Kombikraftwerk 2

Abschlussbericht

August 2014

Autoren:

Fraunhofer IWES: Kaspar Knorr, Britta Zimmermann, Markus Speckmann, Manuela Wunderlich, Dirk Kirchner

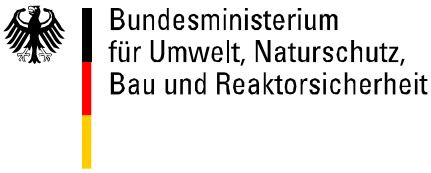
Siemens AG: Dr. Florian Steinke, Dr. Philipp Wolfrum

Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik, Fachgebiet Elektrische Energieversorgung der Universität Hannover: Thomas Leveringhaus, Thomas Lager, Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann

CUBE Engineering GmbH: Dirk Filzek, Tina Göbel, Bettina Kusserow, Lars Nicklaus, Peter Ritter

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

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Zusammenfassung

Im Herbst 2007 wurde mit dem Projekt „Kombikraftwerk 1“ demonstriert, dass eine rein regenerative Stromversorgung 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 geht es um die Sicherstellung, dass die Spannung und die Frequenz 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, auf Frequenzabweichungen muss vor allem sehr schnell reagiert werden. 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 es an Systemdienstleistungen es in Zukunft voraussichtlich geben wird und wie ein rein auf EE beruhendes Stromsystem diese in Zukunft bereitstellen könnte.

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. Im Rahmen 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 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.

Das Ergebnis des Vorhabens zeigt: Die Netzstabilität kann jederzeit sichergestellt werden! Diese theoretischen Schlussfolgerungen wurden durch einen Labortest zum Versorgungswiederaufbau sowie durch mehrere Feldtests erfolgreich bestätigt.

Zur Erreichung des Ziels Energiewende werden in den nächsten Jahren und Jahrzehnten jedoch noch einige politische, wirtschaftliche und technische Anstrengungen unternommen werden müssen. Die Herausforderungen zum Erhalt der Netzstabilität, die der Wandel der Stromversorgung aufwirft, sind dabei weniger in den EE zu suchen, welche die notwendigen technischen Anforderungen zur

Netzstabilisierung bereits heute 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 Photovoltaik (PV)-Anlagen als tragende Säule der Stromversorgung in den Mittelpunkt stellt. Flexible Biomasseanlagen (Biogas und feste Biomasse) und Biomethananlagen sind hierbei ein wesentlicher Bestandteil des Energiesystems und tragen zur gesicherten Leistung bei. Ein entsprechend angepasster Ausbau des Netzes mit all seinen Komponenten, eine Anpassung der Regularien und die Schaffung ausreichender Flexibilitäten sowie eines Stromspeichersystems sind wichtige Säulen für den Wandel der Stromversorgung.

Zusammengefasst sind die wichtigsten Aussagen des Projekts die folgenden:

- Eine sichere und stabile Stromversorgung Deutschlands aus 100 % erneuerbaren Quellen ist in Zukunft technisch möglich, wenn erneuerbare Erzeugung, Speicher und Backupkraftwerke mit erneuerbarem Gas intelligent zusammenwirken.
- EE können technisch schon heute wichtige Systemdienstleistungen erbringen. Sie können dabei besonders schnell reagieren.
  Die Rahmenbedingungen zur Markt- und Systemintegration müssen aber angepasst werden, damit eine Marktteilnahme aller EE-Anlagen möglich wird.
- Um die Netzsicherheit zu gewährleisten, müssen auch dezentrale EE-Anlagen mit sicheren und leistungsfähigen Kommunikationsstandards überwacht und gesteuert werden können.
  Eine Verknüpfung in Kombikraftwerken erweitert den Handlungsspielraum. Die Nachteile der einzelnen Anlagen, etwa Prognosefehler, Fahrplanabweichungen oder Ausfälle, können durch den Verbund abgefangen und somit angebotene Dienstleistungen verlässlich und mit reduziertem externen Kommunikationsaufwand erbracht werden.

Das Projekt wurde vom Bundesumweltministerium gefördert und baute auf dem schon 2007 durchgeführten Projekt Kombikraftwerk 1 auf. Die Projektlaufzeit betrug gut drei Jahre und endete im Dezember 2013. Das Projektkonsortium setzte sich aus Vertretern der Bereiche Forschung, Industrie und Dienstleistungen zusammen. Unter der Leitung des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) arbeiteten CUBE Engineering, der Deutsche Wetterdienst (DWD), ENERCON GmbH, ÖKOBIT GmbH, SIEMENS AG, SMA AG, SolarWorld AG, das Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik der Leibniz Universität Hannover (IEH) und die Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) als Projektpartner zusammen.

Zusammenfassung 5
Abbildungsverzeichnis 10
Tabellenverzeichnis 16
Abkürzungsverzeichnis 17
Vorwort 21
1 Einleitung 22
2 Das 100%-EE-Szenario 24
2.1 Auslegungs- und Einsatzplanungsrechnungen 27
2.2 Szenariendaten im Überblick 30
2.3 Stromverbrauch 33
2.3.1 Modellierung der räumlichen Verteilung 35
2.3.2 Zeitreihenerzeugung und –auswertung 35
2.4 Erzeuger 38
2.4.1 Windenergie 38
2.4.2 Photovoltaik 51
2.4.3 Bioenergie 59
2.4.4 Wasserkraft 68
2.4.5 Geothermie 71
2.4.6 Methankraftwerke 72
2.5 Stromnetz 77
2.6 Energiespeicher 83
2.6.1 Power-to-Gas 83
2.6.2 Pumpspeicher 85
2.6.3 Batterien 89
2.6.4 Leistungsimporte und –exporte 91
2.7 Schlussfolgerungen und Empfehlungen 92
3 Netzstabilität und Systemdienstleistungen 94
3.1 Regelleistung zur Frequenzhaltung 96
3.1.1 Aktuelle Rahmenbedingungen 97
3.1.2 Feldtests zur Regelleistungserbringung 100

3.1.3 Simulationen zur Erlössituation der Regelleistungsbereitstellung durch flexible Energieanlagen 119
3.1.4 Simulation zur Reduzierung des Regelleistungsbedarfs durch verbesserte Prognosen 135
3.1.5 Simulation des Regelleistungsbedarfs im 100%-EE-Szenario 143
3.1.6 Simulation der Deckung des Regelleistungsbedarfs im 100%-EE-Szenario 155
3.1.7 Simulation zur dynamischen Frequenzstabilität im 100%-EE-Szenario 161
3.1.8 Schlussfolgerungen und Empfehlungen 166
3.2 Spannungshaltung und Blindleistungsmanagement 169
3.2.1 Aktuelle Rahmenbedingungen 171
3.2.2 Vollständige Leistungsflussberechnungen 171
3.2.3 Simulation der Spannungsbänder an den HöS-Knoten im 100%-EE-Szenario 172
3.2.4 Simulation des Blindleistungsbedarfs in der HöS im 100%-EE-Szenario 173
3.2.5 Blindleistungsbereitstellung in die HöS 175
3.2.6 Schlussfolgerungen und Empfehlungen 184
3.3 Netzengpassmanagement 185
3.3.1 Aktuelle Rahmenbedingungen 186
3.3.2 Simulationen 186
3.3.3 Schlussfolgerungen und Empfehlungen 192
3.4 Versorgungswiederaufbau 193
3.4.1 Aktuelle Rahmenbedingungen 193
3.4.2 Labortest 194
3.4.3 Schlussfolgerungen und Empfehlungen 207
4 Zusammenfassung, Empfehlungen und Ausblick 209
5 Begriffsklärung 212
6 Literatur / Quellen 213

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Deckung des Strombedarfs durch die Anlagen des Kombikraftwerk 1 22

Abbildung 2: Angesetzter Energiemix des Szenarios 24

Abbildung 3: Ermittlung potenzieller EE-Flächen 26

Abbildung 4: Räumliche Verteilung von Jahresstromerzeugung und –verbrauch im Szenario 27

Abbildung 5: Simulationsschritte der Auslegungs- und Einsatzplanungsrechnungen der flexiblen Erzeuger 28

Abbildung 6: Charakteristiken der simulierten, zukünftigen, deutschlandweiten Einspeisung aus erneuerbaren Energien 32

Abbildung 7: Standardlastprofile der Haushalte 35

Abbildung 8: Zeitlicher Ausschnitt aus den Stromverbrauchszeitreihen des Szenarios aggregiert für ganz Deutschland 36

Abbildung 9: Zeitraum mit abwechslungsreicher wetterabhängiger Stromeinspeisung, Verbrauchsunterdeckung & -überdeckung 37

Abbildung 10: Jahreshöchstlasten 38

Abbildung 11: Installierte Windleistung der Bundesländer des Szenarios [MW] 39

Abbildung 12: Erstellung des Onshore-Windenergie-Szenarios 41

Abbildung 13: Auslese von WEA-Standorten am Beispiel eines Rasterausschnittes 42

Abbildung 14: Größe der Windparks im Szenario 42

Abbildung 15: Das Offshore-Szenario (oben: Nordsee, unten: Ostsee) 44

Abbildung 16: Windturbinentypen im 100%-EE-Szenario 45

Abbildung 17: Leistungs- und Schubbeiwert-Kennlinien der Windenergieanlagen im Szenario 46

Abbildung 18: Charakteristiken der simulierten Windenergieeinspeisung 47

Abbildung 19: Windreiche Januarwochen 49

Abbildung 20: a) Zusammenhang zwischen der simulierten deutschlandweiten Windenergieeinspeisung und dem Stromverbrauch (links) bzw. b) der Abregelung von WEA (rechts) 49

Abbildung 21: a) Regionale Verteilung der jährlichen Abregelungen [GWh] bei einer verlustoptimierenden (links) oder b) gleichbehandelnden Regulierung (rechts) 50

Abbildung 22: Flächenberechnung PV 52

Abbildung 23: Ermittlung der zukünftigen PV-Installationen unter Annahme eines Sättigungsprozesses („S-Kurve“) 53

Abbildung 24: Verteilungskurven der Leistungsdichte für unterschiedliche Ausbauzustände und Ausrichtungen der PV-Schrägdachanlagen eines PLZ-Gebietes 54

Abbildung 25: Tagesgänge von simulierter deutschlandweiter PV-Einspeisung und Stromverbrauch 56

Abbildung 26: Zusammenhang zwischen der simulierten deutschlandweiten PV-Einspeisung und dem Stromverbrauch..... 57

Abbildung 27: Sechs ausgewählte Wochen der simulierten deutschlandweiten Stromerzeugung 57

Abbildung 28: Tagesgänge der simulierten deutschlandweiten Einspeisung aus PV und Windenergie 58

Abbildung 29: Tagesgänge der simulierten deutschlandweiten Einspeisung aus PV und Windenergie für a) Nord- und b) Süddeutschland..... 58

Abbildung 30: Räumliche Verteilung verschiedener Bioenergiepotenziale im Szenario 62

Abbildung 31: Verortung der Energiepotenziale und der Verstromung und Vergasung von Waldrestholz, Altholz und biogenem Abfall im Szenario (Anlagenstandorte Stand 2010)..... 63

Abbildung 32: Ausschnitt aus den angesetzten Wärmebedarfszeitreihen, aggregiert für gesamt Deutschland..... 64

Abbildung 33: Deckung der Residuallast durch steuerbare Erzeuger und Speicher in den zwei letzten Jahreswochen. Zur Veranschaulichung ist qualitativ der Verlauf der Wärmelast skizziert. Um diese Wärmelast zu decken, können Biogas- und Biomasse-Anlagen nicht komplett abgeschaltet werden.65

Abbildung 34: Zusammenhang zwischen der simulierten Stromeinspeisung aus Vor-Ort-Biomasse-Anlagen und der Residuallast für alle Stunden des Jahres..... 66

Abbildung 35: Tagesenergien der Vor-Ort-Bioenergieeinspeisung 67

Abbildung 36: Simulierte Vor-Ort-Bioenergieeinspeisung über der Wärmelast 67

Abbildung 37: Zusammenhang zwischen simulierter Residual- und Wärmelast..... 68

Abbildung 38: Räumliche Verteilung der installierten Wasserkraftleistung im Szenario 69

Abbildung 39: Verwendete Wasserkraftkennlinie 70

Abbildung 40: Häufigkeitsverteilung der simulierten Einspeisung aus Wasserkraft 70

Abbildung 41: Räumliche Verteilung der Geothermieanlagen im Szenario..... 72

Abbildung 42: Anzahl der HöS-Netzknoten mit Methankraftwerken und deren installierte Leistung im Szenario aufgeteilt auf Leistungsklassen..... 74

Abbildung 43: Deckung der Residuallast durch steuerbare Erzeuger und Speicher in der letzten Januarwoche. Die maximale Residuallast und gleichzeitig maximale Auslastung der Methankraftwerke tritt am 25. Januar auf. 75

Abbildung 44: Zwei Wochen im Winter mit dem längst andauernden Einsatz der Methankraftwerke im Szenarienjahr..... 76

Abbildung 45: a) Zusammenhang zwischen dem simulierten Betrieb der Methankraftwerke und der Residuallast (links) bzw. b) den Leistungsim- und -exporten (rechts) 76

Abbildung 46: Das HöS-Netzmodell des Szenarios..... 79

Abbildung 47: Modellierte Einzugsgebiete der HöS-Netzknoten 81

Abbildung 48: Simulierte Netzbelastung in Abhängigkeit von Wind- und Solarenergie..... 82

Abbildung 49: Benötigte Kapazität der Power-to-Gas-Anlagen als Funktion des erzeugten Biomethans 84

Abbildung 50: Regionale Verteilung der simulierten Power-to-Gas-Anlagen..... 84

Abbildung 51: a) Simulierter Zusammenhang zwischen Methanisierung und Residuallast (links) bzw. b) Leistungsimport und -export (rechts) für jede Stunde des Szenarienjahres und für ganz Deutschland..... 85

Abbildung 52: Simulierter Zusammenhang zwischen Abregelung von Windenergie-Anlagen und Methanisierung .....**Fehler! Textmarke nicht definiert.**

Abbildung 53: Die Pumpspeicherkraftwerke des Szenarios..... 86

Abbildung 54: Durchschnittlicher Tagesverlauf des Pumpspeicherbetriebs, des Stromverbrauchs und der Photovoltaikeinspeisung..... 87

Abbildung 55: Simulierter Zusammenhang zwischen dem Betrieb der Pumpspeicherkraftwerke und der Residuallast 88

Abbildung 56: Simulierte ein- bzw. ausgespeicherte Tagesenergiemengen der Pumpspeicherkraftwerke 88

Abbildung 57: Beispiel eines berechneten Batterieeinsatzplanes für einen HöS-Netzknoten mit einer regionalen PV-Durchdringung in der Haushaltslast von 66 Prozent im Jahresdurschnitt und einer zugehörigen Batteriekapazität von 276 MWh 90

Abbildung 58: Anteil der PV-Tagesenergie, der in die Batterien eingespeichert wird 90

Abbildung 59: Simulierter PV-Eigenverbrauch mit und ohne Batterien in Abhängigkeit des lokalen, energetischen Anteils der PV-Erzeugung an der Last 91

Abbildung 60: Simulierte Tagesimporte (positive) und -exporte (negativ)..... 92

Abbildung 61: Erläuterungen zum Begriff Netzstabilität 95

Abbildung 62: Zeitlicher Verlauf der drei Regelleistungsqualitäten [49]..... 98

Abbildung 63: Darstellung des Verfahrens „Fahrplan“ 101

Abbildung 64: Regelleistungserbringung eines Windparks nach dem „Fahrplan“-Verfahren [60] 102

Abbildung 65: Darstellung des Verfahrens „mögliche Einspeisung“..... 102

Abbildung 66: Standorte der EE-Anlagen für die Regelleistungstests 105

Abbildung 67: Architektur des Kombikraftwerks zur Regelleistungserbringung 106

Abbildung 68: Die drei Phasen des Regelleistungsabrufsignals..... 108

Abbildung 69: Aufzeichnung der Demonstration der Regelleistungserbringung durch das Kombikraftwerk am 30.10.2013..... 109

Abbildung 70: Annäherung der erbrachten Regelleistung an Sollwertplateaus..... 112

Abbildung 71: Genauigkeit der Einhaltung der konstanten Regelleistungssollwerte..... 114

Abbildung 72: Aufzeichnung eines Tests zur Regelleistungserbringung mit einem Windpark am 11.10.2013..... 116

Abbildung 73: Aufzeichnung eines Tests zur Regelleistungserbringung mit zwei Biogasanlagen am 25.9.2013 117

Abbildung 74: Aufzeichnung eines Tests zur Regelleistungserbringung mit den Photovoltaikanlagen am 9.10.2013 (Screenshots). Verwendet wurde ein Ensemble mit 11 kleinen sowie einer großen Aufdachanlage (in Summe 970 kW). Es zeigt sich eine gute Deckung zwischen dem aus dem Regelleistungs-Sollwert (rot) abgeleiteten Sollwert für die PV-Anlagen-Einspeisung (grün) und der gemessenen tatsächlichen Einspeisung der PV-Anlagen (blau). 118

Abbildung 75: Übersicht über die Angebotsstrategien 133

Abbildung 76: Darstellung der probabilistischen Vortagsprognose (orange) und 1 h-Prognose (blau) für eine Zuverlässigkeit von 99,994 Prozent und den Deutschlandpool Wind (30 GW) 134

Abbildung 77: Schema der Analyse 1 136

Abbildung 78: Schema der Analyse 2 136

Abbildung 79: Übersicht der verwendeten Windparks und tabellarische Auflistung 137

Abbildung 80: Ertragskennlinie in Abhängigkeit von der Temperatur 137

Abbildung 81: Korrelation zwischen Prognose und Beobachtung 138

Abbildung 82: a) Differenzen zwischen Beobachtung und Prognose (angegeben in Prozent der Nennleistung), die kleiner als 5 Prozent sind. b) Differenzen zwischen Beobachtung und Prognose (angegeben in Prozent der Nennleistung), die kleiner als 10 Prozent sind (jeweils Windpark 3 – Prognosejahr 2011) 138

Abbildung 83: 5 %- und 10 %-Wert aller Windparks 139

Abbildung 84: RMSE des 5 % und 10 %-Wertes aller Parks 140

Abbildung 85: RMSE der Prognose für Windpark 4 - 2011 141

Abbildung 86: RMSE der Prognose für alle Parks 141

Abbildung 87: Windklassenspezifischer RMSE für Park 4 142

Abbildung 88: Methode zur Dimensionierung des statischen und dynamischen Regelleistungsbedarfs 144

Abbildung 89: Darstellung einer zweidimensionalen Kerndichteschätzung für den Windprognosefehler 147

Abbildung 90: Verlauf des positiven Gesamtreservebedarfs für das Szenarienjahr entsprechend der dynamischen (durchgezogene Line) und der statischen (gestrichelte Line) Methode 150

Abbildung 91: Verlauf des negativen Gesamtreservebedarfs für das Szenarienjahr entsprechend der dynamischen (durchgezogene Line) und der statischen (gestrichelte Line) Methode 150

Abbildung 92: Darstellung des positiven Gesamtreservebedarfs und des Bedarfs für die einzelnen Fehler 152

Abbildung 93: Darstellung des negativen Gesamtreservebedarfs und des Bedarfs für die einzelnen Fehler 152

Abbildung 94: Regelleistungsbedarf bei unterschiedlichen Graden des Ausgleichs des 1 h-Prognosefehlers der Windenergie und Photovoltaik auf Bilanzkreisebene bei Nutzung der statischen Methode 154

Abbildung 95: Durchschnittlicher Anteil der verschieden Quellen an der Erbringung der sechs simulierten Regelleistungsarten 157

Abbildung 96: Simulierte Ausnutzung des vorhandenen Potenzials zur Regelleistungserbringung der verschiedenen Quellen 158

Abbildung 97: Verteilung der simulierten Regelleistungserbringung für einen Zeitpunkt (1. Jan 2:00) nach verschiedenen Orten und Quellen 159

Abbildung 98: Simulierte Ausnutzung des vorhandenen Potenzials zur Regelleistungserbringung der verschiedenen Quellen für den Fall einer dynamischen Dimensionerinung der vorzuhaltenden Regelleistung 159

Abbildung 99: Durchschnittlicher Anteil der verschiedenen Quellen an der Erbringung der sechs simulierten Regelleistungsarten, falls Batterien bei der Erbringung von Regelleistung nicht berücksichtigt werden 160

Abbildung 100: Simulierte Ausnutzung des vorhandenen Potenzials zur Regelleistungserbringung der verschiedenen Quellen ohne Berücksichtigung der Batterien 160

Abbildung 101: Frequenzverlauf und Mindestanforderungen der Primärregelleistungsbereitstellung 162

Abbildung 102: Sortierter Verlauf der Netzzeitkonstanten des Szenarienjahres 164

Abbildung 103: Frequenz- und Leistungsverläufe im Auslegungsfall bei konventioneller PRL-Bereitstellung 164

Abbildung 104: Frequenz- und Leistungsverläufe mit veränderter PRL-Bereitstellung mit Kennzeichnung der Hauptanteile: Umrichter, Windenergie, rotierende Massen 166

Abbildung 105: Einphasiges π-Ersatzschaltbild einer Freileitung 170

Abbildung 106: Blindleistungsbedarf einer 10 km langen 380-kV-Freileitung in Abhängigkeit der übertragenen Wirkleistung 170

Abbildung 107: (n-0)-Spannungsbänder aller Knoten für alle Zeitpunkte des Szenarienjahres 173

Abbildung 108: (n-0)-Spannungsbänder aller Stunden des Szenarienjahres von allen Knoten 173

Abbildung 109: 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. 174

Abbildung 110: Simulierter Gesamtblindleistungsbezug des HöS-Netzes als Funktion der Transportleistung des Netzes (negative Werte bedeuten kapazitiven Blindleistungsbezug) 174

Abbildung 111: Schematische Darstellung der Blindleistungserbringung zentraler und dezentraler Stromerzeuger ins Transport- und Verteilungsnetz 175

Abbildung 112: Beispielhaftes Netzmodell unterlagerter Spannungsebenen eines Höchstspannungsknotens 179

Abbildung 113: Spannungsband des Beispielnetzes für den Basislastfall 180

Abbildung 114: Spannungsband des Beispielnetzes für den Basislastfall mit veränderter Trafostufung 181

Abbildung 115: Spannungsband des Beispielnetzes in 4 Erzeugungsvarianten 181

Abbildung 116: Spannungsband des Beispielnetzes in 5 Erzeugungsvarianten mit veränderten Trafostufungen 182

Abbildung 117: Netzverluste durch Blindleistungsbereitstellung in unterlagerten Spannungsebenen 183

Abbildung 118: Netzverluste durch Blindleistungsbereitstellung in unterlagerten Spannungsebenen 183

Abbildung 119: Anzahl der Engpässe je Zeitpunkt für ein Jahr im KK2-(n-1)-Szenario 187

Abbildung 120: Anzahl der Engpässe je Betriebsmittel für ein Jahr im KK2-(n-1)-Szenario 188

Abbildung 121: Verfahren zur Optimierung multipler Engpässe 189

Abbildung 122: notwendige Redispatch-Leistung je Zeitpunkt zur Beseitigung aller (n-0)- und (n-1)-Engpässe im KK2-(n-1)-Szenario 190

Abbildung 123: jährliche Redispatch-Menge in Abhängigkeit eines weiteren Netzausbaus 191

Abbildung 124: jährliche Anzahl der Engpassstunden in Abhängigkeit eines weiteren Netzausbaus 191

Abbildung 125: Das Design-Zentrum für modulare Versorgungstechnik (DeMoTec) 195

Abbildung 126: Aufbau des Labortests zum Versorgungswiederaufbau 196

Abbildung 127: Kommunikations- und Regelungs-Infrastruktur des Labortests 197

Abbildung 128: Angesetztes P/Q-Diagramm der Biogasanlage 199

Abbildung 129: Angesetzte Statiken der Biogasanlage 200

Abbildung 130: Der 80 kVA-Maschinensatz als Nachbildung einer Windenergieanlage 202

Abbildung 131: Angesetztes PQ-Diagramm der Windenergieanlage 202

Abbildung 132: Angesetzte $\Delta P/\Delta f$-Statik der Windenergieanlage 203

Abbildung 133: Zustandsübergangsdiagramm der Windenergieanlage 203

Abbildung 134: Angesetzte $\Delta P/\Delta f$-Statik der regelbaren Lasten 204

Abbildung 135: Zustandsübergangsdiagramm des Lastabwurf-Verfahrens 205

Abbildung 136: Verlauf des Versorgungswiederaufbau-Tests 206

Abbildung 137: Verlauf des Energieverbrauchs 207

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Finale Eckdaten des 100%-EE-Szenarios 31

Tabelle 2: Zusammensetzung des Jahresstromverbrauchs im Kombikraftwerk 2-Szenario 34

Tabelle 3: Eigenschaften der Windenergieanlagen im Szenario 46

Tabelle 4: Kennzahlen des Windenergie-Szenarios (gerundet) 47

Tabelle 5: gerundete Flächen- bzw. Leistungspotenziale von PV-Installationen sowie deren Wert im Szenario 55

Tabelle 6: Kennzahlen des Photovoltaik-Szenarios (gerundet) 56

Tabelle 7: Aufteilung der Energieerzeugung von 2012 aus Biomasse auf die einzelnen Fraktionen ... 60

Tabelle 8: Aufteilung der Bioenergie im Szenario 61

Tabelle 9: Angesetzte elektrische Kenngrößen des Netzmodells für die vereinfachten Leistungsflussberechnungen 78

Tabelle 10: Gesamte Leitungslängen der verschiedenen Ausbaustufen des modellierten deutschen Höchstspannnungsnetzes (meist mehrere Leitungen pro Trasse!) 80

Tabelle 11: Vergleich der drei Regelleistungsarten ([85], [86], [87], [48], [88], [31], [77], [89]) 99

Tabelle 12: Auswertungen zur Geschwindigkeit der Regelleistungserbringung 111

Tabelle 13: Simulationsergebnisse zur Marktteilnahme der elektrischen Batterie bezogen auf das Modelljahr 122

Tabelle 14: Simulationsergebnisse zur Marktteilnahme der Power-to-Heat-Anlage bezogen auf das Modelljahr 123

Tabelle 15: Simulationsergebnisse zur Marktteilnahme des Elektrolyseurs bezogen auf das Modelljahr 124

Tabelle 16: Simulationsergebnisse zur Marktteilnahme des Pumpspeicherwerks bezogen auf das Modelljahr 126

Tabelle 17: Simulationsergebnisse zur Marktteilnahme der Biogasanlage bezogen auf das Modelljahr 130

Tabelle 18: Vergleich des Gesamtreservebedarfs und des Bedarfs an Minutenreserve, Primär- und Sekundärregelleistung. Verglichen werden die Bedarfe entsprechend der statischen und dynamischen Methode mit dem Bedarf im 4. Quartal 2012. 151

Tabelle 19: Vergleich des durchschnittlichen Bedarfs an Gesamtreserve bei unterschiedlichen nRMSE Werten des Wind- und Photovoltaikprognosefehlers 153

Tabelle 20: Verteilung der deutschlandweiten Nennleistung nach der Kraftwerksliste 2013 [80] und dem EEG-Statistikbericht 2011 [81] sowie des 100%-EE-Szenarios für die unterschiedlichen Stromerzeugungstechnologien auf die Netz- oder Umspannebene ihres Anschlusses 177

Tabelle 21: Verteilung der Gesamtnennleistungen aus Tabelle 20 auf die Netz- oder Umspannebenen des Anschlusses 178

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
a	Jahr
AC	Wechselstrom
AN	Anbieter an Netz
AP	Arbeitspreis
BAT	Batterie
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
ct	Eurocent
DA	Day-ahead
DC	Gleichstrom
DeMoTec	Design-Zentrum Modulare Versorgungstechnik
DSL	Digital Subscriber Line
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz (Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien)
EEX	European Energy Exchange
EPEX	European Power Exchange
f	Frequenz
FACTS	Flexible-AC-Transmission-System
FBT	Fernbedienungsterminal
FLM	Freileitungsmonitoring
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GR	Gesamtreservebedarf
GRL	Gesamtreserveleistung
GuD-Kraftwerk	Gas- und Dampfkraftwerk
Gvar	Gigavar (Einheit der Blindleistung)
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
h	Stunde
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannungsebene
HS	Hochspannung
HT	Hochtarifzeit
Hz	Hertz
ID	Intraday
IR	integrierte Regelung
IWES	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
k	Konstante
KK2	Kombikraftwerk 2
km	Kilometer
KRI	Kommunikations- und Regelungs-Infrastruktur

kV	Kilovolt
kVA	Kilovoltampere (Einheit der Scheinleistung)
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
m	Meter
MRL	Minutenreserveleistung
MS	Mittelspannung
ms	Millisekunde
Mvar	Megavar (Einheit der Blindleistung)
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NA	Netz an Anbieter
NN	Neuronales Netz
NS	Niederspannung
NT	Niedertarifzeit
OPC	Open Process Control
P	Wirkleistung
P2H	Power-to-Heat
PJ	Petajoule
PLZ	Postleitzahl
PQ-Betrieb	netzgekoppelter Betrieb
PRL	Primärregelleistung
PSW	Pumpspeicherwerk
PV	Photovoltaik
Q	Blindleistung
RL	Regelleistung
RMSE	root-mean-square error
s	Sekunden
SPS	Speicherprogrammierbare Steuerung
SRL	Sekundärregelleistung
t	Zeit
TWh	Terrawattstunde
û	Spannung
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
Uf-Betrieb	Inselbetrieb
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
V	Volt
WEA	Windenergieanlage
Ω	Ohm
€	Euro
°C	Grad Celsius

Vorwort

Das Regenerative Kombikraftwerk ist das Symbol für die Energieversorgung von morgen. Eine klimafreundliche, zuverlässige und wirtschaftliche Versorgung mit Strom und Wärme kann nur durch die intelligente Kopplung aller erneuerbarer Energien erreicht werden. Auf diesem Zusammenspiel und der Interaktion mit Speichern und Verbrauchern beruht der Grundgedanke des Kombikraftwerks.

Die Idee zum Regenerativen Kombikraftwerk wurde durch eine Wette zwischen Vertretern der erneuerbaren Energiebranche – Alois Wobben (Enercon), Frank Asbeck (Solarworld) und Ulrich Schmack (Schmack Biogas) - und Bundeskanzlerin Angela Merkel auf dem letzten Energiegipfel 2006 geboren. Die Branchenvertreter versprachen der Kanzlerin, die Vollversorgung mit erneuerbaren Energien bis zum nächsten Energiegipfel zu demonstrieren. So wurde im Herbst 2007 die Machbarkeit eines rein regenerativen Stromversorgungssystems mit der Vorstellung des Regenerativen Kombikraftwerks eindrucksvoll demonstriert. Im Jahr 2009 erhielt das Regenerative Kombikraftwerk „für die Entwicklung eines nachhaltigen Zukunfts-Energiesystems“ den Deutschen Klimaschutzpreis.

Das Regenerative Kombikraftwerk ist mehr als eine Simulation. Es ermöglicht die aktive Steuerung von Erneuerbaren-Energie-Kraftwerken im Echtbetrieb. Die Variation einzelner Rahmenbedingungen - etwa des Strombedarfs oder des Windangebots - verändert unmittelbar das Zusammenspiel der vernetzten Anlagen. Das Regenerative Kombikraftwerk demonstriert so die Leistungsfähigkeit und die einfache Regelbarkeit von erneuerbaren Energien. Gemeinsam gewährleisten sie eine bedarfsgerechte Energieversorgung.

Nach dem beeindruckenden Auftakt durch das erste Projekt wurde im hier vorgestellten Folgeprojekt Kombikraftwerk 2 mit einem erweiterten Konsortium die Frage der Systemstabilität bei einer rein regenerativen Stromversorgung untersucht und ebenfalls nachgewiesen. Gerade die Aufgaben zur Frequenz- und Spannungsregelung werden den erneuerbaren Energieanlagen oft nicht zugetraut und sind immer noch ein wesentlicher Grund für den Betrieb von konventionellen Kraftwerken in Situationen mit hoher Wind- oder Solareinspeisung. Es freut mich daher ganz besonders, dass es dem Projektteam, bestehend aus der Agentur für Erneuerbare Energien, Enercon, Solarworld, Ökobit, SIEMENS, SMA, CUBE Engineering, dem IEH der Uni Hannover und dem Fraunhofer IWES, gelungen ist, die Gewährleistung der Systemstabilität einer zukünftigen Stromversorgung mit 100% erneuerbaren Quellen nachzuweisen und zu demonstrieren. Damit sind zwei wesentliche Bereiche des Energiepolitischen Dreiecks – die Klimafreundlichkeit und die Zuverlässigkeit erfolgreich behandelt worden und motivieren, auch den dritten Aspekt - die Wirtschaftlichkeit - nachzuweisen.

Kurt Rohrig, Mai 2014

1 Einleitung

Als im Jahr 2007 das regenerative Kombikraftwerk 1 [1] mit großem Aufsehen vorgestellt wurde, löste es vielerorts ein Aha-Erlebnis aus. Galt die Stromeinspeisung aus Wind- und Solarenergie bis dahin als zu unbeständig, als dass sie die Stromversorgung zu großen Teilen bewerkstelligen könne, wurde durch das Kombikraftwerk 1 gezeigt, dass nicht nur die wetterabhängigen Schwankungen und Prognosefehler durch Bioenergie und Speicher ausgeglichen werden können, sondern folglich auch eine hundertprozentig regenerative Stromversorgung Deutschlands im Rahmen des Möglichen ist. Der Beweisführung lag ein einfaches Konzept zugrunde: Der Stromverbrauch Deutschlands wurde durch 10.000 geteilt und mittels intelligenter Steuerung durch die Anlagen des Kombikraftwerk 1 gedeckt. Die Zusammensetzung der Anlagen spiegelte die Erzeugungspotenziale für Wind-, Solar- und Bioenergie in Deutschland wider und stellte somit das verkleinerte Abbild einer möglichen hundertprozentigen Stromversorgung Deutschlands dar [1].

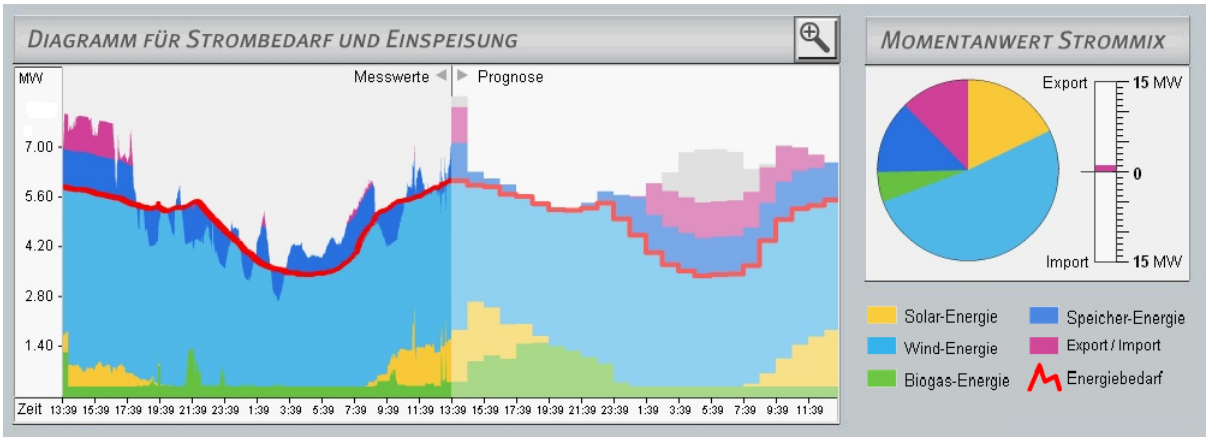


Abbildung 1: Deckung des Strombedarfs durch die Anlagen des Kombikraftwerk 1

Heute, im Jahr 2014, spricht niemand mehr von einem Nischendasein der erneuerbaren Energien. Sie haben einen kontinuierlichen Zuwachs erfahren und stemmen über das Jahr gesehen inzwischen ein Viertel der Stromversorgung in Deutschland. Der weitere Ausbau bis hin zu einer überwiegend erneuerbaren Stromversorgung ist offizielles Ziel der Bundesregierung und wird vom Großteil der Gesellschaft befürwortet. Als Lohn für die Energiewende locken eine saubere und nachhaltige Stromversorgung mit erhöhter (regionaler) Wertschöpfung. Dass die Energiewende eine wahre volkswirtschaftliche Herkulesaufgabe ist, die nicht ohne Mühen und Widersprüche bewältigt werden kann, bezeugen die zum Teil heftigen politischen Debatten. Eines der großen Diskussionsthemen ist die möglicherweise gefährdete Netzstabilität, die nur mit als systemrelevant bezeichneten Energieversorgungskomponenten aufrechterhalten werden kann. Dabei taugen die technischen Herausforderungen der Energiewende nicht für einfache Parolen, zu komplex ist die Materie, zu tief die dahinterstehenden energietechnischen Details. Die Frage nach der Netzstabilität kann nicht mit wenigen Worten beantwortet werden, da jede einzelne Leitung und jedes einzelne Kraftwerk Einfluss auf sie nehmen.

Tatsächlich ist es für die Stromversorgung nicht ausreichend immer nur genügend Leistung im System zu haben, wie es im Kombikraftwerk 1 demonstriert wurde. Das Fernbleiben von Versorgungslücken, die Versorgungszuverlässigkeit, ist nur ein Teilaspekt einer funktionierenden Stromversorgung. Denn die Versorgungsqualität ist z.B. nach [2] neben der

Versorgungszuverlässigkeit auch durch die so genannte Spannungsqualität definiert. Eine Stromversorgung kann nur dann funktionieren, wenn die möglichst sinusförmige Netzspannung hinsichtlich ihrer Frequenz und Amplitude innerhalb bestimmter Toleranzbereiche liegt, da es sonst zum Verlust der Netzstabilität kommen kann. Für den Beweis der Machbarkeit einer Stromversorgung mit 100 Prozent erneuerbaren Quellen muss neben der Versorgungszuverlässigkeit folglich auch deren Netzstabilität aufgezeigt werden. Zu diesem Zweck wurde im Kombikraftwerk 2 ein detailliertes Szenario einer möglichen 100%-EE-Stromversorgung erstellt (Kapitel 2) und hinsichtlich seiner Netzstabilität untersucht (Abschnitt 3.1.2). Im Projekt blieb es jedoch nicht allein bei theoretischen Berechnungen, es wurde wie beim Vorgängerprojekt die Machbarkeit einer rein erneuerbaren Stromversorgung an realen Anlagen demonstriert (Abschnitt 3.1.2). Damit wurden im Kombikraftwerk 2 alle bewährten Merkmale des Kombikraftwerk 1 beibehalten. Diese sind:

- Untersuchung der technischen Machbarkeit einer modellhaften, hundertprozentig erneuerbaren Stromversorgung Deutschlands.
- Kommunikationstechnische Verknüpfung von realen EE-Anlagen zu einem Kombikraftwerk/virtuellen Kraftwerk und Demonstration seiner zukunftskonformen Fahrweise.
- Transparente und anschauliche Erläuterung der Projektinhalte und –ergebnisse auf www.kombikraftwerk.de.

Dieses Vorgehen wurde im Projekt Kombikraftwerk 2 auf die Frage der Netzstabilität als grundlegende Voraussetzung für die Versorgungssicherheit im Stromsektor angewandt. Der Wärmebedarf und der Verkehr wurden im Projekt nur am Rande berücksichtigt.

Wirtschaftliche Fragestellungen, z.B. zum Strommarktdesign oder eine Kosten-Nutzen-Analyse zum Umbau der Stromversorgung, wurden nicht betrachtet.

2 Das 100%-EE-Szenario

Zur Untersuchung der Netzstabilität einer 100%-EE-Stromversorgung müssen die Beschaffenheit des Stromnetzes selbst, die Standorte und Eigenschaften der Erzeuger und Verbraucher, sowie die Leistungsflüsse im Netz bekannt sein, welche in einem regenerativen Stromversorgungssystem wiederum stark vom Wetter abhängen. Aus diesem Grund wird im Folgenden ein detailliertes, räumlich hoch aufgelöstes Szenario einer möglichen rein erneuerbaren Stromversorgung Deutschlands modelliert. Die Leistungsflüsse im Netz ergeben sich aus Modellen für die Einspeisung aus wetterabhängigen EE, den Stromverbrauch inklusive Lastmanagement und den Kraftwerks- und Speichereinsatz. Die erstellten Zeitreihen weisen wie die zugrundeliegenden Wetterdaten eine zeitliche Auflösung von einer Stunde auf.

Ausgangspunkt für die Erstellung des Szenarios sind Annahmen für den zukünftigen Jahresstromverbrauch in TWh für ganz Deutschland und dessen Deckung durch die unterschiedlichen EE-Arten. Inwieweit die unterschiedlichen Arten der erneuerbaren Energien zur zukünftigen Stromversorgung beitragen werden, hängt von ihren natürlichen Potenzialen, ihrem technischen Vermögen, ihrer Wirtschaftlichkeit, den gesetzlichen Rahmenbedingungen und der ihnen entgegengebrachten Akzeptanz ab. Wegen der Vielzahl der für die Zukunft unwägbaren Einflüsse wird für das Szenario des Kombikraftwerks 2 daher zunächst ein ausgewogenes und leicht greifbares Verhältnis der EE zueinander angesetzt, welches sich in runden Zahlen bezüglich dem Anteil der jeweiligen EE an der Stromversorgung widerspiegelt. Wie Abbildung 2 zeigt, wird angenommen, dass 90 Prozent der Stromversorgung durch die drei Formen der erneuerbaren Energien mit den größten Potenzialen in Deutschland, nämlich der Windenergie zu 60 Prozent, der Photovoltaik (PV) zu 20 Prozent und der Bioenergie zu 10 Prozent bewerkstelligt werden. Die restlichen 10 Prozent werden für Wasserkraft und Geothermie reserviert.

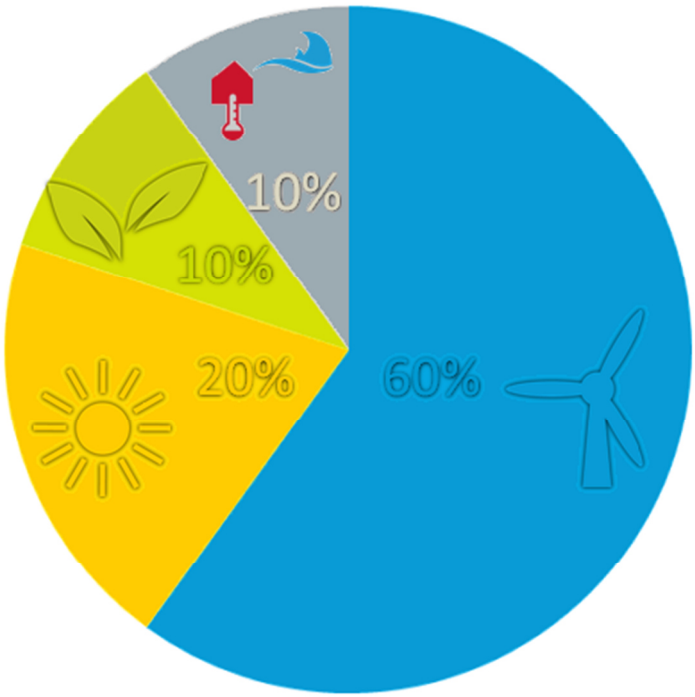


Abbildung 2: Angesetzter Energiemix des Szenarios

Sind die Anteile an der Erzeugung festgelegt, ergeben sich unter Vorgabe des zu deckenden Jahresstromverbrauchs und der Verluste des Netzes und der Speicher die zu erbringenden Energiemengen und unter Vorgabe von Volllaststundenzahlen die zu installierenden Leistungen. Die wesentliche Aufgabe der Szenarienerstellung ist darauf aufbauend die Modellierung der Standorte und des zeitlichen Verhaltens der Verbraucher, Erzeuger und Speicher. Das zeitliche Verhalten der wetterabhängigen Stromerzeuger und der Stromverbraucher wird auf Grundlage von Wettermodell- und Verbrauchsdaten des Jahres 2007 in einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde simuliert. Das Szenario beschreibt folglich eine Stromversorgung wie sie in Zukunft stattfinden würde, wenn die modellierten Erzeuger und Verbraucher vorhanden wären und das Wetter bzw. die Wochentagsabfolge des Jahres 2007 vorherrschen würden. Die Modellierungsmethoden werden in den Abschnitten der folgenden Unterkapitel, beginnend mit dem Stromverbrauch, über die unterschiedlichen Stromerzeuger, bis zu den Energiespeichern beschrieben. Dabei ist jeder Abschnitt in die Beschreibung der Modellierung der räumlichen Verteilung und die Beschreibung der Modellierung des zeitlichen Verhaltens (Zeitreihenerzeugung) unterteilt. Die Teile zur Beschreibung der Zeitreihenerzeugung enthalten zudem eine Auswertung der Zeitreihen. Die Unterkapitel gliedern sich wie folgt:

- Stromverbrauch (Kapitel 2.3)
- Windenergie (Abschnitt 2.4.1)
- Photovoltaik (Abschnitt 2.4.2)
- Bioenergie (Abschnitt 2.4.3)
- Methankraftwerke (Abschnitt 2.4.6)
- Wasserkraft (Abschnitt 2.4.4)
- Geothermie (Abschnitt 2.4.5)
- Stromnetz (Kapitel 2.5)
- Power-to-Gas (Abschnitt 2.6.1)
- Pumpspeicher (Abschnitt 2.6.2)
- Batterien (Abschnitt 2.6.3)
- Leistungsimporte und –exporte (Abschnitt 2.6.4)

Der Modellierung der räumlichen Verteilung des Verbrauchs, der Erzeuger und der Speicher ist gemein, dass sie in einer bisher einmalig hohen räumlichen Auflösung erfolgt. Die räumliche Verortung erfolgt meist unter Verwendung der Bodenbedeckungsdaten „CORINE Land Cover“ [3], welche eine räumliche Auflösung von 100 x 100 Metern aufweisen; entsprechend hoch ist die Auflösung des Szenarios. In den Fällen, bei denen topographische Objektdaten [4] zur Modellierung hinzugezogen werden, reicht die räumliche Auflösung hinunter bis zu den Anlagenstandorten. Dies ist im Szenario bei den Windenergie- und PV-Freiflächenanlagen der Fall. Aber auch bei Wasser-, Pumpspeicher-, Müllheiz-, Holzheizkraftwerken werden konkrete Standorte, und zwar die heutigen, für die Szenarienerstellung herangezogen.

Der Verortung der drei Hauptstromerzeuger des Szenarios, der Windenergie, Photovoltaik und Bioenergie, ist gemein, dass ihr erster Schritt die Bestimmung der potenziell nutzbaren Flächen ist. Abbildung 3 gibt einen Überblick über die wesentlichen Datenquellen, die für Potenzialflächenermittlung und die Verbrauchsverortung des Kombikraftwerk 2-Szenarios herangezogen werden. Es wird durch die Punktaufzählungen in der rechten Hälfte von Abbildung 3 deutlich, dass die erneuerbaren Energien und der Verbrauch jeweils nochmal in Untergruppen unterteilt und für diese differenziert betrachtet werden.

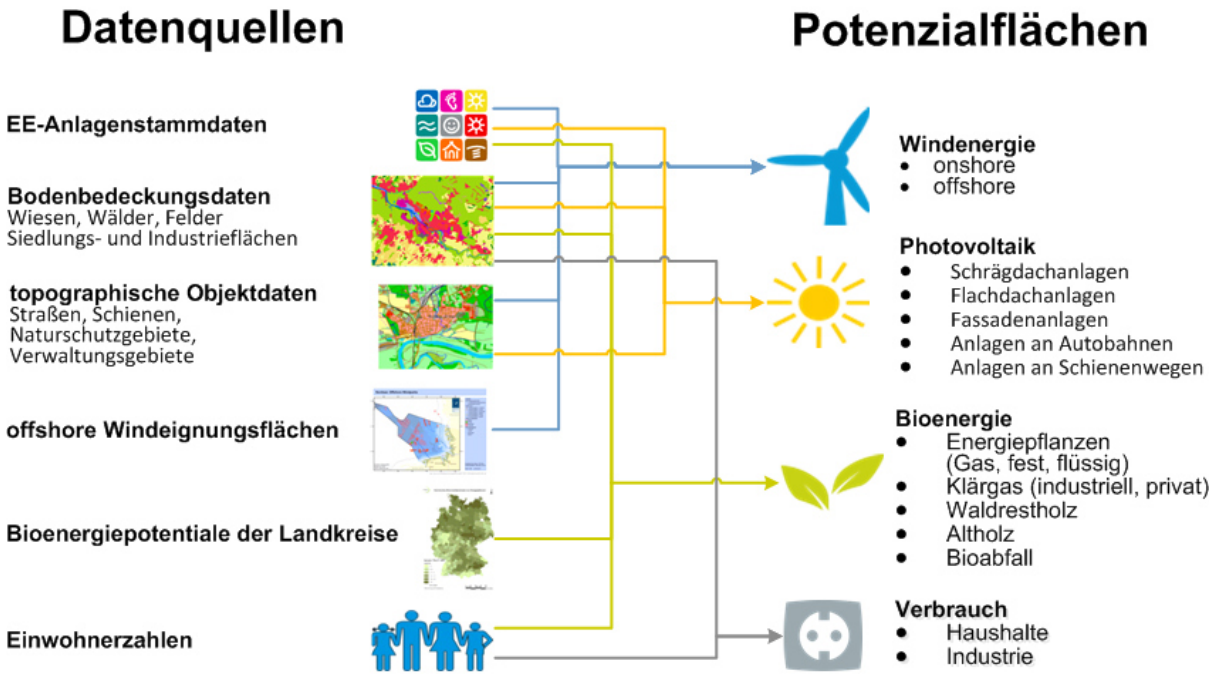


Abbildung 3: Ermittlung potenzieller EE-Flächen

Abbildung 4 zeigt als Ergebnis der Szenarienerstellung die räumliche Verteilung der Jahresenergieeinspeisung aus Windenergie und Photovoltaik, das angesetzte Jahresenergiepotenzial aus Biomasse zur Stromerzeugung sowie des Stromverbrauchs aggregiert für Gitterflächen der Größe von ca. 10 km x 10 km. Es wird deutlich, dass die räumlichen Verteilungen der PV-Einspeisung und des Bioenergiepotenzials Parallelen zum Stromverbrauch aufweisen, der wiederum im Wesentlichen die Ballungsgebiete widerspiegelt. Der Grund hierfür ist im Fall der Photovoltaik, dass sich ein großer Anteil der PV-Anlagen auf oder an Häusern befindet. Auch die Bioenergie weist eine besonders hohe Dichte in den Ballungsgebieten auf. Zwar gedeihen Bioenergiepflanzen auf dem Land, es fließen in die Abbildung jedoch weitere Bioenergieformen ein (siehe Abschnitt 2.4.3), die in Städten in einer besonders hohen Konzentration vorliegen, wie zum Beispiel Bioabfall aus den Haushalten und Altholz. Dargestellt sind hier die Orte, an denen der elektrische Energieertrag aus Bioenergie anfällt und nicht die Orte, an denen er verstromt wird. Die Verstromung konzentriert sich in noch höherem Maße auf die Ballungsgebiete (siehe auch Abschnitt 2.4.6). Die Windenergieeinspeisung zeigt sich über das Jahr gesehen verstärkt auf See und in Küstennähe, jedoch weniger im Süden Deutschlands. Dies resultiert sowohl aus den höheren installierten Windleistungen, als auch den im Mittel höheren Windgeschwindigkeiten in Norden der Republik.

