltet sich der Versorgungswiederaufbau jedoch schwieriger. Die Kraftwerke können dann weder die Leistung, die sie für ihre Eigenversorgung benötigen, noch die Informationen bezüglich Spannung, Phasenlage und Frequenz aus dem Netz beziehen. Der Versorgungswiederaufbau muss daher durch Kraftwerke erfolgen, die unabhängig vom Stromnetz anfahren können. Dies leisten heutzutage vor allem Gas-, Laufwasser- oder Pumpspeicherkraftwerke. Prinzipiell können jedoch alle Stromerzeuger schwarzstartfähig gemacht werden, wenn sie mit einer netzunabhängigen Eigenstromversorgung, etwa einer Batterie oder einem Notstromaggregat, ausgestattet werden. Beim Versorgungswiederaufbau bilden die angefahrenen oder im Eigenbedarf laufenden Kraftwerke zunächst ihr eigenes Inselnetz. Sie kommen ohne externe Spannungs- und Frequenzvorgabe aus, sind also netzbildend. Die wesentliche Herausforderung beim Versorgungswiederaufbau ist nun das koordinierte Zuschalten von Lasten, weiteren Stromerzeugern und Netzbetriebsmitteln.

Der Versorgungswiederaufbau erfolgt heutzutage durch die Großkraftwerke gewissermaßen von oben nach unten. Die Stromerzeugung wird sich jedoch im Zuge der Zunahme von erneuerbaren Energien von den höheren Spannungsebenen auf die niedrigeren verlagern. Auch wenn dann der Versorgungswiederaufbau weiterhin von oben nach unten erfolgen kann (da es immer noch Stromerzeuger auf Höchstspannungsebene geben wird), kommt dem Versorgungswiederaufbau von unten nach oben eine höhere Bedeutung zu. Zum einen ermöglicht er prinzipiell den stabilen Inselbetrieb von Verteilnetzen, wenn das überlagerte Netz noch spannungslos ist. Zum anderen vereinfacht es das Zusammenschalten der Inselnetze, wenn diese in sich stabil sind und eine ausgeglichene Erzeugungs- und Verbrauchsbilanz haben.

Zur Ermittlung der Anforderungen an den Versorgungswiederaufbau eines Verteilungsnetzes durch erneuerbare Energien wurde im Rahmen des Projekts ein Labortest durchgeführt. Für den Test wurde ein exemplarisches Verteilungsnetz umgesetzt, das während des Versorgungswiederaufbaus im Inselbetrieb funktionierte. Der Versuchsaufbau ist in Abbildung 3.7 dargestellt. In den Testaufbau waren ein Diesel-Aggregat, welches eine Biogasanlage nachbildete, ein Maschinensatz, der eine Windenergieanlage simulierte, nicht regelbare ohmsche Lasten, die die Verbraucher repräsentierten, sowie regelbare Lasten, die in der Realität zeitlich verschiebbaren Lasten entsprechen, integriert. Für eine genaue Beschreibung der Testumgebung wird auf den Projekt-Abschlussbericht [2] verwiesen.

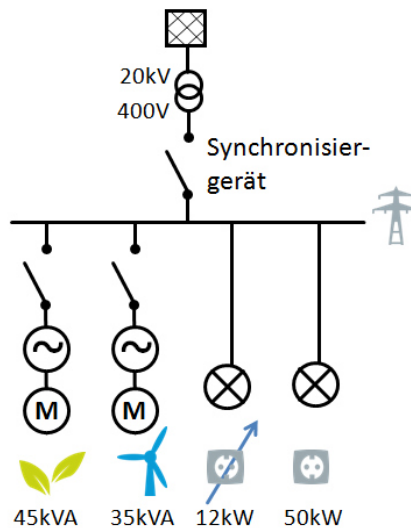


Abbildung 3.7: Aufbau des Labortests zum Versorgungswiederaufbau

Zu Beginn des Versorgungswiederaufbau-Tests war das Labornetz vom Verbundnetz getrennt und spannungslos. Die Biogasanlage startete mit Hilfe ihrer Batterie und begann im Inselbetrieb, ein Inselnetz nachzubilden. Nun wurde bereits eine Stufe der passiven, nicht regelbaren Last gedeckt. Auch die regelbaren Lasten wurden aktiv. Bei der Windenergieanlage lag dann Spannung an. Sie startete, synchronisierte sich mit dem Labor-/Inselnetz und schaltete sich an dieses an. Über die Statik der Biogasanlage konnte der Bedarf zur Abregelung an die anderen Erzeuger sowie der Bedarf zur Lasthinzunahme an die regelbaren Lasten kommuniziert werden. Am Ende des Tests waren Frequenz und Spannung des Labornetzes im Toleranzbereich. Das Synchronisiergerät schaltete das Labor-/Inselnetz wieder ans Verbundnetz. Die Biogasanlage schaltete daraufhin in den netzgekoppelten Betrieb um. Der Frequenz- und Spannungsregelungsmodus konnte deaktiviert werden.