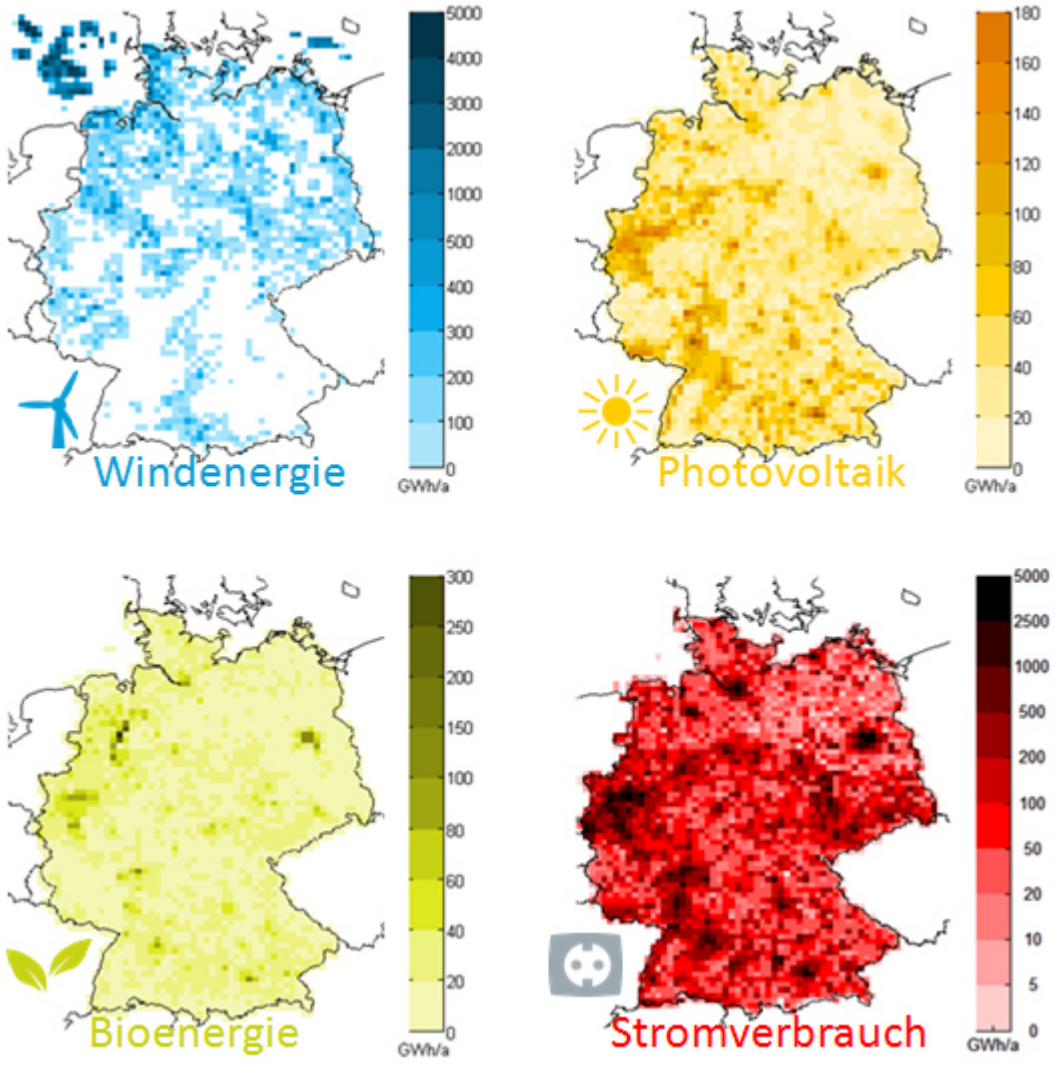


Abbildung 4: Räumliche Verteilung von Jahresstromerzeugung und –verbrauch im Szenario

2.1 Auslegungs- und Einsatzplanungsrechnungen

Um die installierten Kapazitäten und die Einsatzzeitreihen der flexiblen, also nicht im Szenario fest vorgegebenen, Erzeuger und Speicher zu erhalten, müssen Einsatzplanungsrechnungen durchgeführt werden. Diese liefern den optimalen Betrieb der steuerbaren Erzeuger und Verbraucher. Des Weiteren kann hieraus eine sinnvolle Dimensionierung wichtiger Systemkomponenten, wie zum Beispiel der Kapazität der Backupkraftwerke, bestimmt werden. Im Detail werden folgende Ergebnisse, jeweils netzknotenscharf, berechnet:

- Leistungsauslegung (in den jeweiligen Abschnitten „Modellierung der räumlichen Verteilung“ beschrieben):
  - Methankraftwerke (befeuert mit Biomethan und erneuerbarem Methan)
  - Power-to-Gas-Anlagen
  - Feste Biomasse
  - Lokales Biogas

- Drehstromnetze (ohne (n-1)-Sicherheitsbetrachtung, vgl. Kapitel 3.3)

- Betrieb (in den jeweiligen Abschnitten „Zeitreihenerzeugung und –auswertung“ beschrieben):
  - Speicher: Pumpspeicher, Batterien, Power-to-Gas-Anlagen, Methankraftwerke, Lastmanagement
  - Bioenergie: Feste Biomasse, Biogas, Methankraftwerke
  - Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)-Netze, Import/Export
  - Anderes: Wind/PV-Abregelungen

Die Bestimmung des optimalen Betriebs und der passenden Leistungsauslegung stellt ein Optimierungsproblem dar, welches mit Hilfe der Beschreibungssprache GAMS und des Optimierers CPLEX formuliert und gelöst wurde. Die optimale Lösung dieses Problems in einem einzigen Schritt würde ein riesiges Optimierungsproblem mit 8.760 Zeitschritten, 501 Netzknoten und ca. 10 steuerbaren Stromerzeugern/-verbrauchern erzwingen. Da mit der Einsatzsimulation gleichzeitig auch die optimale Verteilung der Regelleistungsbereitstellung für jeden Zeitschritt bestimmt wurde (siehe Abschnitt 3.1.6), würde das Problem nochmals signifikant größer. Um das Problem beherrschbar zu machen, wurde es daher in mehrere, sequentielle Arbeitsschritte gegliedert. Manche nutzen sinnvollerweise eine volle Abdeckung der zeitlichen Dimension und vereinfachen die räumliche Verteilung zu einem Punktmodell. Andere arbeiten mit der vollen räumlichen Komplexität, betrachten aber jeweils nur einen kurzen zeitlichen Abschnitt, siehe Abbildung 5. Durch die Kombination dieser Pakete wird ein gesamtoptimales Betriebsverhalten gut approximiert.

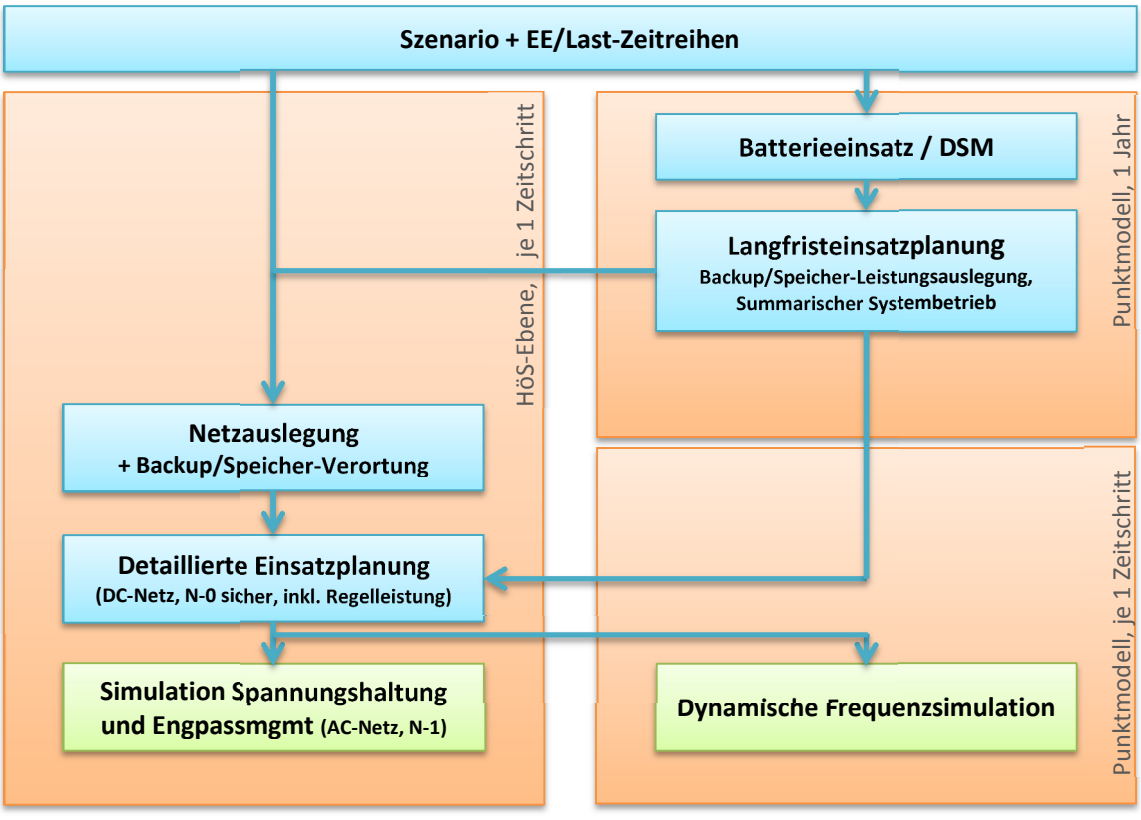


Abbildung 5: Simulationsschritte der Auslegungs- und Einsatzplanungsrechnungen der flexiblen Erzeuger

Die einzelnen Simulationsschritte (blaue Kästen in Abbildung 5) gliedern sich wie folgt:

1. Batterieeinsatz: Hier wurde der Einsatz der Haushaltsbatterien in jeder Region im Hinblick auf Steigerung des Eigenverbrauchs optimiert. Der Einsatz der Batterien geschah in einer vorausschauenden Optimierung über ein ganzes Jahr (siehe Abschnitt 2.6.3).

2. Lastmanagement: Vorausschauende Simulation wichtiger flexibler Lasten auf Basis einer deutschlandweiten Punkt-Residuallast (in Abschnitt 2.3.2)

3. Langfristsimulation: Hier wurden mit einer Optimierung sowohl die benötigten Gesamtkapazitäten der freien Backupkraftwerke und Speicher als auch die stundenscharfen aggregierten Einsatzzeitreihen aller steuerbaren Erzeuger und Verbraucher für ein deutschlandweites Punktmodell bestimmt. Im Detail sind dies die Kapazitäten und Einsatzzeitreihen der
   - Power-to-Gas-Anlagen (Abschnitt 2.6.1)
   - Methankraftwerke (Abschnitt 2.4.6)
   - Biogasanlagen (Abschnitt 2.4.3)
   - Blockheizkraftwerke (feste Biomasse) (Abschnitt 2.4.3)

   sowie die Zeitreihen für
   - den Betrieb der Pumpspeicher
   - den Import/Export (Abschnitt 2.6.4),

   für die die jeweiligen Kapazitäten bereits vom Szenario vorgegeben waren. Die Einsatzplanung erfolgte mit dem Optimierungsziel, den Verbrauch an erneuerbarem Methan (aus Wind- bzw. PV-Strom) und Biomethan zu minimieren. Darauf aufsetzend minimierte die Auslegungsrechnung unter Berücksichtigung von Mindestkapazitäten und Mindestvolllaststunden die jeweils installierten Leistungen.
   Es wurde eine vorausschauende Einsatzplanung für ein ganzes Jahr durchgeführt. Dadurch werden die flexiblen Erzeuger optimal eingesetzt und unnötige Reservekapazitäten (s.u.) vermieden. Aufgrund der Rechenintensität wurde eine aggregierte Punktmodellrechnung für Deutschland durchgeführt.

4. Netzauslegung. Hier wurde für jeden Zeitschritt versucht, die räumlich aufgelöste Residuallast, also Verbrauch minus EE-Erzeugung, so über Deutschland zu verschieben, dass EE-Unterdeckungen in manchen Regionen möglichst durch EE-Überdeckungen in anderen Regionen ausgeglichen werden. Die Netzflüsse wurden dabei mit einer DC-Approximation der vollen Lastflussgleichungen („vereinfachte Leistungsflussberechnungen“) berechnet, Leitungen wurden (n-0)-sicher belastet und unnötige Transporte (z.B. Transport von norddeutschem Windstrom nach Süden, wenn es dort keine nicht-gedeckte Last mehr gibt) wurden vermieden. In einer überlagerten Schleife wurden dann die Netze iterativ ausgebaut. Die regionale Verteilung der freien Erzeugungs- und Speicherkapazitäten, deren Gesamtkapazität durch die Langfristoptimierung bestimmt wurde, wurden auf Basis der verbleibenden durchschnittlichen Über-/Unterdeckungen der jeweiligen Orte vorgenommen.

5. Detaillierte Systemsimulation. Hierbei wurde für jeden Zeitschritt einzeln die endgültige Einsatzoptimierung für alle Erzeuger und Verbraucher durchgeführt. Dazu wurde eine ortsaufgelöste Berechnung unter Berücksichtigung der Langfristplanung vorgenommen. Die Netzflüsse wurden dabei wieder mit einer DC-Approximation der vollen Lastflussgleichungen (vereinfachte Leistungsflussberechnungen) berechnet. Leitungen wurden (n-0)-sicher belastet. In diesem Schritt wurde gleichzeitig auch die vorzuhaltende Regelleistung auf die zur Verfügung stehenden Anlagen kostenoptimal verteilt (siehe Abschnitt 3.1.6).

Die einzelnen Simulationsschritte und die quantitativen Rahmenbedingungen der jeweiligen Technologien werden in den folgenden Abschnitten genauer beschrieben, soweit dies zum Nachvollziehen der Zeitreihenberechnung notwendig ist.

Mit den Ergebnissen dieser Simulationsrechnungen wurden dann in Kapitel 3 die Systemstabilität und die dafür notwendigen Systemdienstleistungen untersucht. Dies geschah vor allem mit folgenden Schritten (grüne Blöcke in Abbildung 5):

1. Simulation der Spannungshaltung und Engpassmanagement: Hier wurde mit Hilfe der vollständigen Leistungsflussberechnungen und bestimmter Annahmen zur Vorhaltung von Blindleistung für jeden Zeitpunkt die Spannung im Netz und die dafür benötigte Blindleistungsmenge untersucht. Gleichzeitig wurden verbleibende (vor allem (n-1)-) Engpässe durch Redispatch-Maßnahmen beseitigt (siehe Kapitel 3.3).

2. Dynamische Frequenzsimulation: Hier wurde für jeden Zeitpunkt des Szenarienjahres simuliert, wie sich die Netzfrequenz nach einer Netzstörung verhalten würde, also ob und wie die Frequenzstabilität gewährleistet werden kann (siehe Abschnitt 3.1.7).

2.2 Szenariendaten im Überblick

Tabelle 1 fasst die finalen Kennwerte des Kombikraftwerk 2-Szenarios zusammen. Diese sind das Resultat sämtlicher im Folgenden beschriebenen Berechnungsschritte, wie z.B. der ortsgenauen wetterabhängigen Einspeisesimulation, dem Kraftwerks- und Speichereinsatz und den Berechnungen der Leistungsflüsse durch das Stromnetz (Höchstspannungsnetz). Einige Kennwerte der Tabelle ergeben sich auch aus Abwägungen; da sich Netzausbau, Speicherinstallationen und ungenutzte Energieüberschüsse gegenseitig beeinflussen, mussten hier Kompromisse und vertretbare Größenordnungen gefunden werden. Die Vielzahl an berechneten Einflüssen auf Erzeugung und Verbrauch führt dazu, dass sich die finalen EE-Anteile an der Stromversorgung in Tabelle 1 von dem Ansatz in Abbildung 2 unterscheiden. Während die Photovoltaik und die Bioenergie (welche sich aus der Bioenergie mit vor-Ort-Verstromung und dem in Methankraftwerken verstromten Biomethan zusammensetzt) die Vorgaben von 20 Prozent bzw. 10 Prozent gut treffen, liegt der Anteil der Windenergie mit knapp 53 Prozent unter den angesetzten 60 Prozent. Grund hierfür ist, dass ein Teil des Windenergieertrags im Szenario nicht zur Strombedarfsdeckung verwendet wird (siehe Abschnitt 2.4.1.2). Dieser Anteil, in den auch ein kleiner Teil des Energieertrages aus Photovoltaik fließt, ist in Tabelle 1 als Überschuss ausgewiesen.

Tabelle 1: Finale Eckdaten des 100%-EE-Szenarios

Erzeugung	Jahresenergie-ertrag [TWh]	installierte Leistung [GW]	Jahresvoll-laststunden [h]	Anteil an der Stromerzeugung [%]
Import	11,5	20****	325	
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
Wasserkraft	25	4,8	5253	4,16
Pump-speicher	11,1	12,6	883	1,85
Batterien	2,7	55	49	0,45
Methan-kraftwerke	18,5	53,8***	828***	3,08
Σ	601,2		Σ	100

Verbrauch	Jahresenergie-verbrauch [TWh]	installierte Leistung [GW]	Jahresvoll-laststunden [h]	Anteil am Stromverbrauch [%]
Export	11,5	36,6	314	
alte & neue Verbraucher	523,6			87,09
Netzverluste	8,7			1,45
Pump-speicher	14,8	11,2	1318	2,46
Batterien	3,2	55	58	0,53
Power-to-Gas	50,9	13,1	3869	8,47
Σ	601,2		Σ	100

**: Die Jahresenergieerträge sind ohne den Überschuss-Anteil angegeben*

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

****: In den Methankraftwerken wird auch das Biomethan verstromt (siehe Abschnitt 2.4.6)*

*****: angenommene Beschränkung*

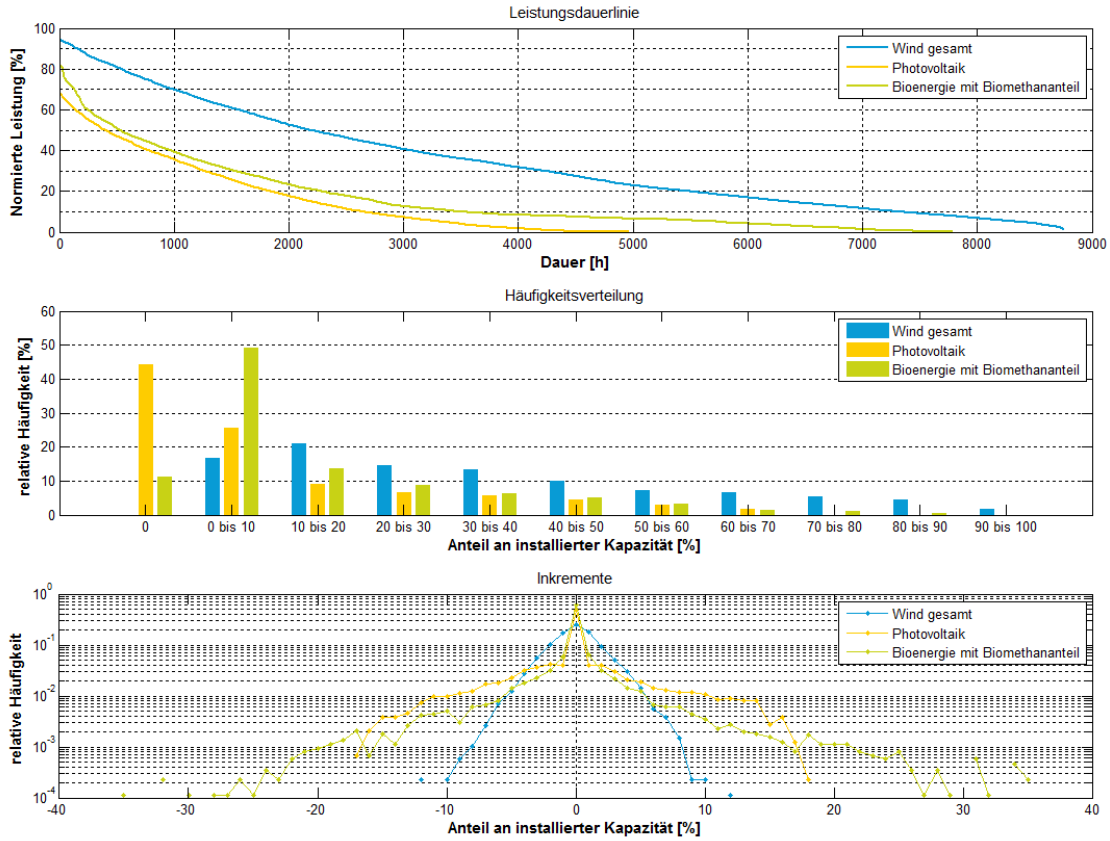


Abbildung 6: Charakteristiken der simulierten, zukünftigen, deutschlandweiten Einspeisung aus erneuerbaren Energien

Im obersten Teil von Abbildung 6 sind die für das Szenario simulierten Leistungsdauerlinien (siehe auch Abbildung 18) der drei Hauptformen der erneuerbaren Energien (Windenergie, Photovoltaik und Bioenergie) dargestellt. Die Kurven gelten für die Einspeisung in ganz Deutschland. In die Darstellung der Bioenergieeinspeisung fließt hierbei auch ein Teil des Methankraftwerksbetriebs ein, da hier neben dem EE-Methan auch das Biomethan verstromt wird. Die Einspeisung der Windenergie nimmt im gesamten Kurvenverlauf der Leistungsdauerlinien den größten Anteil ein und erreicht mit etwa 95 Prozent der Nennleistung auch den höchsten relativen Einspeisewert. Die höchste Einspeisung der Bioenergie liegt bei etwas über 80 Prozent und bei der Photovoltaik bei knapp 70 Prozent. Auch der höchste Laststundenwert wird mit fast 8.760 Stunden – also dem gesamten Jahr – von der Windenergieeinspeisung erreicht. Die Biogasanlagen bleiben unter 8.000 und die Photovoltaikeinspeisung auf unter 5.000 Stunden.

Diese Verhältnisse sind auch erkennbar, wenn die Häufigkeitsverteilung der Einspeisungen im Vergleich zur installierten Kapazität im Mittelteil von Abbildung 6 betrachtet wird. Während 60 Prozent der eingespeisten Windenergie auf bis zu 40 Prozent der installierten Leistung verteilt sind, weisen Bioenergie und Photovoltaik zu etwa 60 Prozent eine Auslastung von unter 20 Prozent auf. Dies ist bei Photovoltaik vor allem durch die Nachtstunden geschuldet, in denen überhaupt keine PV-Einspeisung erfolgt und bei den Biogasanlagen und Methankraftwerken durch bedarfsarme Zeiten, in denen sie nicht oder kaum betrieben werden.

Im untersten Teil von Abbildung 6 sind die Leistungsinkremente, also die Änderungen der Einspeisewerte von einer Stunde zur nächsten, dargestellt. Auch hier zeigt sich, dass die

deutschlandweite Windenergieeinspeisung die konstantesten Einspeisewerte liefert, die nur etwa um maximal 12 Prozent schwanken, während für die anderen beiden Erzeugungsarten Schwankungen bis zu 35 Prozent auftreten. Dass bei Photovoltaik und Biogas die Schwankungen von null öfter auftreten als bei der Windenergie, resultiert aus den häufigen Zeiten, in denen überhaupt keine Einspeisung erfolgt. Dies tritt für Wind nie auf.

Weitere Auswertungen zu den Zeitreihen der Windenergie, Photovoltaik und Bioenergie sind in den Abschnitten 2.4.1.2, 2.4.2.2 bzw. 2.4.3.2 zu finden.

Die folgenden Unterkapitel gehen, beginnend mit dem Stromverbrauch, gefolgt von den erneuerbaren Erzeugern und dem Stromnetz, bis zu den Energiespeichern, genauer auf die Erstellung des Szenarios ein. Aufbauend auf den Ergebnissen der vereinfachten Leistungsflussberechnungen gemäß Kapitel 2.1 werden daraufhin Schlussfolgerungen gezogen und Empfehlungen bezüglich der Struktur der zukünftigen Stromversorgung ausgesprochen.

2.3 Stromverbrauch

Ausgangspunkt für die Erstellung des 100%-EE-Szenarios ist die Bestimmung des Stromverbrauchs, den die EE vollständig decken sollen. Dabei wird der Stromverbrauch nach zwei unterschiedlichen Anteilen unterschieden. Ein Anteil ergibt sich aus dem konventionellen Verbrauch, so wie wir ihn heute kennen, und den zeitlich verschiebbaren Lasten. Die Jahresenergie dieses Anteils wird im Szenario auf 523,6 TWh gesetzt. Der andere Anteil ergibt sich aus der Dimensionierung und dem Einsatz der Energiespeicher, die für die Transformation des Energiesystems notwendig sind (siehe Kapitel 2.6), sowie aus den Netzverlusten, die aus den Leistungsflüssen durch das Stromnetz resultieren (siehe Abschnitt 2.5.1.2). Insgesamt ergibt sich für das Kombikraftwerk 2-Szenario ein Jahresstromverbrauch von 601,2 TWh. In diesen Wert fließen die abgespeicherten Energien vollständig ein; würden nur die Speicherungsverluste als Stromverbrauch gewertet, würde sich der Jahresstromverbrauch des Szenarios auf ca. 569 TWh belaufen. Beide Werte liegen unter derzeitigen Jahresenergiemengen; so fiel beispielsweise im Jahr 2008 ein Bruttostromverbrauch von 615 TWh an. Grund für die Abnahme ist die angenommene Effizienzsteigerung der Verbraucher. Das Effizienzziel der Bundesregierung gemäß dem Energiekonzept [5] sieht z.B. eine Reduktion von 25 Prozent des Stromverbrauchs bis zum Jahr 2050 vor. Bezogen auf den Bruttostromverbrauch des Referenzjahres 2008 würde sich damit ein Bruttostromverbrauch von 461 TWh und unter Berücksichtigung von Netzverlusten und einem Kraftwerkseigenbedarf von schätzungsweise 35 TWh ein Nettostromverbrauch von 426 TWh ergeben. Unter konservativen Annahmen bezüglich der Umsetzung möglicher Effizienzmaßnahmen wird für das Kombikraftwerk 2-Szenario vereinfacht ein Nettostromverbrauch von 450 TWh angenommen. Dieser Nettostromverbrauch bezieht sich nur auf konventionelle Verbraucher (etablierte Anwendungen). Ein Teil dieser klassischen Stromverbraucher sind die so genannten DSM-Geräte („Demand-Side-Management-Geräte“), deren Betrieb sich zeitlich verschieben lässt. Hierzu zählen in den Haushalten z.B. Waschmaschinen, Trockner und Geschirrspüler, aber auch in Industrie und Gewerbe bestehen große Potenziale Lasten zeitlich zu verschieben und an die Stromerzeugungssituation anzupassen. Der zeitlich verschiebbare Anteil an den 450 TWh der klassischen Verbraucher wird im Szenario auf ca. 10 Prozent, genau genommen auf eine Jahresenergie von 43,2 TWh, angesetzt. Zu den klassischen Stromverbrauchern werden in

Zukunft neuartige Stromverbraucher hinzukommen, die verstärkt dazu dienen werden Strom in Wärme/Kälte umzuwandeln oder zur Fortbewegung/Mobilität zu nutzen. Hierzu zählen Wärmepumpen, Klimaanlagen und Elektroautos, deren Stromverbrauch im Szenario auf insgesamt 73,6 TWh pro Jahr angesetzt wird. Bei einem vollständigen Umstieg auf erneuerbare Energien auch im Wärme- und Verkehrssektor, was in dem vorliegenden Projekt jedoch nicht genauer untersucht wird, ist mit noch höheren Stromverbräuchen zur Wärmebereitstellung und im Verkehr zu rechnen. Tabelle 2 gibt eine Übersicht über die angesetzten Stromverbräuche (rot), sowie über die Stromverbräuche, die aus dem Speichereinsatz und den Leistungsflussberechnungen resultieren.

Tabelle 2: Zusammensetzung des Jahresstromverbrauchs im Kombikraftwerk 2-Szenario

Konventioneller Nettostromverbrauch			450 TWh
Wärme	E-Wärmepumpen		20,7 TWh
	Klimatisierung		10,1 TWh
	sonstige Strom-zu-Wärme-Anwendungen (Elektroheizungen, Heizstäbe)		*
Verkehr	Elektromobilität		42,8 TWh
	sonstige Strom-zu-Verkehr-Anwendungen (EE-Methan, Wasserstoff)		*
Speicherverbrauch (aufgenommene Energie)		EE-Methan	50,9 TWh
		Pumpspeicher	14,8 TWh
		Batterien	3,2 TWh
Netzverluste			8,7 TWh
			601,2 TWh

*: Für diese zukünftigen Stromverbraucher wurden keine Szenarienannahmen getätigt. Die im Szenario berechneten Stromüberschüsse (siehe Tabelle 1) könnten zur Deckung ihres Bedarfes beitragen.

Der Wert von ca. 43 TWh für die **Elektromobilität** entspricht nach [6] rund 57 Prozent am motorisierten Individualverkehr. **E-Wärmepumpen** sind vorteilhaft für die zukünftige Energieversorgung, da sie überschüssigen EE-Strom effizient nutzen können. Ihr Stromverbrauch wird im Szenario zu 20,7 TWh angesetzt; im Vergleich hierzu beträgt der Stromverbrauch von Nachtspeicheröfen derzeit ca. 29 TWh. Der zusätzliche **Klimatisierung**s- bzw. Kühlungsbedarf im Gewerbebereich (GHD) ist aufgrund möglicher bauphysikalischer und technischer Lösungsansätze (Verschattung, passive Kühlung) schwer abzuschätzen. Gemäß den Annahmen in [6] und [7] werden hier ca. 10 TWh unterstellt.

Der Nettostromverbrauch (450 TWh) wird auf die drei Sektoren „Industrie“, „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“ und „Haushalte“ aufgeteilt. Die Anteile ergeben sich nach Zuordnung der Kundengruppen aus [8] zu diesen Sektoren und der Übernahme ihrer Anteile am Stromverbrauch des Jahres 2009 zu 46, 15 und 39 Prozent.

2.3.1 Modellierung der räumlichen Verteilung

Die Informationen aus CORINE-Land-Cover [3] über die räumliche Lage der Siedlungs- und Industriegebiete ermöglichen eine unterschiedliche Behandlung des Stromverbrauchs aus Haushalten und Industrie bei ihrer räumlichen Verortung. Der Stromverbrauch aus Haushalten wird gemäß dem Anteil der Einwohnerzahl einer Gemeinde aus [9] an der gesamten Einwohnerzahl Deutschlands gleichmäßig auf die Siedlungsgebiete der jeweiligen Gemeinde verteilt, wobei der CORINE-Typ „Durchgängig städtische Prägung“ doppelt so hoch wie der CORINE-Typ „Nicht durchgängig städtische Prägung“ gewichtet wird. Genauso wird mit 50 Prozent des Stromverbrauchs aus dem GHD-Sektor vorgegangen.

Der industrielle Stromverbrauch wird gemäß seines Anteils am Stromverbrauch eines Landkreises (aus [9]) am gesamten industriellen Stromverbrauch Deutschlands gleichmäßig auf die Industriegebiete des jeweiligen Landkreises verteilt. Genauso wird mit 50 Prozent des Stromverbrauchs aus dem GHD-Sektor vorgegangen.

2.3.2 Zeitreihenerzeugung und –auswertung

Der zeitliche Verlauf des Stromverbrauchs der Haushalte wird durch Verwendung von wochentags-, feiertags- und jahreszeitabhängigen Standardlastprofilen erstellt (siehe Abbildung 7) und derart skaliert, das seine Jahresenergie 39 % * 450 TWh = 175,5 TWh beträgt. Diese Zeitreihe wird von der auf 450 TWh skalierten Verbrauchszeitreihe für ganz Deutschland des Jahres 2007 aus [10] abgezogen, um den zeitlichen Verlauf des Stromverbrauchs von Industrie (mit einer Jahresenergie 46 % * 450 TWh = 207 TWh) und GHD (mit einer Jahresenergie 15 % * 450 TWh = 67,5 TWh) zu modellieren.

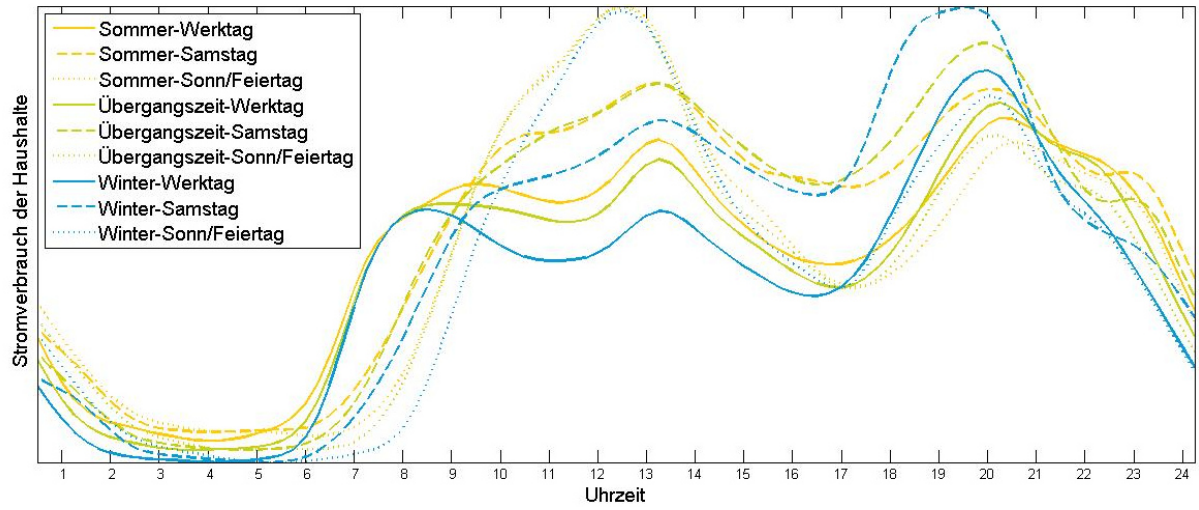


Abbildung 7: Standardlastprofile der Haushalte

Das Lastmanagement wird mit den Methoden aus [6] hineingerechnet. Hierfür wird zunächst der ungestörte Lastbedarf der DSM-Geräte mittels wochentags- und tageszeitabhängiger Lastprofile für jeden einzelnen Gerätetyp modelliert und aus der Gesamtlast aus [10] „herausgeschnitten“. Als Rahmenparameter für die Optimierung von Geräten mit Speichermöglichkeit (wie E-KfZ, Wärmepumpen und Kühl- und Gefrierschränken zur Klimatisierung) ist neben der Nennleistung die Speichergröße entscheidend. Für Geräte, deren Betrieb verschoben werden kann (wie z.B. die Haushaltsgeräte Waschmaschinen, Trockner und Geschirrspüler), gehen neben der Nennleistung auch die Informationen aus [6] zur mittleren Verschiebedauer je Anwendung ein. Unter

Berücksichtigung aller Nebenbedingungen (Bedarfsdeckung, max. Verschiebedauer, Nennleistung, u.a.) wird für jeden Gerätetyp einzeln eine Optimierung seiner Last durchgeführt. Das Ziel dieser Optimierung ist die Minimierung der Varianz der Residuallast, die sich aus der Differenz des Stromverbrauchs und der Einspeisung aus Windenergie, Photovoltaik, Wasserkraft und Geothermie ergibt. Es wird somit eine möglichst hohe Lastglättung angestrebt. Die Lastmanagement-Maßnahmen für Haushaltsgeräte, E-Kfz und Wärmepumpen werden anschließend der Stromverbrauchszeitreihe der Haushalte zugeführt, die Lastmanagement-Maßnahme für Klimatisierung der Stromverbrauchszeitreihe von GHD. Abbildung 8 zeigt einen Ausschnitt aus der Stromverbrauchszeitreihe für ganz Deutschland.

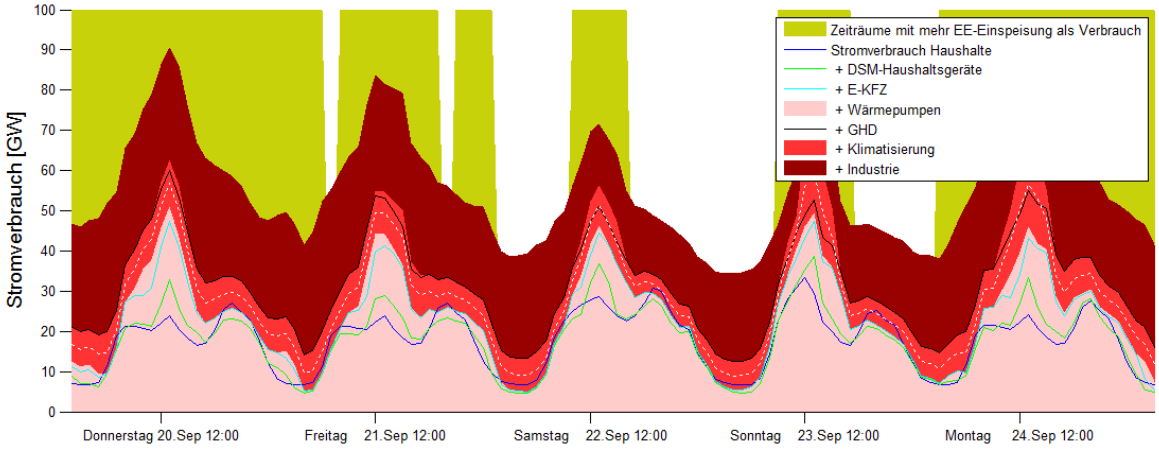


Abbildung 8: Zeitlicher Ausschnitt aus den Stromverbrauchszeitreihen des Szenarios aggregiert für ganz Deutschland

Wie im vorigen Kapitel beschrieben, werden diese Zeitreihen auf die Siedlungs- und Industriegebiete Deutschlands verteilt. Da für diese Untersuchung keine räumlichen Informationen für die GHD-Standorte vorliegen, werden die Zeitreihen für diesen Sektor zu gleichen Teilen auf die Siedlungsgebiete und die Industriegebiete verteilt. Die weiß-gestrichelte Linie in Abbildung 8 verdeutlicht die Aufteilung der Zeitreihen auf Siedlungsgebiete (Fläche unterhalb der Linie) und Industriegebiete (Fläche oberhalb der Linie).

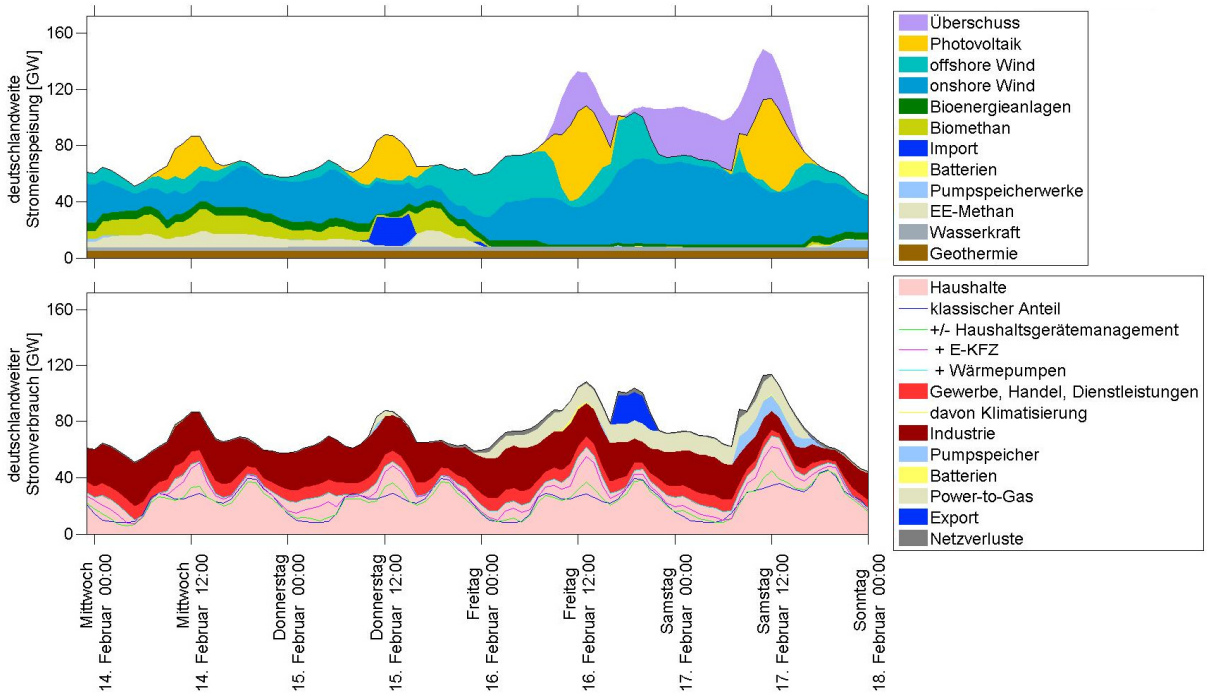


Abbildung 9: Zeitraum mit abwechslungsreicher wetterabhängiger Stromeinspeisung, Verbrauchsunterdeckung & -überdeckung

Abbildung 9 zeigt einen Zeitraum von vier Tagen, in dem sämtliche simulierten Erzeugungs- und Verbrauchsarten zum Tragen kommen. Die Abbildung ist folglich ein Ergebnis aus sämtlichen Modellen, die erst im Folgenden beschrieben werden, wird an dieser Stelle jedoch herangezogen, um das Zusammenspiel von Stromerzeugung und -verbrauch im 100%-EE-Szenario deutlich zu machen. Während in den ersten zwei dargestellten Tagen der deutschlandweite Verbrauch (unteres Bild) höher als die wetterabhängige Erzeugung in Deutschland (siehe oberes Bild) liegt, überwiegt letztere in den letzten zwei dargestellten Tagen. Hier erzeugen die erneuerbaren Energien so viel Strom, dass nicht nur Energie ins Ausland exportiert, über Power-to-Gas-Anlagen in EE-Methan umgewandelt und in Pumpspeichern und Batterien eingespeichert wird (unteres Bild), sondern auch ungenutzte Überschüsse anfallen (oberes Bild). In den ersten zwei dargestellten Tagen ist die Einspeisung aus Windenergie und Photovoltaik so gering, dass Bioenergieanlagen, Biomethan und EE-Methan verstärkt zur Deckung des Strombedarfs eingesetzt werden. Auch ein kurzfristiger Stromimport aus dem Ausland findet in dieser Zeit statt. Vergleicht man die Einhüllenden der Kurven im oberen und unteren Bild, wobei die Überschüsse im oberen Bild nicht mit eingeschlossen werden, wird deutlich, dass Stromerzeugung und –verbrauch in der Simulation für die deutschlandweite Betrachtung zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sind.

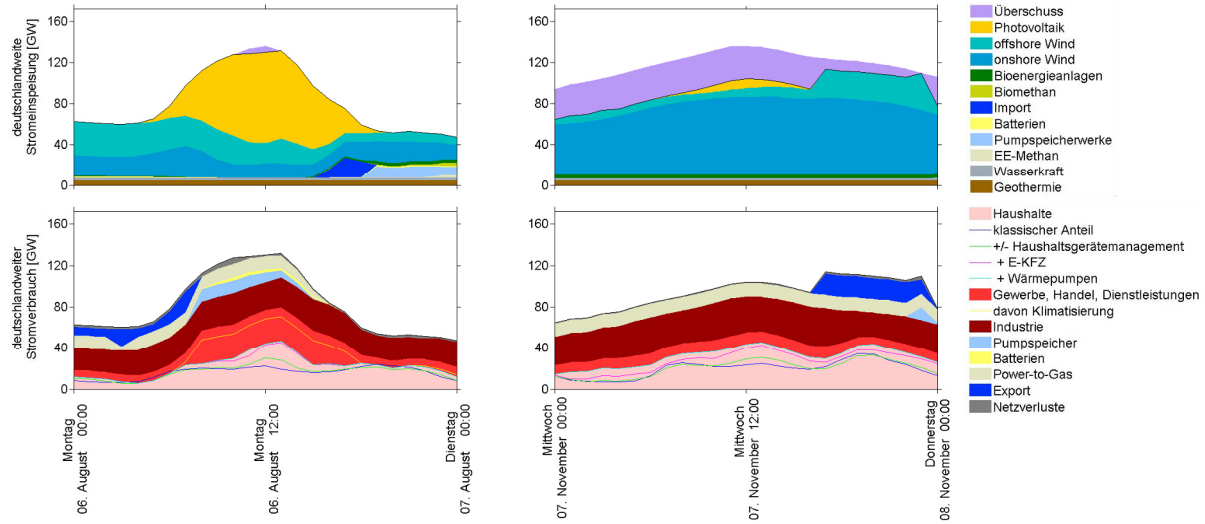


Abbildung 10: Jahreshöchstlasten

Die linken beiden Bilder in Abbildung 10 zeigen die Stromerzeugungs- und –verbrauchssituation am Tag mit dem höchsten Stromverbrauch des simulierten Jahres. Der Stromverbrauch ohne den Speicherverbrauch und die Netzverluste beträgt hier ca. 109 GW um 13 Uhr Anfang August. Zu diesem Zeitpunkt ist so viel Einspeisung aus PV und Windenergie vorhanden, dass auch Pumpspeicher und Batterien befüllt werden und EE-Methan erzeugt werden kann. Dass der Stromverbrauch zu diesem Zeitpunkt seinen Jahreshöchstwert erreicht, ist durch den verstärkten Betrieb von Klimatisierungsanlagen zu erklären. Im Jahr 2012 trat die Höchstlast noch Anfang Februar um 19:15, also abends im Winter, auf und betrug knapp 82 GW. [96]

Die rechten beiden Bilder in Abbildung 10 zeigen die Stromerzeugungs- und –verbrauchssituation am Tag mit dem höchsten konventionellen Stromverbrauch, also ungeachtet der restlichen Verbraucher aus Tabelle 2. Dieser tritt am 7. November um 17 Uhr auf, beträgt ca. 71 GW (hinzu kommen noch ca. 8 GW für die neuen zeitlich verschiebbaren Verbraucher) und kann auch zu diesem Zeitpunkt durch erneuerbare Einspeisung gedeckt werden. Die Windenergieeinspeisung ist sogar so hoch, dass Überschüsse entstehen, die nicht mehr durch die im Szenario angesetzten Power-to-Gas-Anlagen aufgenommen werden können.

2.4 Erzeuger

2.4.1 Windenergie

Der Windenergie kommt bei einer Stromversorgung aus 100 % erneuerbaren Energien der Löwenanteil zu. Dies liegt an ihrer bereits heute weit fortgeschrittenen Anlagentechnik, ihrer verhältnismäßig hohen Rentabilität und der Tatsache, dass Wind unter den deutschen Wetterbedingungen die ergiebigste erneuerbare Energiequelle darstellt. Auf See sind die Windbedingungen für die Windenergienutzung noch weitaus besser geeignet, weswegen es ehrgeizige Ziele bezüglich des Aufbaus von Offshore-Windparks gibt. In Zukunft ist in jedem Fall mit einem deutlichen Ausbau der Windenergie an Land und der Errichtung großer Offshore-Windparks zu rechnen.

2.4.1.1 *Modellierung der räumlichen Verteilung*

Onshore

Die Windenergienutzung an Land hat mit über 40 Prozent bereits heute den größten Anteil an der Stromversorgung durch erneuerbaren Energien. Die Nutzung der Windenergie im großen Maßstab begann in Deutschland in den 1990er Jahren, ausgelöst durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) und dessen Vorgänger, dem Stromeinspeisungsgesetz. Seitdem wurden Jahr für Jahr überall im Land, aber vor allem im Norden und Nordosten, Windparks gebaut. Insgesamt waren im Jahr 2013 ca. 24.000 Windenergieanlagen mit insgesamt 34 GW Windleistung installiert, was Deutschland zu einem Spitzenreiter hinsichtlich Windenergienutzung macht und einen Anteil der Windenergie von ca. 9 Prozent an der gesamten Stromversorgung Deutschlands ermöglicht. Im regionalen Maßstab unterscheiden sich die Anteile der Windenergie an der Stromversorgung deutlich voneinander. Neben dem Stromverbrauch, der von Region zu Region stark unterschiedlich sein kann, ist die räumliche Verteilung der installierten Windleistung hierfür ausschlaggebend.

Wo Windparks stehen und neu errichtet werden, hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab. Prinzipiell müssen die Flächen zur Nutzung durch Windenergie genehmigt worden sein, was von der lokalen Politik und rechtlichen Bestimmungen, z.B. zu Mindestabständen zu Siedlungen, abhängt. In [11] wurden unter Berücksichtigung von Geländetypen, Naturschutzgebieten und Mindestabständen potenzielle Standorte von Windenergieanlagen der 5-MW-Klassen innerhalb Deutschlands ermittelt. Die hohe Anzahl von potenziellen Windenergieanlagen (WEA)-Standorten auf Ackerflächen, Grünland und Wäldern außerhalb von Naturschutzgebieten aus [11] wird für das Szenario des Kombikraftwerks 2 derart weiter reduziert, dass folgende Installationszahlen in den Bundesländern, die sich nicht nur in ihren Verhältnissen zueinander, sondern auch in ihrer Höhe an den Ausbauzielen der Bundesländer für das Jahr 2020 [12] orientieren, erreicht werden:

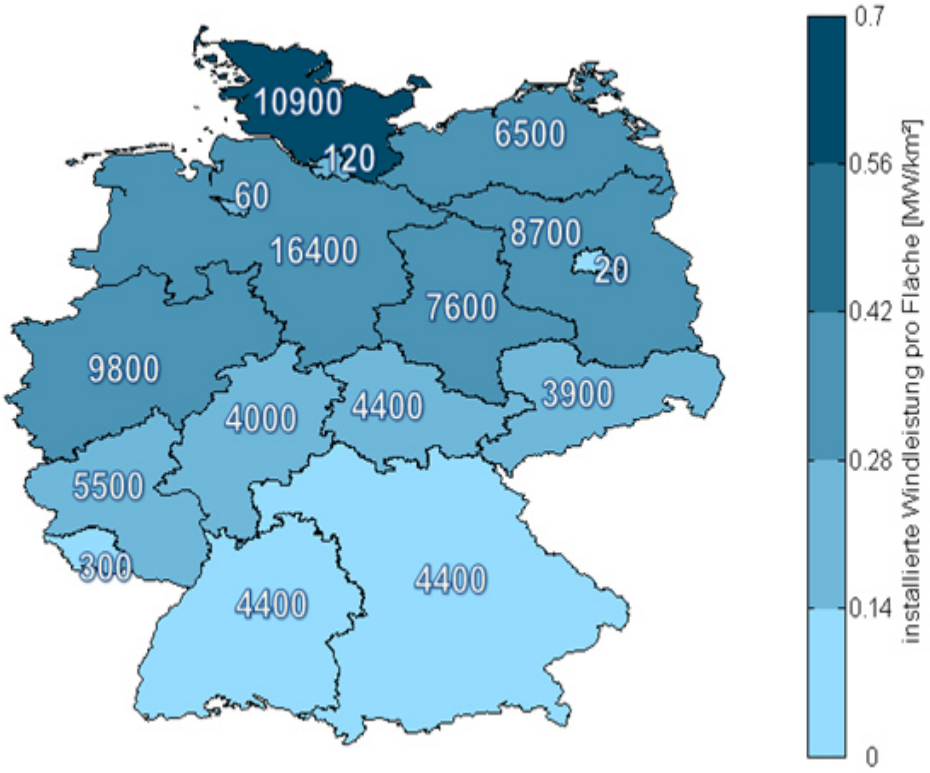


Abbildung 11: Installierte Windleistung der Bundesländer des Szenarios [MW]

Die insgesamt installierte Onshore-Windleistung im Szenario beläuft sich auf ca. 87 GW. Vergleicht man diesen Wert mit dem heutigen, wird deutlich, dass der angenommene Zubau an Windenergie an Land durchaus moderat ist. Allein durch ein Ersetzen der heutigen Windenergieanlagen durch neuere und größere Maschinen könnte dieser Wert erreicht werden, wobei man natürlich berücksichtigen muss, dass größere Anlagen auch einen größeren Platzbedarf haben. Dass der angenommene Windenergieausbau, bei dem auch bisher nicht genutzte Flächen etwa im Süden des Landes berücksichtigt werden, durchaus maßvoll ist, wird auch bei Gegenüberstellung zum räumlichen Potenzial deutlich. Bei Nutzung von 2 Prozent der Fläche eines jeden Bundeslandes könnten nach [11] ganze 198 GW Windleistung installiert werden; die neuere Studie [13] weist ein noch höheres Potenzial aus.

Bei der Reduzierung der potenziellen WEA-Standorte aus [11] auf die WEA-Standorte des Szenarios wird Deutschland zunächst in ein Raster mit der Maschenweite von 0,125° x 0,125° (Längen- und Breitengrade) eingeteilt. Für jede so entstandene Gitterfläche werden die mittlere Windgeschwindigkeit auf Grundlage des Wettermodells COSMO-EU [14], die bereits installierte Windleistung und die potenziell installierbare Windleistung ermittelt. Die weiteren Schritte werden für jedes Bundesland separat durchgeführt.

Zunächst erfolgt die Aufteilung der noch zu installierenden Windleistung auf Windgeschwindigkeitsklassen. Dafür werden die Häufigkeitsverteilung der mittleren Windgeschwindigkeiten (graue Balken in Abbildung 12, oberer Teil) und die bisherige Verteilung der installierten Windleistung (grüne Balken) derart skaliert, dass ihre Summen der für das Szenario zu installierenden Leistung des Bundeslandes entsprachen. Dann wird, von der höchsten Windgeschwindigkeitsklasse beginnend, in jeder Windgeschwindigkeitsklasse jeweils der größere des grauen und grünen Balkens ausgewählt, sofern diese kleiner als das räumliche Potenzial dieser Klasse (gelbe Balken) sind; ansonsten wird dessen Balkengröße übernommen. Diese Auswahl wird solange hin zu kleineren Windgeschwindigkeitsklassen fortgeführt, bis die Summe aller ausgewählten Balken (der blauen Balken) dem zu installierenden Leistungswert des Bundeslandes entspricht. Diese Methode bewirkt, dass der heutige Zusammenhang von installierter Windleistung und mittlerer Windgeschwindigkeit in Zukunft fortgesetzt wird, sofern eine gleichmäßige Verteilung nicht zur Ausnutzung günstigerer Windstandorte führt und das räumliche Potenzial existiert. Abbildung 12 verdeutlicht dieses Vorgehen und die räumliche Datengrundlage am Beispiel von ganz Deutschland.

Nach diesen Schritten steht für jedes Bundesland fest, wie viel Windleistung in die unterschiedlichen Windgeschwindigkeitsklassen installiert werden soll. Der nächste Schritt ist die Verteilung der zu installierenden Leistung auf die Gitterflächen des Bundeslandes. Hierfür wird der Anteil einer Gitterfläche an der noch zu installierenden Gesamtleistung der zugehörigen Windgeschwindigkeitsklasse dem Anteil der Gitterfläche an dem Gesamtpotenzial der Windgeschwindigkeitsklasse gleichgesetzt; Gitterflächen mit hohem räumlichem Potenzial wird demnach mehr Windleistung zugeschrieben als Gitterflächen mit kleinem Potenzial.

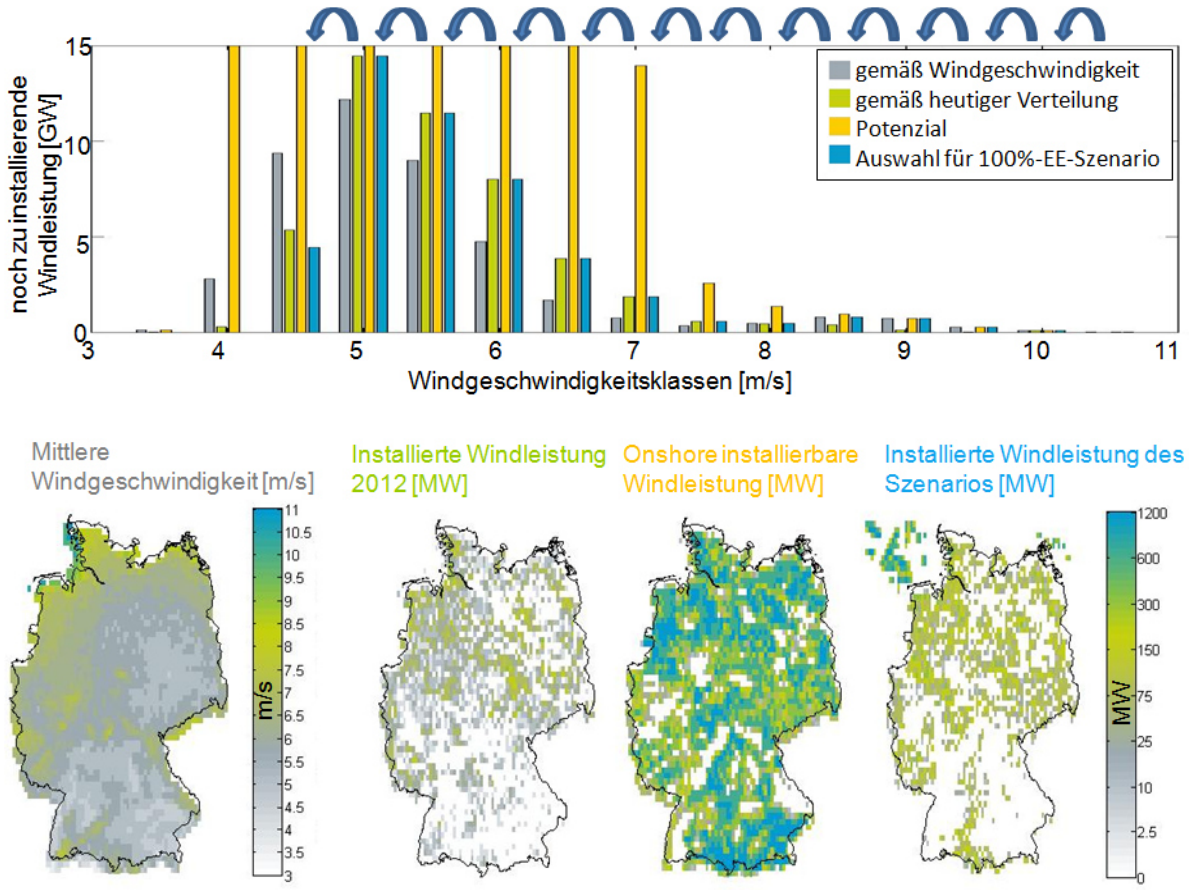


Abbildung 12: Erstellung des Onshore-Windenergie-Szenarios

Für die Auslese von potenziellen WEA-Standorten innerhalb der Gitterflächen wird ein weiteres, feineres Raster von 0,025° x 0,025° angesetzt. Dieses Raster entspricht dem Raster des Wettermodells COSMO-DE [15], das auch für die Erzeugung der Einspeisezeitreihen aus Windenergie verwendet wird. Es werden zunächst jene COSMO-DE-Gitterflächen ausgewählt, welche bereits heute Windenergieanlagen aufweisen, und zwar jene mit hohen heutigen WEA-Anzahlen zuerst. Grundsätzlich werden alle potenziellen WEA innerhalb einer ausgewählten COSMO-DE-Gitterfläche als Szenarien-WEA verwendet. Falls nach dieser Auswahl in den gröberen 0,125° x 0,125°-Rasterflächen keine heutigen WEA mehr vorhanden sind, werden die COSMO-DE-Gitterflächen mit den meisten potenziellen WEA hinzugenommen. Insgesamt werden solange COSMO-DE-Gitterflächen hinzugenommen, bis der Sollwert der zu installierenden Leistung für die 0,125° x 0,125°-Gitterfläche erstmalig überschritten wird. Falls nach der letzten Hinzunahme die Differenz der Summen-Nennleistung aller ausgewählten WEA zum Sollwert größer ist als davor, wird von der letzten Hinzunahme abgesehen.

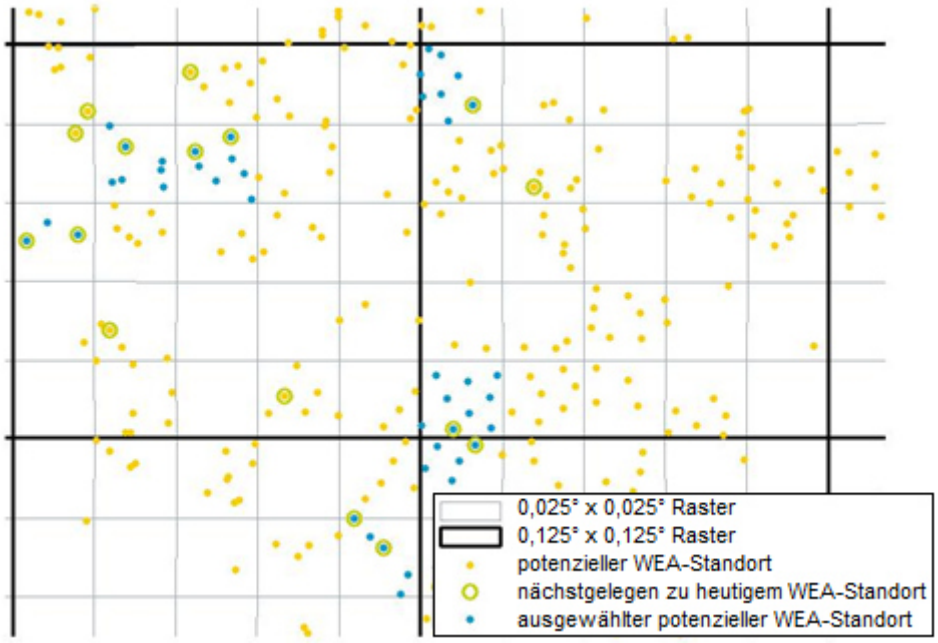


Abbildung 13: Auslese von WEA-Standorten am Beispiel eines Rasterausschnittes

Auf diese Weise werden eher größere und kompakte Windparks modelliert. Diese befinden sich in der Nähe von bereits existierenden WEA, sofern solche überhaupt in den gröberen Rasterflächen vorhanden sind. Durch die verwendete Auswahlmethode werden heutige WEA teilweise in dem Szenario nicht abgebildet. Dies sind zum Teil jedoch Altanlagen, die sehr vereinzelt auftreten und für die ein Ausscheiden bis zum weit entfernten Szenarienzeitpunkt als nicht unwahrscheinlich angesehen werden kann. Eine Schwäche der verwendeten Auswahlmethode ist die diskrete Verwendung der Rasterflächen, die dazu führen kann, dass heutige WEA allein deshalb keine Berücksichtigung in dem Szenario finden, da sie knapp außerhalb einer ausgewählten Rasterfläche liegen. Clusterbildungsverfahren, die Eigenschaften wie WEA-Abstände und Windparkgrößen abbilden können, sind aussichtsreiche Verbesserungsansätze für die Auswahlmethode. Eine Stärke der verwendeten Methode ist die geringe Anzahl an ausgewählten COSMO-DE-Rasterflächen, was den späteren Aufwand zur Berechnung von Abschattungseffekten deutlich reduziert. Abbildung 14 gibt eine Übersicht über die Größe und Anzahl der im Szenario modellierten Windparks.

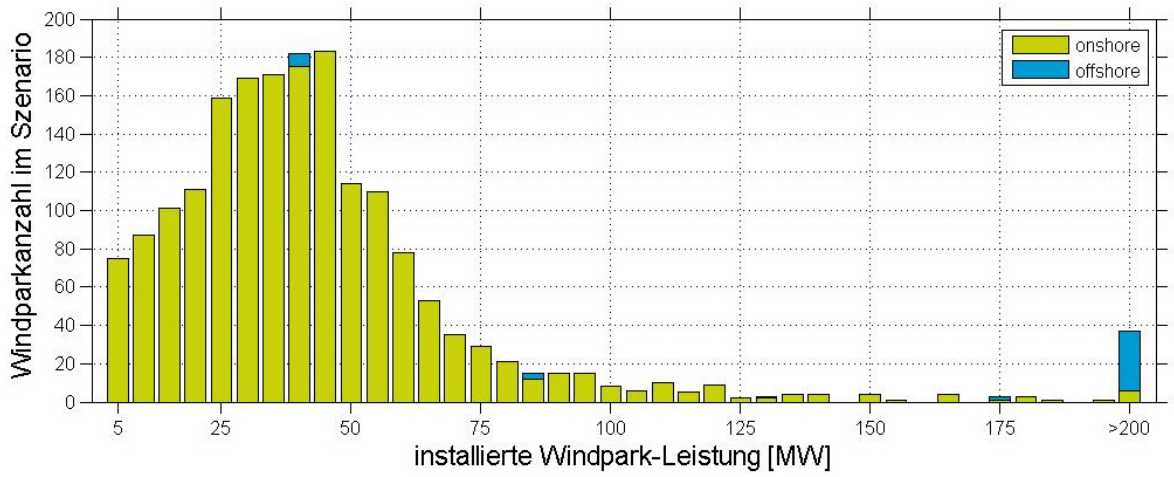


Abbildung 14: Größe der Windparks im Szenario

Offshore

Die Nutzung von Windenergie auf hoher See befindet sich noch in der frühen Entwicklungsphase. Den Anfang machte der im Jahr 2010 in Betrieb genommenen Forschungswindpark „alpha ventus“. Ende 2013 sind nun insgesamt vier Offshore-Windparks auf dem deutschen Hochseegebiet mit ca. 600 MW installierter Leistung errichtet. Auch wenn die Entwicklung früheren Zielen hinterherhinkt, wird der Offshore-Windenergienutzung eine große Zukunft vorausgesagt. Dies liegt unter anderem an den günstigen Windbedingungen auf See. Hier weht der Wind stärker, häufiger und gleichmäßiger als an Land, was an den hohen Volllaststunden von ca. 4.000 Stunden pro Jahr aus [5], [7], [16] oder aus Abschnitt 2.4.1.2 abgelesen werden kann. Wegen den guten Windbedingungen und der Annahme, dass die Errichtung von Windparks und das Legen von Leitungen bezüglich der öffentlichen Akzeptanz weniger problematisch als an Land sein wird, wird für das rein regenerative Energieversorgungsszenario dieses Projekts von einer vollständigen Nutzung der zurzeit geplanten Offshore-Windenergiegebiete ausgegangen.

In [17] und [18] sind der Status der Planung, der Projektname, die geographische Lage und die Ausdehnung der geplanten deutschen Offshore-Windparks einzusehen. Teilweise sind zusätzlich die geplanten Nennleistungen, WEA-Typen, Nabenhöhen und Rotordurchmesser angegeben. Die geplanten Offshore-Windpark-Projekte in [17] und [18] überlappen sich teilweise räumlich. In solchen Fällen werden sich überlappende Offshore-Windpark-Projekte derart entfernt, dass die größtmögliche Fläche an Windeignungsflächen erhalten bleibt. In Abbildung 15 sind die so ermittelten, für die Windenergienutzung vorgesehenen Offshore-Flächen zum Stand Januar 2011 mittels schwarzen Linien dargestellt.

Insgesamt ergeben sich 97 Offshore-Windparks mit einer Gesamtfläche von ca. 4.560 km². Einer dieser Windparks, der weit entfernt, mitten in der Nordsee bei der Doggerbank liegt und in der Abbildung nicht gezeigt ist, ist für die Vor-Ort-Herstellung von Wasserstoff vorgesehen und soll nicht ans Stromnetz angeschlossen werden. Ohne diesen Windpark beträgt die Gesamtfläche ca. 4.440 km². Um diese Fläche für das Szenario mit Windleistung zu versehen, wird zunächst das Gitter des verwendeten Wettermodells betrachtet. Dieses besteht aus Zellen, welche in diesen Breitengraden eine Fläche von ca. 4,5 km² aufweisen. Unter Annahme von typischen WEA-Abständen (wie z.B. die von alpha-ventus) und einem Rotordurchmesser von 160 m lassen sich auf einer Wettermodell-Gitterfläche vier Anlagen auf eine solche Weise errichten, wie es im vergrößerten Ausschnitt in Abbildung 15 gezeigt ist. Diese regelmäßige und zentrische Ausrichtung der WEA in die vier Haupthimmelsrichtungen spiegelt in ihrer Einfachheit zwar den modellhaften Charakter des gesamten 100%-EE-Szenarios wider, ist aber sehr vergleichbar mit der WEA-Anordnung von alpha-ventus. In der Realität werden die Anlagen natürlich zur optimalen Vermeidung von windrichtungsabhängigen WEA-Abschattungsverlusten etwas anders angeordnet sein.

Abbildung 15: Das Offshore-Szenario (oben: Nordsee, unten: Ostsee)

Insgesamt ergeben sich 97 Offshore-Windparks mit einer Gesamtfläche von ca. 4.560 km². Einer dieser Windparks, der weit entfernt, mitten in der Nordsee bei der Doggerbank liegt und in der Abbildung nicht gezeigt ist, ist für die Vor-Ort-Herstellung von Wasserstoff vorgesehen und soll nicht ans Stromnetz angeschlossen werden. Ohne diesen Windpark beträgt die Gesamtfläche ca. 4.440 km². Um diese Fläche für das Szenario mit Windleistung zu versehen, wird zunächst das Gitter des verwendeten Wettermodells betrachtet. Dieses besteht aus Zellen, welche in diesen Breitengraden eine Fläche von ca. 4,5 km² aufweisen. Unter Annahme von typischen WEA-Abständen (wie z.B. die von alpha-ventus) und einem Rotordurchmesser von 160 m lassen sich auf einer Wettermodell-Gitterfläche vier Anlagen auf eine solche Weise errichten, wie es im vergrößerten Ausschnitt in Abbildung 15 gezeigt ist. Diese regelmäßige und zentrische Ausrichtung der WEA in die vier Haupthimmelsrichtungen spiegelt in ihrer Einfachheit zwar den modellhaften Charakter des

gesamten 100%-EE-Szenarios wider, ist aber sehr vergleichbar mit der WEA-Anordnung von alpha-ventus. In der Realität werden die Anlagen natürlich zur optimalen Vermeidung von windrichtungsabhängigen WEA-Abschattungsverlusten etwas anders angeordnet sein.

Mit dieser WEA-Anordnung können 4.000 Anlagen in den derzeit geplanten Offshore-Windenergiegebieten untergebracht werden. Die insgesamt installierbare Offshore-Windleistung ergibt sich in Abhängigkeit von den Nennleistungen der Anlagen. Für das Szenario werden pauschal 10 MW-Anlagen angesetzt, wodurch sich zum einen ein realistisches Rotorfläche/Nennleistungs-Verhältnis und zum anderen eine installierte Offshore-Leistung von 40 GW ergeben. Davon entfallen 36 GW auf die Nord- und 4 GW auf die Ostsee. Der resultierende Flächenbedarf von ca. 444.000 ha / 40.000 MW = 11,1 ha/MW liegt ebenfalls in einem realistischen, mit alpha-ventus vergleichbaren Bereich.

Die Windenergieanlagen des Szenarios

Für die Onshore-Windenergieanlagen des Kombikraftwerk 2-Szenarios wurden die Kennwerte aus [19], der Langfassung von [11], übernommen. Falls die Windverhältnisse an den Onshore-Standorten eine äquivalente Volllaststundenzahl von mindestens 1.600 ermöglichen, wurde ein Rotordurchmesser von 129 m angesetzt. Wenn die äquivalente Volllaststundenzahl unter 1.600 liegt und somit nicht von einem Starkwind- sondern von einem Schwachwindstandort gesprochen werden kann, wurde ein Rotordurchmesser von 149 m angesetzt. Die Nabenhöhen dieser Windturbinen wurden abhängig von dem Rotordurchmesser und davon, ob es sich um ein Waldgebiet handelt oder nicht, auf 120, 150, 155 und 175 m gesetzt. Zusammen mit den Offshore-Windenergieanlagen werden im Kombikraftwerk 2-Szenario fünf Windturbinentypen angesetzt, wie in Abbildung 16 dargestellt.

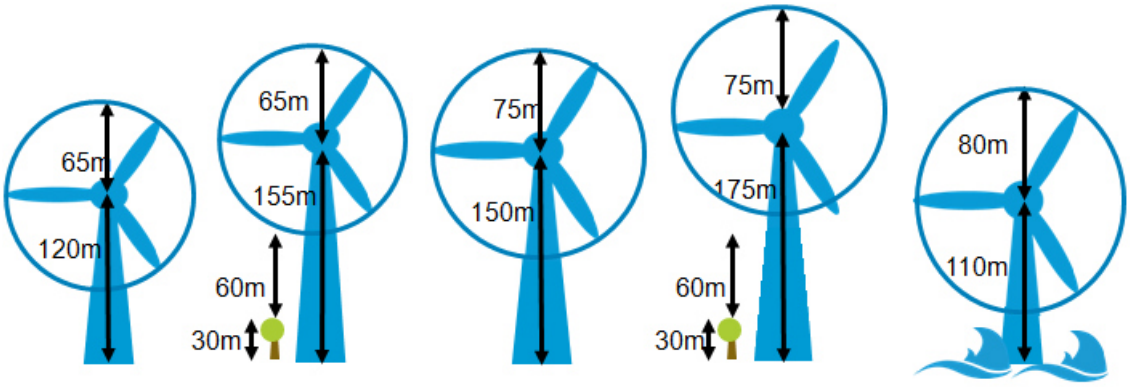


Abbildung 16: Windturbinentypen im 100%-EE-Szenario

Auch wenn diese Anlagen aus heutiger Sicht groß erscheinen, liegen sie in ihren Ausmaßen dennoch deutlich unterhalb der in [20] nachgewiesenen technischen Realisierbarkeit und können für ein zukünftiges 100%-EE-Szenario als durchaus maßvoll und modellhaft angesehen werden. Die Eigenschaften der Windturbinentypen sind Tabelle 3 zu entnehmen.

Tabelle 3: Eigenschaften der Windenergieanlagen im Szenario

Standort	Grünland / Ackerflächen	Wald	Grünland / Ackerflächen	Wald	offshore
Windverhältnisse	Starkwind	Starkwind	Schwachwind	Schwachwind	offshore
Nennleistung	5 MW	5 MW	5 MW	5 MW	10 MW
Rotordurchmesser	129 m	129 m	149 m	149 m	160 m
Nabenhöhe	120 m	155 m	150 m	175 m	110 m
Rotorfläche/Generator	2,61 $\frac{m^2}{kW}$	2,61 $\frac{m^2}{kW}$	3,49 $\frac{m^2}{kW}$	3,49 $\frac{m^2}{kW}$	2,01 $\frac{m^2}{kW}$
Anteil an Onshore-WEA	56 %	14 %	20 %	10 %	0 %

Abbildung 17 zeigt die für die Windenergieanlagen im Szenario angesetzten Leistungskennlinien sowie die Schubbeiwertkennlinien für die Modellierung der Abschattungseffekte. Es wurden die Kennlinien von heute bereits existierenden Anlagen mit vergleichbaren Rotorfläche/Nennleistungs-Verhältnissen bzw. einer bereits existierenden Offshore-Anlage gewählt. Die Leistungskennlinien weisen bei Windgeschwindigkeiten über 27 m/s ein kontinuierliches Abregelungsverhalten auf und nicht, wie heute noch teilweise üblich, ein abruptes Abschaltverhalten.

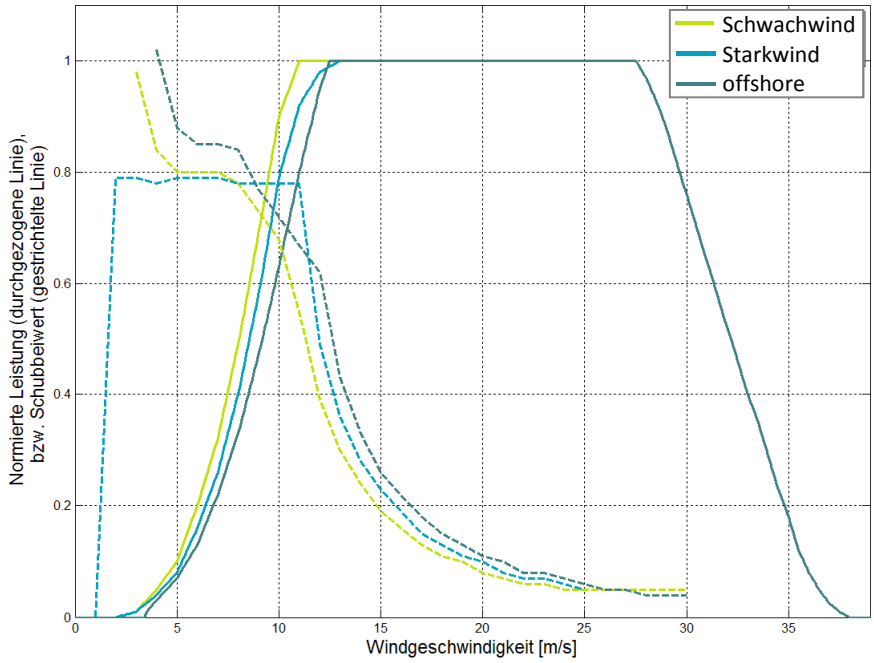


Abbildung 17: Leistungs- und Schubbeiwert-Kennlinien der Windenergieanlagen im Szenario

2.4.1.2 Zeitreihenerzeugung und –auswertung

Mit den Kenngrößen und Kennlinien aus dem vorigen Abschnitt wurde für jede einzelne WEA des Szenarios eine Einspeisezeitreihe in einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde auf Grundlage der Analysedaten des räumlich hochaufgelösten COSMO-DE [15] des Jahres 2007 generiert. Hierbei wurden für jede WEA die durch nahegelegene WEA hervorgerufenen, windrichtungsabhängigen Abschattungseffekte mittels des Jensen-Modells [21] berücksichtigt. Abgesehen von den WEA-genauen Abschattungseffekten, deren Berücksichtigung eine wesentliche Verbesserung darstellt, wurden die Simulationsmethode und die anhand von ca. 150 Referenzmessungen validierten Parameter aus [16] übernommen. Für die Windenergieeinspeisung des Szenarios ergeben sich für ganz Deutschland folgende Charakteristiken:

Tabelle 4: Kennzahlen des Windenergie-Szenarios (gerundet)

	Onshore	Nordsee	Ostsee
Installierte Leistung	87 GW	36 GW	4 GW
Volllaststunden	2.584 h	3.907 h	3.463 h
Jahresenergieertrag	225 TWh	141 TWh	14 TWh

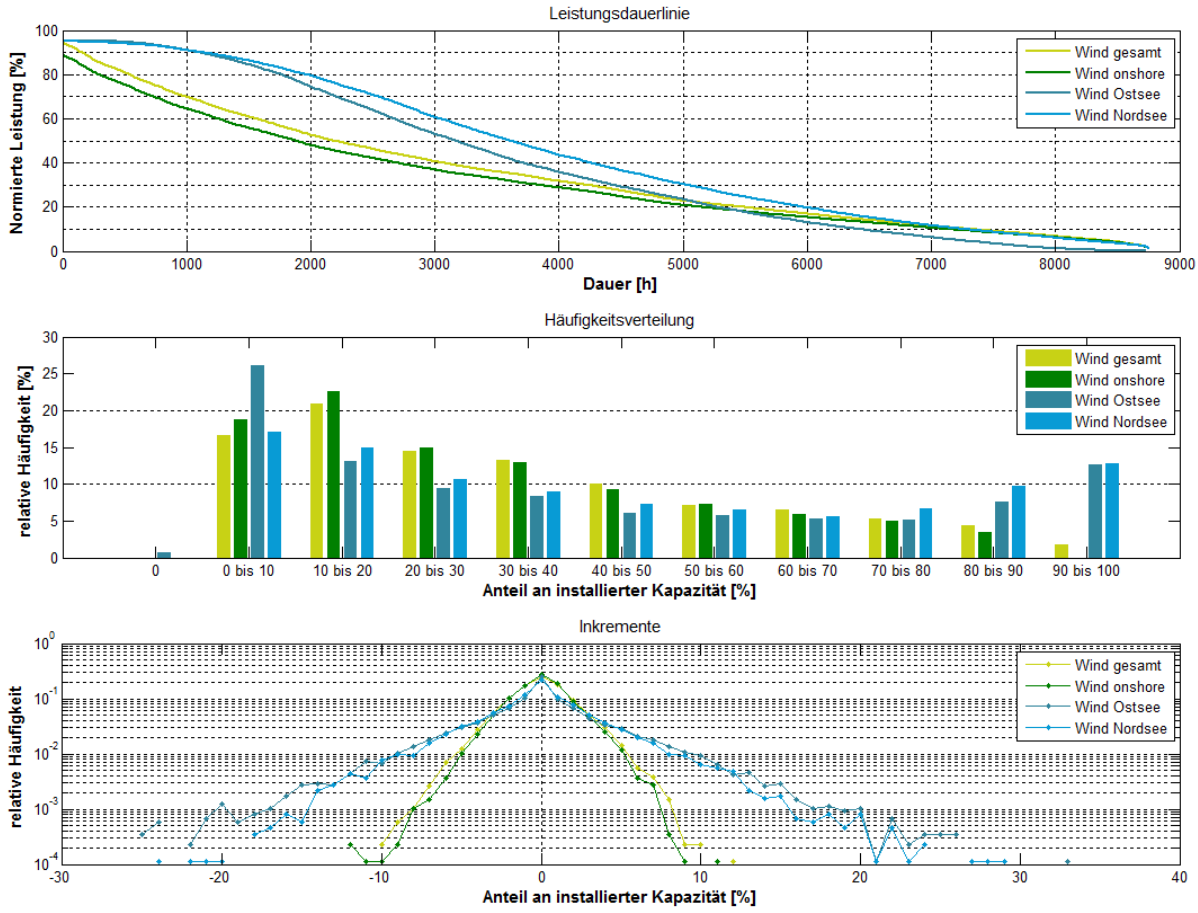


Abbildung 18: Charakteristiken der simulierten Windenergieeinspeisung

Ein Blick auf die Leistungsdauerlinien im oberen Teil von Abbildung 18 zeigt, dass die gesamte Windenergieeinspeisung und auch die Windenergieeinspeisung der onshore gelegenen Anlagen im Gegensatz zur Offshore-Einspeisung nur zu relativ wenig Stunden in den höheren Bereichen ihrer

Nennleistung liegt. So werden während 2.000 Jahresstunden im Offshore-Bereich 75 bis 80 Prozent der installierten Leistungen erreicht, während es onshore bzw. über alle Anlagen nur ca. 50 Prozent sind. Grund hierfür ist die größere räumliche Verteilung der installierten Leistung onshore, sodass der räumliche Ausgleich („Smoothing effect“) stärker gegeben ist als bei den in Ost- oder Nordsee installierten Windkraftanlagen. Im offshore-Bereich weist die Windenergieeinspeisung in der Nordsee höhere Leistungswerte auf als in der Ostsee, weil in der Nordsee im Allgemeinen höhere Windgeschwindigkeiten herrschen als in der Ostsee und auch Flauten seltener auftreten. Die Leistungsdauerlinie der Gesamtwindenergieeinspeisung liegt oberhalb derer der onshore eingespeisten Leistung, weil der offshore-Anteil für insgesamt höhere Leistungen sorgt.

Der mittlere Teil von Abbildung 18 zeigt in Form von relativen Häufigkeitsverteilungen an, zu wie vielen Stunden des Jahres die Windenergieeinspeisungen in bestimmten Bereichen (Klassen) der jeweiligen Nennleistung liegen. Es ist erkennbar, wie die Onshore-Einspeisung mit zunehmendem Anteil an der Nennleistung seltener wird, während bei den Offshore-Anlagen die geringste Häufigkeit bei Anteilen von 60 bis 70 Prozent der installierten Leistung (Nordsee) bzw. 70 bis 80 Prozent (Ostsee) auftritt und zu höheren Anteilen wieder deutlich ansteigt. Aufgrund der besseren Windverhältnisse in der Nordsee (vgl. auch Volllaststunden) liegen die Häufigkeiten in allen Klassen über 20 Prozent über denen der Ostsee. Die Ostsee-Einspeisung ist auch die einzige Verteilung, bei der überhaupt auch einmal gar keine Windenergieeinspeisung auftritt. Die vergleichsweise hohen Anteile im niedrigen Leistungsbereich sind auch der geringen räumlichen Verteilung der Ostsee-Anlagen geschuldet, sodass sich kaum eine Vergleichmäßigung einstellen kann. Im höchsten Bereich (90 –100 Prozent) liegen die relativen Häufigkeiten für Nord- und Ostsee jeweils deutlich über der Häufigkeit für die gesamte Offshore-Einspeisung (hier allerdings nicht dargestellt), was einen Rückschluss darauf zulässt, dass diese hohen Einspeisewerte nur sehr selten gleichzeitig in Nord- und Ostsee auftreten.

Bei den Leistungsinkrementen im unteren Teil von Abbildung 18 ist der Effekt der Vergleichmäßigung ebenfalls deutlich zu beobachten. Für die Windkraftanlagen in der Ostsee, die die geringste räumliche Verteilung aufweisen, treten häufiger Extremwerte bei Schwankungen auf. Danach folgen die Anlagen in der Nordsee als zweitkleinstes Gebiet. Die Einspeisung der Onshore-Anlagen schwankt hingegen schon deutlich weniger und am gleichmäßigsten speist der Verbund aus On- und Offshore-Anlagen mit der größten flächenmäßigen Ausdehnung ins Netz ein.

Abbildung 19 zeigt die ersten dreieinhalb Wochen des Jahres. In der überwiegenden Zeit dieser Tage fällt der große Überschuss (lila) aus on- & offshore Windenergie (dunkel- und hellblau) auf, der nicht durch die im Szenario angesetzten Energiespeicher aufgenommen werden kann. Grund für die hohen Überschüsse ist die besondere Wetterlage im Januar des verwendeten Wetterjahres 2007, in der der Orkan Kyrill für ein hohes Windaufkommen gesorgt hat. Die Speicher wurden so dimensioniert, dass sie genügend Speichermöglichkeiten für durchschnittlich hohe Überschüsse bieten, aber nicht für extreme Wetterlagen, da ein Großteil der Speicher sonst den überwiegenden Teil des Jahres nicht genutzt worden wäre (siehe Abschnitt 2.6.1).

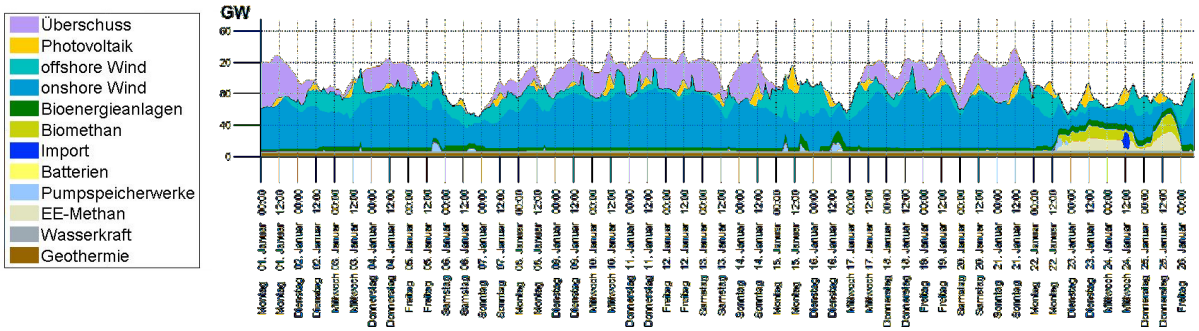


Abbildung 19: Windreiche Januarwochen

Dass hohe Windgeschwindigkeiten, wie auch in Abbildung 19, verstärkt im Winter auftreten, ist ein typisches Phänomen. Es könnte sinnvoll sein die winterlichen Stromüberschüsse aus Windenergie zu Heizzwecken zu nutzen, zumal in diesen Zeiten hoher Heizbedarf besteht.

Insgesamt kann über das Jahr gesehen ein Anteil von 85 Prozent der möglichen Windeinspeisung genutzt werden und 15 Prozent entfallen auf Überschüsse, die in dem vorliegenden Szenario, welches auf den Stromsektor begrenzt ist, nicht genutzt werden können. Von der Offshore-Windenergieeinspeisung werden aus folgendem Grund in dem vorliegenden Szenario nur 70 Prozent genutzt: Die Überschüsse wurden im Modell derart verortet, dass die Netzverluste möglichst gering bleiben. Daher ist der Anteil ungenutzter Windenergie offshore besonders hoch, weil mit seinem Transport höhere Netzverluste einhergehen als bei der Onshore-Windenergie, die in der Regel näher am Verbrauch gelegen ist.

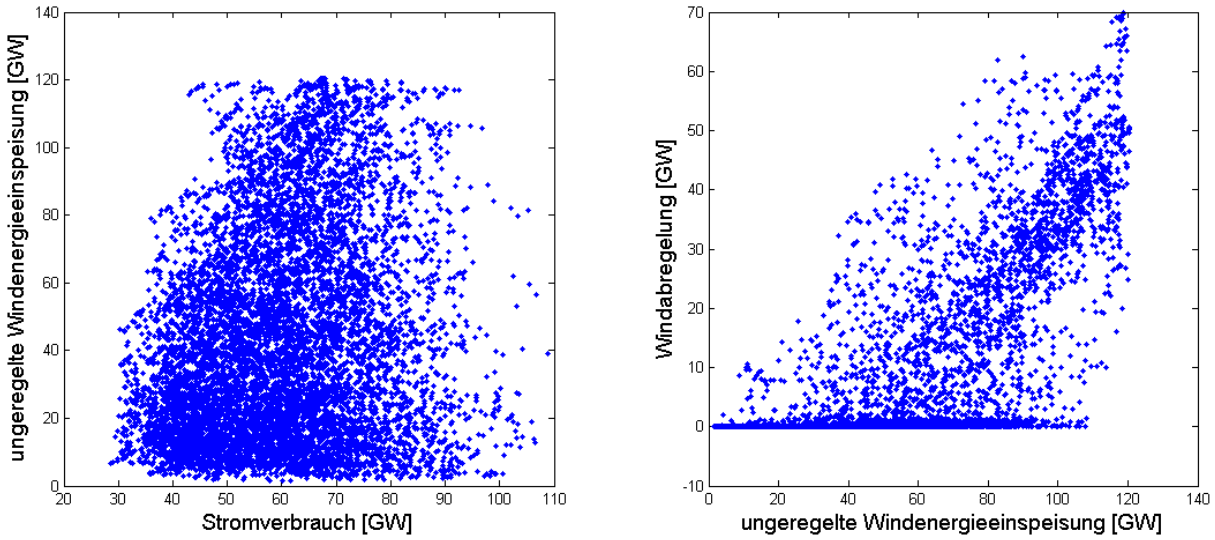


Abbildung 20: a) Zusammenhang zwischen der simulierten deutschlandweiten Windenergieeinspeisung und dem Stromverbrauch (links) bzw. b) der Abregelung von WEA (rechts)

In der Abbildung 20 a) ist der Zusammenhang zwischen deutschlandweitem Stromverbrauch und der „ungeregelten“ Windeinspeisung (inklusive der Überschüsse) zu sehen. Dabei wird die geringe Korrelation dieser beiden Summenganglinien deutlich, deren Korrelationskoeffizient auch lediglich 19,21 Prozent beträgt. Der Stromverbrauch bewegt sich meist zwischen 30 und 90 GW und die Windenergieeinspeisung ist davon nicht abhängig. Es existieren auch Zeitpunkte hohen Verbrauchs bei wenig Windeinspeisung sowie niedrigen Verbrauchs bei viel Windeinspeisung.

Der Zusammenhang zwischen ungeregelter und abgeregelter (nicht genutzter) Windenergieeinspeisung wird in Abbildung 20 b) deutlich. Je höher die ungeregelte Windenergieeinspeisung liegt, desto stärker wird die Einspeisung auch abgeregelt. Zu Zeitpunkten einer sehr hohen möglichen Einspeisung von um die 120 GW liegt die Abregelung mit ca. 70 GW mitunter bei bis zu 58,33 Prozent. Dieser hohe Wert legt wiederum nahe, dass alternative Nutzungsformen von Überschüssen aus Windenergie außerhalb des Stromsektors, etwa im Wärme- und Verkehrsbereich, in Zukunft eine wichtige Rolle spielen sollten.

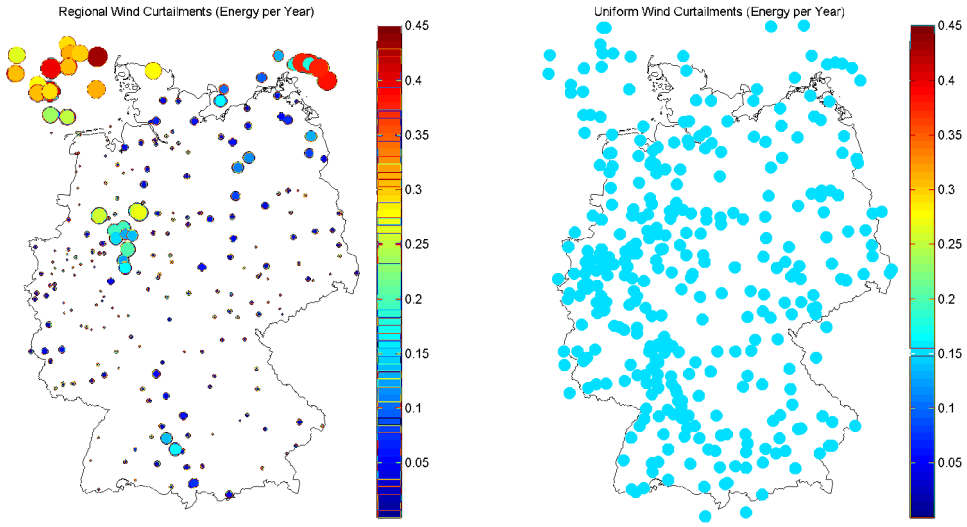


Abbildung 21: a) Regionale Verteilung der jährlichen Abregelungen [GWh] bei einer verlustoptimierenden (links) oder b) gleichbehandelnden Regulierung (rechts)

Je nach Ausgestaltung der zukünftigen Regeln für Abregelungen aus energetischen Gründen – heute wird nur aufgrund von Netzengpässen abgeregelt, nicht aufgrund von deutschland-/europaweiten Energieüberschüssen – ergibt sich ein verschiedenes Bild der regionalen Verteilung der jährlichen Abregelungen. Aus der Sicht der Verlustminimierung sollte natürlich zuerst an lastfernen Orten abgeregelt werden, zum Beispiel in den Offshore-Windparks (siehe Abbildung 21 a). Gleichzeitig sollten die Windanlagenbetreiber unabhängig vom Standort möglichst gleich behandelt werden. Da es sich hier nicht um Netzengpässe handelt, ist keine einzelne Anlage/Anlagengruppe mehr oder weniger schuld an dem verbleibenden Überschuss, sondern alle gleichermaßen. Daher könnte die Regulierung auch so ausgestaltet werden, dass alle Erzeuger regional gleichmäßig um einen gewissen Prozentsatz abgesenkt werden (siehe Abbildung 21 b). In den Rechnungen dieses Projektes wurde jedoch der regional differenzierte Ansatz verwendet.

Bei der hiesigen Diskussion um Abregelungen sollte jedoch beachtet werden, dass in dieser Untersuchung nur der Stromsektor in Betracht gezogen wurde. Man könnte und würde wahrscheinlich jene Windenergie, die nicht für den Stromsektor genutzt werden kann, für die Wertschöpfung in anderen Sektoren verwenden. Vor allem eine thermische Nutzung der norddeutschen Überschüsse [79] oder eine Nutzung zur Erzeugung synthetischer Kraftstoffe wäre sinnvoll.

2.4.2 Photovoltaik

Die Umwandlung des Sonnenlichts in elektrische Energie, die Photovoltaik, hat in den letzten zehn Jahren in Deutschland einen rasanten Anstieg erfahren. PV-Anlagen auf den Hausdächern gehören inzwischen zum Ortsbild und auch eine große PV-Freiflächenanlage am Ortsrand ist nichts Ungewöhnliches mehr. Mit insgesamt knapp 36 GW installierter Leistung lieferte die Photovoltaik etwa 5 Prozent des im Jahr 2013 benötigten Stroms in Deutschland. Da in Zukunft mit weiter sinkenden Preisen für PV-Anlagen zu rechnen ist, wird sich nicht nur deren Anzahl erhöhen, sondern es wird auch verstärkt zu Anwendungen kommen, die nicht optimal zur Sonne ausgerichtet sind, wie z.B. Fassadenanlagen. Für das rein regenerative Szenario des Kombikraftwerk 2 werden etwa eine Vervierfachung des heutigen Standes, also ein Anteil der PV von 20 Prozent an der Stromversorgung bzw. ca. 133 GW_p installierte Leitung angesetzt, wobei zwischen Schräg- und Flachdachanlagen mit zusammen ca. 83 GW_p, Fassadenanlagen mit ca. 5 GW_p und Freiflächenanlagen mit ca. 45 GW_p unterschieden wird. Letztere werden nach Flächen entlang von Autobahnen und entlang von Schienenwegen unterteilt. Diese Flächen sind neben den schwer erfassbaren Konversionsflächen diejenigen, die nach der EEG-Novelle 2012 für die Errichtung von Freiflächenanlagen förderfähig sind.

2.4.2.1 Modellierung der räumlichen Verteilung

Zur Ermittlung der möglichen Standorte der unterschiedlichen PV-Anlagentypen wird eine ganze Reihe von Berechnungsschritten durchgeführt, die in Abbildung 22 veranschaulicht sind.

Für die Installation von Dach- und Fassadenanlagen werden im 1. Schritt zunächst die Siedlungs- und Industrieflächen aus Bodenbedeckungsdaten der Auflösung von 100 m x 100 m [3] als prinzipiell geeignet eingestuft. Zur Bestimmung von möglichen Freiflächenanlagen werden mit Hilfe von topographischen Objektdaten im Vektorformat [4] diejenigen Flächen ermittelt, die sich innerhalb eines Bandes von 100 m an den Rändern von Autobahnen und Schienenwegen befinden und über eine geeignete Bodenbedeckungsart aus [3] verfügen. Die ermittelten potenziellen Freilandflächen weisen sowohl für Autobahnen als auch für Schienenwege zu über 90 Prozent die Bodenbedeckungstypen „Ackerland“ und „Wiesen und Weiden“ auf.