Der Labortest zum Versorgungswiederaufbau konnte somit erfolgreich durchgeführt werden. Aus dem erfolgreichen Test lässt sich schlussfolgern, dass die technischen Möglichkeiten für einen Versorgungswiederaufbau durch erneuerbare Energien vorhanden sind. Die Testergebnisse lassen sich jedoch nicht anstandslos auf reale Verteilungsnetze übertragen, sondern gelten nur für die untersuchte Testkonfiguration. Reale Verteilungsnetze weisen zum einen ein Stromnetz auf, das über eine räumliche Ausdehnung und verschiedene Spannungsebenen verfügt, wodurch sich die im Test nicht weiter untersuchte Spannungshaltung verkompliziert, zum anderen sind die Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen stark unterschiedlich. Ein Verteilungsnetz kann sich nach einem Stromausfall prinzipiell nur dann vollständig aus sich selbst heraus wiederaufbauen, wenn es mehr verfügbare Stromerzeuger als Stromverbraucher aufweist. Verteilungsnetze mit weniger Stromerzeugungskapazitäten als Lasten sind für ihren vollständigen Versorgungswiederaufbau immer auf die Hilfe, d.h. die Leistungsbereitstellung, von außen angewiesen. Allerdings können die Stromerzeuger solcher Verteilungsnetze beim Versorgungswiederaufbau unterstützend wirken. Für den Versorgungswiederaufbau eines Verteilungsnetzes aus sich heraus muss dort wenigstens ein Stromerzeuger vorhanden sein, der sich bei einem Stromausfall im Eigenbedarf fängt oder schwarzstartfähig ist und netzbildend wirken kann. Batterien könnten die Schwarzstartfähigkeit des Stromversorgungssystems deutlich erhöhen und zur Bildung von kleinen Inselnetzen, wie etwa bei einzelnen Gebäuden, beitragen.

Beim Hinzuschalten von Stromerzeugern und Stromverbrauchern zur netzbildenden Einheit muss diese ein ausreichend großes Frequenz- und Spannungshaltungsvermögen haben, um Frequenz und Spannung trotz Wirk- und Blindleistungsänderung innerhalb von Toleranzgrenzen steuern zu können. Bezüglich der Frequenz- und Spannungshaltung beim weiteren Aufbau des Netzes sind hinzugenommene netzstützende Stromerzeuger hilfreich. Diese sollten in der Lage sein, Frequenz und Spannung kontinuierlich zu stützen, wie es im Test durch die vorgegebenen Statiken erreicht wurde.

Die Regelung der netzbildenden und netzstützenden Einheiten, das Zu- und Abschalten von Lasten, sowie die Aufnahme und Weiterleitung der Zustandsmesswerte muss durch ein Kommunikationssystem erfolgen, das zuverlässig und vor allem auch bei Stromausfall arbeitet. Der hohe kommunikations- und regelungstechnische Aufwand, den ein Versorgungswiederaufbau eines Verteilungsnetzes mit dezentralen Stromerzeugern mit sich bringt, kann für den Netzbetreiber dadurch in Grenzen gehalten werden, dass er nicht mit allen Erzeugern und Verbrauchern des Netzes direkt kommuniziert, sondern mit dort vorhandenen Kombikraftwerken. Diese können die Regelung ihrer Anlagen übernehmen und dem Netzbetreiber verlässliche Systemdienstleistungen für den Versorgungswiederaufbau bieten, sofern die Kommunikationsstruktur der Kombikraftwerke ausfallsicher ausgeführt ist.

4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Die Stromerzeugung Deutschlands befindet sich im Wandel. Fossile Brennstoffe sollen in Zukunft fast vollständig durch erneuerbare Energiequellen ersetzt werden; so wird es von der Regierung und der großen Mehrheit der Gesellschaft angestrebt. Es ist heute schon absehbar, dass der Wandel der Stromversorgung zu neuartigen, unerprobten Situationen im Stromnetz führen wird, weshalb die Befürchtung vermehrter Stromausfälle in Zukunft verständlich ist. Um sicher zu gehen, dass die Stromversorgung auch in Zukunft verlässlich bleibt, ist es notwendig, schon heute die zukünftige Netzstabilität durch vorausschauende Untersuchungen abzuschätzen. Diese Aufgabe ist keineswegs trivial, da die Netzstabilität viele Facetten hat und im Grunde von allen Stromversorgungskomponenten, den Erzeugern, Speichern, Verbrauchern und dem Netz bzw. den Netzbetriebsmitteln und deren jeweiligem Zustand abhängt.