Die so bestimmten verfügbaren Flächen werden im 2. Schritt auf die technisch nutzbaren Flächen reduziert, um im Fall der Dach- und Fassadenanlagen der Tatsache gerecht zu werden, dass eine Siedlungs- bzw. Industriefläche aus [3] nicht zu 100 Prozent aus Dächern oder Fassaden besteht. Die vorgenommenen Reduzierungen stützen sich auf Satellitenbilder von exemplarisch ausgewählten Siedlungen und Industriegebieten sowie auf [22] und betragen 90 Prozent für die Dach- und 98 Prozent für die Fassadenanlagen. Die ermittelten verfügbaren Flächen für Freiflächenanlagen werden pauschal um 50 Prozent reduziert, um der Tatsache Rechnung zu tragen, dass viele Flächen aufgrund ungünstiger Bedingungen wie Verschattung oder Hanglage nicht in Frage kommen. Auch Bauwerke tragen zu dieser Reduzierung bei, allein Brücken und Tunnel zu ca. 6 Prozent. Insgesamt beträgt das Verhältnis von Flächen an Schienenwegen zu Flächen an Autobahnen etwa 2 zu 1.

Die ermittelten technisch nutzbaren Dachflächen werden im 3. Schritt in Schräg- bzw. Flachdachanteile aufgeteilt. Unter Berücksichtigung von [22] werden für Siedlungsgebiete 90 Prozent Schräg- und 10 Prozent Flachdächer und für Industriegebäude 30 Prozent Schräg- und 70 Prozent Flachdächer angesetzt.

Der im 4. Schritt angesetzte Flächennutzungsgrad beschreibt das Verhältnis von installierbarer Modulfläche zu nutzbarer Dachfläche und trägt dem Verlust von Fläche durch konstruktionsbedingte Beschränkungen, wie z.B. feste Abmaße der Module, Rechnung.

Für die Verteilung der Firste aller Schrägdächer und auch für die Ausrichtungen der Hausfassaden über die verschiedenen Himmelsrichtungen wird im 5. Schritt eine Gleichverteilung angenommen [BSW 2009]. Nur Schrägdächer und Fassaden, deren Ausrichtung (Azimut) maximal um ±100° bzw. ±90° von 0° (Süden) abweichen, werden im Folgenden für die Installation von PV-Anlagen vorgesehen. Für die Häufigkeitsverteilung der Dachneigung wird eine empirisch bestimmte Funktion angesetzt [22]. Für Flachdach- und Freiflächenanlagen werden durchweg eine Ausrichtung nach Süden und eine Neigung von 30° angesetzt.

Zur Berechnung der auf den jeweiligen Flächen theoretisch installierbaren PV-Leistung wird im 6. Schritt ein pauschaler konservativer Wirkungsgrad von 14 Prozent für alle PV-Anlagen angenommen. Falls eine Freiflächenanlage hiernach weniger als 100 kW_p aufweist, wird sie wegen zu geringer Größe verworfen.

		Anlagentyp			
		Dach		Fassade	Freifläche
1.	Verfügbare Fläche	CORINE-Daten: Siedlungs- und Industrieflächen			11 Kat. CORINE
2.	Techn. nutzbare Fläche	10%		2%	50%
3.	Anteil Dachtyp	90% / 30%	10% d. Siedlungs- /u. 70 % der Industriedächer		
		Schräg	Flach		
4.	Flächennutzungsgrad	90%	33%	100%	33%
5.	Anlagen-ausrichtung	-100° - 100° Süd	Süd, 30°	-90° - 90° Süd	Süd, 30°
6.	Anlagen-wirkungsgrad	14%			
7.	Verschiebung der S-Kurve	Entlang der Leistungsdichte des Ist-Bestandes in t=(0)			Global -strahlung
8.	Azimutklassen	Ja, 20 á 10°	Nur 1, Süd	Ja, 20 á 10°	Nein

Abbildung 22: Flächenberechnung PV

Nach dem 6. Schritt ergeben sich die potenziell installierbaren Leistungen. Diese liegen für alle betrachteten Anlagentypen deutlich über den für das Szenario benötigten installierten Leistungen. Um von der Vielzahl an nutzbaren Flächen diejenigen zu selektieren, die die zukünftige räumliche Verteilung von PV-Anlagen sinnvoll abbilden, wurden zunächst die heutigen PV-Installationen aus [23] hinsichtlich ihrer Abhängigkeit vom örtlichen Globalstrahlungsangebot und des regional im Mittel verfügbaren Einkommens pro Einwohner untersucht. Da sich kein eindeutiger Zusammenhang

erkennen ließ und von einer Vielzahl von unwägbaren Einflussfaktoren ausgegangen werden kann, die zur Installation einer PV-Anlage führen, wird für die Modellierung der zeitlichen Entwicklung der räumlichen Verteilung von PV-Anlagen ein Wachstumsprozess mit Sättigungsphänomen angesetzt. Dabei wird die PV-Leistungsdichte I (installierte Leistung pro Fläche) eines jeden Postleitzahlengebietes (PLZ-Gebiet) über die Zeit als logistische Funktion („S-Kurve“) mit Annäherung an die potenziell mögliche Leistungsdichte $I_{Potenzial}$ beschrieben.

$$S(t) = \frac{I_{Potenzial}}{1 + \left(\frac{I_{Potenzial}}{I_{heute}} - 1\right) \cdot e^{-k \cdot t \cdot I_{Potenzial}}}$$

Die Ist-Zustände der PV-Installationsdichten der einzelnen Anlagentypen aus [23] innerhalb der PLZ-Gebiete werden zur Ermittlung ihres Ausbaus im Szenario entsprechend der S-Kurve soweit um ein für jedes PLZ-Gebiet gleiches Zeitintervall Δt erhöht, bis die zu installierende Leistung des Szenarios für ganz Deutschland erreicht ist (Schritt 7 in Abbildung 22). Dabei wird für jedes PLZ-Gebiet die gleiche Konstante *k* verwendet. Abbildung 23 verdeutlicht dieses Vorgehen schematisch anhand der PV-Installationswerte zweier PLZ-Gebiete x und y.

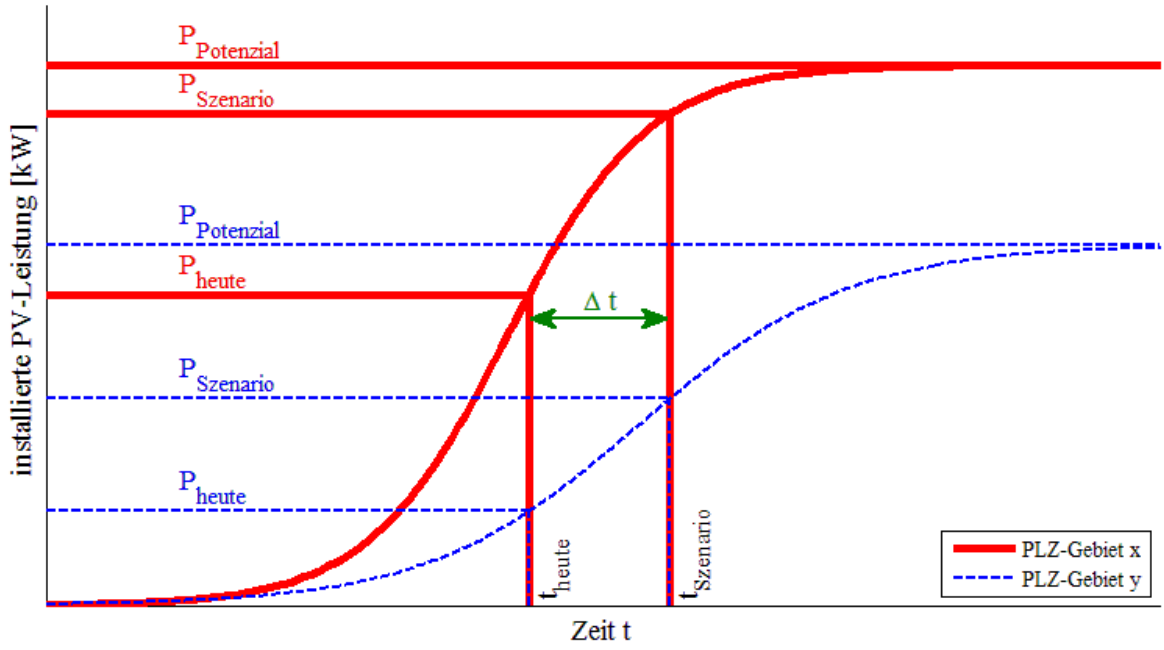


Abbildung 23: Ermittlung der zukünftigen PV-Installationen unter Annahme eines Sättigungsprozesses („S-Kurve“)

Im 8. Schritt wird der ermittelte Zuwachs an PV-Leistung ggf. auf unterschiedliche Anlagenausrichtungen aufgeteilt. Hierfür werden im Fall der PV-Anlagen auf Schrägdächern und an Fassaden 20 Azimut-Klassen von -100° bis 100° gebildet. Für die heutige Verteilung der Ausrichtung von Schrägdach- und Fassadenanlagen wird eine Gaußverteilung angesetzt, welche näherungsweise für die Schrägdachanlagen anhand der Daten aus [23] nachgewiesen wurde. Nach Süden ausgerichtete Schrägdachanlagen treten heute gemäß der Gaußverteilung am häufigsten auf und sind in ihrem Sättigungsprozess am weitesten fortgeschritten; anders ausgerichtete Anlagen hinken noch entsprechend hinterher. Abbildung 24 verdeutlicht die Aufteilung der installierten Leistung von PV-Schrägdachanlagen eines PLZ-Gebietes auf die unterschiedlichen Azimut-Klassen und deren Zuwachs gemäß der angesetzten Sättigungskurve. Es ist zu sehen, dass sich der Zubau zu Beginn stark

auf südliche Ausrichtungen konzentriert. Bei sehr großen Installationsdichten erreichen diese südlichen Ausrichtungen als erstes den Bereich der Sättigung. Hier erfolgt dann der wesentliche weitere Zubau mit Ost- bzw. Westausrichtung, bis auch hier Sättigung erreicht wird.

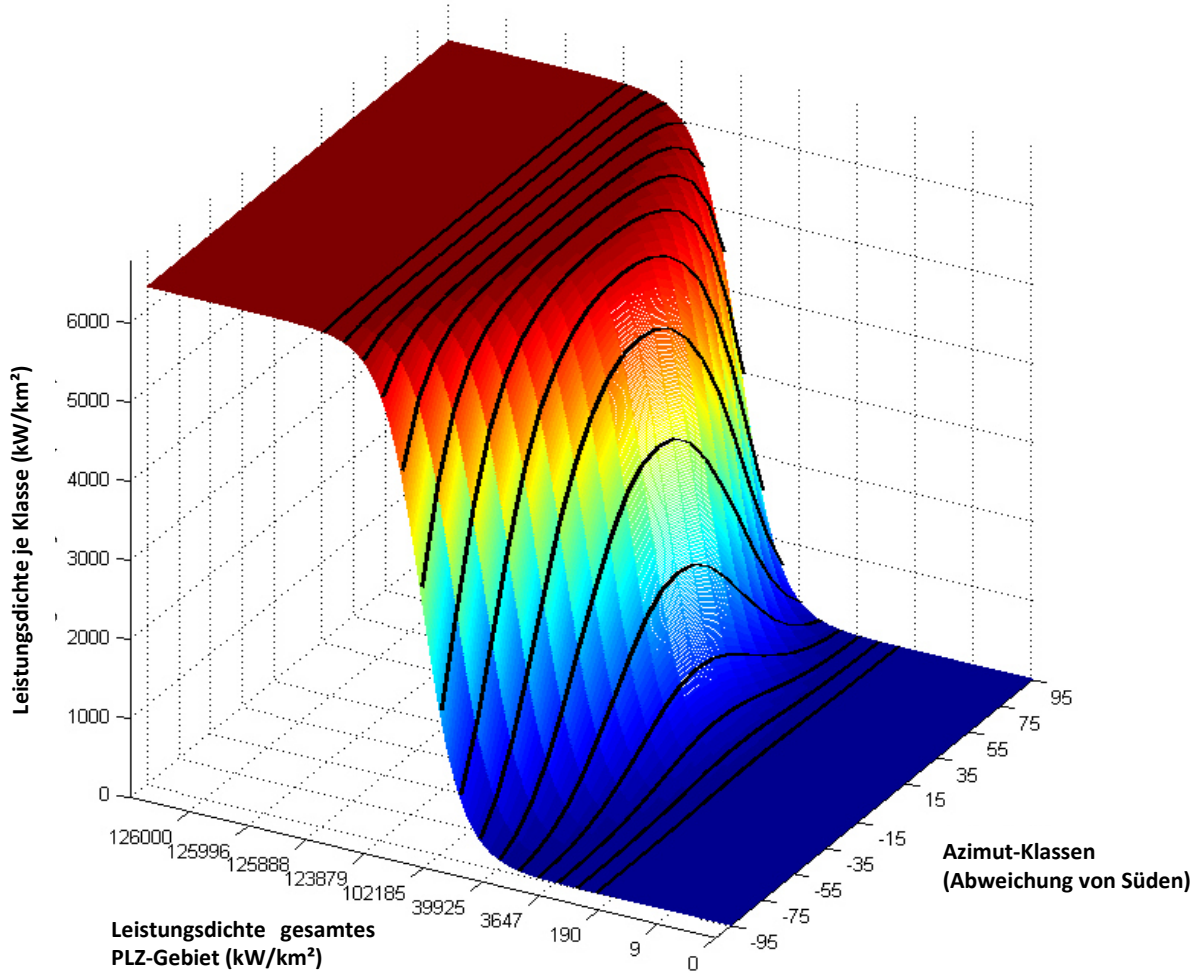


Abbildung 24: Verteilungskurven der Leistungsdichte für unterschiedliche Ausbauzustände und Ausrichtungen der PV-Schrägdachanlagen eines PLZ-Gebietes

Bei Flachdach- und Freiflächenanlagen erfolgt keine Aufteilung der Auregenerasrichtungen; für sie werden eine Ausrichtung nach Süden und eine Neigung von 30° angesetzt. Für den Zubau von Flachdachanlagen wird angenommen, dass der Fortschritt entlang der S-Kurve je PLZ-Gebiet genau dem Fortschritt der Anlagen auf Schrägdächern mit Südausrichtung entspricht. Für den Zubau von Freiflächenanlagen kann die bisherige Entwicklung des Anlagenbestands nicht für die Prognose der zukünftigen Entwicklung herangezogen werden, da sich die Fördersituation dieser Anlagen durch das EEG mehrfach und signifikant verändert hat. Es wird angenommen, dass Faktoren wie Besitzverhältnisse oder Einkommensverteilungen für den Zubau von Freiflächenanlagen nur eine relativ unbedeutende Rolle spielen und Investoren, die eine PV-Freiflächenanlage bauen wollen, ihre Flächenauswahl in erster Linie auf Basis der Ertragspotenziale treffen. Aus diesen Gründen wird die Verschiebung der S-Kurve ausschließlich in Abhängigkeit von der Solarressource bestimmt. Dazu wird angenommen, dass der Zubau in dem Gebiet mit der höchsten Einstrahlung (Mittelwert der Jahre 2006-09 aus [24]) als erstes beginnt und im Gebiet mit der geringsten Einstrahlung als letztes. Um die

Verschiebung der Zubaukurve des letzten Gebiets gegenüber der des ersten Gebiets bestimmen zu können, wurde eine Startbedingung für das letzte Gebiet definiert. Die Startbedingung fordert, dass der Zubau im Gebiet mit der höchsten Einstrahlung soweit fortgeschritten sein muss, dass die Hälfte der maximal möglichen Leistungsdichte erreicht ist. Erst dann beginnt der Zubau im letzten Gebiet. Der Startpunkt für alle anderen PLZ-Gebiete ergibt sich durch lineare Interpolation in Abhängigkeit der jeweiligen Einstrahlungswerte.

In Tabelle 5 sind die mit den oben beschriebenen Methoden ermittelten Ergebnisse sowie die Werte für die im Szenario genutzte Fläche, das Leistungspotenzial und die im Szenario installierte Leistung dargestellt. Für das Szenario werden 83 GW_p an installierter PV-Leistung auf Dächern und 45 GW_p an installierter PV-Leistung auf Freiflächen angesetzt. Die Aufteilung der 83 GW_p auf Schräg- und Flachdächern ergibt sich aus dem Ansatz eines gleichen Fortschrittes entlang der S-Kurve je PLZ-Gebiet in Schritt 7. Die Aufteilung der 45 GW_p auf Schienenwege und Autobahnen orientiert sich an dem Verhältnis ihrer Flächenpotenziale von 2 zu 1.

Tabelle 5: gerundete Flächen- bzw. Leistungspotenziale von PV-Installationen sowie deren Wert im Szenario

	Schrägdächer	**Flachdächer**	**Fassaden**	**Bundesauto-bahnen**	**Schienen-wege**
Technisch nutzbare Flächen [km²]	ca. 2.450	ca. 400	ca. 550	ca. 2.050	ca. 4.400
Tatsächlich/ sinnvoll nutzbare Flächen [km²]	ca. 1.350	ca. 400	ca. 300	ca. 1.050	ca. 2.200
Im Szenario genutzte Fläche [km²]	ca. 550	ca. 250	ca. 40	ca. 300	ca. 600
Leistungspotenzial [GW_p]	ca. 170	ca. 20	ca. 40	ca. 50	ca. 100
Im Szenario installierte Leistung [GW_p]	70	13	5	15	30

2.4.2.2 Zeitreihenerzeugung und –auswertung

Die Einspeisezeitreihen werden unter Einbezug der über die Zubaukurven bestimmten installierten Kapazität je Rasterfläche der Globalstrahlung von stundengenauen Solarstrahlungsdaten mit einer räumlichen Auflösung von 10*14 km^2 für das Jahr 2007 aus [24] und Temperaturdaten aus [14] zur Berücksichtigung von Verlusten durch Erwärmung der PV-Module erstellt. Für die Berechnung der Einstrahlung auf die geneigten Modulebenen wurden die Modelle von Orgill-Hollands [25] und [26] verwendet. Das Modell berücksichtigt die unterschiedlichen Anlagenkonfigurationen (Ausrichtung, Neigung, Montageart etc.). Die Berechnung der Wechselrichter erfolgte auf Basis des Modells von [27], die der Module mit Hilfe des Modells von [28]. Als Modultyp wurden Standard-Polykristalline-Module festgelegt, da diese mit einem Anteil von etwa 60 Prozent der installierten Anlagen die Mehrheit bilden. Es wurde zudem eine Unterdimensionierung der PV-Wechselrichter gegenüber der PV-Modulleistung gemäß EEG-Novelle 2012 in Betracht gezogen, doch aufgrund der geringen günstigen Auswirkung hinsichtlich Speicher- und Netzausbaubedarfsreduzierung nicht weiter verfolgt.

Für die Einspeisezeitreihen des PV-Szenarios ergeben sich für gesamt Deutschland die Charakteristiken aus Tabelle 6.

Tabelle 6: Kennzahlen des Photovoltaik-Szenarios (gerundet)

	Schrägdächer	Flachdächer	Fassaden	Autobahnen	Schienenwege
Installierte Leistung	70 GW	13 GW	5 GW	15 GW	30 GW
Volllaststunden	909 h		605 h	942 h	947 h
Jahresenergieertrag	75 TWh		3 TWh	14 TWh	28 TWh

Abbildung 25 zeigt die Tagesgänge der Photovoltaikeinspeisung und des Stromverbrauchs. Dabei repräsentieren die durchgezogenen Linien die durchschnittlichen Verläufe übers ganze Jahr (Jahresmittelwerte der jeweiligen Stunde des Tages) und die gestrichelten Linien die Verläufe am Tag des höchsten Verhältnisses von Photovoltaikeinspeisung zu Stromverbrauch, dem 1. Mai.

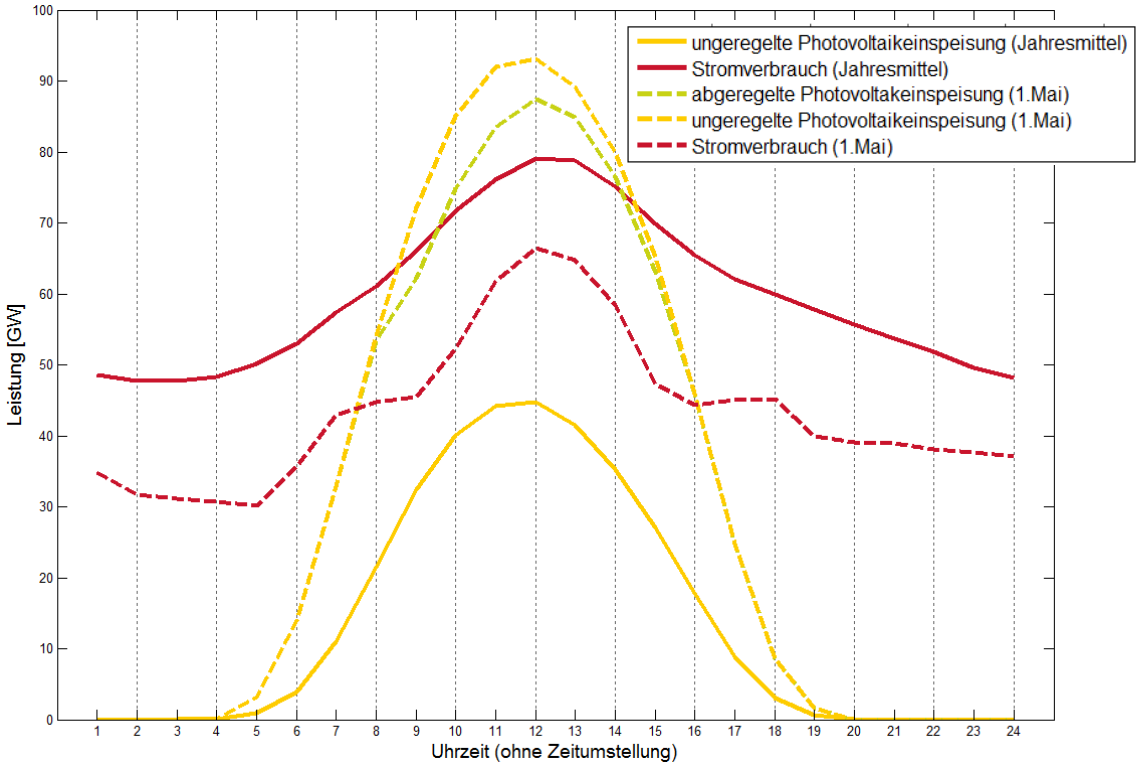


Abbildung 25: Tagesgänge von simulierter deutschlandweiter PV-Einspeisung und Stromverbrauch

Die PV-Einspeisung ist an diesem Tag so hoch, dass sie nicht völlig genutzt bzw. eingespeichert werden kann. Die daher abgeregelte Einspeisung wird durch die grün gestrichelte Linie dargestellt. Übers Jahr können im Szenario 98,37 Prozent der Photovoltaikeinspeisung genutzt werden; nur 1,63 Prozent müssen abgeregelt werden, weil die Energiespeicher keine weitere Leistung aufnehmen können. Gut zu sehen ist, dass alle Verläufe ihr Maximum um 12 Uhr haben. Die Photovoltaikeinspeisung fällt also im Mittel (wie auch speziell für den einen Tag des 1. Mai) genau auf die Lastspitze. Der tageszeitliche Verlauf der PV-Einspeisung hat günstige Auswirkungen auf die Stromversorgung, denn sein Maximum fällt mit dem hohen Stromverbrauch zur Mittagszeit zusammen. Dies äußert sich auch im Wert von 57,3 Prozent für den Korrelationskoeffizienten zwischen den Zeitreihen des deutschlandweiten Stromverbrauchs und der ungeregelten Photovoltaikeinspeisung. Eine Verbesserung der Korrelation zwischen Verbrauch und PV-Einspeisung kann durch PV-Anlagen erzielt werden, die nicht direkt nach Süden ausgerichtet sind, da dadurch die Einspeisung am Morgen und am Abend erhöht wird.

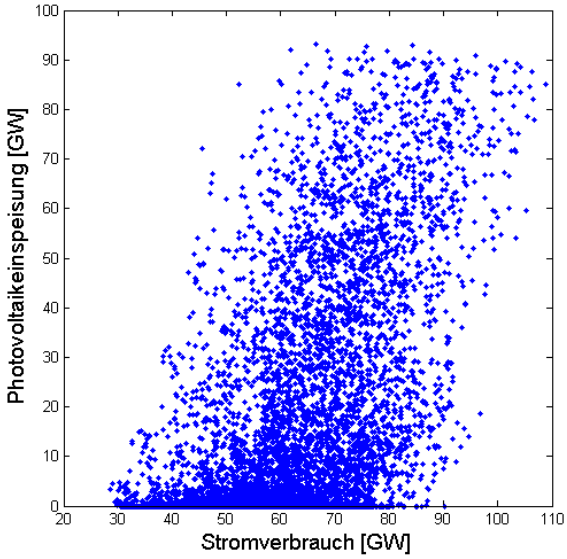


Abbildung 26: Zusammenhang zwischen der simulierten deutschlandweiten PV-Einspeisung und dem Stromverbrauch

In der Abbildung ist der simulierte Zusammenhang zwischen Gesamtstromverbrauch und PV-Einspeisung für ganz Deutschland als Punktwolke zu erkennen. Hohe PV-Einspeisung fällt besonders oft mit hohem Stromverbrauch zusammen.

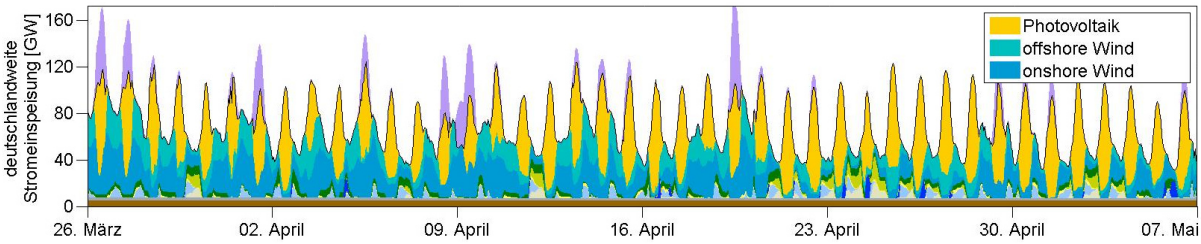


Abbildung 27: Sechs ausgewählte Wochen der simulierten deutschlandweiten Stromerzeugung

In Abbildung 27 ist ein Ausschnitt von sechs Wochen im Frühling der simulierten deutschlandweiten Stromerzeugung zu sehen. Während sich die Photovoltaikeinspeisung erwartungsgemäß jeden Tag um die Mittagszeit konzentriert, ist hohes Windaufkommen meistens eher abends und nachts beobachtbar. Nur an den einzelnen Tagen fällt die Windenergieeinspeisung mit der PV-Einspeisung derart zusammen, dass eine Überproduktion entsteht und Abregelungen von WEA (siehe Abschnitt 2.4.1.2) vorgenommen werden müssen. Die Abregelungen sind in der Abbildung durch violette Flächen gekennzeichnet, die sonstigen Farben der Abbildung entsprechen denen aus Abbildung 9. An allen anderen Tagen wechseln sich Windenergie- und Photovoltaikeinspeisung in einer günstigen Weise hinsichtlich des Verbrauchs ab. Diese für die Stromversorgung günstige Abwechslung zwischen PV und Windenergie bedarf eines genaueren Blickes.

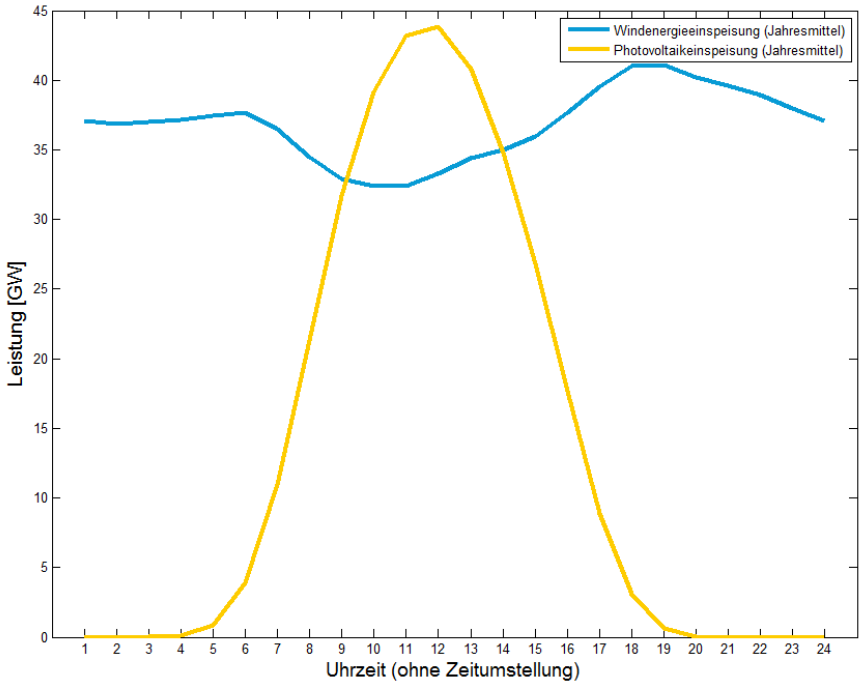


Abbildung 28: Tagesgänge der simulierten deutschlandweiten Einspeisung aus PV und Windenergie

In Abbildung 28 ist diese Abwechslung im durchschnittlichen Tagesgang (Mittelwerte aller Tagesstundenwerte des Jahres) der beiden Erzeuger, wie er hier dargestellt ist, gut erkennbar. Durchschnittlich weht zwischen 6 und 16 Uhr am wenigsten Wind und genau in diese Zeit fällt um 12 Uhr die Spitze der Photovoltaikeinspeisung. Am Abend zwischen 18 und 19 Uhr wird im Mittel am meisten Windenergie ins Netz eingespeist, während ab 20 Uhr die Photovoltaikeinspeisung im Jahresmittel vollkommen verschwindet.

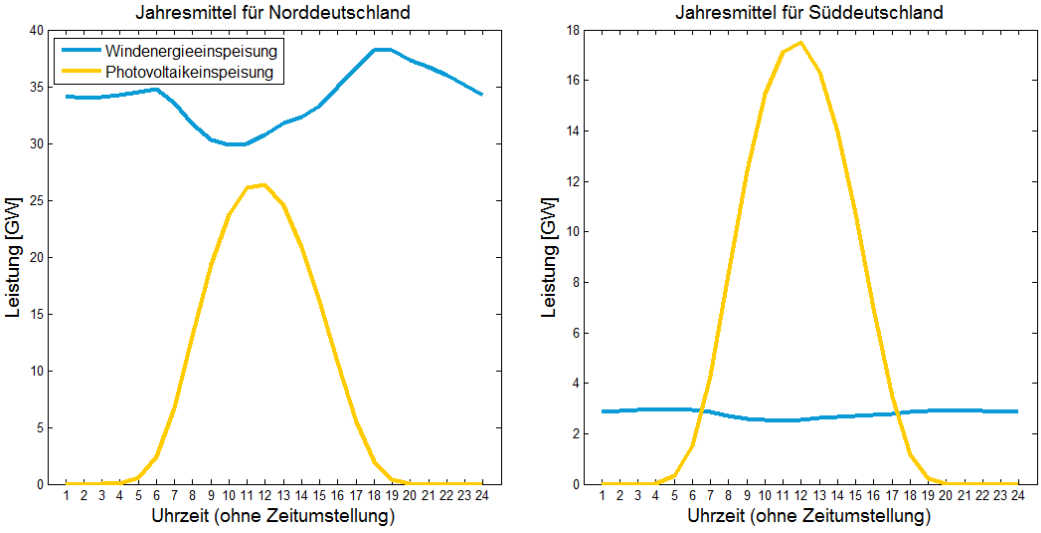


Abbildung 29: Tagesgänge der simulierten deutschlandweiten Einspeisung aus PV und Windenergie für a) Nord- und b) Süddeutschland

Bei einer einzelnen Betrachtung von Nord- und Süddeutschland (als Grenze wird hier der 50. Breitengrad angenommen) kann diese abwechselnde Einspeisung in den durchschnittlichen Tagesgängen für Norddeutschland noch gut beobachtet werden und liegt qualitativ auch genau in

der gleichen Weise wie im gesamten Bundesgebiet vor. Dies legt die Vermutung nahe, dass die auffallende Charakteristik des Tagesgangs der Windenergie durch meteorologische Phänomene in Küstennähe, etwa durch die Seewinde, hervorgerufen wird. Im Süden Deutschlands hingegen ist der Effekt aufgrund der deutlich geringeren Windenergieeinspeisung kaum noch erkennbar, auch wenn eine leicht erniedrigte Windenergieeinspeisung am Vormittag vorliegt. Beide Darstellungen bilden auch ganz deutlich ab, dass im Norden Deutschlands die Windeinspeisung im Mittel die Photovoltaikeinspeisung übertrifft während es im Süden genau umgekehrt ist (außer nachts). Die unterschiedlich hohen Werte der Leistungs-Achse sind durch die unterschiedlich großen Gebiete Nord- und Süddeutschland und die demzufolge unterschiedlich großen installierten Kapazitäten geschuldet.

2.4.3 Bioenergie

Die Bioenergie tritt in verschiedenen Formen z.B. als Wärme, Strom, oder Kraftstoff auf und beruht auf einer Vielzahl unterschiedlichster Energieträger. Entsprechend vielseitig ist ihre Nutzung und Anwendbarkeit. Die Vielzahl ihrer Energieträger wird mit dem Begriff „Biomasse“ zusammengefasst. Hierzu zählen Energiepflanzen, die sowohl in fester Form, als auch nach vorhergehender Verflüssigung oder Vergasung weiterverwendet werden, aber auch Klärgas, Gülle, Holz und Bioabfälle. Allen Energieträgern der Bioenergie ist gemein, dass ihre Energie chemisch gespeichert ist. Die direkte Speicherbarkeit der Bioenergie ist ein entscheidender Vorteil gegenüber der wetterabhängigen Wind- und Solarenergie. Bioenergie kann unter gewissen Einschränkungen hinsichtlich der Speicherkapazitäten und des Eigenbedarfs genau dann in Strom umgewandelt werden, wenn dieser benötigt wird (bedarfsorientierte Einspeisung). Abhängig von der gespeicherten und verfügbaren Energiemenge und den installierten Generatorleistungen ermöglicht die Bioenergie den Ausgleich kurzfristiger, aber auch längerfristiger wetterabhängiger Energieschwankungen. Heutzutage werden Bioenergieanlagen zumeist im Grundlastbetrieb, d.h. mit relativ konstanter Einspeisung gefahren. Biogasanlagen haben derzeit zum Teil über 8.000 Volllaststunden und eine hohe technische Anlagenverfügbarkeit von 92 bis 98 Prozent.

Bei flüssiger Biomasse ist die Anlagenverfügbarkeit ähnlich hoch, bei der festen Biomasse geringer. Anlagen zur Verstromung fester und flüssige Biomasse werden meist wärmegeführt gefahren, sodass sie um die 5.000 Volllaststunden aufweisen. Während feste Biomasse schon seit 100 Jahren für die Stromerzeugung eingesetzt wird, wird das Biogas erst seit Anfang der 90er und vermehrt nach der EEG Novelle 2004 verwendet. 2012 waren 7,5 GW elektrischer Leistung aus Bioenergieanlagen installiert, welche in diesem Jahr 43 TWh elektrische Energie erzeugten [82]. Dies entsprach einem Anteil von 30,6 Prozent der erzeugten elektrischen Energie aus erneuerbaren Energiequellen. Der größte Anteil der Energie aus Biomasse wurde durch Biogasanlagen bereitgestellt (24,8 TWh).

Tabelle 7: Aufteilung der Energieerzeugung von 2012 aus Biomasse auf die einzelnen Fraktionen

Einsatzstoff	Anlagen Anzahl [83]	Installierte Leistung in GW	Elektrische Energieerzeugung in TWh
Biomasse Heizkraftwerke	540	2,2	11,6
Biogasanlagen mit Vor-Ort Verstromung	7.515 [83]	3,21 [83]	23,7
Biogasanlagen mit Einspeisung in das Gasnetz	116 [83]	0,2 [83]	1,1 [83]
Flüssige Biomasse	1.000	0,2	0,4
Klärgas	1.200	0,24	1,3
Biogener Anteil des Abfalls		1,4	4,9
Deponiegas		0,13	0,6

Haupteinsatzstoffe in Biogasanlagen sind auf die Masse bezogen 52,8 Prozent nachwachsende Rohstoffe (Energiepflanzen), 43 Prozent tierische Exkremente, 3,8 Prozent Bioabfall und 0,3 Prozent industrielle und landwirtschaftliche Reststoffe. Auf den Energiegehalt bezogen haben hierbei Energiepflanzen einen Anteil von 81,5 Prozent. Bei den Energiepflanzen wird in 2012 hauptsächlich Maissilage verwendet. Der auf die Masse bezogene Anteil der Maissilage bei Energiepflanzen beträgt hierbei 73 Prozent. Bei Biomasseheizkraftwerken werden vorwiegend Waldrestholz (38 Prozent aller Anlagen) sowie Altholz (24 Prozent aller Anlagen) verbrannt.

Für das Bioenergie-Szenario des Kombikraftwerk 2 wird nach [6] und [37] ein allein aus Deutschland stammendes Gesamtenergiepotenzial zur Stromerzeugung von 60,5 $TWh_{el.}$ pro Jahr angesetzt. Dies entspricht ca. 10 Prozent an der Bruttostromversorgung des Szenarios. Bei den genannten Potenzialstudien wurden Nahrungsmittelsicherheit und die Erzeugung von Biokraftstoffen berücksichtigt. Das gesamte energetische Primärenergie-Nutzungspotenzial liegt bei 1.535 PJ. Dies beinhaltet die Stromerzeugung, die Wärmeerzeugung sowie den Kraftstoffbereich. Weitere Studien zu dem nutzbaren Bioenergiepotenzial gehen von einem Biomassepotenzial von 1.000 PJ bis 1.700 PJ aus. Tabelle 8 gibt Aufschluss darüber, wie sich das Gesamtenergiepotenzial im Szenario auf insgesamt 10 Technologien inklusive des Biomethans aufteilt.

Tabelle 8: Aufteilung der Bioenergie im Szenario

		Jahresenergie [$TWh_{el.}$]	örtliches Potenzial:	Verstromung in:
Biogas	Energiepflanzen	10,2	auf Feldern und Grünland	Bioenergieanlagen & Methankraftwerken (40% in Dörfern vor-Ort, 60% über das Erdgasnetz)
	Gülle	14,1	in Dörfern	
	Privates Klärgas	1,3	in Siedlungsgebieten	Bioenergieanlagen & Methankraftwerken (40% in Industriegebieten vor-Ort, 60% über das Erdgasnetz)
	Industrielles Klärgas	0,3	in Industriegebieten	
feste Biomasse	Energiepflanzen	6,0	auf Feldern	Bioenergieanlagen in Dörfern vor-Ort
	Waldrestholz	12,2	in Wäldern	Holzheizkraftwerken (ca. 40% über Vergasung in das Erdgasnetz)
	Altholz	9,1	in Siedlungsgebieten	Altholzkraftwerken (ca. 60% über Vergasung in das Erdgasnetz)
	Biogener Abfall	5,9	in Siedlungsgebieten	Müllheizkraftwerken
Flüssige Biomasse	Energiepflanzen	1,5	auf Feldern	Bioenergieanlagen in Dörfern vor-Ort
Summe		**60,5**		
	davon Biomethan	26		

2.4.3.1 Modellierung der räumlichen Verteilung

In [37] wurde eine Verteilung des Potenzials der Energiepflanzen für den Einsatz in (Vor-Ort-) Bioenergieanlagen auf die einzelnen Landkreise bestimmt und in Form einer Karte veröffentlicht. Auf Basis der Verteilungsanteile, die sich aus der Karte ergeben, wurde für das Kombikraftwerk 2 das angesetzte Energiepflanzenpotenzial für ganz Deutschland auf die einzelnen Landkreise verteilt. Durch eine gleichmäßige Verteilung der Landkreis-Potenziale auf die Wiesen und Felder der Landkreise wurde eine Erhöhung der räumlichen Auflösung der Potenziale erreicht. Als Felder wurden der CORINE-Flächentyp „Nicht bewässertes Ackerland“ und zur Hälfte die Typen „Komplexe Parzellenstrukturen“ und „Landwirtschaft mit natürlicher Bodenbedeckung“ interpretiert; als Grünland der Typ „Wiesen und Weiden“ und zur Hälfte der Typ „Komplexe Parzellenstrukturen“. Ferner wurde angenommen, dass die Energiepflanzen zur Erzeugung von Biogas auf Feldern und Grünland, die Energiepflanzen zur Erzeugung von fester und flüssiger Biomasse jedoch nur auf Feldern wachsen. Das Potenzial der Gülle wird auf Basis von statistischen Erhebungen der Bundesländer [9] über den Tierbestand in den jeweiligen Landkreisen verteilt. Innerhalb der Landkreise wird das Potenzial des jeweiligen Landkreises weiterhin gleichmäßig auf die Siedlungsgebiete mit weniger als 10.000 Einwohnern (Dörfer) verteilt, da die Viehbetriebe und Geflügelfarmen sich meist in dünnbesiedelten Gebieten befinden. Die Dörfer werden auch als die Orte angesetzt, in denen die Verstromung der Gülle und der Energiepflanzen, seien es feste, verflüssigte und vergaste, stattfindet. Für die Gülle und das Biogas aus Bioenergiepflanzen wird jedoch angenommen, dass lediglich 40 Prozent in den Dörfern des Landkreises verstromt werden

und der Rest zunächst ins Erdgasnetz eingespeist wird. Für den ins Erdgasnetz eingespeisten Anteil wird angenommen, dass er überall in Deutschland nutzbar ist und größtenteils in Städten durch Vor-Ort-Bioenergieanlagen und Methankraftwerke verstromt wird (siehe Abschnitte 2.4.3.2 und 2.4.6). Ähnlich wird auch für Klärgase vorgegangen. Klärgase entstehen bei Abwasserkläranlagen, die eine vorgeschaltete aerobe Klärstufe und eine nachgeschaltete anaerobe Klärstufe verwenden. Das größte Potenzial liegt hierbei in dicht besiedelten Gebieten. Die Verteilung des Potenzials auf die Landkreise wird anhand des Abwasseraufkommens in den jeweiligen Landkreisen aus [9] vorgenommen. Hierbei wird zwischen dem Abwasseraufkommen aus der Industrie und dem öffentlichen Abwasser aus Wohnungen, öffentlichen Gebäuden etc. unterschieden. Innerhalb der Landkreise wird das Potenzial aus dem Abwasser aus Industrie und Gewerbe des jeweiligen Landkreises gleichmäßig auf die Industrieflächen und das Potenzial des Abwassers aus öffentlichen Gebäuden gleichmäßig auf die Siedlungsflächen verteilt. Für die Verstromung des Klärgases, sei es aus Industrie oder Wohnhäusern, wird angenommen, dass 40% in den Industriegebieten des jeweiligen Landkreises erfolgt und der Rest zunächst ins Erdgasnetz eingespeist wird.

Abbildung 30 verdeutlicht die räumliche Verteilung der verschiedenen Bioenergiepotenziale anhand von Gitterflächen der Größe 7 km x 7 km.

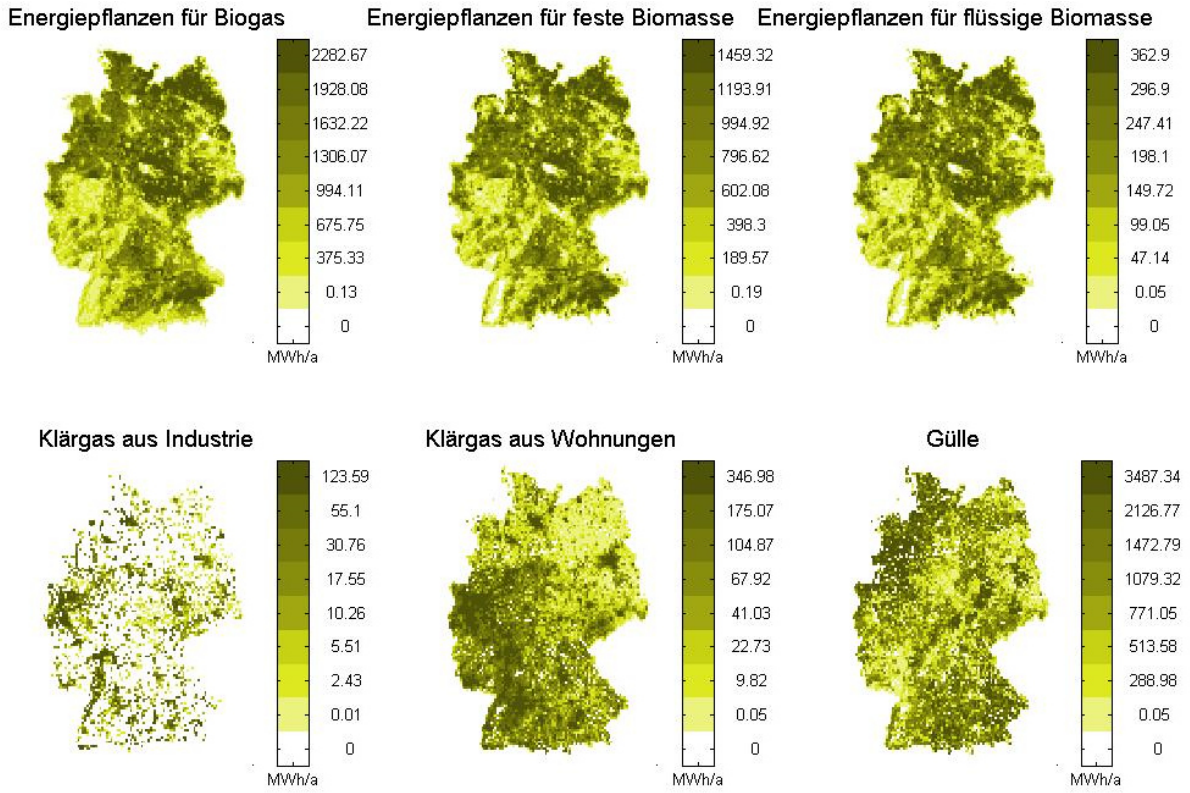


Abbildung 30: Räumliche Verteilung verschiedener Bioenergiepotenziale im Szenario

Waldrestholz fällt größtenteils in den größeren Waldflächen in Deutschland an. Im Kombikraftwerk 2-Szenario wird das angesetzte Energiepotenzial von 12,2 TWh_{el} pro Jahr gleichmäßig auf alle Waldflächen Deutschlands verteilt. Für die Verortung der Verstromung dieses Waldrestholzpotenzials wird jede Waldfläche dem nächstgelegenen Holzheizkraftwerk zugeordnet. Es wurden hierfür die Standorte von 126 bestehenden Holzheizkraftwerken (Gemischt- & Waldholz) (Stand 2010, aktuell 600 Holzheizkraftwerke am Netz) aus [36] verwendet. Altholz aus

Industrieprozessen und aus Haushalten fällt größtenteils in Städten an. Sein Energiepotenzial wird im Szenario entsprechend der Einwohnerzahl auf Siedlungsgebiete verteilt. Für die Verortung der Verstromung des Altholzes wird jedes Siedlungsgebiet dem nächstgelegenen bestehenden Altholzkraftwerk (insgesamt 68 aus [36]) zugeordnet. Unter biogenem Abfall wird der biologisch abbaubare Anteil des Mülls verstanden, der unsortiert mit dem restlichen Haushalt in den Müllverbrennungsanlagen mitverbrannt wird. Sein Energiepotenzial von 5,9 TWh_{el} pro Jahr wird im Szenario prozentual zur Bevölkerungszahl auf die deutschen Siedlungsgebiete verteilt. Biogener Abfall wird in Müllheizkraftwerken verstromt. Die Standorte und Jahresenergieerträge von 78 Müllheizkraftwerken wurden aus [38] für die Verortung der Verstromung von biogenem Abfall im Szenario übernommen.

Abbildung 31 zeigt die Gebiete, in denen Waldrestholz (grün), Altholz und biogener Abfall (rot) anfallen und die Standorte und Jahresenergieerträge der Kraftwerke, in denen sie im Szenario verstromt werden.

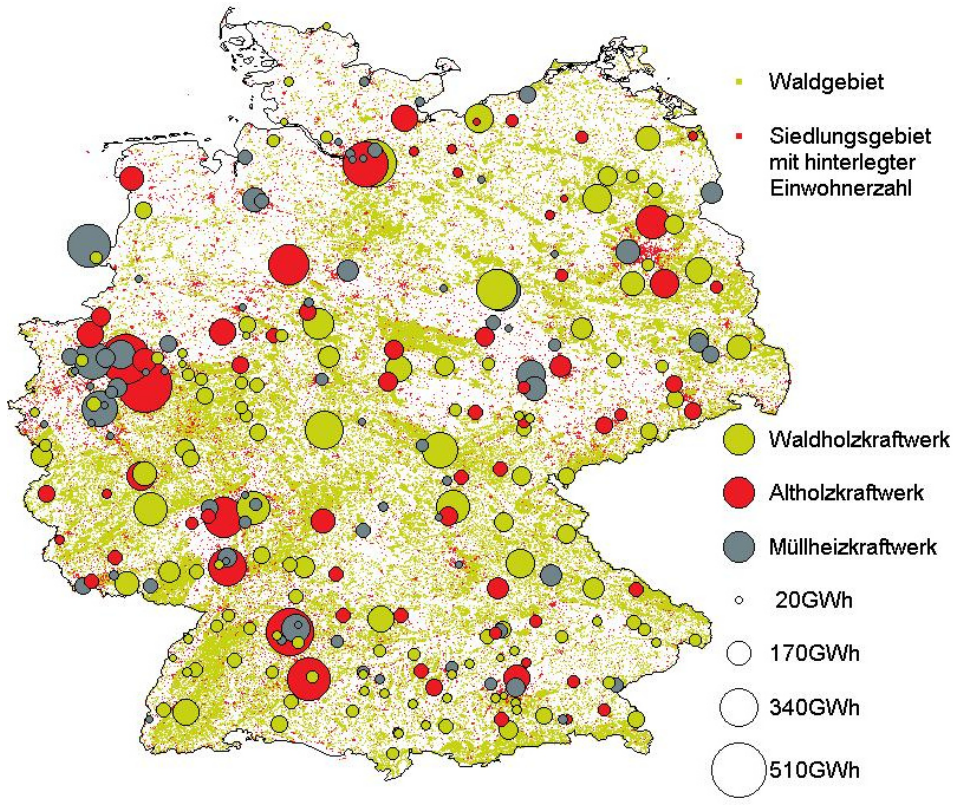


Abbildung 31: Verortung der Energiepotenziale und der Verstromung und Vergasung von Waldrestholz, Altholz und biogenem Abfall im Szenario (Anlagenstandorte Stand 2010)

In diesem Abschnitt wurde die Verortung der elektrischen Jahresenergieerträge der unterschiedlichen Bioenergieformen beschrieben. Die installierten Leistungen der Bioenergieanlagen ergeben sich aus den im folgenden Abschnitt beschriebenen Modellen zur Zeitreihenerzeugung.

2.4.3.2 Zeitreihenerzeugung und -auswertung

Für die Erzeugung der Einspeisezeitreihen wird die Bioenergie in drei Gruppen unterteilt. Die eine Gruppe ist das Biomethan mit ca. 26 TWh_{el}, das im Modell in das Erdgasnetz eingespeist wird und für

das keine räumliche Gebundenheit (etwa durch Gasnetzengpässe) angenommen wird. Das Biomethan wird im Modell in den Methankraftwerken (siehe Abschnitt 2.4.6) verstromt. Die beiden anderen Gruppen weisen im Modell eine räumliche Gebundenheit auf; sie werden dort (bzw. innerhalb des Netzknoteneinzugsgebietes, siehe Kapitel 2.5) verstromt, wo sie anfallen. Sie werden im Folgenden als „Biogasanlagen“ und „Biomasse-Anlagen“ bezeichnet und mit dem Begriff „Vor-Ort-Bioenergieeinspeisung“ zusammengefasst.

Bei den Biogasanlagen mit insgesamt ca. 10,3 TWh_{el} wird von einer jahreszeitlich konstanten Gasproduktion ausgegangen. Des Weiteren wird angenommen, dass 30 Prozent der durchschnittlichen Wärmeerzeugung für die Beheizung der Fermenter sowie für die Hygienisierung bei Abfallanlagen etc. verwendet werden. Hierbei überwiegt der Anteil der landwirtschaftlichen Biogasanlagen ohne Hygienisierung, sodass im Szenario von einem saisonalen Wärmebedarf ausgegangen wird. Die maximal erzeugte Wärme kann im Modell für 24 Stunden gespeichert werden, d.h. die Fermenter können bis zu 24 Stunden ohne zusätzliche Wärmeversorgung auskommen. Es wird außerdem angenommen, dass ein Gasspeicher von 24 Stunden vorhanden ist. Es werden im Szenario nur so viele Anlagen installiert, dass diese mindestens 2.000 Volllaststunden haben.

Für die mit fester Biomasse arbeitenden Biomasse-Anlagen mit insgesamt ca. 24,2 TWh_{el} wurde angenommen, dass 75 Prozent der von ihnen erzeugten Wärme genutzt werden sollen, und maximal 25 Prozent verworfen werden dürfen (d.h. sie fahren in erster Linie wärmegeführt; die Flexibilität ist geringer als bei den Biogasanlagen). Die Zeitreihe des durch die Biomasse zu deckenden Wärmebedarfs wird proportional zum Wärmelastprofil der allgemeinen Versorgung (siehe Abbildung 32) angenommen. Für die Biomasse wird ein Wärmespeicher von 6 Stunden angesetzt. Da feste Biomasse leichter zu lagern ist, wird keine Beschränkung bei der Versorgung mit Brennstoff angenommen, nur die Gesamtjahresenergie ist natürlich über die verfügbare feste Biomasse vorgegeben.

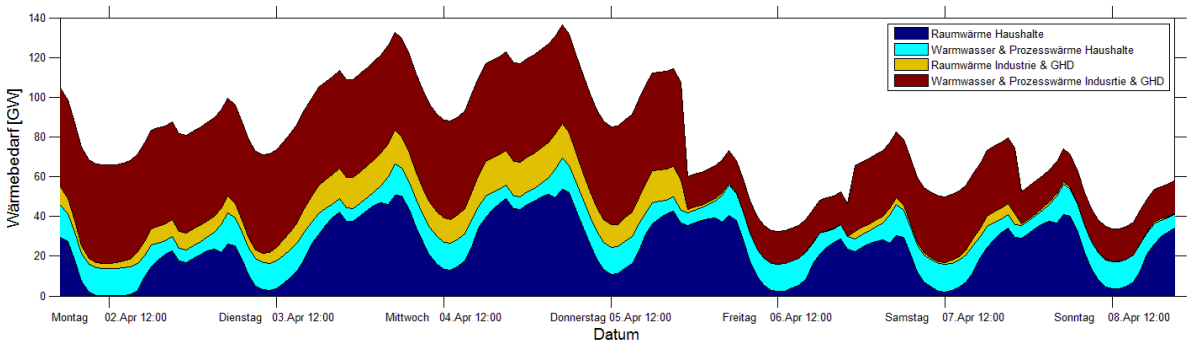


Abbildung 32: Ausschnitt aus den angesetzten Wärmebedarfszeitreihen, aggregiert für gesamt Deutschland.

Unter diesen Randbedingungen, also

- dem Erreichen der Mindestvolllaststunden
- der Deckung der Wärmelast unter Benutzung der Wärmespeicher
- den Möglichkeiten der Brennstoffspeicherung und
- der Deckung des Gesamtstrombedarfs in Deutschland aus allen Modalitäten zusammen,

wurde der Einsatz der Biogas- und Biomasse-Kraftwerke so geplant, dass der Gesamtenergieverbrauch des Systems und die zu installierenden Kapazitäten minimiert werden. Dies geschah mit Hilfe der Langfristsimulation (siehe Kapitel 2.1). Daraus ergaben sich die folgenden deutschlandweiten Kapazitäten der Bioenergieanlagen:

- Biogasanlagen: 5,16 GW
- Biomasse-Anlagen: 12,11 GW

Die Ergebnisse der Einsatzplanung zeigen, dass die Bioenergieanlagen zwar kurzfristig zur Flexibilität der Stromerzeugung beitragen, mittelfristig aber wärmegeführt eingesetzt werden müssen, um die Wärmelast zu decken, für die sie verantwortlich sind (siehe Abbildung 32). Durch saisonale Wärmespeicher und durch Power-to-Heat würde sich die Flexibilität der Biomasseanlagen weiter erhöhen lassen; dies war hier jedoch nicht Gegenstand der Untersuchung. Abbildung 33 zeigt für zwei besonders kritische Wochen die Residuallast, d.h. die noch zu deckende Last, wenn wetterabhängige Stromerzeuger wie PV und Wind sowie die DSM-gesteuerten Batterien bereits abgezogen sind.

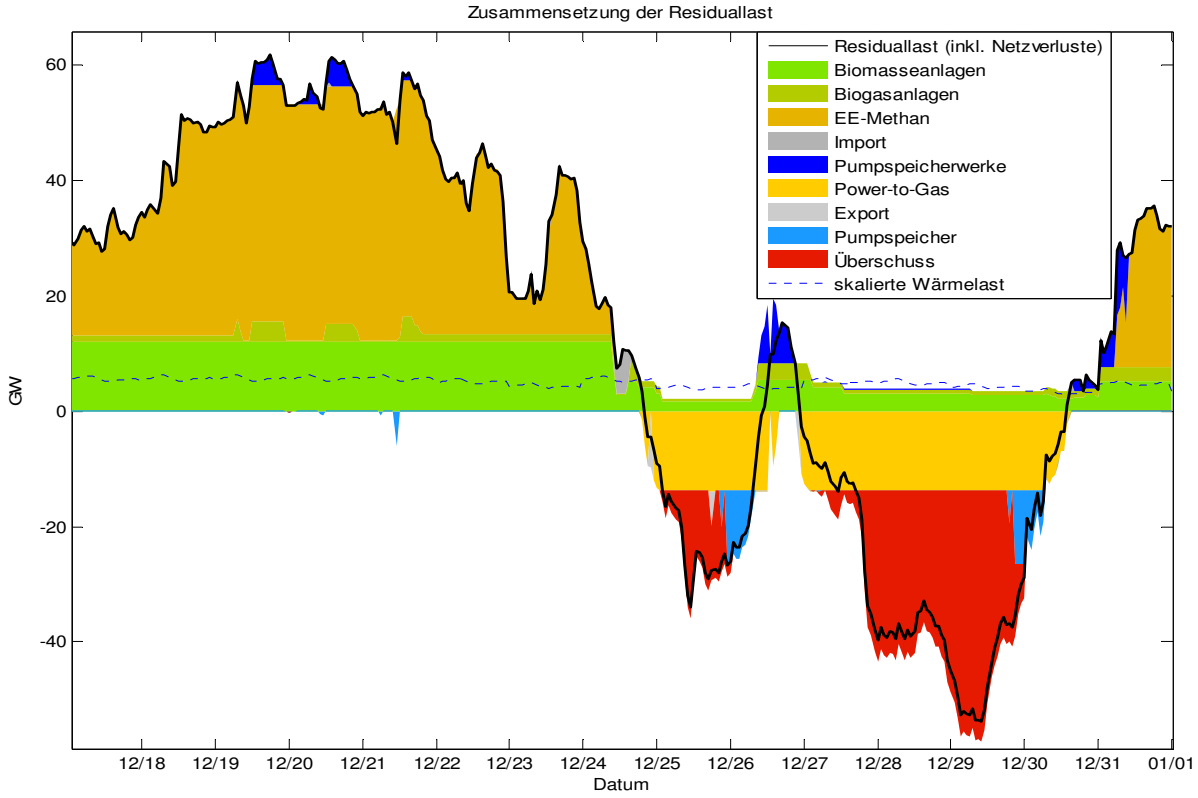


Abbildung 33: Deckung der Residuallast durch steuerbare Erzeuger und Speicher in den zwei letzten Jahreswochen. Zur Veranschaulichung ist qualitativ der Verlauf der Wärmelast skizziert. Um diese Wärmelast zu decken, können Biogas- und Biomasse-Anlagen nicht komplett abgeschaltet werden.

Wie in der letzteren Woche ersichtlich ist, gibt es einige Tage mit einem deutlichen Überschuss an erzeugter Wind- und PV-Leistung. Konsequenterweise entscheidet die optimale Einsatzplanung, zu diesen Zeiten möglichst viel Strom per Power-to-Gas und Pumpspeicher zu speichern. Dennoch muss ein großer Anteil des Stroms verworfen werden. Zu dieser Zeit des Überschusses werden Biogas- und

Biomasse-Anlagen dennoch auf niedrigem Niveau betrieben. Der Grund dafür liegt im relativ konstanten Wärmebedarf, den sie liefern müssen. Es ist auch sehr deutlich zu sehen, wie sich die Flexibilität mit größer werdendem Wärmespeicher verbessert: Die Biogasanalagen mit ihren relativ großen Wärmespeichern können während der ersten Überproduktionsphase komplett und während der zweiten fast vollständig heruntergefahren werden.

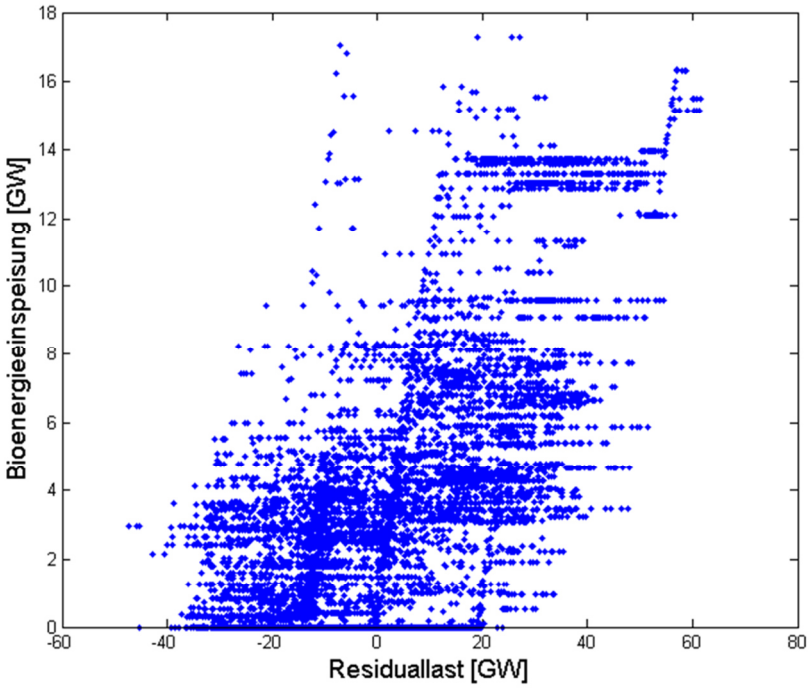


Abbildung 34: Zusammenhang zwischen der simulierten Stromeinspeisung aus Vor-Ort-Biomasse-Anlagen und der Residuallast für alle Stunden des Jahres

Um das Verhalten der Vor-Ort-Bioenergieeinspeisung für das ganze Jahr zu analysieren, ist in Abbildung 34 die Einspeisung von Strom aus Vor-Ort-Biomasse-Anlagen über der Residuallast für alle Stundenwerte des Jahres aggregiert für ganz Deutschland aufgetragen. Die Residuallast ist hierfür definiert als Stromverbrauch abzüglich der Summe der Stromeinspeisung aus Wind-, Photovoltaik- und Laufwasseranlagen – also die wetterabhängigen erneuerbaren Energiequellen. Die höchste Stromeinspeisung aus Biomasse-Anlagen mit Vor-Ort-Verstromung tritt demnach wie erwartet bei positiver Residuallast auf, wenn der Stromverbrauch nicht durch die wetterabhängigen erneuerbaren Energien gedeckt werden kann. Grund dafür, dass auch bei negativer Residuallast die Einspeisung von Strom aus Biomasse-Anlagen mit Vor-Ort-Verstromung nicht vollkommen verschwindet, liegt in der Betriebsweise der Anlagen. Da Biomasse-Anlagen die ihnen zugewiesene Wärmeversorgungsaufgabe erfüllen müssen, sind sie nur selten außer Betrieb.

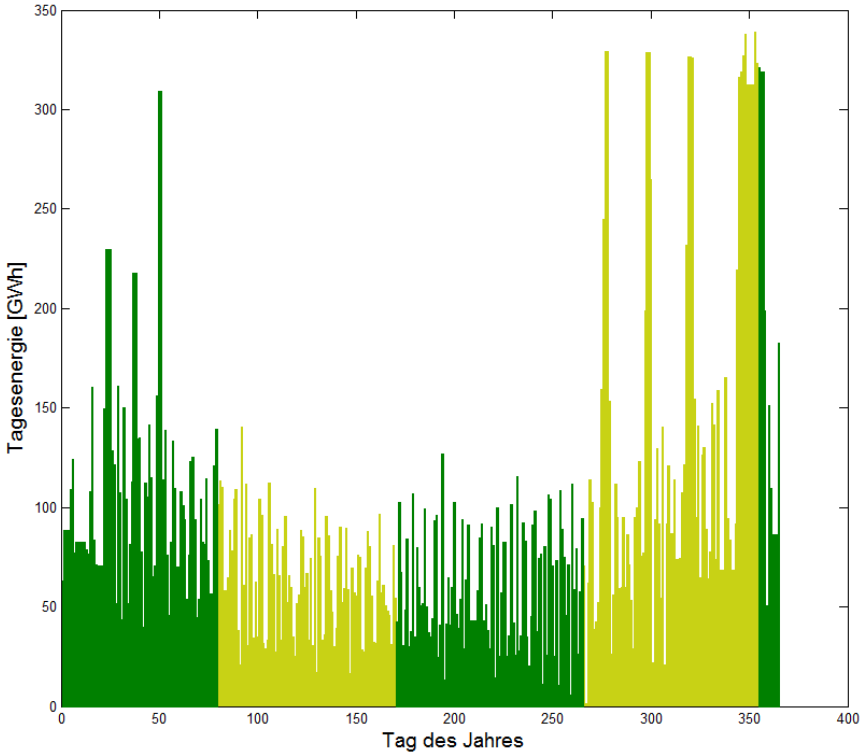


Abbildung 35: Tagesenergien der Vor-Ort-Bioenergieeinspeisung

In Abbildung 35 sind die Tagesenergien der Vor-Ort-Bioenergieeinspeisung für das ganze betrachtete Jahr und ganz Deutschland zusammengefasst. Die dunkelgrüne Farbe umfasst die Jahreszeiten Winter und Sommer und die hellgrüne Farbe Frühling und Herbst. Es lässt sich erkennen, dass es keinen ganzen Tag gibt, an dem gar keine Vor-Ort-Einspeisung aus Bioenergie erfolgt. Bei Betrachtung der einzelnen Stunden des Jahres gibt es an 1.436 Stunden keine Stromeinspeisung aus Vor-Ort-Biomasse-Anlagen, das entspricht einem Anteil von 16,4 Prozent. Die Einspeisungen liegen im Herbst und Winter deutlich höher als im Frühling und Sommer. Ein Grund hierfür ist offenbar die verringerte Photovoltaikeinspeisung im Herbst und Winter und die damit erhöhte positive Residuallast.

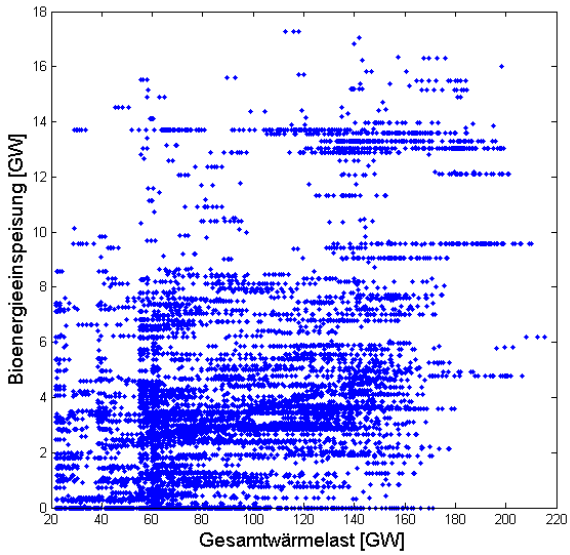


Abbildung 36: Simulierte Vor-Ort-Bioenergieeinspeisung über der Wärmelast

In Abbildung 36 werden die Stundenwerte der Vor-Ort-Bioenergieeinspeisung über denen der Wärmelast für ganz Deutschland gezeigt. Es fällt auf, dass es kaum hohe Vor-Ort-Bioenergieeinspeisungen bei niedriger Wärmelast gibt; allerdings findet eine Vor-Ort-Bioenergieeinspeisung von bis zu 8 GW bei verschiedenster Wärmelast statt. Der Korrelationskoeffizient beträgt 49,8 Prozent. Eine Tendenz zur höheren Einspeisung von Bioenergie bei höherer Wärmelast ist also gegeben.

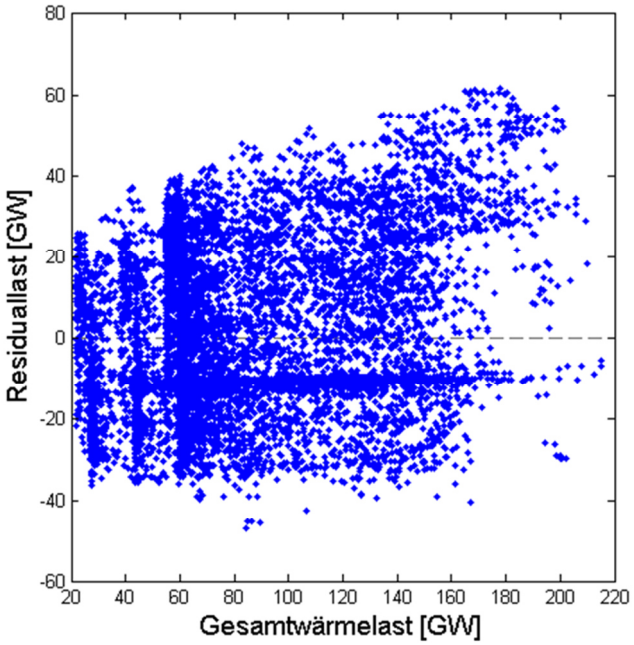


Abbildung 37: Zusammenhang zwischen simulierter Residual- und Wärmelast

Der Zusammenhang zwischen der simulierten Wärme- und Residuallast für jede Stunde des Szenarienjahres und für ganz Deutschland ist in Abbildung 37 dargestellt. Bei hoher Wärmelast nimmt auch in den meisten Fällen die Residuallast einen hohen positiven Wert an, d.h. es herrscht Energiebedarf. Der Überschuss aus erneuerbaren Energiequellen (negative Residuallast) hingegen fällt mit verschiedensten Wärmelasten zusammen. Auffällig hohe Überschüsse bei sehr geringer Wärmelast können nicht beobachtet werden. Die Korrelation ist mit minus 23,6 Prozent (Gesamtwärmelast) auch nicht so hoch wie im Vergleich mit der Bioenergieeinspeisung.

2.4.4 Wasserkraft

Wasserkraftwerke gibt es schon seit vielen Jahrzehnten in Deutschland. Heute sind es ca. 7.700 Anlagen, welche einen Anteil von ca. 3,5 Prozent an der Stromversorgung haben [6]. Für die Zukunft wird davon ausgegangen, dass zwar kleine Wasserkraftanlagen hinzu gebaut werden, der größte Energiezuwachs jedoch durch die Modernisierung bestehender großer Wasserkraftwerke erreicht wird. Die angenommenen möglichen Jahresenergieerträge der Wasserkraft reichen von 24 TWh ([7], [6]) bis 31,9 TWh [50]. Für das Kombikraftwerk 2-Szenario werden jedoch gemäß [6] 25 TWh angesetzt.

2.4.4.1 Modellierung der räumlichen Verteilung

Zur Ermittlung der geographischen Verteilung der zukünftigen installierten Kapazitäten von Wasserkraftwerken wird eine Aufstellung der Anlagen mit einer installierten Leistung größer 1 MW

genutzt, welche für den Stand des Jahres 2004 die Standorte der Kraftwerke, den Jahresenergieertrag (in GWh), die Ausbauleistung (in MW) sowie Ausbaudurchflüsse (in m³/s) – aufgegliedert nach den Anlagentypen – enthält. An Anlagentypen werden lediglich die Laufwasserkraftwerke betrachtet, da für dieses Projekt keine Daten zu Speicherkapazitäten und Betriebsregeln von Speicherwasserkraftwerken zur Verfügung stehen, welche allerdings einen vernachlässigbaren Anteil von ca. 5% an der Jahresarbeit aus Wasserkraft einnehmen. Ferner werden lediglich Anlagen in den Bundesländern Bayern, Baden-Württemberg, Rheinland-Pfalz und Nordrhein-Westfalen berücksichtigt. Diese Bundesländer haben nach [51] einen Anteil von 66,05 Prozent (Bayern), 22,14 Prozent (Baden-Württemberg), 5,68 Prozent (Rheinland-Pfalz) und 2,31 Prozent (Nordrhein-Westfalen), also zusammengenommen einen Anteil von 96,2 Prozent am Regelarbeitsvermögen aller Lauf- und Speicherkraftwerke in Deutschland. Die erfasste installierte Leistung beträgt ca. 2.730 MW. Dies entspricht nach [50] etwa 58 Prozent der im Jahre 2007 installierten Leistung. Die restlichen 42 Prozent ergeben sich durch den nach dem Jahr 2004 nicht erfassten Zubau, durch die nicht erfassten Speicherwasserkraftwerke, sowie durch die nicht erfassten Wasserkraftwerke unter 1 MW Nennleistung. Von diesen Kleinanlagen gibt es zurzeit etwa 7.300 Stück, sie machen aber lediglich einen Anteil von ca. 10 Prozent an der Energieerzeugung aus. Die installierte Nennleistung der erfassten Anlagen wird unter Berücksichtigung der oben genannten Anteilen der Bundesländer am Jahresenergieertrag so hochskaliert, dass sich die aus Wasserkraft erzeugte Jahresenergie unter Beibehaltung der Volllaststunden jeder einzelnen Anlage zu 25 TWh ergibt. Diese Hochskalierung der erfassten Wasserkraftwerke entspricht der oben bereits erwähnten Annahme, dass die aus Wasserkraft gewonnene Energie vor allem durch die Modernisierung bestehender Großkraftwerke in Zukunft erhöht werden kann. Es ergeben sich ca. 4,8 GW installierte Wasserkraftleistung.

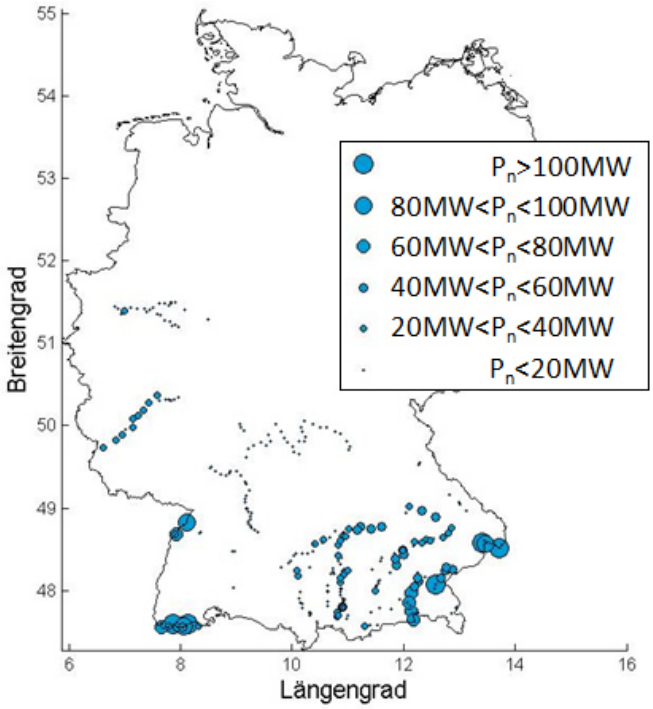


Abbildung 38: Räumliche Verteilung der installierten Wasserkraftleistung im Szenario

2.4.4.2 Zeitreihenerzeugung und -auswertung

Die Leistungsabgabe jeder einzelnen erfassten Wasserkraftanlage wird als Funktion des Wasserdurchflusses durch das Kraftwerk simuliert. Grundlage hierfür bildet die in Abbildung 39 dargestellte Leistungskennlinie. Die abgegebene Leistung steigt linear mit wachsendem Durchfluss durch das Kraftwerk an, bis der Ausbaudurchfluss erreicht wird. Bei diesem wird die Ausbauleistung des Kraftwerks abgegeben. Nach Überschreiten des Ausbaudurchflusses fällt die Leistung linear ab. Der Leistungsabfall erklärt sich durch einen Rückgang der Wasserfallhöhe bei hohen Durchflussraten. Der Grad des Abfalls ist standort- bzw. kraftwerksspezifisch, wird jedoch auf Grund von fehlender Information für alle Kraftwerke als gleich angenommen. Der Wert des Abfalls wird durch Betrachtung von für das Projekt vorliegenden Erzeugungsdaten sowie durch Kalibrierung der Simulationsergebnisse mit Daten zur monatlichen Erzeugung aus Wasserkraft für Bayern bestimmt.

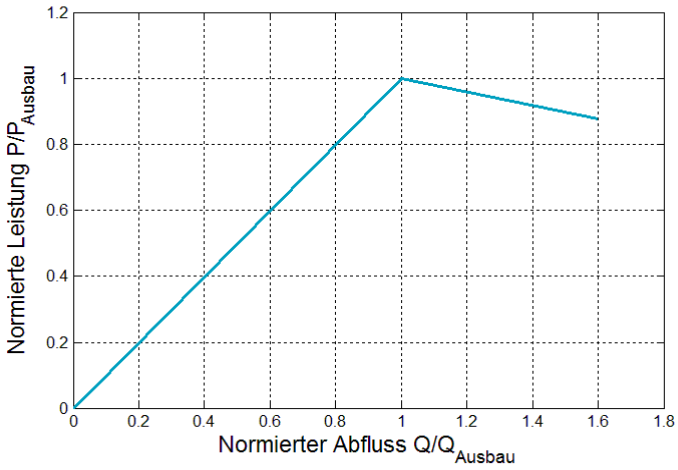


Abbildung 39: Verwendete Wasserkraftkennlinie

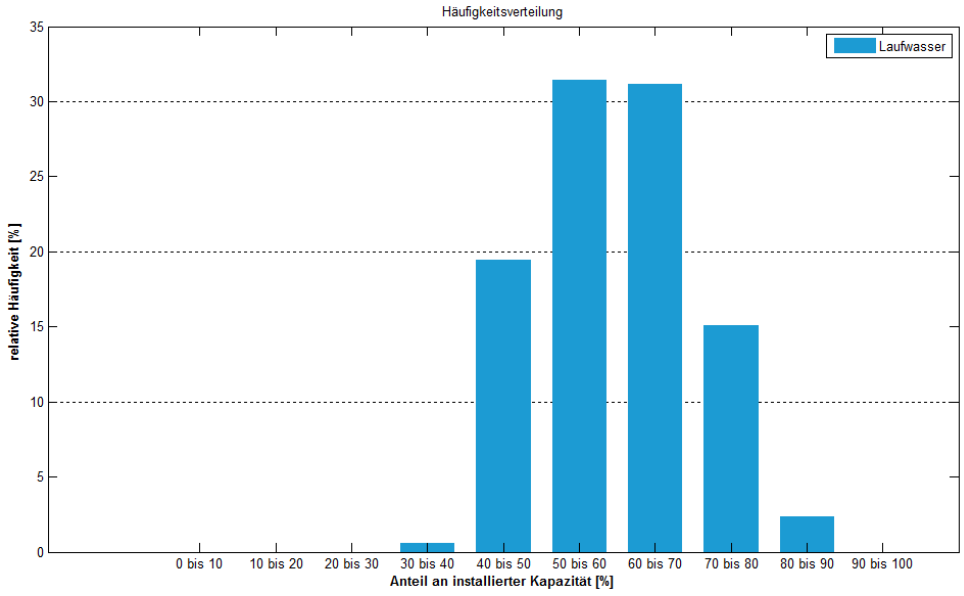


Abbildung 40: Häufigkeitsverteilung der simulierten Einspeisung aus Wasserkraft

Wie in Abbildung 40 zu sehen, werden die im Szenario vorhandenen Wasserkraftanlagen meistens etwas über der Hälfte ihrer installierten Leistung betrieben (vergleiche auch die Vollaststundenzahl

von 5.253, was ca. 60 Prozent entspricht). Eine gleichzeitige Ausnutzung aller in Deutschland installierten Kapazitäten tritt nicht auf.

2.4.5 Geothermie

Die Nutzung der Geothermie ermöglicht neben der Wärmebereitstellung auch eine wetterunabhängige Stromerzeugung, was insofern als vorteilhaft anzusehen ist, als dass dadurch ein Teil der Grundlast auch bei wenig Wind und Sonne gedeckt werden kann. Die Geothermie wird in Deutschland bisher nur in kleinem Maßstab zur Stromerzeugung genutzt, so sind im Jahr 2013 erst 5 Anlagen mit insgesamt 12,5 MWel. in Betrieb [52]. Allerdings befinden sich größere Anlagen in der Planungs- und Bauphase. Mit der Errichtung von Geothermieanlagen gingen bisher zum Teil ökonomische und ökologische Risiken einher; so kann es z.B. zu einem Abbruch der teuren Bohrungen wegen Instabilitäten oder auch zu leichten Erdbeben kommen. Nach [39] beträgt das technische Gesamtpotenzial zur geothermischen Stromerzeugung in Deutschland das 600-fache des deutschen Jahresstrombedarfes, wobei ca. 95 Prozent des Potenzials auf kristalline Gesteine entfallen, etwa 4 Prozent auf geologische Störungszonen und etwa 1 Prozent auf Heißwasser-Aquifere. Selbst das Potenzial der kleinsten Ressource (Heißwasser-Aquifere) entspricht noch ungefähr dem Fünffachen des deutschen Jahresstrombedarfs. Das nachhaltige Potenzial geothermischer Stromerzeugung, d.h. die Energieentnahme aus dem Gestein, die nicht zu einer langfristigen Abkühlung führt, wird jedoch nur auf 300 TWh/a geschätzt. Da die Wirtschaftlichkeit der Geothermie zudem deutlich erhöht wird, wenn nicht nur Strom erzeugt wird, sondern auch die Wärme effizient genutzt wird, reduziert sich das Potenzial aufgrund des begrenzten nutzbaren Wärmebedarfs weiter auf ca. 66 TWh/a. Der für das vorliegende Szenario angesetzte Wert von 40 TWh für die elektrische Jahresenergieerzeugung aus Geothermie liegt demnach relativ hoch, aber im Bereich des Möglichen.

2.4.5.1 Modellierung der räumlichen Verteilung

Für die Nutzung der Geothermie zur Stromerzeugung werden in nächster Zeit vor allem die Heißwasser-Aquifere als technologisch umsetzbar angesehen. Diese sind vor allem im Norddeutschen Becken, dem Oberrheingraben und dem Süddeutschen Molassebecken zu finden. Für das Kombikraftwerk 2-Szenario werden die Geothermieanlagen vereinfacht gleichmäßig auf die Positionen der Netzknoten (siehe Abschnitt 2.5.1.1) dieser Gebiete verteilt (siehe Abbildung 41). Es ergeben sich 165 Netzknotenpositionen, die zu gleichen Teilen zu der angesetzten Jahresenergieerzeugung beitragen.

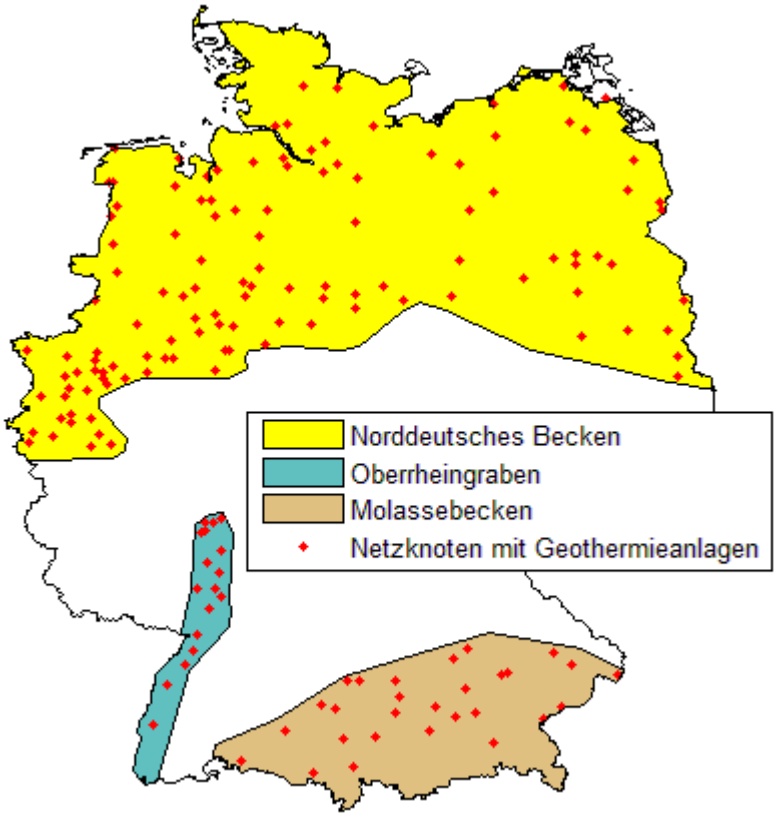


Abbildung 41: Räumliche Verteilung der Geothermieanlagen im Szenario

2.4.5.2 Zeitreihenerzeugung und -auswertung

Die Stromeinspeisung aus Geothermie wird für das Szenario vereinfacht als zeitlich konstant simuliert. Mit der angesetzten Jahresenergieerzeugung von 40 TWh ergibt sich eine Leistung von ca. 4,7 GW.

2.4.6 Methankraftwerke

Der Begriff „Methankraftwerk“ wird in dem vorliegenden Projektbericht für Kraftwerke jeglicher Größe verwendet, in denen Methan verstromt wird. Hierzu können z.B. kleine Blockheizkraftwerke (BHKW) in den Kellern von Wohnhäusern (siehe 100.000 Zuhause-Kraftwerke von Lichtblick mit 2 kW Nennleistung) oder große Gas-, bzw. GuD-Kraftwerke zählen. Der Begriff „Methankraftwerk“ soll zum Ausdruck bringen, dass im Szenario nicht fossiles Erdgas verbrannt wird, sondern Methan aus dem (Erd-)Gasnetz. Dieses Methan setzt sich im Szenario zu gut 58 Prozent aus Biomethan, das durch Bioenergieanlagen („Biomethananlagen“) (Abschnitt 2.4.3) erzeugt, aufbereitet und in das Gasnetz eingespeist wird, und zu knapp 42 Prozent aus erneuerbaren Methan aus Power-to-Gas-Anlagen (Abschnitt 2.6.1) zusammen. Es ist somit ein erneuerbarer Energieträger.

Methankraftwerke gelten als die ideale Ergänzung zu Wind- und Solaranlagen, da sie besonders schnell und flexibel sind und die variable wetterabhängige Stromerzeugung gut ausgleichen können. Ihre kleineren Vertreter, die BHKW, stellen auf Grund ihrer räumlichen Verteilung und Spannungsebene ihres Anschlusses eine dezentrale Form der Stromgewinnung dar. Ihr Wirkungsgrad der Stromerzeugung reicht heutzutage bis zu 44 Prozent, durch die ortsnahe Nutzung der Abwärme wird die eingesetzte Primärenergie allerdings zu ca. 90 Prozent genutzt. Energieverluste durch lange Übertragungswege von Wärme und Strom werden hier vermieden. Die großen Methankraftwerke, die Gas-, bzw. GuD-Kraftwerke, sind in einem 100%-EE-Szenario technisch gesehen die letzten

Vertreter von Kraftwerken konventioneller Bauart, auch wenn sie erneuerbares Methan verstromen. Sie verfügen über alle wesentlichen Merkmale, wie Nennleistung, Generatortyp oder Anschluss ans Höchstspannungsnetz, die sie auch bisher in der Stromversorgung auszeichnen. Sie können dadurch mit den bewährten Mitteln zur Netzstabilität beitragen und verringern den notwendigen Aus- und Umbau des Netzes mit all seinen Komponenten. Ihr elektrischer Wirkungsgrad reicht bis etwa 60 Prozent für moderne GuD-Anlagen.

2.4.6.1 Modellierung der räumlichen Verteilung

Die Gesamtkapazität der im Szenario angesetzten Methankraftwerke ergab sich aus der Jahreseinsatzplanung (Langzeitsimulation in Kapitel 2.1). Sie stellt sicher, dass zu jedem Zeitpunkt des Szenarios die verbleibende Residuallast nach Speichereinsatz durch eine entsprechende Anzahl von Methankraftwerken gedeckt werden kann. Die maximale Residuallast ist die noch zu deckende Last, wenn nicht-steuerbare Erzeuger wie PV und Wind sowie die DSM-gesteuerten Batterien bereits abgezogen sind. Sie ist die Last, die dann durch flexible Erzeuger und Speicher wie Methankraftwerke gedeckt werden muss. Die maximale Residuallast des Szenarios beträgt 40,96 GW (siehe Abbildung 43). Diese Zahl ergibt sich aus der Einsatzplanung für ein einzelnes historisches Wetterjahr. Um in Zukunft auch für Jahre mit extremerem Wetter vorbereitet zu sein, wird die Gesamtleistung der Methankraftwerke höher angesetzt. Außerdem sollten die Methankraftwerke auch in der Lage sein, die benötigte positive Regelreserve, welche nicht durch Biomassekraftwerke direkt bereitgestellt werden kann, abzusichern. In dem hier simulierten Szenario waren die Speicher stets ausreichend, um die positive Regelleistung vorzuhalten. Jedoch könnte sich in der Praxis auch eine Situation einstellen, in der die Speicher geleert sind und daher keine positive Reserve mehr zur Verfügung stellen können. Aus diesen Gründen wurde die Gesamtleistung der Methankraftwerke im Szenario auf 54 GW gesetzt. Diese Anpassung wurde für die Methankraftwerke (und nicht etwa die Biogasanlagen) vorgenommen, da die Methankraftwerke am flexibelsten einsetzbar sind (da nicht wärmegebunden) und somit Zeitpunkte maximaler Residuallast optimal überbrücken können.

Unabhängig davon, wie der Sicherheitsaufschlag von ca. 13 GW bemessen wird, sollte die installierte Kapazität der wetterunabhängigen Erzeuger in der Größenordnung der maximalen Last gegeben sein, was in mehreren Studien, z.B. [57], erwähnt wird. Damit wird der Tatsache Rechnung getragen, dass die gesicherte Leistung aus direkter EE-Einspeisung aus Wind und Sonne sehr niedrig ist und die Speicher - bis auf die Power-to-Gas-Option - ein sehr begrenztes energetisches Fassungsvermögen haben. Die Methankraftwerke als Teil des Power-to-Gas-to-Power-Zyklus können langfristig unabhängig von der Wettersituation gesicherte Reserve liefern.

Die räumliche Verteilung der Methankraftwerke wurde parallel zur Netzauslegung bestimmt. Die Gesamtkapazität wurde proportional zur maximalen verbleibenden Residuallast, nach optimalem überregionalem Ausgleich, vergeben. Die Methankraftwerke stehen damit meist wie heute nahe den Lastzentren und sorgen für eine geringe Netzbelastung in Zeiten der größten Residuallastnachfrage.

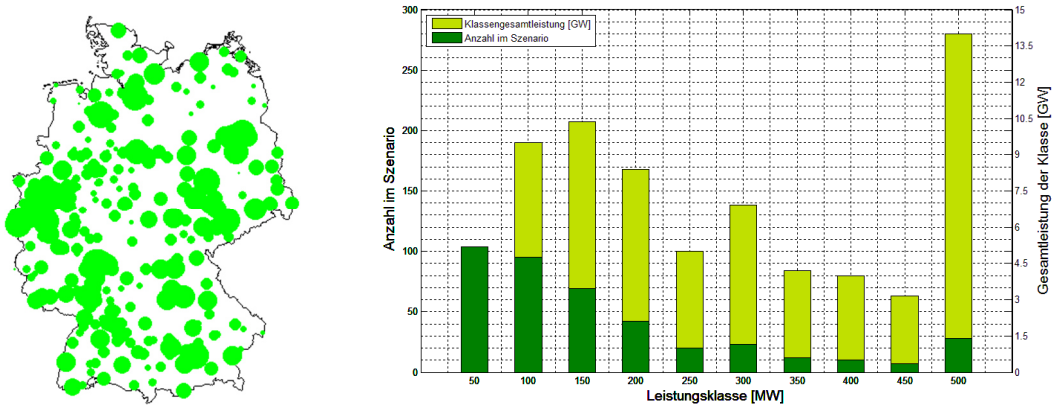


Abbildung 42: Anzahl der HöS-Netzknoten mit Methankraftwerken und deren installierte Leistung im Szenario aufgeteilt auf Leistungsklassen.

Abbildung 42 zeigt, an wie vielen Höchstspannungs- (HöS-)Netzknoten jeweils welche Gesamtleistung aus Methankraftwerken zur Verfügung steht. Welcher Anteil davon jeweils auf große oder kleine Anlagengrößen entfällt, wurde hier nicht modelliert. Ebenso könnte man natürlich die Kapazitäten nahe beieinander liegender Netzknoten miteinander vereinen und ggf. größere Blöcke installieren. Dies ist jedoch eine vornehmlich ökonomische Abwägung, die in diesem Projekt nicht betrachtet wurde.

2.4.6.2 Zeitreihenerzeugung und -auswertung

Die maximale Residuallast, die Einfluss auf die Dimensionierung der Kapazitäten der Methankraftwerke hat, tritt im betrachteten Jahr am 25. Januar auf. Abbildung 43 zeigt die Deckung der Residuallast während dieses Zeitraums.

Während in den Zeiten davor und danach der typische Mix aus Erzeugung und Speicherung herrscht, müssen am 25. Januar alle verfügbaren Erzeuger zur Deckung der Residuallast beitragen: Biogas- und Biomasse-Anlagen produzieren maximal; ebenso hat die Einsatzplanung dafür gesorgt, dass die Pumpspeicher voll sind und maximal Strom bereitstellen können. Die restliche Residuallast muss von den Methankraftwerken erbracht werden, und genau aus dieser Anforderung ergibt sich die oben genannte Mindestleistung von 40,96 GW.

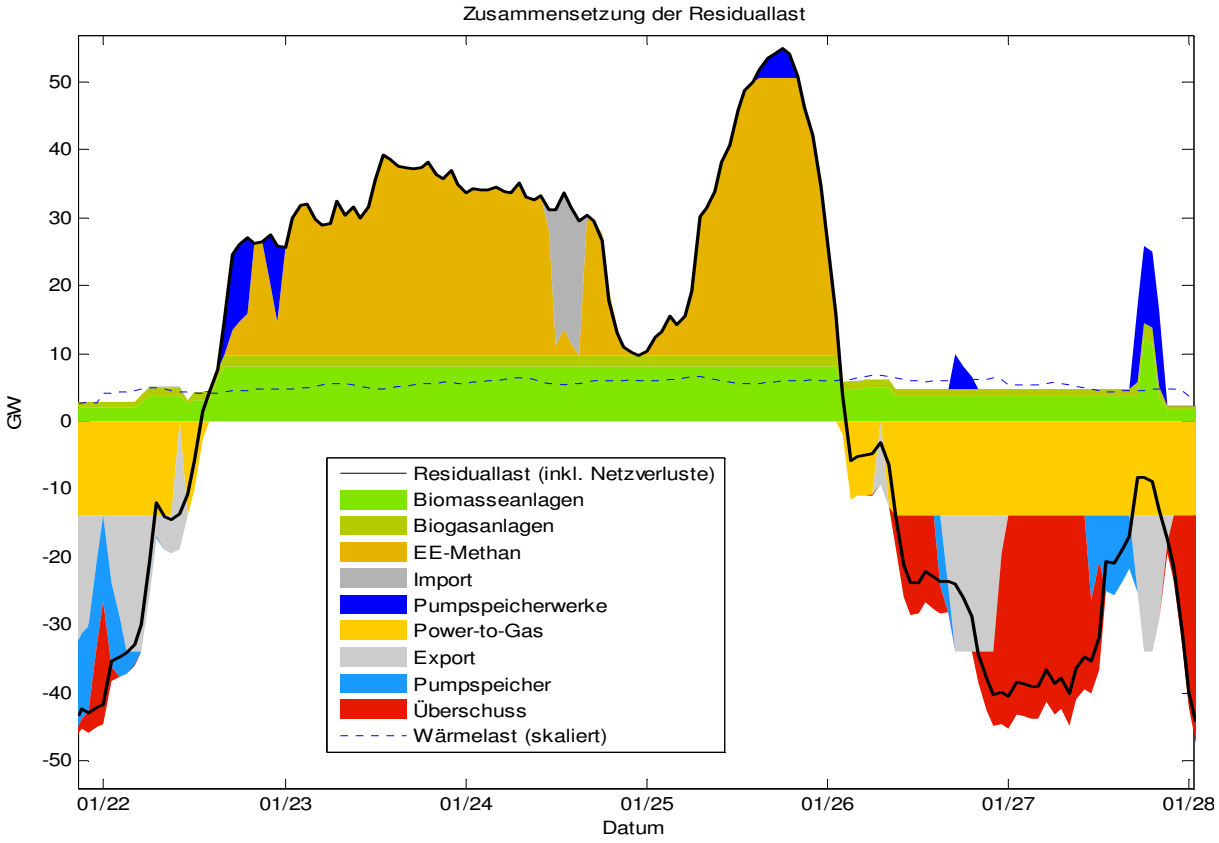


Abbildung 43: Deckung der Residuallast durch steuerbare Erzeuger und Speicher in der letzten Januarwoche. Die maximale Residuallast und gleichzeitig maximale Auslastung der Methankraftwerke tritt am 25. Januar auf.

Die Methankraftwerke wurden zeitlich als voll flexibel einsetzbar angenommen. Ihr Einsatz ergibt sich daher direkt aus der Gesamteinsatzplanung mit dem Ziel der Methanverbrauchsminimierung. Räumliche Beschränkungen hinsichtlich der Nutzung des Methans, sprich Engpässe im Erdgasnetz, wurden nicht betrachtet. Das Methan steht im Modell an allen Orten zu allen Zeiten in vollem Umfang zur Verfügung. Die einzige Bedingung ist, dass über das Jahr hinweg der Methansaldo ausgeglichen sein muss. Abbildung 44 zeigt den am längsten andauernden Verbrauch von Methan zur Stromerzeugung durch die Methankraftwerke im Szenarienjahr.