Um sich dieser Aufgabe anzunähern, wurden in dem Forschungsvorhaben Kombikraftwerk 2 ein konsistentes Szenario und ein zugehöriges Modell einer zukünftigen, rein erneuerbaren Stromversorgung Deutschlands entwickelt. Das Modell zeichnet sich durch eine hohe Detailliertheit, sowohl hinsichtlich der räumlichen Auflösung als auch hinsichtlich der abgebildeten Technologievielfalt, aus. Auch wenn ein Modell die zukünftige Realität selbstredend nicht immer genau beschreiben wird, lassen sich dennoch wichtige Schlüsse für die Ausgestaltung der Stromversorgung ziehen. Das Szenariomodell wurde mittels gängiger und zum Teil innovativer wissenschaftlicher Methoden hinsichtlich wichtiger Aspekte der Netzstabilität untersucht.

Die Berechnungsergebnisse der vorliegenden Untersuchungen legen nahe, dass eine sichere und stabile Stromversorgung Deutschlands auf Basis von 100 Prozent erneuerbaren Energiequellen in Zukunft technisch machbar ist, und dass bei einer entsprechenden Anpassung des Systems die hierzulande gewohnt hohe Versorgungsqualität keine Abstriche durch die Energiewende erfahren wird.

Weitere vorausschauende Untersuchungen zur Beurteilung der zukünftigen Netzstabilität in Deutschland sind anzuraten und sollten als Erweiterung der durchgeführten Berechnungen folgende Themen umfassen:

- nötiger Anteil netzbildender Umrichter,
- Spannungshaltung in unterlagerten Netzen durch Zusammenspiel mit dem Übertragungsnetz,
- Untersuchungen zum Kurzschlussstrom,
- Simulationen zur dynamischen Frequenzstabilität mit einem nichtaggregierten Modell und die daraus ermittelbaren Oszillationen.

Weitere Aufschlüsse zur Ausgestaltung der Energiewende würde auch eine Erweiterung des hier entwickelten Szenariomodells liefern. Die Modellierung der Entwicklung der Stromversorgung vom heutigen Stand bis zum Zielzustand würde wichtige Erkenntnisse über die technische Machbarkeit der Übergangszeit liefern.

Von besonderer Bedeutung ist weiterhin die genaue Abbildung der Kopplung der Stromversorgung mit den Energieverbrauchssektoren Wärme und Verkehr, denn hier liegt ein entscheidender Schlüssel zum Gelingen der Energiewende. Auch die Erweiterung des Modells auf Europa würde einen umfassenderen Aufschluss über die Stabilität des Stromnetzes geben, das ja nicht an den Grenzen Deutschlands endet, sondern ein europaweites Verbundsystem darstellt. Nicht zuletzt sollten die wirtschaftlichen Konsequenzen der Energiewende auf den Energiehandel und den Netzbetrieb unter die Lupe genommen werden.

Neben den Simulationsrechnungen wurden in dem vorliegenden Projekt die technischen Möglichkeiten zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen zum einen unter Laborbedingungen (für den Test zum Versorgungswiederaufbau) und zum anderen an realen EE-Anlagen (für die Regelleistungserbringung) getestet. Insbesondere die Tests und die abschließende Demonstration der Regelleistungserbringung durch das Regenerative Kombikraftwerk zeigen, dass Erneuerbare-Energien-Technologien bereits heute ausgereifte technische Fähigkeiten aufweisen, die zur Gewährleistung der Netzstabilität genutzt werden können. Sie können beispielsweise ihre Einspeisung außerordentlich schnell erhöhen, verringern oder auf relativ konstanten Niveaus halten.

Es lässt sich festhalten, dass erneuerbare Energien technisch schon heute wichtige Systemdienstleistungen erbringen können. Die Ergebnisse des Forschungsprojektes machen aber auch deutlich, dass die Rahmenbedingungen zur Markt- und Systemintegration dafür angepasst werden müssen.

Allen vorgenommenen Untersuchungen zum Einsatz der EE-Anlagen – sei es für die Versorgungssicherheit, sei es für die Systemdienstleistungserbringung oder für die Netzstabilität – ist gemein, dass eine aktive Anlagensteuerung notwendig ist.

Um die Netzsicherheit zu gewährleisten, müssen dezentrale Erneuerbare-Energien-Anlagen mit sicheren und leistungsfähigen Kommunikationsstandards überwacht und gesteuert werden können.

Nur dann können sie ihre Verantwortung für die Stabilität und Sicherheit der Stromversorgung übernehmen. Einheitliche Kommunikationsstandards erleichtern die technische Umsetzung und sollten langfristig gelten. Die kommunikationstechnische Verknüpfung von EE-Anlagen ist auch der grundlegende Schritt zur Bildung eines Kombikraftwerks. Die Nachteile der einzelnen Anlagen, etwa Prognosefehler, Fahrplanabweichungen oder Ausfälle, können durch die Koordination im Verbund abgefangen werden und somit angebotene Dienstleistungen verlässlich und mit reduziertem externen Kommunikationsaufwand erbracht werden.