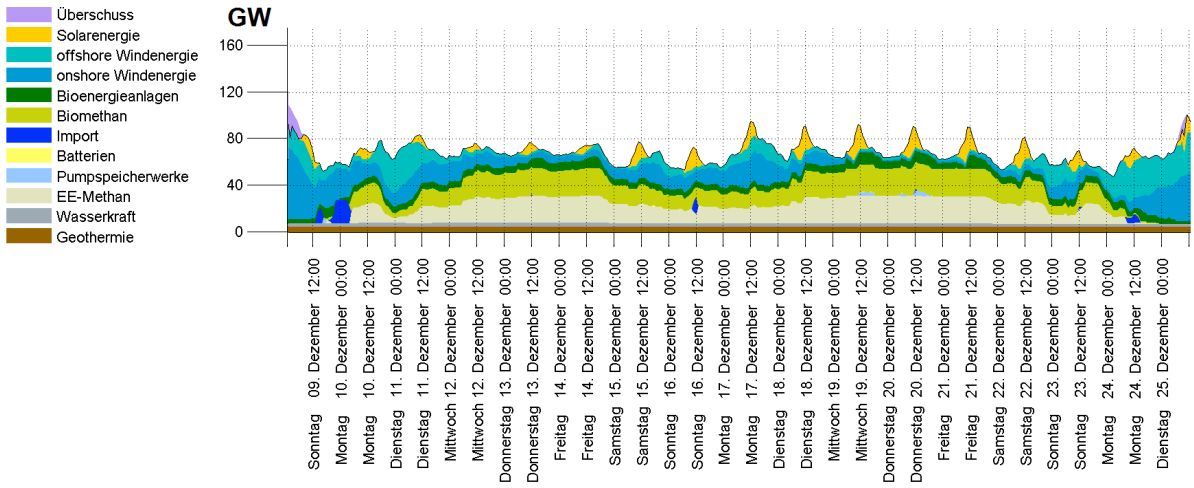


Abbildung 44: Zwei Wochen im Winter mit dem längst andauernden Einsatz der Methankraftwerke im Szenarienjahr

Wie Abbildung 44 zeigt, ergeben sich aus dem zugrunde liegenden Wettermuster zwei Wochen im Winter, in denen die Einspeisung aus Wind und Sonne sehr gering ausfällt. Die Pumpspeicher sind zeitlich eingeschränkt, da ihre energetische Kapazität über zwei Wochen nur wenig zur Lastdeckung beitragen kann. Stattdessen sind die Methankraftwerke zur Verstromung des EE-Methans und Biomethans und auch Vor-Ort-Bioenergieanlagen hier über einen längeren Zeitraum fast vollständig am Netz.

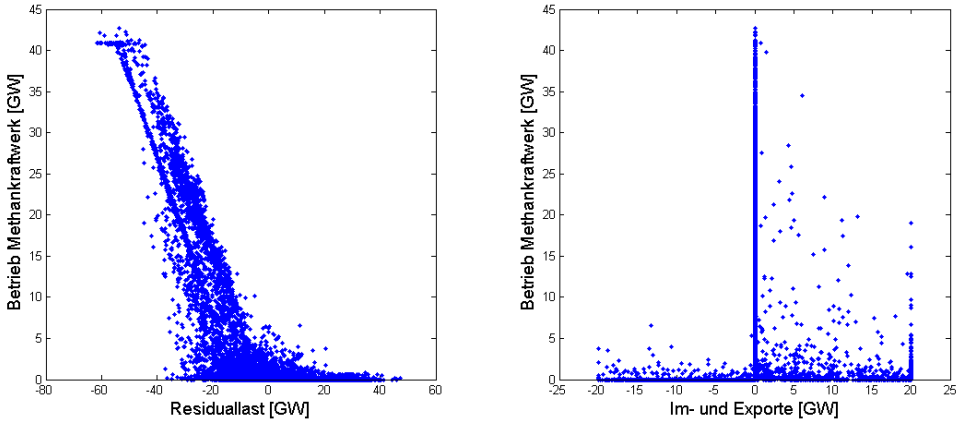


Abbildung 45: a) Zusammenhang zwischen dem simulierten Betrieb der Methankraftwerke und der Residuallast (links) bzw. b) den Leistungsim- und -exporten (rechts)

Dass die Methankraftwerke hauptsächlich zu Zeiten betrieben werden, in denen die Residuallast besonders hoch ist, zeigt sich in der Abbildung 45 a). Zu Zeiten, in denen die Erzeugung erneuerbaren Stroms nicht zur Lastdeckung ausreicht (negative Werte der Residuallast), werden die Methankraftwerke in hohem Ausmaß betrieben und laufen im Gegensatz dazu kaum, wenn erneuerbare Erzeugung überwiegt (positive Werte der Residuallast). Einen ähnlichen Trend zeigt ein Blick auf die Im- und Exporte in Abbildung 45 b). Zu Zeiten hoher Stromexporte ins europäische Ausland (negativer Wert), existiert ein Stromüberschuss und infolgedessen ist kaum ein Betrieb der Methankraftwerke zu beobachten. Bei einem Strommangel, der durch Importe gedeckt wird (positive Werte), werden zur Unterstützung auch die Methankraftwerke verstärkt betrieben.

2.5 Stromnetz

Die Beschaffenheit des Höchstspannungsnetzes, auch Übertragungs- oder Transportnetz genannt, spielt bei Betrachtungen zukünftiger Stromversorgungssysteme eine zentrale Rolle und ist insbesondere für Untersuchungen der Netzstabilität maßgebend. Eine detaillierte Abschätzung des Netzausbaus mehrere Dekaden in die Zukunft ist jedoch mit großen Unsicherheiten behaftet. Einerseits werden hier in besonderem Maße nicht nur ökonomische, sondern auch politische Maßgaben eine Rolle spielen. Der in Studien, wie z.B. [42], [16] und [43], vorgeschlagene Netzausbau stößt derzeit bei Teilen der Bevölkerung auf große Widerstände. Es ist daher ungewiss, inwieweit diese Maßnahmen wirklich umgesetzt werden können. Andererseits haben das Netz und seine Dimensionierung starke Wechselwirkungen mit den übrigen Annahmen des Szenarios, vor allem im Hinblick auf Größe und Struktur zukünftiger Speicher. Nichtsdestotrotz ist für das vorliegende Projekt ein detailliertes Modell eines zukünftigen Höchstspannungsnetzes zur Untersuchung der Netzstabilität Grundvoraussetzung. Die Methoden zur Modellierung dieses Netzes werden im Folgenden beschrieben.

2.5.1.1 Modellierung der räumlichen Verteilung

Für die Höchstspannungsebene (HöS) liegen (z.B. mit [40], [41]) Netzkarten und mit [4] geographische Informationen vor, die Aufschluss über die Standorte der Netzknoten/Umspannwerke, ihre Leitungsverbindungen, die Länge der Leitungen, die Spannungsebene (220 oder 380 kV) und die Anzahl der Stromkreise pro Leitungsstrecke geben. Die Netzkarten enthalten z.T. bereits geplante Leitungen, beispielsweise diejenigen aus [42], doch liegen mit [43] auch neuere Netzausbauplanungen vor. All diese Angaben werden in dem für das vorliegende Szenario modellierten Höchstspannungsnetz berücksichtigt. Ein komplett neuer Teil des Netzes liegt offshore (siehe z.B. [16]). Derzeit sind hier sog. Stichleitungen ohne jedwede Querverbindung geplant, die auch so im Netzmodell abgebildet werden. Das heißt, dass jeder Offshore-Windpark im Szenario eine eigene Anbindung, meist in Form einer Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ), an das Onshore-Netz hat.

Zusätzlich wurde ein weiterer Netzausbau des HöS-Netzes bestimmt, um ein 100 Prozent erneuerbares Szenario sinnvoll abbilden zu können. Prinzipiell ergibt sich bei solchen Berechnungen immer ein Spannungsfeld zwischen einem Mehr an Netzausbau mit seinen ökonomischen, politischen und umweltpolitischen Folgen und einer verbesserten Betriebsweise des Stromsystems, u.a. mit weniger Abregelungen und Redispatch-Maßnahmen. Im vorliegenden Szenario wurde versucht den modellierten Netzausbau zu minimieren, unter der Randbedingung, dass sich im (n-0)-Fall, d.h. ohne Leitungsausfälle, ein optimaler Ausgleich der wetterabhängigen EE-Einspeisung erreichen lässt und keine Engpässe im fehlerfreien Betrieb auftreten. In jedem Zeitschritt sollte das Netz also dafür ausreichend sein, keine EE-Energie abregeln zu müssen, wenn gleichzeitig an einem anderen Ort noch ein Bedarf an zusätzlicher Leistung besteht. Durch dieses Vorgehen wurden grundsätzlich sinnvolle Leistungsflüsse im Szenario ermöglicht, jedoch wurden die zukünftigen Netzprobleme nicht trivialisiert, da immer noch Netzengpässe auftreten, vor allem in (n-1)-Situationen. Diese werden dann ggf. durch Redispatch-Maßnahmen (siehe Abschnitt 3.3.2) behoben. Eines der Hauptziele der Untersuchungen ist die Bewältigung der Herausforderungen (z. B. Engpassmanagement, Spannungshaltung) einer 100 Prozent-Versorgung. Allerdings soll dieses Ziel nicht ausschließlich durch massiven Netzausbau gelöst werden.

Der eigenoptimierte Netzausbau beschränkte sich auf den Zubau von zusätzlichen 380 kV-Drehstromsystemen auf bestehenden Trassen bzw. die Aufrüstung von 220 kV-Trassen auf 380 kV. Wichtig hierbei war auch eine Optimierung der angenommenen Trafos zwischen der 220 kV und der 380 kV-Ebene. Die genauen Trafostandorte sind in den öffentlich zugänglichen Quellen nicht vorhanden. Im Rahmen des Netzausbaus wurden die Trafos knotenscharf mitberücksichtigt und so dimensioniert, dass sich keine Insel und Strangnetze ergaben.

Die Verbindungen zum Ausland wurden als unverändert angenommen. In Summe gab es damit 34 solche Trassen mit zusammen 67 Übertragungssystemen in der 220 und 380 kV-Ebene und einer nominalen Übertragungskapazität von 62 GW. Allerdings wurde das im Ausland jeweils hinterlagerte Netz mit seinen möglichen Engpässen nicht modelliert. In allen Simulationen wurde die Gesamtkuppelleistung daher auf 20 GW beschränkt.

Neben den bisher beschriebenen modellierten Eigenschaften des Höchstspannungsnetzes sind weitere Eigenschaften zur Berechnung der Leistungsflüsse durch das Netz notwendig. Die Berechnung der Leistungsflüsse erfolgt in der vorliegenden Untersuchung auf zwei unterschiedliche Arten; sogenannte vereinfachte Leistungsflussberechnungen (siehe Kapitel 2.1) und sogenannte vollständige Leistungsflussberechnungen (siehe Kapitel 3.2 und 3.3). Für die vereinfachten Leistungsflussberechnungen wurden die wichtigen elektrischen Kenngrößen der Leitungen mit den Richtwerten aus [45] belegt. Die im Szenario angesetzten Werte für eine Drehstromleitung (AC) und eine Gleichstromleitung (DC), also für ein System, sowie für einen Transformator sind in folgender Tabelle zusammengefasst:

Tabelle 9: Angesetzte elektrische Kenngrößen des Netzmodells für die vereinfachten Leistungsflussberechnungen

	Widerstand	Reaktanz	Übertragbare Leistung
220 kV-AC-Leitung	0,08 in Ω/km	0,32 in Ω/km	500 in MW
380 kV-AC-Leitung	0,03 in Ω/km	0,25 in Ω/km	1.800 in MW
DC-Leitung	0,01 in Ω/km	0 in Ω/km	400 bis 2.000 in MW
Transformator	0,12 in Ω	24 in Ω	600 in MW

Mit diesen Grundlagen und Berechnungen wurde folgendes Höchstspannungsnetzmodell für die 100 Prozent erneuerbare Stromversorgung des Szenarios bestimmt.

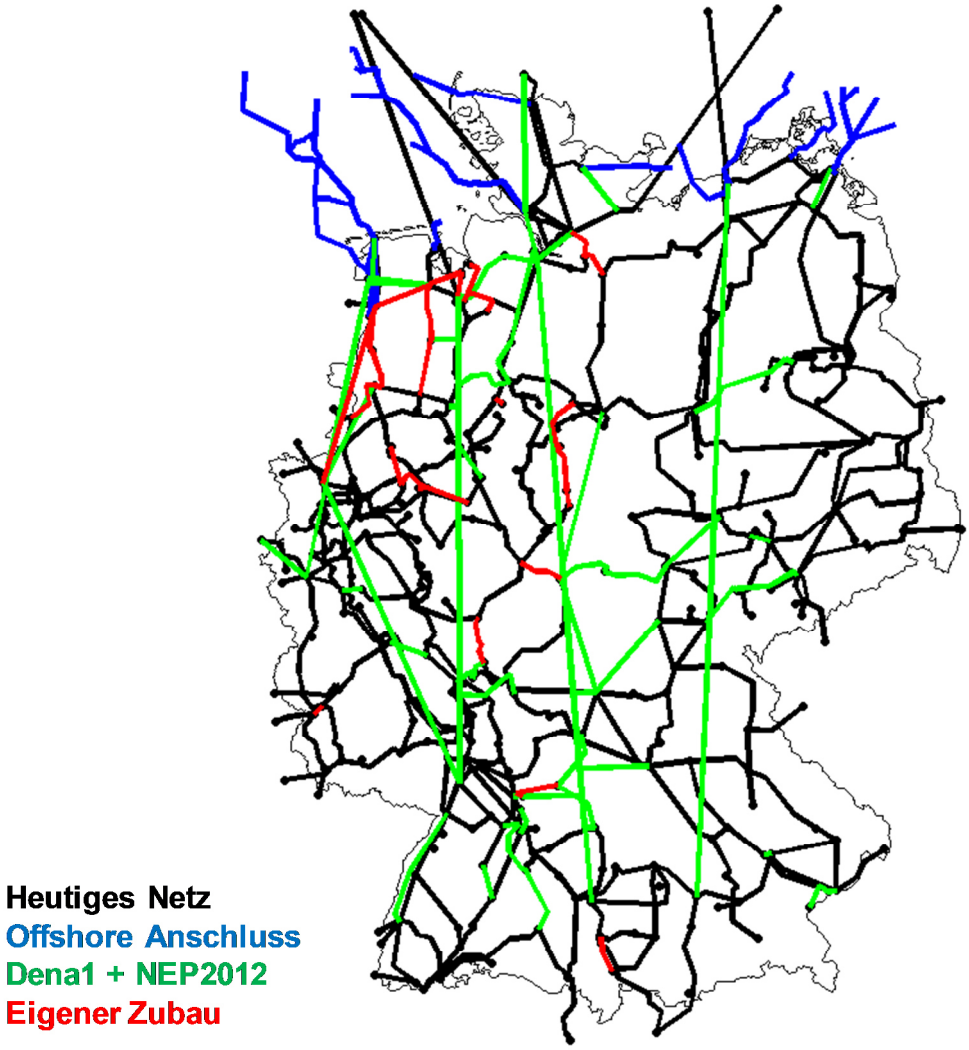


Abbildung 46: Das HöS-Netzmodell des Szenarios

In Summe ergaben sich die folgenden Leitungslängen, sowie 93 Transformatoren zwischen der 220 kV- und der 380 kV-Spannungsebene.

Die Abbildung 46 und Tabelle 10 zeigen, dass das konstruierte Netz große Ähnlichkeit mit den Plänen der Übertragungsnetzbetreiber im Szenario B 2032 von [43] hat und damit als plausible Grundlage für weitergehende Überlegungen bezüglich Netzstabilität dienen kann.

Tabelle 10: Gesamte Leitungslängen der verschiedenen Ausbaustufen des modellierten deutschen Höchstspannnungsnetzes (meist mehrere Leitungen pro Trasse!)

Leitungslänge (1.000 km)	220 kV	380 kV	DC	Summe
Heute	16,2	25,7	1,2	43,1
Nach [43] (B 2032) + Offshore-Anschluss	-5,9	+10,1	+17,4	+50%
100%-EE-Szenario nach vereinfachten Leistungsflussberechnungen, Zubau für (n-0)-Engpassfreiheit*		+3,8		+7%
KK2-(n-1)-Szenario nach Zubau für (n-1)-Engpassfreiheit *		+1,1		+2%

*: s. Abschnitt 3.3.2

Ein gewisser zusätzlicher Zubau ist nötig, um den weiteren Ausbau der Erneuerbaren von 66 Prozent im Szenario B 2032 von [43] zu den 100 Prozent im vorliegenden Szenario zu bewerkstelligen. Diese neuen Leitungen konzentrieren sich aber größtenteils regional auf Gebiete, durch welche zusätzliche Offshore-Windkapazitäten an Lastzentren angeschlossen werden. Insgesamt ist der im Vergleich zum Szenario B 2032 aus [43] zusätzlich simulierte Netzausbau eher gering. Hierfür kann man zwei wesentliche Gründe nennen. Erstens wirken sich die Hochspannungsgleichstromübertragungen (HGÜ- oder DC-Leitungen), wie sie in [43] den Norden des Landes mit dem Süden verbinden, sehr positiv auf die mögliche Übertragungsleistung aus. Dank ihrer kleineren Verluste im Vergleich zu längeren Wechselstromleitungen werden die steuerbaren HGÜ bevorzugt von der kostenoptimierenden Einsatzplanung eingesetzt. Zweitens kann schon im Szenario B 2032 aus [43] ein Großteil der süddeutschen Last mit norddeutschem Windstrom gedeckt werden. Ein weiterer Zubau der Windkapazitäten im Norden, wie in diesem Projekt unterstellt, dient dann in Spitzenzeiten vor allem der zusätzlichen Produktion von Methan durch Power-to-Gas-Anlagen. Diese wurden im Szenario im Norden Deutschlands platziert, so dass dadurch keine weiteren Netzbelastungen erzeugt werden.

Der simulierte Netzzubau könnte auch niedriger angenommen werden. Zusätzliche Technologien wie das kontinuierliche Monitoring der Leiterseiltemperaturen könnten die effektive Übertragungsleistung erhöhen. Außerdem könnten weitere Einschränkungen für den Systembetrieb akzeptiert und so erhöhte Betriebskosten/Umwelteffekte gegenüber Netzausbau abgewogen werden. Im hier beschriebenen Projekt wurde eine solche Abwägung jedoch nicht genauer untersucht.

Für die Zuordnung der verbrauchs- und wetterabhängigen Erzeugungszeitreihen, der Erzeugungspotenziale aus Bioenergie sowie der Pumpspeicherkraftwerke zu den Knoten des HöS-Netzmodells werden Einzugsgebiete modelliert. Allen Verbrauchern, Erzeugern und Energiespeichern wird unterstellt, dass sie dem HöS-Knoten Leistung entnehmen bzw. zuführen, in dessen Einzugsgebiet sie liegen. Die Verteilungsnetze, über die die meisten Verbraucher und in Zukunft auch Erzeuger ans Höchstspannungsnetz angeschlossen sind, können aufgrund fehlender Netzdaten nur auf relativ einfache Weise bei der Modellierung der HöS-Einzugsbiete Berücksichtigung finden. Hierfür wird auf Informationen zu den Gebieten, Spannungsniveaus und evtl. vorgelagerter Netze der ca. 900 deutschen Stromnetzbetreiber (z.B. [44]) zurückgegriffen. Jeder räumliche Punkt wird dem nächstgelegenen HöS-Knoten zugeordnet, sofern dieser sich im selben Netzgebiet oder einem hierzu unterlagerten Netzgebiet befindet. Diese Zuordnung über die nächste Entfernung innerhalb der Netzgebiete führt zu den geraden Einzugsgebietskanten in der folgenden Abbildung 47. Die ungeraden Einzugsgebietsgrenzen rühren entweder von den Grenzen der größeren (110 kV)-Netzgebiete selbst oder von den Grenzen kleinerer (Mittelspannungs)-Netzgebiete her, die nicht aufgesplittet, sondern als Ganzes dem HöS-Knoten zugeordnet werden, der ihnen am nächsten liegt oder der sich innerhalb ihrer Grenzen befindet. Abgesehen von dieser Bestimmung der Einzugsgebiete der HöS-Netzknoten und dem in Abschnitt 3.2.5 modellierten beispielhaften Verteilmodell wurden die unterlagerten Netze der Spannungen kleiner gleich 110 kV im vorliegenden Projekt nicht weiter untersucht.

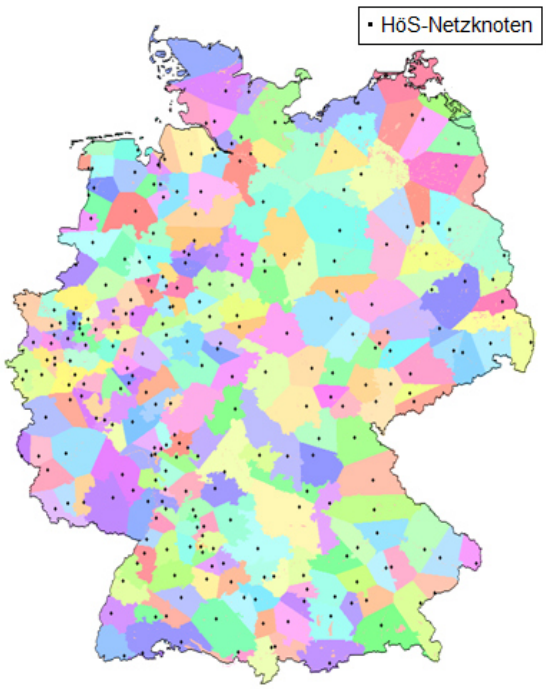


Abbildung 47: Modellierte Einzugsgebiete der HöS-Netzknoten

Durch die zum Teil sehr große räumliche Ausdehnung ihrer Einzugsgebiete vergleichmäßigen sich die Stromeinspeisungen und -verbräuche für die HöS-Knoten; die hohe räumliche Auflösung bzw. Detailliertheit des Szenarios wird hierdurch bis zu einem gewissen Grad aufgehoben.

2.5.1.2 Zeitreihenerzeugung und –auswertung

Die Leistungsflüsse über das modellierte HöS-Netz wurden sowohl mit vereinfachten Leistungsflussberechnungen gemäß Kapitel 2.1 als auch mit vollständigen Leistungsflussberechnungen gemäß Abschnitt 3.2.2 berechnet. Eine interessante Auswertung der (mit der vereinfachten Leistungsflussberechnung berechneten) Leistungsflüsse ist in Abbildung 48 dargestellt.

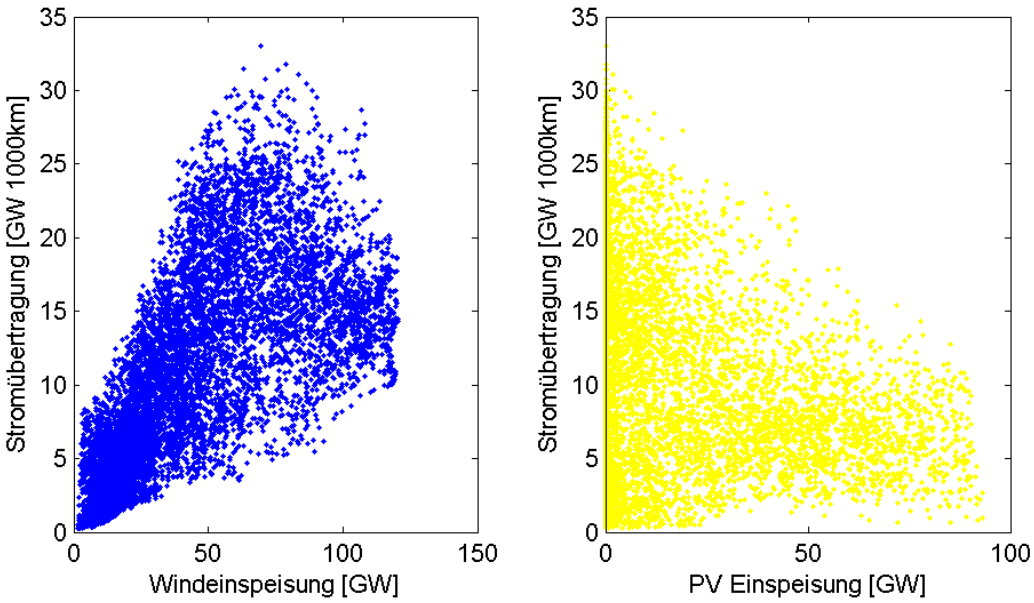


Abbildung 48: Simulierte Netzbelastung in Abhängigkeit von Wind- und Solarenergie

Wie Abbildung 48 zeigt, korreliert die Netzbelastung, gemessen als das Produkt von übertragener Leistung mal Länge der Leitung summiert über alle Leitungen, stark mit der verfügbaren Windproduktion. Da ein Großteil dieser Erzeugung im Norden angesiedelt ist, aber der Verbrauch hauptsächlich in der Mitte und im Süden, ist dies gut erklärbar. Im Gegensatz dazu ist dieser Zusammenhang für die Photovoltaik fast gar nicht vorhanden. Diese muss zwar z.T. lokal von ländlichen Regionen in die städtischen Lastzentren transportiert werden, jedoch nicht überregional. Bei hoher PV-Einspeisung sinkt sogar der überregionale Transport, da die südlichen Lastbedürfnisse in diesem Falle schon gedeckt sind, und der norddeutsche Windstrom vermehrt in den ebenfalls im Norden platzierten Speichern genutzt wird.

Die wichtige Rolle der DC-Leitungen wird deutlich, wenn der Anteil an der Stromübertragung, wieder in GW mal km, im Vergleich zwischen Gleichstrom- und Wechselstromleitungen betrachtet wird: während nur 23 Prozent des Übertragungsnetzes, in GW mal km, als Gleichstromtrasse ausgeführt ist, transportieren diese Leitungen 45 Prozent des insgesamt transportierten Volumens.

2.6 Energiespeicher

Die Schaffung von Speicherkapazitäten ist eine der wichtigsten und größten Herausforderungen der Energiewende. 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 ab- und bei Bedarf wieder auszuspeichern. Für die Speicherung elektrischer Energie gibt es eine ganze Reihe unterschiedlicher Konzepte. Abhängig von ihrem „Volumen“, d.h. ihrer Speicherkapazität, werden die Energiespeicher nach Lang- und Kurzzeitspeichern unterschieden. Während Kurzzeitspeicher wie Batterien (siehe Abschnitt 2.6.3) nur für wenige Stunden Strom liefern können, etwa um den tageszeitlichen Verlauf von privater PV-Erzeugung und Verbrauch auszugleichen, können Langzeitspeicher wie das Erdgasnetz (siehe Abschnitt 2.6.1) dazu dienen, Stromüberschüsse über Wochen und Monate abzuspeichern und für mehrere Tage wieder abrufbar zu machen. Abhängig von ihrer Anzahl, ihrer Nennleistung und ihrer Netzanschlussebene werden Stromspeicher, vergleichbar zu den Stromerzeugern, in zentrale Großspeicher (Pumpspeicher (Abschnitt 2.6.2), Druckluftspeicher, ggf. Power-to-Gas-Anlagen) und dezentrale Kleinspeicher (Batterien, ggf. Power-to-Gas-Anlagen) unterteilt.

2.6.1 Power-to-Gas

In wind- und sonnenreichen Zeiten werden in Zukunft deutliche Stromüberschüsse entstehen die vielleicht mehrere Wochen und Monate später gebraucht werden können, wenn kaum Wind weht und Sonne scheint. Derartige Zeiten mit wenig Wind und Sonne können mehrere Tage oder gar Wochen dauern und finden meist im Winter statt (siehe Abbildung 44), während die deutlichen Stromüberschüsse aufgrund der erhöhten Sonneneinstrahlung im Sommer anfallen werden. Für die saisonale Energiespeicherung gibt es bisher in Deutschland keine andere Lösungsoption, als Stromüberschüsse in einen chemischen Energieträger umzuwandeln und das vorhandene Erdgasnetz zu nutzen. Das Erdgasnetz verfügt über Erdgasspeicher mit sehr hohen Kapazitäten (insgesamt 220 TWh_{th} und 65 TWh_{th} im Zubau [6]), die für die Speicherung zukünftiger elektrischer Stromüberschüsse in jedem Fall ausreichend sind. In das Erdgasnetz könnte z.B. Wasserstoff eingespeist werden, der durch eine mit erneuerbaren Stromüberschüssen getriebene Elektrolyse aus Wasser gewonnen wurde. Allerdings beeinflusst Wasserstoff im Erdgasnetz verschiedene Materialien negativ, führt zu Permeation und Korrosion, erhöht den Zündbereich und senkt den Brennwert des Gasgemisches. Wasserstoff hat im Vergleich zum Erdgas etwa nur einen Drittel des Brennwertes. Aus diesen und weiteren Gründen ist die Einspeisung von Wasserstoff nach dem derzeitigen Regelwerk [96] auf 5 Volumenprozent begrenzt. Es besteht jedoch technisch die Möglichkeit, Wasserstoff unter Energiezufuhr – etwa aus erneuerbaren Stromüberschüssen – mit CO2 zu kombinieren, sprich zu methanisieren. Aus der Synthese ergibt sich das Erdgas-Substitut Methan: CH4. Dieses „erneuerbare Methan“ oder „EE-Gas“ kann zusammen mit dem Biomethan aus Bioenergieanlagen in das bestehende Erdgasnetz unbegrenzt eingespeichert werden. Als Wirkungsgrad der Umwandlung von überschüssigem EE-Strom in Methan („Power-to-Gas“) werden für die vorliegende Untersuchung unter Berücksichtigung einer Technologieentwicklung 60 Prozent angesetzt. Für die Rückverstromung werden Methankraftwerke mit einem Wirkungsgrad von ebenfalls 60 Prozent unterstellt (siehe Abschnitt 2.4.6). Der Wirkungsgrad der Umwandlungskette von Strom über Methan zu Strom beträgt im Modell entsprechend 36 Prozent.

2.6.1.1 Modellierung der räumlichen Verteilung

Bei der Bestimmung der Gesamtkapazität der Power-to-Gas-Anlagen handelt es sich um eine Abwägung zwischen den Investitionskosten der Anlagen, der erzeugten Methanmenge und den verbleibenden abzuregelnden Energiemengen. Dies ist in Abbildung 49 dargestellt, wo für verschiedene Annahmen von zur Verfügung stehendem Biomethan die Power-to-Gas-Anlagenleistung jeweils so dimensioniert wurde, dass der Gesamtmethanverbrauch der Methankraftwerke im Jahr gedeckt werden kann. Im Szenario wurde angenommen, dass jährlich 26 TWh Biomethan zur Verfügung stehen. Dies führt zu einem sinnvollen Tradeoff zwischen nicht genutzter Energie und zu installierenden Power-to-Gas-Anlagen. Es ergibt sich ein Überschuss von knapp 60 TWh pro Jahr und eine zu installierende Power-to-Gas-Kapazität von 13 GW.

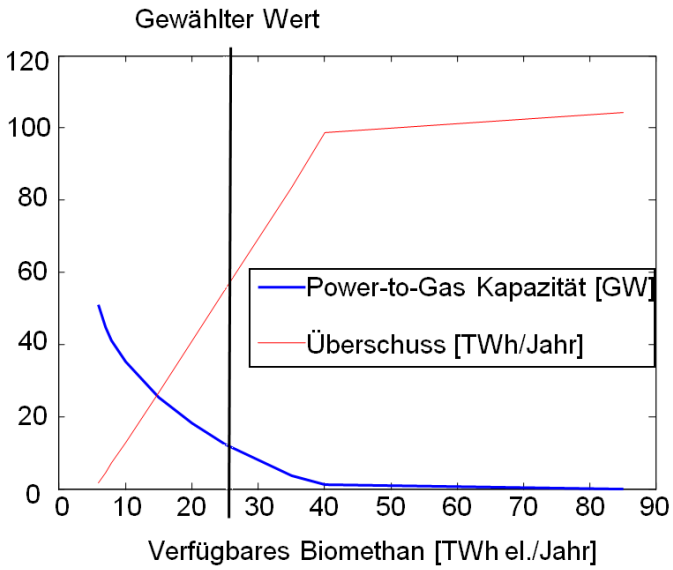


Abbildung 49: Benötigte Kapazität der Power-to-Gas-Anlagen als Funktion des erzeugten Biomethans

Räumlich wurden die Power-to-Gas-Anlagen dort verortet, wo nach dem Ausgleich der erneuerbaren Energien aus Wind und Sonne noch regionale Überschüsse bestehen blieben. Die angenommene Gesamtkapazität wurde dann proportional zu den mittleren Jahresüberschüssen am jeweiligen Ort verteilt. Dies stellt eine möglichst gute Auslastung der Anlagen ohne zusätzlichen Transportaufwand sicher. Die resultierende regionale Verteilung ist in Abbildung 50 gezeigt.

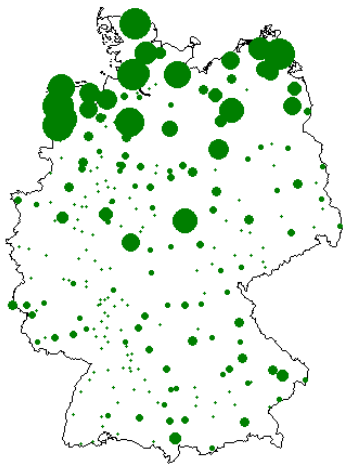


Abbildung 50: Regionale Verteilung der simulierten Power-to-Gas-Anlagen

Die modellierten Power-to-Gas-Anlagen befinden sich größtenteils in norddeutschen Lagen in der Nähe der großen Windstromerzeuger. Die dortige Verortung reduziert den Transportbedarf zu anderen Orten im Süden, vor allem zu Starkwindzeiten, wenn die Transportnetze mit dem Transport von Windstrom für den Direktverbrauch schon stark ausgelastet sind. Der Einfluss des geologischen Potenzials zur Errichtung von Untergrundspeichern auf die Modellierung der Power-to-Gas-Anlagenstandorte wurde in diesem Projekt nicht berücksichtigt. Interessanterweise befinden sich in den Gebieten der großen modellierten Power-to-Gas-Anlagen Salzstöcke und Salzkissen, deren weitere Erschließung zur Nutzung als Gasspeicher in Zukunft eventuell in Frage kommt. Bei der Modellierung der Power-to-Gas-Anlagenstandorte blieb die eventuelle Verfügbarkeit von CO_2, das für den Methanisierungsprozess notwendig ist, ebenfalls unberücksichtigt. Hierfür könnte das aus Methankraftwerken emittierte oder aus Biogasanlagen ausgesonderte CO_2 dienen, aber auch andere Quellen sind denkbar, so dass mit dem Power-to-Gas-to-Power-Konzept der Ein- und Ausspeicherort dieses saisonalen Speichersystems prinzipiell beliebig und unabhängig voneinander gewählt werden kann – ein weiterer großer Vorteil dieser Technologie.

2.6.1.2 Zeitreihenerzeugung und -auswertung

Der Einsatz der Power-to-Gas-Anlagen wurde mit Hilfe der Langfristeinsatzplanung (siehe Kapitel 2.1) bestimmt.

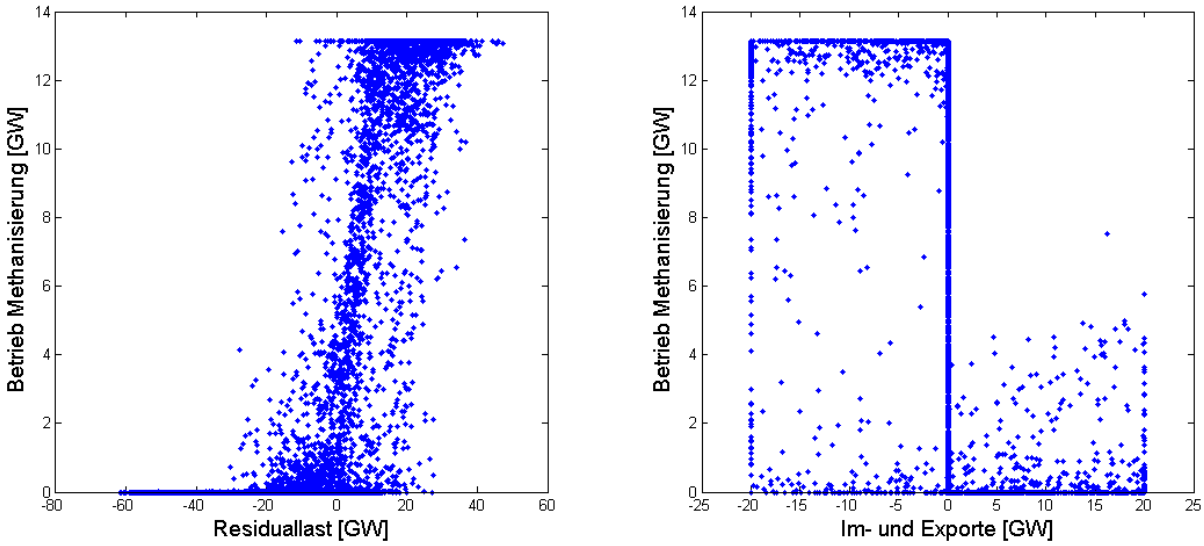


Abbildung 51: a) Simulierter Zusammenhang zwischen Methanisierung und Residuallast (links) bzw. b) Leistungsimport und -export (rechts) für jede Stunde des Szenarienjahres und für ganz Deutschland

Es ergibt sich, dass die Power-to-Gas-Anlagen hauptsächlich zu den Zeiten betrieben werden, in denen die Residuallast positiv ist, d.h. wenn die wetterabhängige erneuerbare Erzeugung überwiegt (Abbildung 51a)). Genauso fällt der Anlagenbetrieb mit hohen Stromexporten ins europäische Ausland zusammen (negativer Wert in der Abbildung 51b)), da durch beide Maßnahmen ein Stromüberschuss im deutschen Netz abgebaut werden kann.

2.6.2 Pumpspeicher

Pumpspeicherkraftwerke pumpen Wasser in ein höher gelegenes Bassin und erzeugen Strom durch Ablassen des Wassers, welches Turbinen und Generatoren antreibt. Pumpspeicher können somit in Abhängigkeit der Größe des Bassins und der Höhe des Speicherbeckens im Vergleich zu anderen Energiespeichern (außer den Gasspeichern) relativ große Energiemengen abspeichern. Inwieweit

Pumpspeicher zur Stromversorgung der Zukunft beitragen werden und können, hängt u.a. von den geographischen Möglichkeiten ab. Während diese in Deutschland vergleichsweise ungünstig sind, verfügt z.B. Norwegen über beachtliche geographische Potenziale zur Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken. Für das vorliegende Projekt werden die norwegischen Potenziale jedoch nicht berücksichtigt, da die Machbarkeit einer hundertprozentig erneuerbaren Stromversorgung Deutschlands auf Grundlage der deutschen Potenziale untersucht werden soll.

2.6.2.1 Modellierung der räumlichen Verteilung

Für das Kombikraftwerk 2-Szenario werden die heute in Deutschland vorhandenen und bis 2020 geplanten Pumpspeicherwerke ermittelt, die in Summe ca. 9,6 GW installierte Generatorleistung aufweisen. Hinzu kommen für das Szenario mit ca. 1,5 GW installierter Generatorleistung noch Pumpspeicherkraftwerke, die zwar nicht in Deutschland, sondern grenznah in Österreich und Luxemburg liegen, jedoch direkt ans deutsche Höchstspannungsnetz angeschlossen sind. Insgesamt liegen im Szenario 39 Pumpspeicherkraftwerke mit einer Generator-Nennleistung von insgesamt 11,1 GW und einer Pumpen-Nennleistung von insgesamt ca. 12,2 GW vor. Die Speicherkapazität der verwendeten Pumpspeicherkraftwerke beträgt insgesamt ca. 83,7 GWh. Außerdem finden zwei Druckluftspeicherkraftwerke in Niedersachsen bzw. Sachsen-Anhalt mit einer Generator-Nennleistung von ca. 0,4 GW, einer Pumpen-Nennleistung von ca. 0,2 GW und einer Speicherkapazität von ca. 1 GWh im Szenario Berücksichtigung, die im Folgenden in gleicher Weise wie die Pumpspeicherkraftwerke behandelt werden. Der durchschnittliche Speicherwirkungsgrad, inklusive möglicher Modernisierungsmaßnahmen wird pauschal zu 75 Prozent angesetzt.

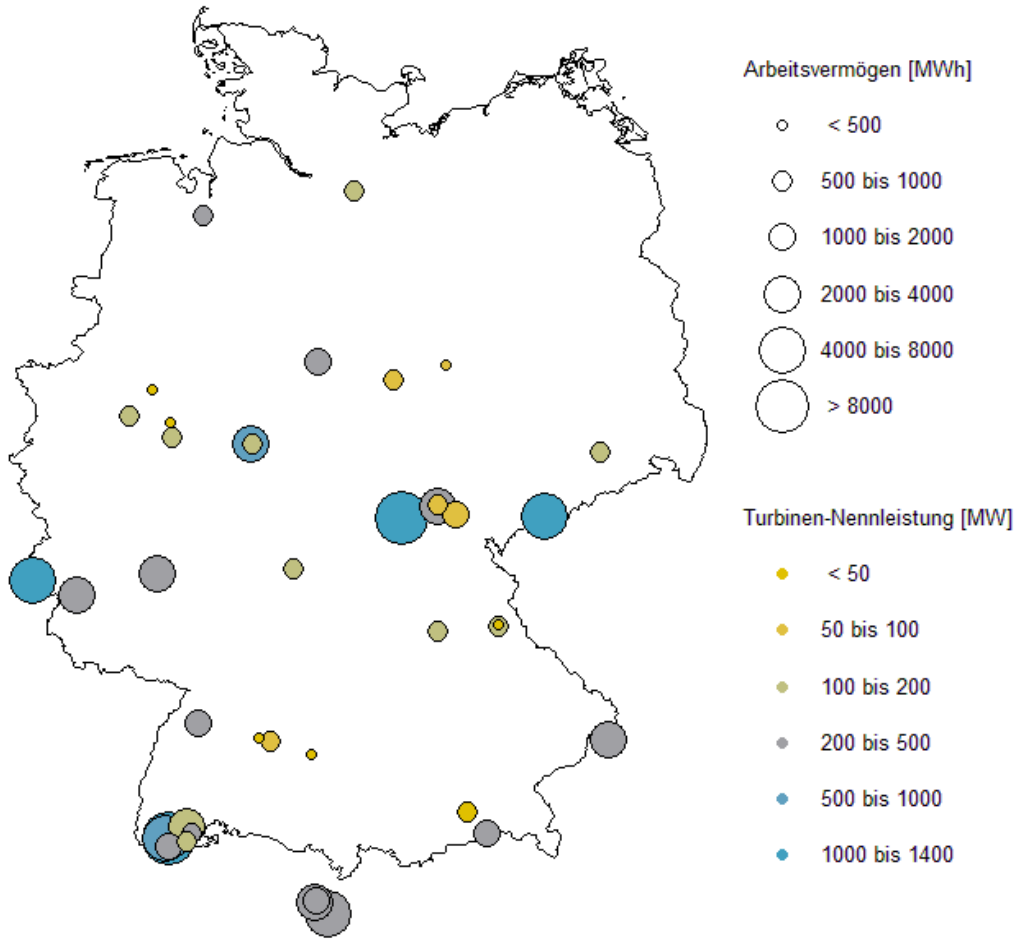


Abbildung 52: Die Pumpspeicherkraftwerke des Szenarios

2.6.2.2 Zeitreihenerzeugung – und auswertung

In Abbildung 53 wird der typische Tagesverlauf des Pumpspeicherbetriebs mit den Tagesgängen des Stromverbrauchs sowie der Photovoltaikeinspeisung verglichen (für Windenergie siehe Abbildung 28).

Dabei bedeuten negative Werte der Pumpspeicherlinie Einspeichern von Energie und positive Werte Stromerzeugung. Offensichtlich wird an vielen Tagen die mittägliche PV-Erzeugung dazu genutzt, die Pumpspeicher aufzufüllen, um damit am Abend die verschwindende Photovoltaikeinspeisung auszugleichen.

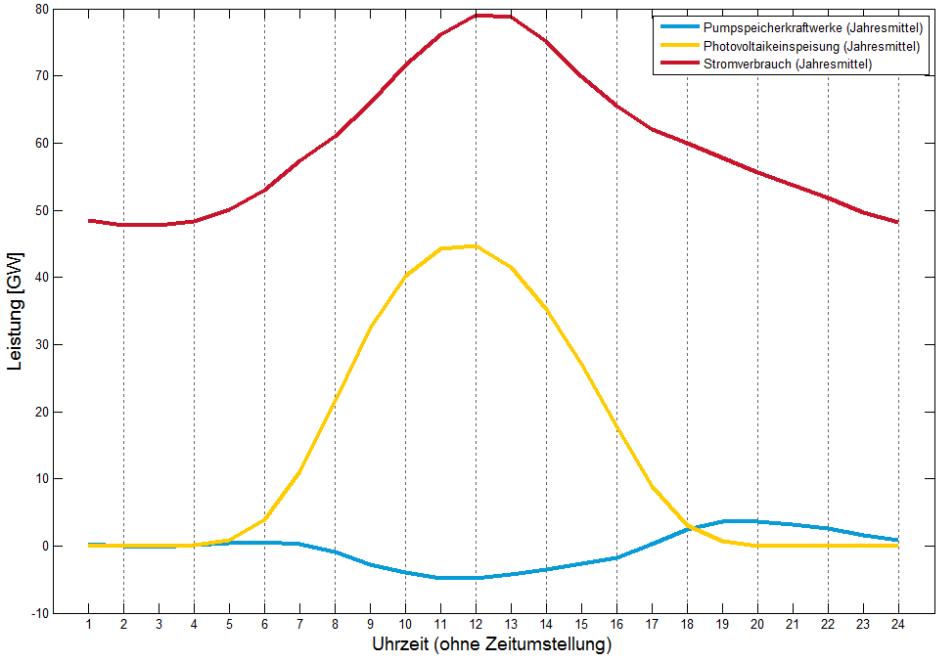


Abbildung 53: Durchschnittlicher Tagesverlauf des Pumpspeicherbetriebs, des Stromverbrauchs und der Photovoltaikeinspeisung

In Abbildung 54 ist für jede Stunde des Szenarienjahres und für ganz Deutschland der Betrieb der Pumpspeicherkraftwerke im Zusammenhang mit der Residuallast dargestellt. Dabei können vier Bereiche unterschieden werden. Bei negativer Residuallast liegt Netto-Stromverbrauch vor. Dies fällt wie zu erwarten oft mit positiven Werten für dem Pumpspeicherbetrieb, also mit Stromerzeugung zur Bedarfsdeckung zusammen und dementsprechend selten mit dem Einspeicherungsvorgang (negative Werte des Pumpspeicherbetriebs). Umgekehrt ist bei positiver Residuallast, also einem Überschuss an Energie aus den wetterabhängigen erneuerbaren Energieträgern, vor allem Stromspeicherung durch die Pumpspeicherkraftwerke zu beobachten. Dass auch Fälle in den beiden andere Bereichen auftreten, kann mit der räumlichen Verteilung und auftretenden regionalen Unterschieden in Verbrauch und Erzeugung zusammenhängen.

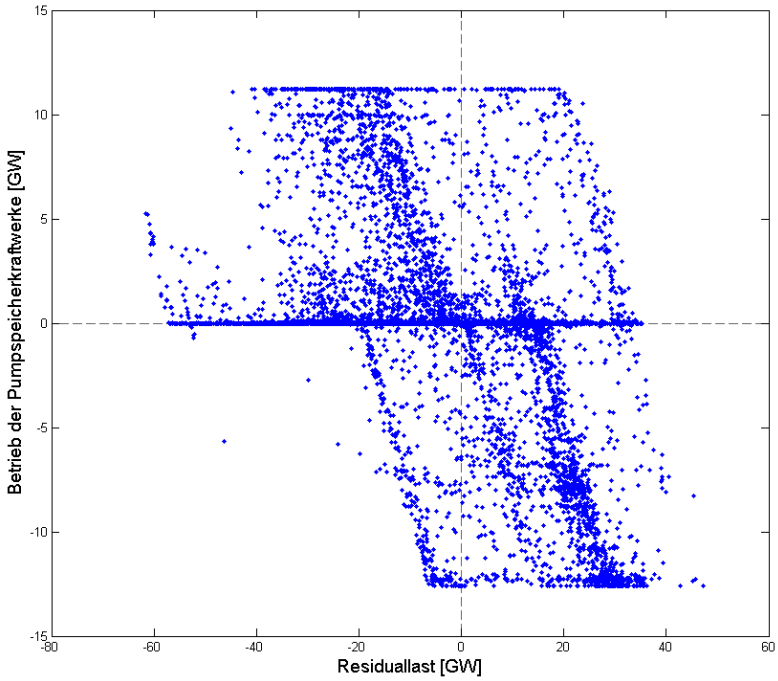


Abbildung 54: Simulierter Zusammenhang zwischen dem Betrieb der Pumpspeicherkraftwerke und der Residuallast

In Abbildung 55 sind die ein- bzw. ausgespeicherten Tagesenergiemengen der Pumpspeicher ganz Deutschlands dargestellt.

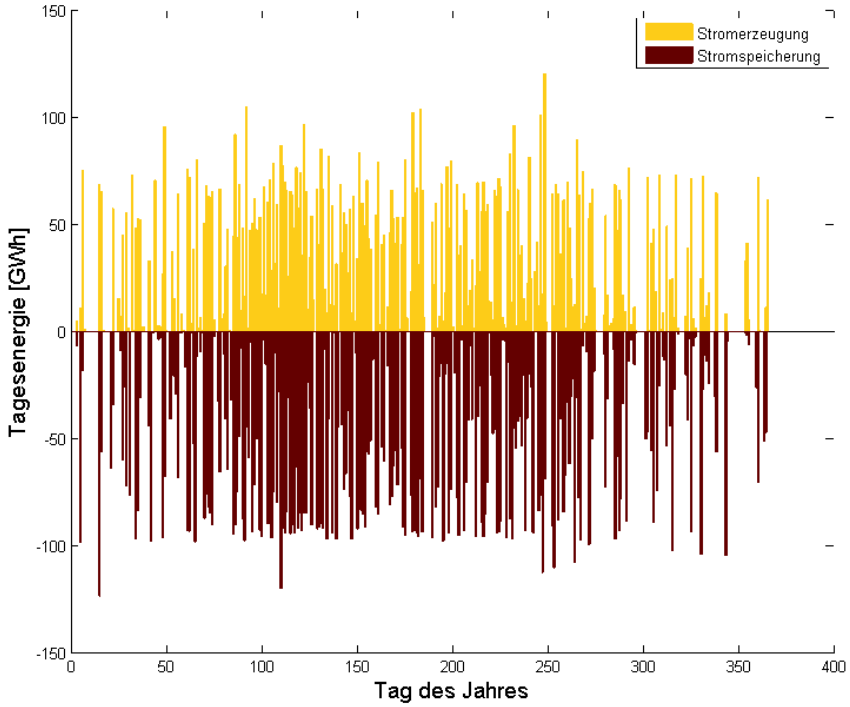


Abbildung 55: Simulierte ein- bzw. ausgespeicherte Tagesenergiemengen der Pumpspeicherkraftwerke

Dabei zeigt sich eine erhöhte Aktivität der Pumpspeicherkraftwerke im Sommer, in denen fast kein Tag ohne Ein- und/oder Ausspeicherung vergeht, während im Winter regelmäßig solche Tage auftreten. Dies stärkt die bei Betrachtung der Tagesgänge gewonnene Vermutung, dass die

Pumpspeicherkraftwerke vor allem helfen, die Leistung der Photovoltaikeinspeisung besser über den Tag zu verteilen, da diese Art von Einspeisung im Winter seltener auftritt als im Sommerhalbjahr. Des Weiteren lässt sich aus den Daten ablesen, dass nur an sehr wenigen Tagen im Jahr nicht sowohl Ein- als auch Ausspeicherung stattfindet. Nur an 22 Tagen (entspricht 6 Prozent) wird ausschließlich eingespeichert und an 44 Tagen (12 Prozent) wird nur ausgespeichert. In der überwiegenden Mehrheit des Jahres gleichen Pumpspeicherkraftwerke also Schwankungen innerhalb eines Tages aus.

2.6.3 Batterien

Dezentrale Batteriespeicher können zur Zwischenspeicherung von Strommengen aus dem Netz, aber insbesondere zur Verstetigung der wetter- und tageszeitabhängigen Solarstromerzeugung dienen. Die Besitzer von Solaranlagen, die bereits heute größtenteils über elektronische Kontrollgeräte verfügen, können mit Hilfe von PV-Batterien ihren Eigenstromanteil optimieren. Wenn in Zukunft mit sinkenden Batteriepreisen und der Wirtschaftlichkeit von Batteriesystemen zu rechnen ist, ist davon auszugehen, dass in Zukunft ein nicht geringer Anteil an PV-Anlagen mit Batterien gekoppelt sein wird.

2.6.3.1 Modellierung der räumlichen Verteilung

Für das Kombikraftwerk 2-Szenario wird davon ausgegangen, dass ca. 1/3 aller PV-Anlagen auf Häusern mit Batterien ausgestattet sind. Zusammen mit einer angesetzten Speicherkapazität von 2 kWh je installiertem PV-Kilowatt ergibt sich für das Szenario eine Speicherkapazität von insgesamt ca. 55 GWh. Für Batterien sind die Leistung und die Energie typischerweise fest gekoppelt. Ein typisches Verhältnis von eins wurde hier angenommen, woraus sich eine installierte Batterieleistung von 55 GW ergibt. Die räumliche Verteilung der Batterien entspricht derjenigen der PV-Anlagen an Gebäuden (Schräg- & Flachdachanlagen, Fassadenanlagen). Ihr Zykluswirkungsgrad wurde zu 85 Prozent angesetzt.

2.6.3.2 Zeitreihenerzeugung und -auswertung

Die Batterien wurden im Szenario nach dem Prinzip der Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt – also nicht zentral optimiert. Für jeden Netzknoten wurden separat die Batterien so gesteuert, dass der Eigenverbrauchsanteil der PV maximiert wird.

Die resultierenden Zeitreihen für eine spezielle Region und eine besonders interessante Woche ist in Abbildung 56 dargestellt.

Die Batterien speichern während des Tages einen Großteil der lokalen PV Erzeugung ein und decken damit den Strombedarf am Abend und in der Nacht. Dier Einsatz wurde lokal so optimiert, dass die Netzbelastung durch die PV möglichst klein gehalten wird. Die rote Linie zeigt die Last/Rückspeisung des Netzknotens nach Einsatz der Batterien. Während eines Großteils der Woche findet nur Rückspeisung (negative Werte) statt.

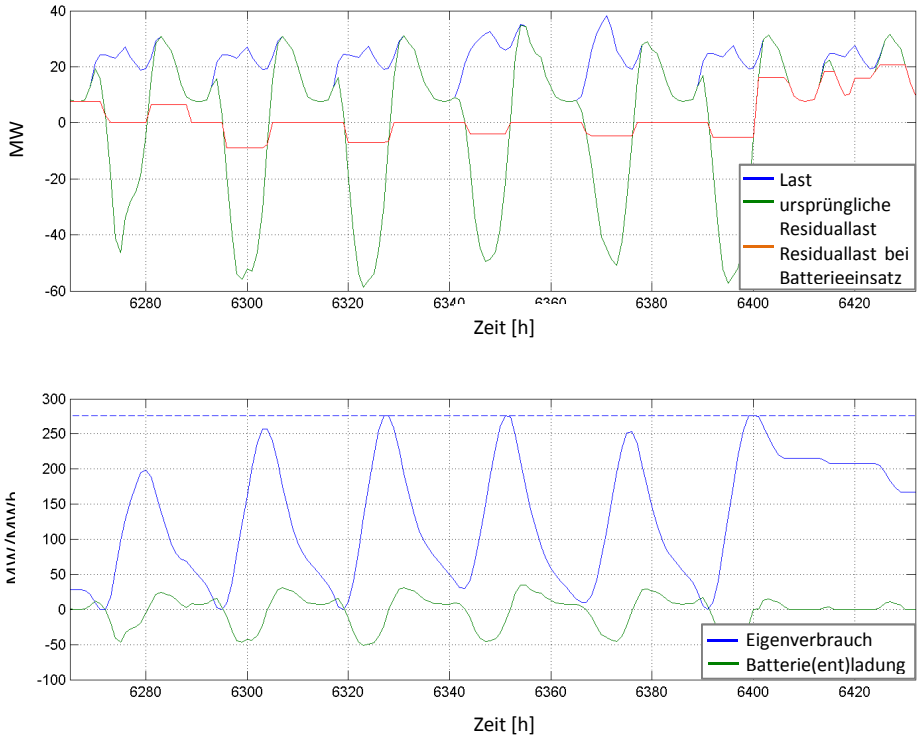


Abbildung 56: Beispiel eines berechneten Batterieeinsatzplanes für einen HöS-Netzknoten mit einer regionalen PV-Durchdringung in der Haushaltslast von 66 Prozent im Jahresdurchschnitt und einer zugehörigen Batteriekapazität von 276 MWh

Der Einsatz aller Batterien im Szenario für alle Tage des Jahres ist in Abbildung 57 gezeigt.

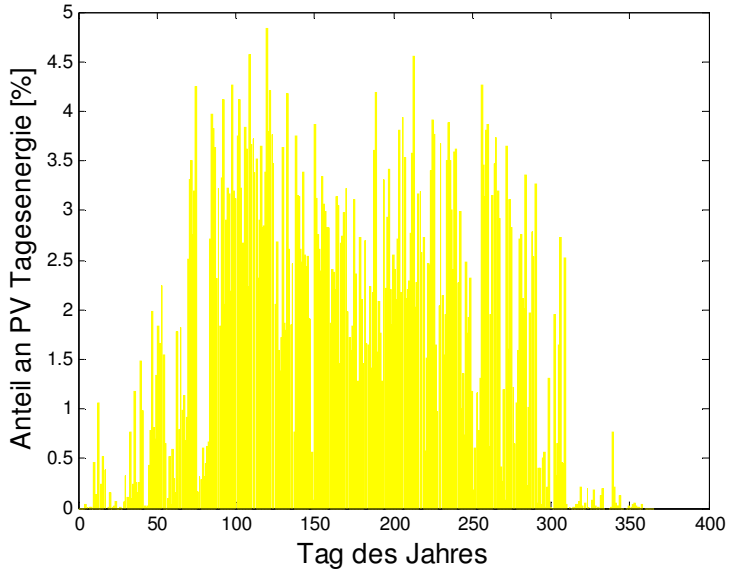


Abbildung 57: Anteil der PV-Tagesenergie, der in die Batterien eingespeichert wird

Da sich die Batterien im Szenario nach dezentralen Kriterien optimieren, ist ihr gesamter Energieumsatz (3 TWh pro Jahr) deutlich niedriger als der der Pumpspeicherwerke (15 TWh pro Jahr) – bei vergleichbarem Energieinhalt. Zum Beispiel kann die vorhandene PV-Einspeisung im Winter

meist lokal direkt verbraucht werden, womit eine verlustbehaftete Einspeicherung nicht nötig ist. Die Möglichkeit einer zentralen Steuerung der lokalen Batteriespeicher erscheint in diesem Lichte als dringend geboten, wurde in diesem Szenario jedoch nicht verwendet.

Der Batterieeinsatz wurde hier mit regionalen Zeitreihen des Netzknotens simuliert. Würden die Batterien vollständig dezentral in den Haushalten eingesetzt, so müsste man allerdings die Lastprofile einzelner Haushalte – mit deutlich höheren Fluktuationen – zugrunde legen. Diese Rechnung würde den Durchsatz der Batterien dann leicht erhöhen. Das Gesamtbild von im Winter sehr wenig genutzten Speichern würde aber weiterhin bestehen bleiben.

Je nach Verhältnis von installierter PV-Leistung zur lokalen Last ergibt sich eine Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils von bis zu 30 Prozent, wie Abbildung 58 zu entnehmen ist.

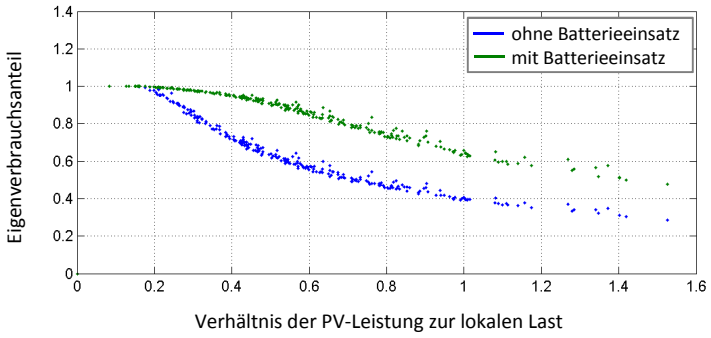


Abbildung 58: Simulierter PV-Eigenverbrauch mit und ohne Batterien in Abhängigkeit des lokalen, energetischen Anteils der PV-Erzeugung an der Last

2.6.4 Leistungsimporte und –exporte

Das Stromversorgungsszenario des Kombikraftwerks 2 soll die Möglichkeit einer hundertprozentig erneuerbaren Stromversorgung allein aus deutschen Energiequellen untersuchen. Eine Behandlung Deutschlands als Insel ohne elektrische Verbindung zum Ausland entspricht jedoch nicht den Gegebenheiten und wurde für das Szenario nicht weiter verfolgt. Es wurde vielmehr ein Leistungsim- und -export mit Jahrsaldo null und weiteren Einschränkungen modelliert.

Für die Simulation der Stromimporte und –exporte nach bzw. aus Deutschland wird angenommen, dass sich „Resteuropa“, d.h. Europa ohne Deutschland, voll aus den erneuerbaren Quellen Sonne und Wind versorgt. Es werden bestehende Zeitreihen [46] zum europaweiten Erzeugungspotenzial dieser zwei Erzeugungsarten sowie eine entsprechende europäische Lastkurve benutzt, um die Residuallast Resteuropas als Zeitreihe zu berechnen. Immer dann, wenn in Resteuropa temporär ein Stromüberschuss vorhanden ist, kann sich Deutschland in der Simulation hieraus bedienen. Immer dann, wenn in Resteuropa zusätzlicher Bedarf besteht, kann Deutschland überschüssigen Strom exportieren. Ist dies jedoch nicht der Fall, so kann Resteuropa temporär keine Unterstützung des deutschen Strommarktes bieten. Durch diese Modellierung wird sichergestellt, dass nur dann Strom mit dem Ausland ausgetauscht wird, wenn dies auch in einem voll erneuerbaren System für ganz Europa möglich wäre. Die Inanspruchnahme dieses Angebots zum Im-/Export nach Resteuropa wird innerhalb einer kostenbasierten Simulation geplant. Dabei werden Importe in der Merit-Order vor der Biomasse eingesetzt (also zur Vermeidung von Biomasseverbrennung, aber nicht zum Aufladen von Speichern), Exporte sind nachrangig zu deutschlandinternen Speicheraufladungen.

2.6.4.1 Modellierung der räumlichen Verteilung

Das europäische Ausland wurde für die Berechnung der möglichen Im-/Exporte als Punktmodell simuliert. Die Im-/Exporte ins deutsche Netz können daher in der Simulation über jede der vorhandenen Leitungen mit der jeweiligen Nennleistung der Leitung abgewickelt werden. Netzengpässe im europäischen Umland wurden nicht betrachtet. Des Weiteren wurden keine neuen Leitungen ins Ausland geplant und in jedem Zeitschritt wurde die gesamte Austauschkapazität mit dem Ausland auf 20 GW begrenzt.

2.6.4.2 Zeitreihenerzeugung – und auswertung

Eine Auswertung der täglichen Import/Export-Energien ist in Abbildung 59 gezeigt. Es ergibt sich kein klarer saisonaler Trend, sondern die Energieaustausche hängen jeweils von den mehrtägigen Wettersituationen ab.

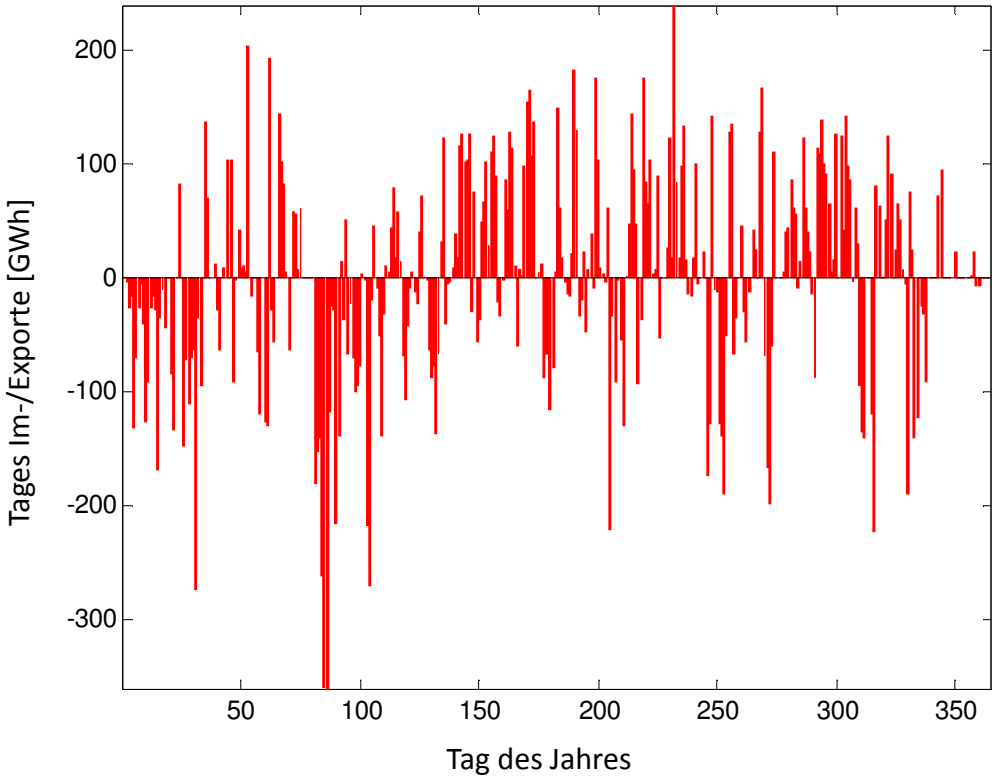


Abbildung 59: Simulierte Tagesimporte (positive) und -exporte (negativ)

2.7 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Für die nachfolgenden Netzstabilitätsuntersuchungen wurde in den vorangegangenen Kapiteln ein konsistentes Modell für eine zukünftige Stromversorgung Deutschlands mit rein erneuerbaren Quellen beschrieben.

Die Ergebnisse des Simulationsmodells legen nahe, dass eine Stromversorgung auf Basis von 100 Prozent erneuerbaren Energien in Deutschland energetisch und leistungsmäßig in Zukunft

möglich ist. Mit den modellierten Erzeugungs- und Speicheranlagen, sowie dem simulierten Höchstspannungsnetz kann der Strombedarf an jedem Ort und jederzeit gedeckt werden.

Das Modell, welches für die vorliegende Untersuchung entwickelt wurde, zeichnet sich durch einen einmalig hohen Detaillierungsgrad hinsichtlich seiner räumlichen Auflösung und Technologievielfalt aus. Die verwendeten Modellierungstechniken zur Beherrschung der hohen zeitlichen und räumlichen Auflösung sind als innovativ anzusehen.

Die modellierte mögliche Zukunft der Stromversorgung unterscheidet sich im Vergleich zur heutigen merklich. Die Stromversorgung ist wesentlich dezentraler geworden; hinsichtlich der erneuerbaren Energien ist das Flächenpotenzial jedoch bei Weitem nicht vollständig ausgeschöpft.

Insbesondere die geplanten DC-Leitungen aus [43] wirken sich im modellierten Netz positiv aus und ermöglichen das intelligente Zusammenwirken von erneuerbarer Erzeugung, Speicherung und Backupkraftwerken mit erneuerbaren Methan. 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 sicherlich beachtlich. Ein realistisches Lastmanagementpotenzial wurde im Modell berücksichtigt, reicht aber alleine nicht aus um Erzeugung und Verbrauch in Einklang zu bringen. Der Bau von Energiespeichern ist für eine 100 % erneuerbare Stromversorgung daher zweifelsohne notwendig. Es empfiehlt sich daher, 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 anderen 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 Stromversorgungszenarios.

Die im Bericht angegebene Größenordnung der wetterunabhängigen Stromerzeuger wurde z.T. auf das betrachtete Wetterjahr und den betrachteten/modellierten Stromverbrauch angepasst. Für den denkbaren Fall, dass extremere Wetter- und Verbrauchssituationen auftreten, wurde in diesem Szenario die Lösung gewählt, eine installierte Leistung der wetterunabhängigen Erzeuger in der Größenordnung der Maximallast (exklusive Speicher und Demand Side Management) vorzusehen.

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

3 Netzstabilität und Systemdienstleistungen

Im Grunde geht es bei der Netzstabilität um die Anforderung, dass der Betrag der Netzspannung und die Frequenz an jeder Stelle des Stromnetzes und zu jedem Zeitpunkt im vorgegebenen engen Rahmen liegen bzw. nach Störungen oder Ab- und Zuschaltungen von Netzbetriebsmitteln innerhalb einer kurzen, festgelegten Zeit in diesen zurückkehren. In der niedrigsten Spannungsebene beträgt der Nennwert des Spannungsbetrages die aus den Privathaushalten bekannten 230 Volt und in der höchsten Spannungsebene ganze 380.000 Volt. Der Nennwert für die Frequenz beträgt in allen Ebenen und europaweit 50 Hertz. Allzu große Abweichungen von diesen Sollwerten können zu Stromausfällen oder gar zur Zerstörung elektrischer Geräte, die nur für gewisse Toleranzbereiche ausgelegt sind, führen. Eine gängige Methode (z.B. [47]) zur näheren Erläuterung des Begriffs **Netzstabilität** ist es, sie als gegeben anzusehen, wenn die Spannungs-, Frequenz- und Polradwinkelstabilität erfüllt sind, und dann diese drei Begriffe weiter zu unterteilen und zu erklären. Vereinfacht kann die Netzstabilität durch einen Vergleich der grünen Sinuskurve mit der roten, gestrichelten Kurve in Abbildung 60 veranschaulicht werden. In den ersten 20 ms weicht der Scheitelwert der roten Kurve vom Sollwert û der Spannungsebene ab. Sowohl zu geringe als auch zu hohe Amplituden der Spannung können zum Verlust der **Spannungsstabilität** führen. Dabei ist zu beachten, dass die Spannungsamplituden zu einem Zeitpunkt an unterschiedlichen Punkten des Netzes durchaus unterschiedlich sein können. Die Spannungsstabilität eines Stromnetzes ist nur gegeben, wenn die Spannungsamplituden an allen Punkten des Netzes innerhalb der Toleranzbereiche um den jeweiligen Sollwert liegen. Die Frequenz ist hingegen im gesamten Netz nahezu die gleiche. Ein Stromversorgungssystem erfüllt das Kriterium der **Frequenzstabilität** dann nicht, wenn dessen Frequenz deutlich von dem Sollwert von 50 Hz abweicht. Die rote Kurve in Abbildung 60 verdeutlich dies in den zweiten 20 ms durch eine kürzere Periodendauer. Die im Rahmen dieses Projekts nicht umfassend untersuchte, aber im Folgenden kurz beschriebene **Polradwinkelstabilität** ist gegeben, wenn die Polradwinkel der Rotoren der Generatoren des Netzes nahe genug beieinander liegen. Bei einer Störung ändert sich die Differenz zwischen dem Polradwinkel des Generators und dem Polradwinkel der übrigen Generatoren des Netzes. Die Winkeldifferenz soll nach der Beseitigung des Netzfehlers innerhalb kurzer Zeit wieder innerhalb eines bestimmten Rahmens liegen. Kommt es, wie in Abbildung 60 in den letzten 20 ms dargestellt, zu einem Verlust dieses Synchronismus ist das Kriterium der Polradwinkelstabilität verletzt. Das Heranziehen der Polradwinkelstabilität zur Überprüfung der Netzstabilität war in der Vergangenheit angebracht, da der Großteil der Stromerzeugung durch direkt ans Netz gekoppelte Generatoren erfolgte. Der Anteil von direkt ans Netz gekoppelten Generatoren wird in Zukunft jedoch deutlich abnehmen. In der hundertprozentig erneuerbaren Stromversorgung des Kombikraftwerk 2-Szenarios zählen hierzu die Synchrongeneratoren der Methan-, Bioenergie-, Pumpspeicher-, Wasser- und Geothermiekraftwerke, für die die Polradwinkelstabilität weiterhin als Stabilitätsmaß dienen kann. Der hohe Anteil der Windenergieanlagen, die über einen doppelt gespeisten Asynchrongenerator verfügen, ist zwar direkt ans Netz gekoppelt, gibt jedoch keine Auskunft über die Winkelstabilität im klassischen Sinn. Ein im Vergleich zu heute weitaus größerer Anteil der Stromerzeuger wird nicht mehr direkt, sondern über Wechselrichter an Netz gekoppelt sein. Hierzu zählen Photovoltaikanlagen, Batterien, Methanisierungsanlagen und die über Vollumrichter ans Netz gekoppelten Windenergieanlagen. Abhängig vom Wetter und vom Betrachtungsgebiet kann der Anteil von nicht direkt ans Netz gekoppelten Stromerzeugern in Zukunft bis zu 100 Prozent ausmachen, so wird im Kombikraftwerk 2-Szenario z.B. der Stromverbrauch ganz Deutschlands zur

sonnenreichen Mittagszeit am 21. April des betrachteten Wetterjahres zu über 91 Prozent allein durch Photovoltaik gedeckt (siehe Abschnitt 2.4.2.2). Für Wechselrichter ist die Polradwinkelstabilität im klassischen Sinne nicht mehr anwendbar. Messungen in den vielseitig regelbaren Wechselrichtern könnten jedoch herangezogen werden, um ein mit der Polradwinkelstabilität vergleichbares Maß zur Beurteilung der Netzstabilität zu definieren. Während im Projekt Kombikraftwerk 2 im Rahmen der Untersuchungen zur Frequenzstabilität nur die Winkelgeschwindigkeiten betrachtet wurden (siehe Abschnitt 3.1.7), bedarf eine umfassende Beurteilung der Polradwinkelstabilität bei 100 Prozent EE noch umfangreicher Forschungsarbeiten und ist nicht Gegenstand des Kombikraftwerk 2. Zum Beispiel in [84] werden die klassischen Methoden zur Untersuchung der Winkelstabilität hin zu geeigneten Methoden für wechselrichterdominierte Netze untersucht und weiterentwickelt.

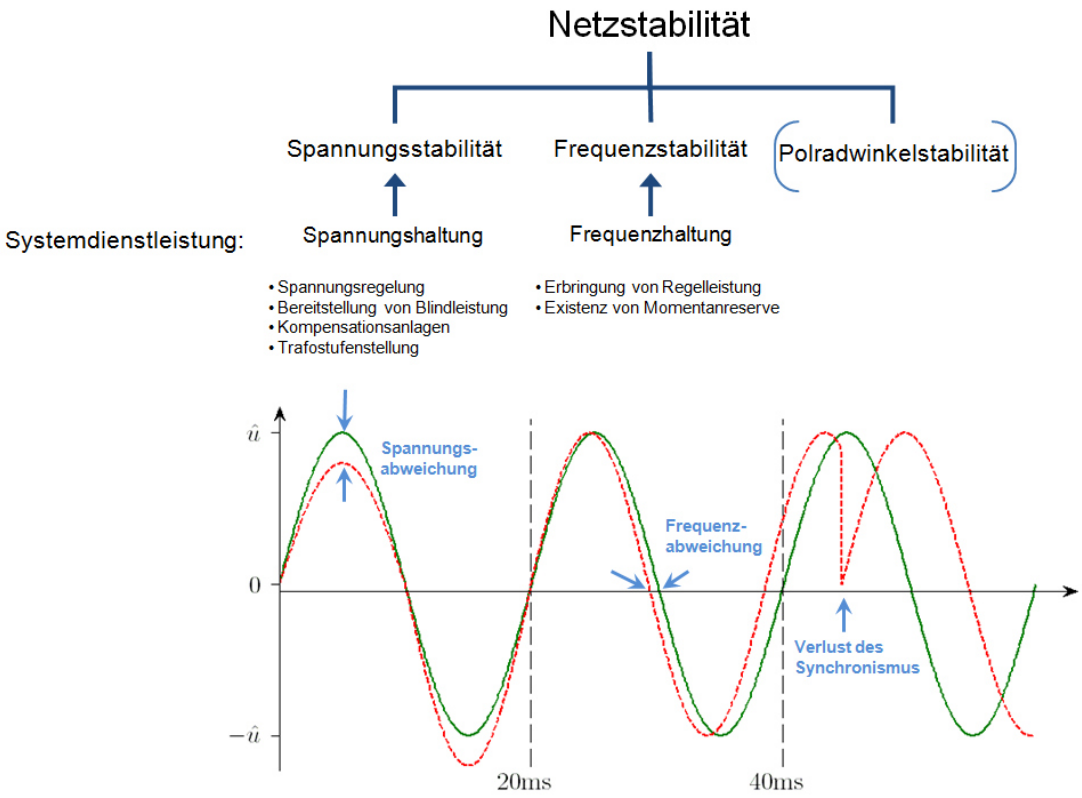


Abbildung 60: Erläuterungen zum Begriff Netzstabilität

Die Systemdienstleistungen dienen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität. Gemäß ihrer Definition (z.B. nach [31]) gehören zu den Systemdienstleistungen die Frequenz- und die Spannungshaltung, der Versorgungswiederaufbau und die System-/Betriebsführung, zu der auch das Netzengpassmanagement zählt. Das Erbringen von Systemdienstleistungen ist gemäß Definition ein Dienst der Netzbetreiber, die hierzu unter anderem auf Stromerzeugungseinheiten zugreifen, wird jedoch auch umgangssprachlich den Stromerzeugungseinheiten direkt zugesprochen, sofern sie hierfür eingesetzt werden. Die Systemdienstleistungen Spannungs- und Frequenzhaltung sind in Abbildung 60 der jeweiligen Stabilität, für die sie sorgen müssen, zugeordnet. Außerdem sind mögliche Maßnahmen zur Spannungs- und Frequenzhaltung als Punktaufzählungen aufgelistet.

Das in Kapitel 2 erstellte Szenario einer möglichen hundertprozentig erneuerbaren Stromversorgung wird im Folgenden hinsichtlich seiner Netzstabilität untersucht. Die Untersuchungen umfassen

- Regelleistung zur Frequenzhaltung (Kapitel 3.1)
- Spannungshaltung und Blindleistungsmanagement (Kapitel 3.2)
- Netzengpassmanagement (Kapitel 3.3)
- Versorgungswiederaufbau (Kapitel 3.4)

Abgesehen von Abschnitt 3.1.7 beschränken sich die Untersuchungen auf stationäre bzw. quasistationäre Betrachtungen, die sich auf Vorgänge im Netz beziehen, bei denen andere schnell veränderliche Vorgänge als abgeklungen angenommen werden können. Schnell veränderliche Vorgänge bspw. im Millisekundenbereich, so genannte transiente oder dynamische Vorgänge, sind für die Stabilität des Netzes jedoch ebenfalls maßgeblich, bleiben in der vorliegenden Betrachtung jedoch weitestgehend ausgeklammert. Hierzu zählen bspw. das Verhalten bei Kurzschlüssen und Spannungseinbrüchen. In den Netzanschlussbedingungen ([31], [32], [58]) sind die Kriterien, die Erzeugungsanlagen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität erbringen müssen, festgehalten. Hierzu zählt auch ihr Verhalten bei transienten Störungen, wie z.B. das Durchfahren von Erzeugungsanlagen bei Netzfehlern („fault-ride-through“). Auch nicht untersucht wurde die Kurzschlussleistung im Höchstspannungsnetz des modellierten 100 Prozent erneuerbaren Stromversorgungsszenarios. Hierfür hätten die unterlagerten Spannungsebenen und das europäische Randnetz, der Einfluss des Kabelanteils, des Vermaschungsgrads, die räumliche Ausdehnung, der Schaltzustand, die Sternpunkterdung, das Schutzkonzepte und die Anlagenbauart (Vollumrichter, DGAG, …) abgebildet werden müssen. Ein möglicherweise veränderter Kurzschlussstromverlauf bei einer 100 Prozent erneuerbaren Stromversorgung stellt einen weiteren Forschungsbedarf dar.

3.1 Regelleistung zur Frequenzhaltung

Zur ausführlichen Behandlung des Themas Regelleistung durch erneuerbare Energien umfasst dieses Kapitel mehrere Abschnitte mit verschiedenen Untersuchungsschwerpunkten. Nach einer Einführung in die aktuellen Rahmenbedingungen in Abschnitt 3.1.1 folgt in Abschnitt 3.1.2 die Beschreibung der Feldtests zur Regelleistungserbringung mit den EE-Anlagen des für dieses Projekt aufgebauten Kombikraftwerks. Die Feldtests und die abschließende Demonstration beschäftigen sich hierbei mit den technischen Fähigkeiten zur Regelleistungserbringung, nicht jedoch mit einer Teilnahme an Regelleistungsmärkten. Betrachtungen hierzu erfolgen in Abschnitt 3.1.3 simulativ am Beispiel ausgewählter Anlagentypen. In Abschnitt 3.1.4 werden für neun Windparks Einspeiseprognosen mit zwei unterschiedlichen Methoden erstellt und Potenziale zur Prognoseverbesserungen aufgezeigt, welche einen geringeren Regelleistungsbedarf zur Folge hätten. Die Abschnitt 3.1.5, 3.1.6 und 3.1.7 befassen sich mit dem in Kapitel 2 modellierten 100%-EE-Szenario, wobei in Abschnitt 3.1.5 zunächst dessen Regelleistungsbedarf berechnet wird. In Abschnitt 3.1.6 wird daraufhin die Deckung dieses Bedarfes durch die unterschiedlichen Stromerzeuger des Szenarios simuliert. Abschnitt 3.1.7 befasst sich mit der dynamischen Frequenzstabilität des 100%-EE-Szenarios und weist Wege zu deren Aufrechterhaltung auf.

3.1.1 Aktuelle Rahmenbedingungen

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 Stromerzeugung, 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. Zweck des Einsatzes von Regelleistung ist die Ausbilanzierung von Erzeugung und Verbrauch und somit die Frequenzhaltung. Dabei ist es unerheblich, wo die Regelleistung ins Netz eingespeist wird. So kann beispielsweise ein Kraftwerk in Spanien physikalisch zur Frequenzhaltung in Deutschland beitragen.

Die Frequenz im europäischen Verbundnetz von 50 Hertz muss innerhalb einer gewissen Bandbreite (im Normalfall +/-0,2 Hertz) gehalten werden, damit das Stromversorgungssystem stabil bleibt. Solange Stromerzeugung und -verbrauch in Balance sind, wird die Frequenz nicht beeinflusst. Bei einer Störung dieses Gleichgewichts treten Frequenzänderungen auf. Das Zuschalten von Verbrauchern oder der Ausfall von Erzeugerleistung führt zu einem Frequenzabfall. Bei einer Abschaltung von Verbrauchern, beispielsweise hervorgerufen durch die Auslösung einer Schutzeinrichtung, ist ein Leistungsüberschuss vorhanden, der zu einem Frequenzanstieg führt. Zur Erhaltung des Gleichgewichts aus Erzeugung und Verbrauch muss Regelleistung vorgehalten werden. Dabei wird zwischen positiver und negativer Regelleistung unterschieden. Positive Regelleistung ist eine Leistungszufuhr und bewirkt eine Erhöhung der Netzfrequenz, negative Regelleistung bewirkt entsprechend eine Verringerung der Netzfrequenz.

Neben der Unterscheidung in positive Regelleistung zur Frequenzerhöhung und negative Regelleistung zur Frequenzminderung gibt es außerdem drei zeitliche Abstufungen, auf die im Folgenden eingegangen wird. Die Übertragungsnetzbetreiber, welche für die Frequenzhaltung in ihrer Regelzone verantwortlich sind, halten Regelleistung in den drei Formen Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve vor [48].

In Abbildung 61 ist der zeitliche Verlauf der drei Regelleistungsqualitäten dargestellt. Kommt es zu einer abrupten Frequenzabweichung im Verbundnetz, z.B. aufgrund eines Kraftwerksausfalls, wird zunächst die Primärregelleistung aktiviert. Dies erfolgt gleichzeitig europaweit bei allen Kraftwerken, die Primärregelleistung bereitstellen. Sie muss am schnellsten zur Verfügung stehen; innerhalb von 30 Sekunden muss die angebotene Reserve voll abrufbar sein.

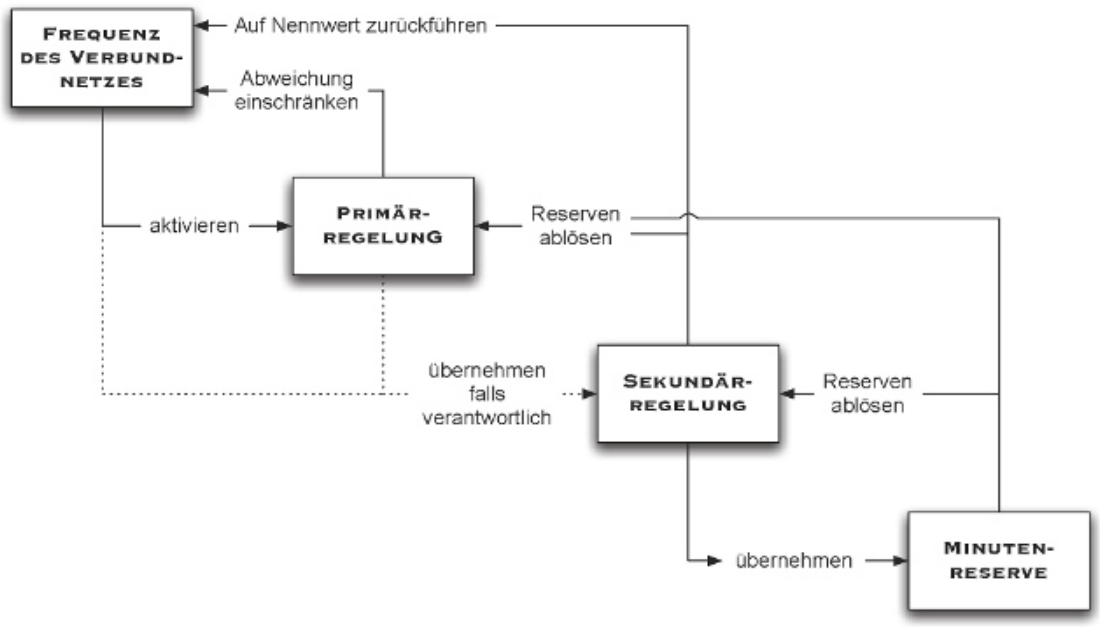


Abbildung 61: Zeitlicher Verlauf der drei Regelleistungsqualitäten [49]

Anschließend wird die Sekundärregelleistung aktiviert, die innerhalb von fünf Minuten bereitstehen muss. Diese hat zwei Aufgaben. Zum einen dient sie dazu, die Primärregelleistung abzulösen und die Frequenz wieder auf den Sollwert von 50 Hertz zurückzubringen, zum anderen die vereinbarten Austauschleistungen über die Kuppelstellen zu ausländischen Regelzonen wieder auf die Sollwerte zurückzuführen. Das letzte Glied in der Kette ist die Minutenreserve, welche einen Zeithorizont von 15 Minuten hat und die Sekundärregelleistung in einer Regelzone ablöst. Je stärker eine Folgestufe der Regelleistung abgefragt wird, desto früher kann die vorhergehende Regelleistung abgelöst werden und für neue Abfragen bereit stehen.

Regelleistung wird über Ausschreibungen beschafft, wobei für alle drei Produkte getrennte Ausschreibungen durchgeführt werden. Die Regelleistungsausschreibung wird von allen vier Übertragungsnetzbetreibern auf einer gemeinsamen Internetplattform vorgenommen (www.regelleistung.net). Die ausgeschriebene Menge wird mit Hilfe des Graf-Haubrich-Verfahrens alle drei Monate für die folgenden drei Monate bestimmt.

In Tabelle 11 werden die drei verschiedenen Regelleistungsarten hinsichtlich ihrer wichtigsten Eigenschaften verglichen.

Tabelle 11: Vergleich der drei Regelleistungsarten ([85], [86], [87], [48], [88], [31], [77], [89])

	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung	Minutenreserve
Mindest-angebot	± 1 MW	5 MW	5 MW
Pooling	Ja , nur regelzonenintern.	Ja, nur regelzonenintern. Zur Erreichung der Mindestangebotsgröße auch regelzonenübergreifend	Ja, nur regelzonenintern. Zur Erreichung der Mindestangebotsgröße auch regelzonenübergreifend
Ausschrei-bungszeit-raum	1 Woche	1 Woche	Täglich, Ausnahme Wochenenden und Feiertage
Produktlänge	1 Woche	Hochtarif (8 Uhr – 20 Uhr) werktags, ansonsten Niedrigtarif	Täglich sechs 4-Stundenblöcke, beginnend bei 0 Uhr
Vergütungs-prinzip	Leistungspreis	Leistungspreis und Arbeitspreis	Leistungspreis und Arbeitspreis
Auktions-kriterium	Günstigster Leistungspreis	Günstigster Leistungspreis	Günstigster Leistungspreis
Aktivierungs-geschwindig-keit	30 Sekunden	5 Minuten	7,5 bis 15 Minuten
Abruf	Dezentral über Frequenzmessung	Signal vom zentralen Netzregler	Auf Abruf vom ÜNB
Abgerufene Energie im Jahr 2011	-	1.600 GWh (pos.) und 4.500 GWh (neg.)	168 GWh (pos.) und 1.226 GWh (neg.)
auktionierte Leistung (4. Quartal 2012)	± 592 MW	2.109 MW (pos.) Und 2.149 MW (neg.)	2.426 MW (pos.) und 2.413 MW (neg.)
Anzahl Anbieter (4. Quartal 2012)	14	17	35

Um Regelleistung anbieten zu dürfen, müssen sich die an der Ausschreibung teilnehmenden Anlagen einer Präqualifikation unterziehen. Dabei müssen die Kraftwerke unter Beweis stellen, dass sie auf

Leistungsänderungen in der geforderten Zeit und in dem vorgeschriebenen Umfang reagieren können.

Technisch können schon heute die meisten EE-Anlagen Regelleistung bereitstellen. Die möglichen Leistungsgradienten der wetterabhängigen EE-Anlagen sind mehr als ausreichend für die Anforderungen; sind die Anlagen im Vergleich zu Großkraftwerken doch relativ klein und 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. Daneben gibt es aber auch regelbare erneuerbare Energien wie Bioenergie und Wasserkraft. Wetterabhängige EE-Anlagen können positive Regelleistung nur dann erbringen, wenn sie zuvor nicht ihren vollen/möglichen Leistungsbetrag einspeisen, also reduziert/gedrosselt fahren.

Die Prognosen zur Voraussage der erzeugten Leistung in Wind- und Solaranlagen wurden in den letzten Jahren stetig verbessert, so dass diese fluktuierenden Energien immer planbarer werden und damit ebenfalls – bei entsprechenden Rahmenbedingungen, die die kurzfristige Teilnahme am Regelleistungsmarkt zulassen würden (siehe Abschnitt 3.1.8) – zur Frequenzstabilisierung beitragen können.

Zurzeit stellen weder Windenergie- noch Photovoltaikanlagen Regelleistung bereit. Dies kann darin begründet liegen, dass es noch kein Verfahren gibt, mit dem Wind- oder Photovoltaikanlagen Regelleistung bereitstellen können. Daher wurde in [60] ein Verfahrensvorschlag für die Regelleistungsbereitstellung durch Windparks entwickelt, der in der vorliegenden Projektbericht aufgegriffen und auf die Anlagen eines realen Kombikraftwerks angewendet wird (siehe Abschnitt 3.1.2). Bei diesen Tests zur Regelleistungserbringung wird der Vorschlag eines Nachweisverfahrens zur Regelleistungsbereitstellung aus [60] umgesetzt (siehe Abschnitt 3.1.2.1). Der Vorschlag eines Angebotsverfahrens zur Regelleistungsbereitstellung durch Windparks aus [60] ist in Abschnitt 3.1.2.1 wiedergegeben.

3.1.2 Feldtests zur Regelleistungserbringung

Um die Regelleistungserbringung durch erneuerbare Energien praktisch demonstrieren zu können, wurde im Rahmen des Projektes ein Kombikraftwerk aus verschiedenen EE-Anlagen gebildet. Die beteiligten Wind-, Solar- und Biogasanlagen wurden zentral über eine digitale Leitwarte des Fraunhofer IWES gesteuert. Die Steuerung bzw. Regelung erfolgte in einem festen Zeittakt von 3 Sekunden. Die Beschreibung der beteiligten Anlagen sowie ihrer kommunikationstechnischen Verknüpfung mit der Leitwarte erfolgt in Abschnitt 3.1.2.2. Abschnitt 3.1.2.3 behandelt die Testverläufe und -ergebnisse. Der folgende Abschnitt 3.1.2.1 geht auf das den Tests zugrundeliegende Konzept zur Regelleistungserbringung und deren Nachweis ein, welches auf der so genannten „möglichen Einspeisung“ beruht.

3.1.2.1 Die mögliche Einspeisung als Grundlage der Regelleistungserbringung

Für wetterabhängige EE sind für die Regelleistungserbringung und den Nachweis hierüber zwei Möglichkeiten naheliegend. Zum einen kann dies über einen vorab an den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) geschickten Fahrplan erfolgen (siehe Abbildung 62). Die Regelleistungserbringung geschieht in diesem Fall relativ zum Fahrplan, indem die Leistung gegenüber dem Fahrplan erhöht (positive Regelleistung) oder verringert (negative Regelleistung)

wird. Wetterabhängige EE, deren genaue Einspeisung nur bis zu einem gewissen Grad vorausgesagt werden kann, können mit Hilfe von probabilistischen Einspeiseprognosen einen Fahrplan erstellen, den sie mit einer hohen Sicherheit auch einhalten können. Aus probabilistischen Prognosen kann u.a. abgelesen werden, mit welcher Sicherheit eine bestimmte Leistung überschritten sein wird. Die Leistung, die mit einer ausreichenden Sicherheit erreicht wird, kann als Fahrplanwert angegeben werden. Um den Fahrplan einzuhalten, müssen die wetterabhängigen EE auf den probabilistischen Prognosewert, der dem Fahrplanwert entspricht, abgeregelt werden. In Dänemark und Großbritannien wird dieses Verfahren bereits für die Regelleistungsbereitstellung durch Windparks im Fall der negativen Minutenreserve genutzt ([61], [62]]). Hierbei wird jedoch nicht eine probabilistische Prognose für die Fahrplanerstellung genutzt, sondern eine Punktprognose mit einer Vorlaufzeit von einer Stunde. Auswertungen für einen 1 GW Windparkpool haben jedoch gezeigt, dass von dieser Punktprognose Abweichungen bis zu 15 Prozent in beide Richtungen auftreten können. Aufgrund der dadurch entstehenden Gefährdung für die Systemsicherheit, sollte von der Nutzung von Punktprognosen zur Erstellung von Fahrplänen abgesehen werden.

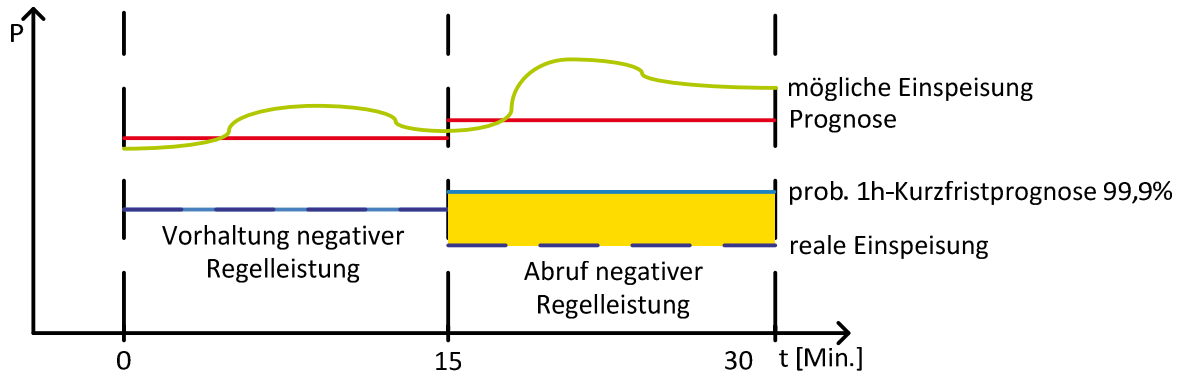


Abbildung 62: Darstellung des Verfahrens „Fahrplan“

Abbildung 63 verdeutlicht das „Fahrplan“-Verfahren anhand der Messung eines Windparks aus [60]. Der Windpark wird in der Abbildung nach ca. 60 s von seinem sehr hohen Einspeiseniveau auf seinen Fahrplan geregelt. Diesen erreicht er nach ca. 15 s und hält das Fahrplanniveau sehr genau ein. Nach ca. 210 s werden 30 Prozent der installierten Leistung des Windparks als positive Regelleistung abgerufen, was mit einer Abweichung vom Fahrplan einhergeht. Diesen Sollwerte erreicht der Windpark nach ca. 10 s und hält ihn, abgesehen von einem anfänglichen Überschwingen, sehr genau ein. Ein ähnliches Verhalten weist der Windpark bei dem Abruf der negativen Regelleistung nach ca. 330 s auf. Nach ca. 450 s wird die Abregelung des Windparks aufgehoben und er erreicht seine mögliche Einspeisung. Welche Einspeisung der Windpark während seiner Abregelung hätte erbringen können, ist nicht aufgezeichnet oder berechnet worden und ist in Abbildung 63 als die grün gestrichelte Gerade dargestellt. Die als „ungenutzte Energie“ bezeichnete Fläche zwischen dieser „unbekannten möglichen Einspeisung“ und der gemessenen Einspeisung macht deutlich, dass bei dem „Fahrplan“-Verfahren zur Regelleistungserbringung prinzipiell viel der vom Wind gegebenen Energie ungenutzt bleibt.