Durch die Verknüpfung in Kombikraftwerken erweitert sich folglich der Handlungsspielraum der erneuerbaren Energien zur Gewährleistung der Netzsicherheit.

Für das Ziel Energiewende müssen in den nächsten Jahren und Jahrzehnten noch einige politische, wirtschaftliche und technische Anstrengungen unternommen werden. Die Herausforderungen zum Erhalt der Netzstabilität, die der Wandel der Stromversorgung aufwirft, sind dabei weniger in den erneuerbaren Energien zu suchen, da diese die technischen Anforderungen zur Netzstabilisierung prinzipiell erfüllen. Vielmehr erfordert die neuartige Struktur der künftigen Stromerzeugung und -verteilung ein Umdenken bei der Organisation des Systems. Dabei geht es um eine Systemtransformation, die die fluktuierend einspeisenden Wind- und PV-Anlagen als tragende Säule der Stromversorgung in den Mittelpunkt stellt. Flexible Biomasseanlagen (Biogas und feste Biomasse) und Biomethananlagen sowie Speicher sind hierbei ein wesentlicher Bestandteil des Energiesystems und tragen zur gesicherten Leistung bei. Ohne einen entsprechend angepassten Ausbau des Netzes mit all seinen Komponenten, einer Anpassung der Regularien und Märkte wird der Wandel der Stromversorgung nicht gelingen. Als Lohn für diese Anstrengungen winkt eine moderne, saubere und stabile Stromversorgung.

5 Literatur / Quellen

- [1] R. Mackensen, K. Rohrig, H. Emanuel: "Das regenerative Kombikraftwerk - Abschlussbericht", Institut für solare Energieversorgungstechnik (ISET) (2008), Kassel, http://www.kombikraftwerk.de/fileadmin/downloads/2008_03_31_Ma__KombiKW_Abschlussbericht.pdf
- [2] K. Knorr et al.: „Kombikraftwerk 2 - Abschlussbericht“, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel, voraussichtliche Veröffentlichung im August 2014, <http://www.kombikraftwerk.de/mediathek/abschlussbericht.html>
- [3] G. Büttner et al.: "Corine Land Cover 2006 Technical Guidelines", European Environment Agency - Technical Report, 2007, <http://www.umweltbundesamt.at/umwelt/raumordnung/flaechennutzung/corine/>, besucht am 22.3.2011
- [4] Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, Digitales Basis-Landschaftsmodell BASIS-DLM, Frankfurt am Main, 14.10.2008
- [5] J.-P. Schulz, U. Schättler: „Kurze Beschreibung des Lokal-Modells Europa (LME) und seiner Datenbanken auf dem Datenserver des DWD“, Deutscher Wetterdienst (DWD), Offenbach, 15.01.2009
- [6] „dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025“, Deutsche Energie Agentur, Berlin, 2010, <http://www.dena.de/themen/thema-esd/publikationen/publikation/dena-netzstudie-ii>
- [7] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), 2011, www.bsh.de
- [8] Offshore-Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm (Offshore~WMEP) , 2011, www.offshore-wmep.de
- [9] EEG-Anlagenstammdaten, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: „EEG / KWK-G“, <http://www.eeg-kwk.net/de/Anlagenstammdaten.htm>
- [10] Solar Radiation Data: „Einstrahlungsdaten“, Paris, <http://www.soda-is.com>, letzter Zugriff: 3. Mai 2010
- [11] Bundesnetzagentur: „Versorgungsqualität - SAIDI-Wert“, 2012, <http://www.bundesnetzagentur.de>
- [12] F. Prillwitz, M. Krüger: "Netzwiederaufbau nach Großstörungen." Universität Rostock, Institut für Elektrische Energietechnik, 2007
- [13] Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW: „TransmissionCode 2007 Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“, Berlin, 8.2007
- [14] BMVBS: „Globale und regionale Verteilung von Biomassepotenzialen, Status-quo und Möglichkeiten der Präzisierung“, BMVBS-Online-Publikation, 27/2010, 2010
- [15] 50Hertz Transmission GmbH/ Amprion GmbH/ EnBW Transportnetze GmbH/ TenneT TSO GmbH: „Netzentwicklungsplan Strom 2012 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“, 30.5.2012
- [16] Fraunhofer IWES, Amprion, TenneT, Enercon, Energiequelle: „Regelenergie durch Windkraftanlagen. Abschlussbericht“, 2013
- [17] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt: „Monitoringbericht 2012. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB“, 3. Auflage, 5.2.2013
- [18] Bundesnetzagentur: „Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011“, 12.03.05.2012. Online verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/Allgemeines/DieBundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/berichte-node.html, Zugriff am 12.06.2013