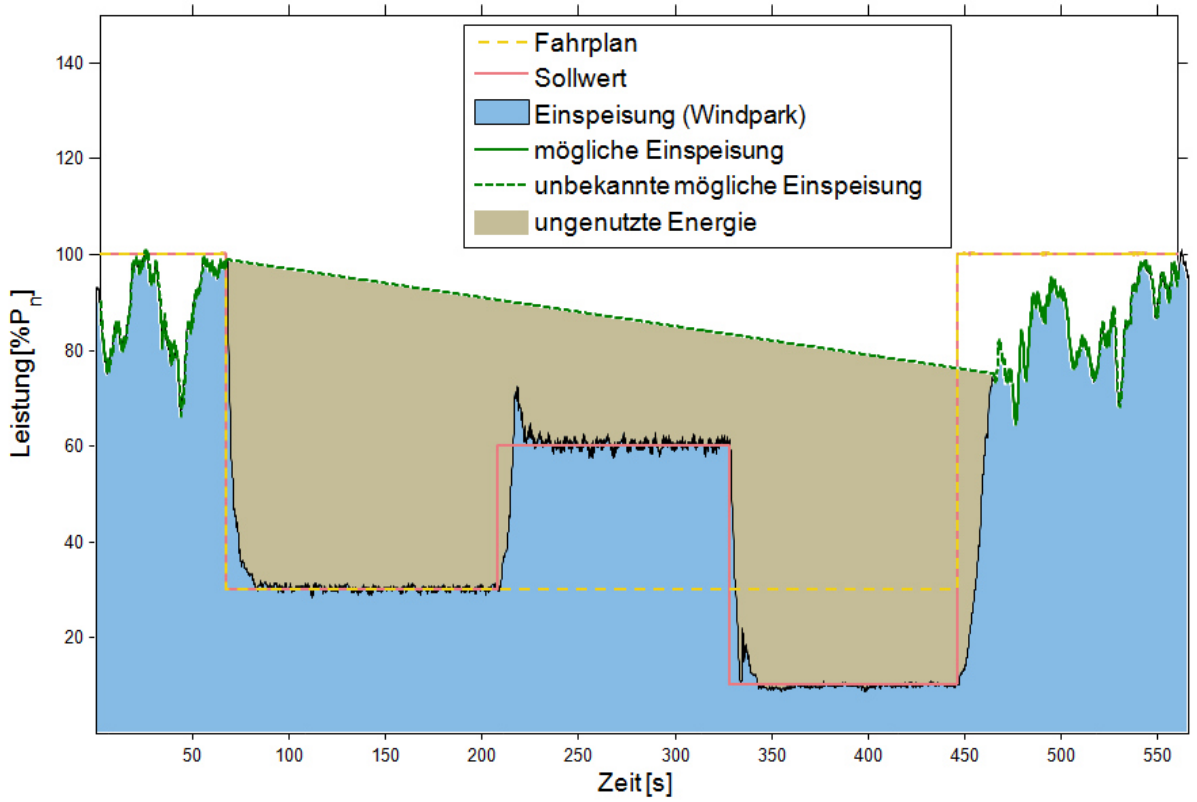


Abbildung 63: Regelleistungserbringung eines Windparks nach dem „Fahrplan"-Verfahren [60]

Die zweite Möglichkeit zur Regelleistungserbringung und deren Nachweis nutzt die so genannte „mögliche Einspeisung". Dies ist die Leistung, die die wetterabhängige EE-Anlage erzeugt hätte, wenn sie nicht abgeregelt worden wäre. Die Regelleistungsbereitstellung erfolgt relativ zur möglichen Einspeisung, indem die abgerufene Regelleistung von der möglichen Einspeisung abgezogen wird (negative Regelleistung), oder indem von der möglichen Einspeisung die Differenz aus vorzuhaltender positiver Regelleistung und abgerufener positiver Regelleistung abgezogen wird (positive Regelleistung). Die mögliche Einspeisung wird online ermittelt.

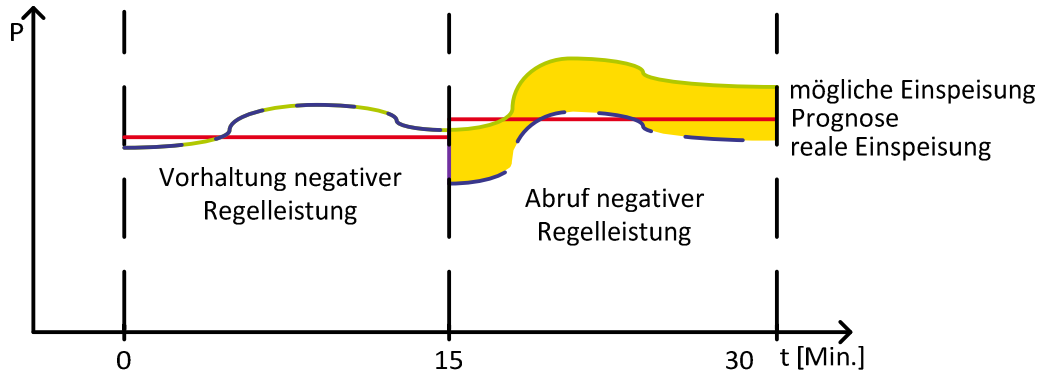


Abbildung 64: Darstellung des Verfahrens „mögliche Einspeisung"

Das Verfahren „mögliche Einspeisung" wird ausführlich in Abschnitt 3.1.2 getestet.

Im Projekt wurde ein kriterienbasierter Vergleich durchgeführt, um das aus Gesamtsystemsicht bessere Verfahren zu identifizieren. Im Folgenden werden die wichtigsten Kriterien kurz beschrieben.

- Reduzierung von Energieverlusten: Dieses Kriterium spricht für das Verfahren *mögliche Einspeisung*, da hierbei keine Energieverluste zur Einhaltung eines Fahrplans entstehen. Auswertungen für den Deutschlandpool Wind (30 GW) haben gezeigt, dass die Verluste ungefähr 1 Prozent der Nennleistung betragen.

- Sicherheit: Beide Verfahren sind gleich sicher. Voraussetzung hierfür ist, dass beim Verfahren *mögliche Einspeisung* der Prognosefehler bei der Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs berücksichtigt wird. Dies ist bereits jetzt der Fall, da der Windprognosefehler im überwiegenden Maße nicht auf Bilanzkreisebene ausgeglichen wird. Ob eine nicht-fluktuierende Anlage relativ zu ihrem Fahrplan oder wetterabhängige EE relativ zur möglichen Einspeisung Regelleistung bereitstellen, ist für die Sicherheit nicht relevant. Relevant ist hingegen, dass die Leistung aus dem System genommen bzw. ins System hereingebracht wird.

- Wirtschaftlichkeit Anbieter: Beim Verfahren *mögliche Einspeisung* können geringere kostendeckende Leistungspreise erzielt werden, da keine Energieverluste zur Einhaltung eines Fahrplans refinanziert werden müssen. Auswertungen für den Deutschlandpool Wind haben gezeigt, dass selbst bei einem so großen Pool größtenteils keine kostendeckenden Leistungspreise geboten werden können.

- Wirtschaftlichkeit Gesamtsystem: Hierbei müssen drei Faktoren betrachtet werden: Erstens die Reduzierung des Regelleistungsbedarfs beim Verfahren *Fahrplan*, da wetterabhängige EE, die Regelleistung bereitstellen, einen Fahrplan einhalten und dadurch keinen Regelleistungsbedarf induzieren. Zweitens die Erzeugungskosten, die durch den Ausgleich der Energieverluste im Rahmen der Abregelung des Verfahrens *Fahrplans* entstehen. Drittens die Reduzierung der Leistungs- und Arbeitspreiskosten für die ÜNB, wenn andere Anbieter von den Merit-Order Listen verdrängt werden. Auswertungen für den Deutschlandpool Wind haben gezeigt, dass dieses Kriterium für das Verfahren *mögliche Einspeisung* spricht.

- Technische Umsetzbarkeit: Beim Verfahren *mögliche Einspeisung* muss die mögliche Einspeisung online alle drei Sekunden (Primärregelleistung (PRL) und Sekundärregelleistung (SRL)) oder jede Minuten (Minutenregelleistung (MRL)) bestimmt werden. Aufgrund der Abschattungseffekte im Park ist die Bestimmung der möglichen Einspeisung anspruchsvoll. Erste Auswertungen lassen jedoch vermuten, dass die mögliche Einspeisung z.B. auf Windparkebene mit einer ausreichenden Genauigkeit bestimmt werden kann [63], wodurch dieses Kriterium nicht gegen das Verfahren *mögliche Einspeisung* spricht.

- Gleiche Marktbedingungen für alle: Dieses Kriterium spricht für das Verfahren *Fahrplan*, da bisherige Anbieter auch relativ zu einem Fahrplan Regelleistung erbringen.

Aufgrund der Vorteilhaftigkeit des Verfahrens „*mögliche Einspeisung*“ wird dieses Verfahren sowohl bei den Feldtests dieses Abschnitt s (3.1.2), als auch in den Simulationen zur Bedarfsdeckung in Abschnitt 3.1.6 genutzt.

3.1.2.2 Aufbau des Kombikraftwerks zur Regelleistungserbringung

Das regenerative Kombikraftwerk des Forschungsprojektes hat insgesamt eine Leistung von rund 80 MW und besteht aus folgenden Einzelanlagen:

- Windpark Altes Lager der ENERCON GmbH, Jüterborg (Brandenburg)

  18 Anlagen mit insgesamt 37,2 MW Leistung

- Windpark Feldheim (Brandenburg) der energiequelle GmbH

  19 Anlagen mit insgesamt 39,2 MW

- Photovoltaik:

  12 Photovoltaikanlagen im Raum Kassel, darunter 9 Anlagen auf Privathäusern und 3 Photovoltaik-Großanlagen mit einer Gesamtleistung von knapp 1 MW

- Biogasanlage Wallerstädten (Hessen)

  Leistung: 1,2 MW

- Biogasanlage Mittelstrimming (Rheinland-Pfalz)

  Leistung: 0,5 MW verteilt auf 2 BHKW mit 0,2 und 0,3 MW

- Biogasanlage Zemmer (Rheinland-Pfalz)

  Leistung: rund 1,4 MW, davon 1 BHKW mit 889 kW und ein Satelliten-BHKW mit 536 kW

- Biogasanlage Heilbachhof, Zweibrücken (Rheinland-Pfalz)

  Leistung: 0,5 MW verteilt auf 2 BHKW mit je 250 kW

Abbildung 65 zeigt die Standorte der EE-Anlagen für die Regelleistungstests.

Abbildung 65: Standorte der EE-Anlagen für die Regelleistungstests

Die Standorte der Anlagen liegen zum Teil weit voneinander entfernt, so dass der Anlagenverbund sich über einen großen Teil von Deutschland erstreckt. Für die folgende Untersuchung sind die Standorte jedoch unerheblich, da es für die Frequenzhaltung in erster Näherung irrelevant ist, wo die Regelleistung erbracht wird. Bedeutender für die Untersuchung sind die installierten Leistungen der einzelnen Anlagen sowie des gesamten Kombikraftwerks. Mit ca. 80 MW Gesamtleistung kann die Regelleistungserbringung des Kombikraftwerks keinen merklichen Einfluss auf die Netzfrequenz haben, da diese von sämtlichen Stromerzeugern und –verbrauchern des europäischen Verbundnetzes abhängt. Die Beeinflussung der Netzfrequenz mit dem Kombikraftwerk ist deswegen nicht das Ziel der Tests; es soll vielmehr das technische Vermögen des Kombikraftwerks zur Regelleistungserbringung untersucht werden. Die Verhältnisse der installierten Leistungen der Anlagen zueinander weisen ein deutliches Übergewicht der Windenergie auf und sind nicht als repräsentativ für eine zukünftige Zusammensetzung der Stromversorgung zu verstehen, wie es noch in [1] der Fall war. Die Verhältnisse der Kombikraftwerks-Anlagen zueinander unterscheiden sich z.B. deutlich von den Szenarienwerten aus Tabelle 1. Die Zusammensetzung des Kombikraftwerks ergab sich vielmehr aus den für die Tests zur Verfügung stehenden Anlagen. Ihre Verwendung in den wissenschaftlichen Untersuchungen musste von den privaten Betreibern genehmigt und organisiert werden, zudem führten die Tests zu ungewöhnlichen Bauteilbelastungen und Erzeugungseinbußen (da die Anlagen in den Testphasen z.T. reduziert betrieben wurden). Ausschlaggebend für die Einbeziehung von EE-Anlagen in das Kombikraftwerk war aber nicht nur die Teilnahmebereitschaft der Betreiber; die Anlagen mussten auch über die technischen Ausstattungen verfügen, die eine

Fernsteuerbarkeit über die digitale Leitwarte ermöglichen. Auch wenn die folgenden Regelleistungstests mit dem Kombikraftwerk wegen dessen Zusammensetzung nicht repräsentativ für die Regelleistungserbringung einer zukünftigen, rein erneuerbaren Stromversorgung (siehe hierzu Abschnitt 3.1.6) sind, so können sie jedoch technische Anforderungen und Möglichkeiten der erneuerbaren Energien zur Beteiligung an der Frequenzhaltung aufzeigen.

Die grundlegende Eigenschaft eines Kombikraftwerkes ist es, dass die unterschiedlichen, räumlich verteilten Anlagen über eine zentrale Leitwarte gesteuert werden. Hierfür müssen die Anlagen mittels einer Übertragungstechnik mit der Leitwarte verbunden sein. Die Steuerung erfolgt über ein oder mehrere Kommunikationsprotokolle und muss mittels eines Sicherheitskonzeptes verschlüsselt sein. In der Leitwarte werden verschiedene Berechnungen durchgeführt (z.B. die Stell-und Sollwerte für die Anlagen) und über eine Benutzeroberfläche aktive Steuerungseingriffe und das Ablesen der Anlagenzustände ermöglicht. Abbildung 66 zeigt die Architektur des Kombikraftwerkes für die Tests zur Regelleistungserbringung.

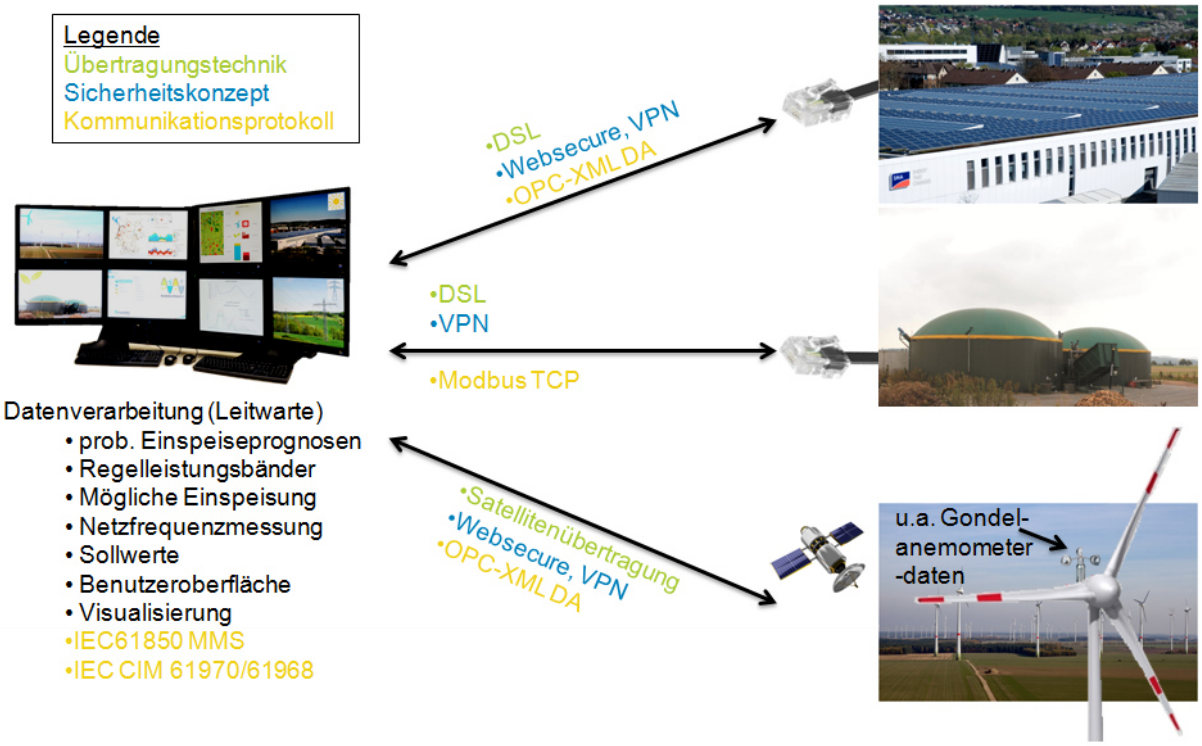


Abbildung 66: Architektur des Kombikraftwerks zur Regelleistungserbringung

Die Anlagen des Kombikraftwerks sind über unterschiedliche Übertragungstechniken, Sicherheitskonzepte und Kommunikationsprotokolle mit der Leitwarte verbunden. Jede einzelne Anlagenart musste bei ihrer Anbindung an die Leitwarte unterschiedlich behandelt werden, was mit hohem Arbeitsaufwand einherging. Einheitliche Kommunikationstechniken wären hier hilfreich gewesen und würden den Aufbau von Kombikraftwerken in Zukunft vereinfachen. Von den Anlagen wurde in einem Takt, der schneller als 3 s war, die momentane Einspeisung an die Leitwarte übertragen, um die Steuerung in einem 3-Sekunden-Takt zu ermöglichen. Bei den Windenergieanlagen kamen die Messdaten der Gondelanemometer (in der Abbildung vergrößert dargestellt) hinzu. Mit diesen berechnet die Leitwarte die mögliche Einspeisung (siehe Abschnitt 3.1.2.1) der einzelnen Windenergieanlagen auf Grundlage von Leistungskennlinien, welche für jede Anlage gemäß [63] auf Grundlage historischer Messdaten erstellt wurde. Die mögliche Einspeisung

der Photovoltaikanlagen wurde direkt an die Leitwarte übertragen. Für die Bestimmung der möglichen Einspeisung der Photovoltaikanlagen wurde die Einspeisung mehrerer Referenzanlagen, die nicht herunter geregelt wurden, gemessen. Auf Grundlage dieser Messungen lässt sich auf die mögliche Einspeisung der nahe gelegenen Photovoltaikanlagen des Kombikraftwerks schließen. Von der Vielzahl der Referenzanlagen wurde, zeitlich wechselnd, jeweils nur eine zur Bestimmung der möglichen Einspeisung gewählt.

Die Leitwarte führt auch probabilistische Einspeiseprognosen für den Folgetag durch, auf deren Grundlage abgeschätzt werden kann, mit welcher Wahrscheinlichkeit die wetterabhängigen EE-Anlagen eine bestimmte Leistung mit Sicherheit einspeisen werden und auf deren Grundlage die Regelleistungsbänder für die einzelnen Anlagen der Regelleistungstests festgelegt werden. Bei hohen zu erwartenden Windgeschwindigkeiten oder Sonneneinstrahlungen konnten für die im Folgenden beschriebenen Tests das positive und negative Regelleistungsband entsprechend breiter gewählt werden.

3.1.2.3 Testverläufe und –ergebnisse

Die Tests zur Regelleistungserbringung durch das Kombikraftwerk verwenden das Verfahren auf Grundlage der mögliche Einspeisung der wetterabhängigen Erzeuger wegen der in Abschnitt 3.1.2.1 genannten Vorteilen gegenüber dem „Fahrplan“-Verfahren. Das Verfahren „mögliche Einspeisung“ stellt auf Grund der sich ständig ändernden Sollwerte weitaus höhere Anforderungen an die Regelungsgeschwindigkeit und –genauigkeit der Anlagen als das „Fahrplan“-Verfahren. Ob wetterabhängige EE-Anlagen technisch in der Lage sind nach dem „Fahrplan“-Verfahren Regelleistung zu erbringen, wie es auch konventionelle Stromerzeuger tun, wird im Folgenden nicht weiter untersucht. Wenn wetterabhängige EE-Anlagen nach dem Verfahren „mögliche Einspeisung“ Regelleistung erbringen können, sollten sie hierfür auch nach dem „Fahrplan“-Verfahren in der Lage sein. Einen Hinweis auf die Fähigkeiten eines Windparks zur Regelleistungserbringung nach dem „Fahrplan“-Verfahren gibt Abbildung 63 in Abschnitt 3.1.2.1.

Zur Untersuchung der technischen Fähigkeiten zur Regelleistungserbringung wurden im Rahmen dieses Projekts Tests sowohl mit den Einzelanlagen, als auch mit dem Anlagenverbund durchgeführt. In allen Tests wurde ein Regelleistungsabrufsignal an die jeweiligen Anlagen gesendet, das in Abbildung 67 ersichtlich ist.

Das Abrufsignal orientiert sich an den Präqualifikations-Anforderungen, die heute an konventionelle Anlagen zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt gestellt werden. Es entspricht einem Regelleistungssollwert, den die jeweilige Anlage erbringen soll. In Abbildung 67 ist dieser Sollwert in auf das jeweilige Regelleistungsband normierter Form dargestellt. Die Regelleistungserbringungstests lassen sich in drei Phasen unterteilen. Vor Beginn der ersten Phase versetzt die Leitwarte die einzelnen Anlagen in den Regelleistungsbereitstellungsmodus. Die Anlagen reduzieren ihre Einspeisung hierbei auf das Niveau, das sie brauchen, um ihre volle positive Regelleistung bereitstellen zu können.

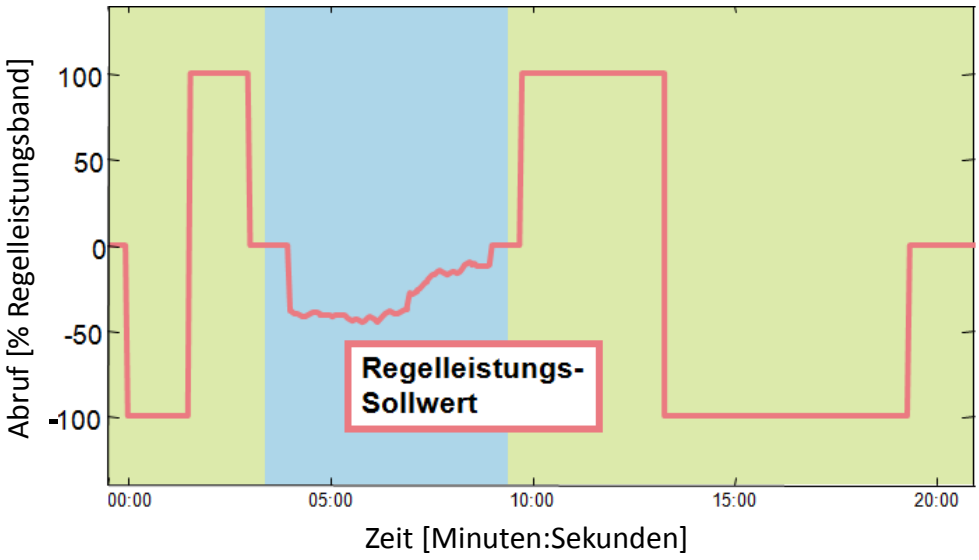


Abbildung 67: Die drei Phasen des Regelleistungsabrufsignals

Die erste Phase beginnt mit einem schlagartigen Abruf des vollen negativen Regelleistungswertes des angesetzten Regelleistungsbandes, welcher für anderthalb Minuten erbracht werden soll. Danach wird, ebenfalls für anderthalb Minuten, der volle positive Regelleistungswert gefordert. Der Leistungssprung, den die Anlagen bei diesem Übergang vollziehen müssen, entspricht der Summe des negativen und positiven Regelleistungsbetrages. In der ersten Testphase steht die Geschwindigkeit der Anlagen bzw. des Kombikraftwerks zum Erreichen der positiven und negativen Regelleistung im Vordergrund der Untersuchungen. In der zweiten Testphase orientiert sich die Regelleistungserbringung an der während dieser Phase gegebenen, realen Netzfrequenz. Dies entspricht dem Prinzip der Erbringung von Primärregelleistung in der Realität. Die Netzfrequenz wird hierbei zentral von der Leitwarte gemessen. Bei einer Abweichung der Netzfrequenz von 50 Hz berechnet die Leitwarte proportional entgegengesetzte Regelleistungssollwerte für die Anlagen und verschickt entsprechende Soll-bzw. Stellwerte. Die Höhe der zu erbringenden negativen oder positiven Regelleistung hängt von der Höhe der Abweichung der Netzfrequenz von 50 Hz. Die Steuerung des Kombikraftwerkes wurde für die Tests so konfiguriert, dass bei einer Abweichung von mindestens ±0,05 Hz die volle negative oder positive Regelleistung gefordert wird. Dies entspricht zwar nicht den Vorgaben aus [31], ermöglicht aber, dass auch bei geringen Frequenzabweichungen die Regelleistungserbringung deutlich wird. Die dritte Testphase ist vergleichbar mit der ersten. Der Unterschied besteht in der Reihenfolge und der Länge des positiven und negativen Regelleistungsabrufs. Der positive Regelleistungsabruf währt in der dritten Phase dreieinhalb Minuten, der negative sechs Minuten. In der dritten Testphase steht die Fähigkeit der Anlagen bzw. des Kombikraftwerks über einen längeren Zeitraum ein konstantes Regelleistungserbringungsniveau zu halten im Vordergrund der Untersuchung. Das normierte Abrufsignal war bei allen durchgeführten Tests mit Ausnahme der zweiten Testphase, in die die zu den jeweiligen Zeitpunkten gültige Netzfrequenz einfloss, das gleiche.

Abbildung 68 zeigt die Aufzeichnung des Regelleistungstests, der am 30.10.2013 bei der Abschlussveranstaltung des Projektes live dem Publikum demonstriert wurde. Bei dieser

Demonstration waren mit Ausnahme von zwei Biogasanlagen sämtliche Anlagen des Kombikraftwerkes beteiligt.

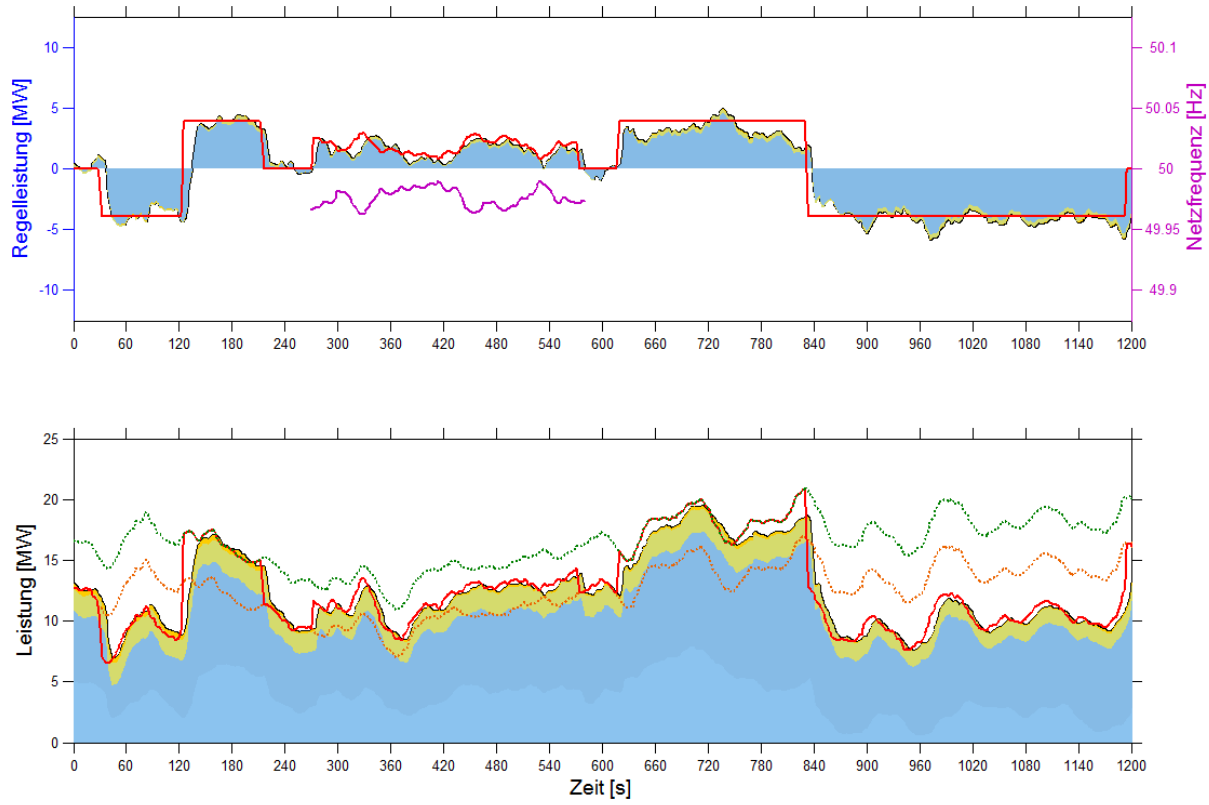


Abbildung 68: Aufzeichnung der Demonstration der Regelleistungserbringung durch das Kombikraftwerk am 30.10.2013

Im oberen Teil der Abbildung 68 ist die Regelleistungserbringung des Kombikraftwerkes ersichtlich. Die rote Linie entspricht den Regelleistungssollwerten und gibt das Abrufsignal aus Abbildung 67 wieder. Das Regelleistungsband umfasste bei der Demonstration den Bereich von -3,881 MW bis 3,881 MW. Die schwarze Linie gibt die Regelleistungserbringung des Kombikraftwerks wieder. Die Regelleistungserbringung folgt näherungsweise dem Verlauf des Sollsignals, weist jedoch Schwankungen um die Plateaus der Sollwerte auf und weicht zeitweise deutlicher vom Sollsignal ab. Auf die Abweichungen wird weiter unten genauer eingegangen. Bezüglich der 2. Testphase ist festzuhalten, dass die reale Abweichung der Netzfrequenz kontinuierlich im negativen Bereich lag und das Kombikraftwerk entsprechend ausschließlich positive Regelleistung erbracht hat.

Die farbigen Flächen zwischen dem Regelleistungswert von Null und der schwarzen Kurve der Regelleistungserbringung des Kombikraftwerkes geben die Anteile wieder, die die jeweilige EE-Art an der Regelleistungserbringung hatte. Die blaue Fläche macht hierbei den deutlich größten Anteil aus,

was sich aus dem hohen Anteil der Windenergieanlagen an der installierten Leistung des Kombikraftwerks erklärt.

Der untere Teil von Abbildung 68 gibt nicht die Regelleistungswerte, sondern die Wirkleistungswerte während der Demonstration wieder. Die schwarze Linie zeigt die Einspeisung des Kombikraftwerkes an, die farbigen Flächen darunter den Anteil der jeweiligen EE-Art daran. Hieran lassen sich die Wetterverhältnisse während der Demonstration ablesen, wobei beachtet werden muss, dass die Anlagen im reduzierten Betrieb gefahren wurden. Die mögliche Einspeisung der Windenergie liegt während des Tests in einem Bereich von ca. 12 Prozent bis 25 Prozent ihrer Nennleistung. Die entsprechenden Windverhältnisse sind als nicht optimal für die Demonstration einzustufen, da die Windenergieanlagen für die Demonstration in einem reduzierten Betrieb gefahren werden. Dies führt dazu, dass die Anlagen z.B. in Sekunde 46 im Mittel auf ca. 6 Prozent ihrer Nennleistung heruntergefahren werden und die Gefahr einer Anlagenabschaltung besteht. In Sekunde 470 fiel eine Anlage des Windparks „Altes Lager“, dessen Einspeisung in Abbildung 68 in leicht hellerem Blau angezeigt ist, wohlmöglich aus diesem Grund aus, während die Anlagen des anderen Windparks „Feldheim“ zu diesem Zeitpunkt eine vergleichsweise hohe Einspeisung aufwiesen. Die abgeschaltete Anlage fuhr erst in Sekunde 895 wieder an und schadet in der Zwischenzeit der Regelleistungserbringung. Während der negativen Regelleistungserbringung der dritten Testphase liegt die Einspeisung des Windparks „Altes Lager“ im Mittel bei ca. 5 Prozent seiner Nennleistung und im Minimum bei ca. 1,5 Prozent. Die Einspeisung seiner einzelnen Anlagen liegt z.T. bei noch geringeren Prozentsätzen ihrer Nennleistung. Bei derart niedrigen Einspeiseniveaus gestaltet sich eine genaue Einspeiseregelung schwierig, zumal derart niedrige Windgeschwindigkeiten meist sehr unstetig sind. Dass Windenergieanlagen in Zukunft Regelleistung bei diesen Windbedingungen erbringen werden, erscheint als unwahrscheinlich. Die Wetterbedingungen für die Photovoltaik waren während der Demonstration im Vergleich zur Windenergie besser. Die Photovoltaik erreichte zu Sekunde 186 das Maximum ihrer Einspeisung während der Demonstration von knapp der Hälfte ihrer installierten Leistung. Aufgrund ihres geringen Anteils an der installierten Leistung des Kombikraftwerks ist sie in Abbildung 68 kaum zu erkennen.

Als rote Linie ist im unteren Teil von Abbildung 68 das Sollwertesignal angezeigt, dem die Einspeisung des Kombikraftwerkes folgen sollte. Es wird deutlich, dass die Sollwerte keineswegs über der Zeit auf einem gleichen Niveau verharren, sondern sich dynamisch über der Zeit ändern. Nichtsdestotrotz war das Kombikraftwerk, abgesehen von einigen Abweichungen, in der Lage den Sollwerten relativ genau zu folgen (wie aus dem Vergleich der roten und der schwarzen Linie ersichtlich ist). Es lässt sich insbesondere feststellen, dass die Einspeisung mit einem Zeitverzug den Sollwerten folgt; die Einspeisung wirkt zu vielen Zeiten wie das zeitlich nach hinten versetzte Sollwertsignal. Dies rührt von der Dauer her, die das Kombikraftwerk zum Erreichen der Sollwerte benötigt. Die Abweichungen zwischen der Einspeisung und dem Sollwertsignal entsprechen bezüglich ihrer Zeitpunkte und Ausmaße denen aus dem oberen Teil der Abbildung.

Die orange gestrichelte Linie gibt den so genannten „Echtzeit-Fahrplan“ wieder. Wird er von den Sollwerten (rote Linie) abgezogen, ergeben sich die Regelleistungssollwerte im oberen Teil der Abbildung. Wird er von der Einspeisung (schwarze Linie) abgezogen, ergibt sich die Regelleistungserbringung im oberen Teil der Abbildung. Der Echtzeit-Fahrplan entspricht in seinem Verlauf während der Demonstration der um den vollen positiven Regelleistungsbetrag reduzierten grün gestrichelten Linie der „reduzierten berechneten möglichen Einspeisung“.

Diese wurde während des Tests im 3-Sekunden-Takt von der Leitwarte berechnet und ist die eigentliche Ursache für die hohe Dynamik der Einspeisungssteuerung. Die Berechnung der zunächst unreduzierten möglichen Einspeisung erfolgte für die Windenergieanlagen nach Methoden aus [60], die zu manchen Zeitpunkten zu einer Überschätzung der tatsächlich maximal möglichen Einspeisung der Windenergieanlagen führt. Um trotz einer möglichen Überschätzung die volle positive Regelleistung erbringen zu können, wurde die mögliche Einspeisung für die Demonstration als ein erster Ansatz um einen konstanten Wert von 7 Prozent der Nennleistung reduziert und somit die „reduzierte mögliche Einspeisung“ berechnet.

Um die Genauigkeit der Regelleistungserbringung des Kombikraftwerkes zu überprüfen werden im Folgenden ihre stärkeren Abweichungen von den Regelleistungssollwerten untersucht:

1. Geschwindigkeit der Regelleistungserbringung

   Die abrupt geforderten positiven und negativen Regelleistungsniveaus in den Testphasen 1 und 3 kann das Kombikraftwerk natürlicherweise nicht sofort erbringen. Es benötigt eine gewisse Reaktionszeit, auch die technisch machbaren Leistungsgradienten sind begrenzt, wenngleich die EE-Anlagen deutlich schneller reagieren können als konventionelle Großkraftwerke. Für die Auswertung der Geschwindigkeit der Regelleistungserbringung wurden die unterschiedlichen Messzeitpunkte der verschiedenen Messgrößen auf gerade Sekundenwerte interpoliert. Dies erklärt auch den in Abbildung 68 schwach erkennbaren Anstieg bzw. Abfall des Regelleistungssollwertsignals, das im 3-Sekunden-Takt vorgegeben wurde und sich in den Testphasen 1 und 3 eigentlich schlagartig ändert. Die Interpolation ermöglicht den übersichtlichen Vergleich der verschiedenen Messgrößen miteinander, führt aber auch dazu, dass die folgenden Angaben nur sekundengenau erfolgen. Tabelle 12 enthält Kennzahlen zur Auswertung der Geschwindigkeit der Regelleistungserbringung des Kombikraftwerks, welche in Abbildung 69 verdeutlicht werden.

Tabelle 12: Auswertungen zur Geschwindigkeit der Regelleistungserbringung

	Nummer des Sollwertsprungs	1	2	3	4	5
1	Sekunde des Sollwertsprungs	32	126	216	619	834
2	Sekunde der ersten Reaktion, des Beginns der Annäherung an den Sollwert	35	126	217	621	834
3	Sekunde des Endes der Annäherung an den Sollwert	42	142	225	628	841
4	Zeitverzug bis zur ersten Reaktion [s]	3	0	1	2	0
5	Dauer der Annäherung an den Sollwert [s]	7	16	8	7	7
6	Überschrittene Leistung bei der Annäherung an den Sollwert [MW]	-3,93	7,78	-2,65	2,98	-4,35
7	Leistungsgradient [MW/s]	-0,56	0,49	-0,33	0,43	-0,62
8	Maximaler aufgetretener Leistungsgradient [MW/s]	-0,78	0,72	-0,67	0,71	-1,17
9	Betrag des Quotienten aus 3,881 MW zu Leistungsgradient [s]	6,91	7,98	11,70	9,11	6,25

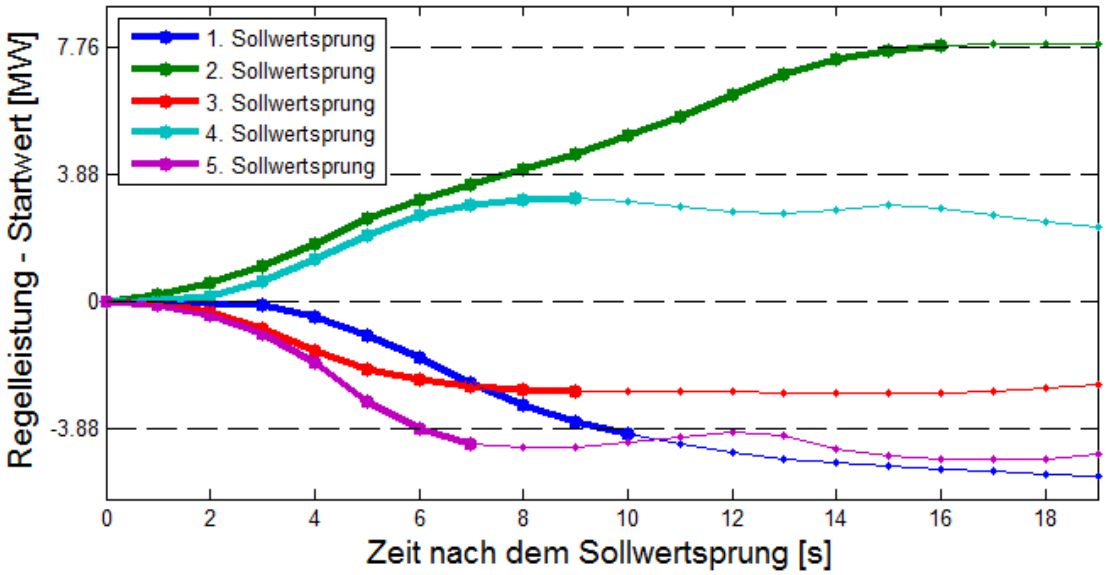


Abbildung 69: Annäherung der erbrachten Regelleistung an Sollwertplateaus

In der ersten Zeile von Tabelle 12**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** sind ie Zeitpunkte nach Beginn der Demonstration festgehalten, zu denen ein neues Regelleistungssollwertplateau vorgegeben wurde. Die zweite Zeile gibt die Sekunden, an denen die Einspeisung des Kombikraftwerks eine erste Annäherung an den neuen Sollwert zeigt, also nicht in die entgegengesetzte Richtung einspeist oder auf etwa gleichem Niveau verbleibt. Ein Grund für die z.T. auftretenden Zeitverzüge könnten die Datenübermittlungsdauern und die Berechnungsdauern der Leitwarte sein. So müssen beispielsweise zunächst die Windgeschwindigkeitsmesswerte der Windenergieanlagen an die Leitwarte übertragen worden sein. Da diese nicht synchron eintreffen, vergeht eine gewisse Zeit bis die Leitwarte mit der Berechnung der möglichen Einspeisung beginnen kann, auf deren Grundlage die Einspeisesollwerte der Windenergieanlagen erstellt werden. Ein weiterer Grund für die aufgetretenen Zeitverzögerungen könnten auch kurzfristige Wetteränderungen sein, die dem geforderten Einspeiseverhalten entgegenwirken. Eine starke und schnelle Zunahme der Windgeschwindigkeit, etwa eine Böe, ist z.B. sicherlich kurzfristig von Nachteil für eine rasche Reduzierung der Windenergieeinspeisung. In der dritten Zeile von Tabelle 12sind die Zeitpunkte angegeben, zu denen das Kombikraftwerk entweder erstmals das geforderte Regelleistungsniveau überschreitet, sich wieder von diesem entfernt oder nicht mehr merklich annähert. Die Zeilen 4 und 5 ergeben sich aus der Differenz von Zeile 2 und 1 bzw. 3 und 2. Die 6. Zeile gibt die überschrittene Leistung zwischen den Zeitpunkten aus Zeile 2 und 3 wieder. Die 7. Zeile enthält die Leistungsgradienten in MW/s, die sich aus der Division der Werte aus Zeile 6 mit den Werten aus Zeile 5 ergeben. Diese Leistungsgradienten sind nicht als die maximalen Leistungsgradienten zu interpretieren, die das Kombikraftwerk vollziehen kann, da in den zugehörigen Zeitintervallen beispielsweise der allmähliche Angleich an die Sollwertplateaus enthalten sind. Die maximalen Leistungsgradienten von einer Sekunde auf die nächste während des Annäherungsvorgangs sind in Zeile 8 eingetragen. Da die Regelleistungserbringung des Kombikraftwerks an die Regelleistungssollwertplateaus entweder nicht heran langt oder über diese hinausgeht, ist in Zeile 9 rein rechnerisch die

Zeitdauer ermittelt, die das Kombikraftwerk benötigen würde, um bei gleichem Annäherungsverhalten den Regelleistungssollwert von ±3,881 MW genau zu erreichen.

Hiernach hätte das Kombikraftwerk im Mittel ca. 8,39 s benötigt, um einen Regelleistungssollwert von ±3,881 MW zu erbringen. Dieser und die anderen Werte aus Tabelle 12 gelten nur für die durchgeführte Demonstration und lassen sich nicht ohne weiteres auf andere Wettersituationen oder Regelleistungssollwerte übertragen.

Die Geschwindigkeit der Regelleistungserbringung durch das Kombikraftwerk ist nach heutigen Anforderungen als ausreichend zu bewerten, da sie deutlich unter den zurzeit für die Primärregelleistung geforderten 30 s liegt (siehe Tabelle 12). Noch höhere Regelungswindgeschwindigkeiten sind zu erwarten, wenn die EE-Anlagen nicht über eine Leitwarte ihre Sollwerte zur Regelleistungserbringung erhalten, sondern selbst erstellen (etwa für die Primärregelleistung). Gleiches gilt für die Berechnung der möglichen Einspeisung. Auch eine Kommunikation über DSL würde die Regelungsgeschwindigkeit erhöhen. Eine schnellere Reaktion der Kombikraftwerks-Anlagen würde auch in der 2. Testphase zu besseren Ergebnissen führen, da hier vor allem der Zeitverzug durch das Datensammeln und die Berechnungen in der Leitwarte für die Abweichungen verantwortlich ist. Würden die einzelnen Anlagen die Netzfrequenz selbst messen und gemäß einer Leistungs-Frequenz-Statik einspeisen, wären geringere Abweichungen die Folge. Der Vorteil der Netzfrequenzmessung durch die Leitwarte liegt darin, dass nur ein Frequenzmessgerät angeschafft werden muss.

2. Genauigkeit der Einhaltung der konstanten Regelleistungssollwerten

   Abbildung 70 zeigt die vier Regelleistungsplateaus des Regelleistungssollwertsignals in Form von vier gleichgroßen Abbildungen. Die Position der vier Abbildungen im Testverlauf wird im kleinen Bild zuunterst verdeutlicht. Die Startzeitpunkte der vier Abbildungen entsprechen den Zeitpunkten aus Zeile 3 für die Sollwertsprünge 1, 2, 4 und 5 derTabelle 12. Die gestrichelten Linien geben Bänder um das Regelleistungssollwertsignal (schwarze Linie), so genannte Toleranzbänder, wieder. Die Abstände der Bänder vom Sollwert betragen Vielfache von 10 Prozent des Sollwertes.

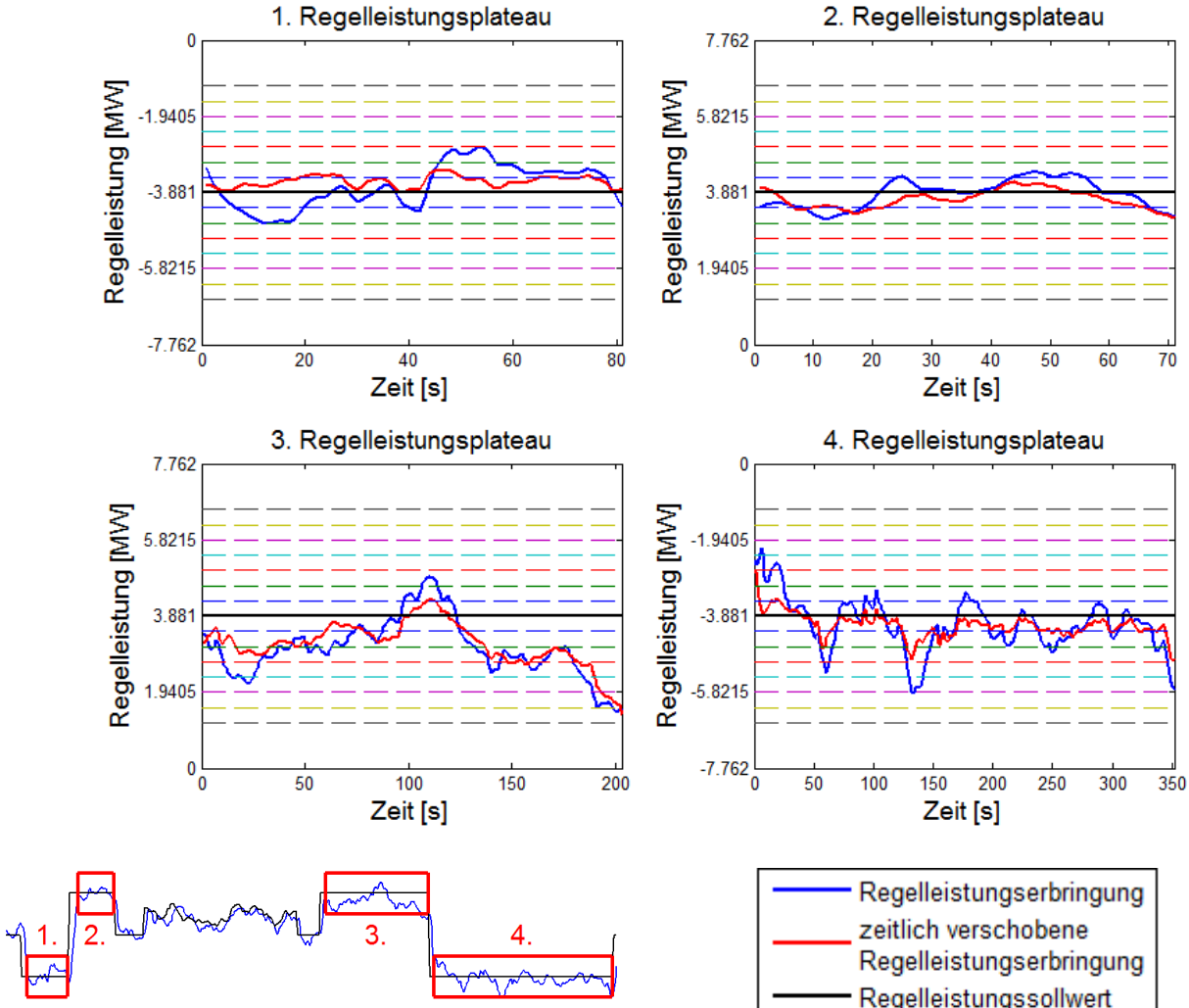


Abbildung 70: Genauigkeit der Einhaltung der konstanten Regelleistungssollwerte

Die Regelleistungserbringung des Kombikraftwerks ist in allen Abbildungen als blaue Kurve dargestellt. Es wird deutlich, dass die Regelleistungserbringung um die Sollwerte (schwarze Linie) schwankt. Die Abweichungen sind für die unterschiedlichen Plateaus verschieden ausgeprägt. Während die Abweichungen bei den ersten beiden Plateaus innerhalb des 30%-Toleranzbandes und die längste Zeit sogar innerhalb des 20%-Toleranzbandes bleiben, sind die Abweichungen beim 3. und 4. Plateau ausgeprägter. Beim 3. Plateau sind die Abweichungen größtenteils negativ. Die Ursache für diese Abweichungen liegt in einer Überschätzung der möglichen Einspeisung trotz vorgenommener Reduzierung. Wie in Abbildung 68 zu Beginn der dritten Testphase ersichtlich war, sind die Windenergieanlagen nicht in der Lage, ihre Einspeisung auf den Sollwert zu erhöhen. Die gegebenen Windgeschwindigkeiten waren hierfür zu niedrig. Für eine akkurate Erbringung der positiven Regelleistung hätte entweder die mögliche Einspeisung genauer berechnet oder ihre nachträgliche Reduzierung höher angesetzt werden müssen. Für beide Maßnahmen bedarf es noch über die vorliegenden Betrachtungen hinausgehende Untersuchungen. Ursache für die hohen Abweichungen beim 4. Regelleistungsplateau können die bereits oben erwähnten äußerst geringen Windgeschwindigkeiten bei einem der beiden Windparks und die hierdurch eingeschränkte Regelbarkeit der

Windenergieanlagen sein. Auf sämtliche Abweichungen in Abbildung 70 dargestellten Abweichungen hat auch die Reaktionsgeschwindigkeit des Kombikraftwerkes einen Einfluss; sie entstehend z.T. dadurch, dass die Sollwerte erst nach einem Zeitverzug durch das Kombikraftwerk erbracht werden können. Um diesen Einfluss zu veranschaulichen und die Fähigkeit zur Einhaltung konstanter Regelleistungswerte hervorzuheben, wurde für die roten Linien in Abbildung 70 die Reaktionszeit des Kombikraftwerkes rechnerisch reduziert. Die Einspeisung des Kombikraftwerkes wurde hierzu um 6 s zeitlich nach vorne geschoben. Es ist ersichtlich, dass die Abweichungen nach dieser rechnerischen Bearbeitung weniger Spitzen aufweisen und insgesamt glatter sind.

Nach heutigen Anforderungen ist die Genauigkeit der Regelleistungserbringung durch das Kombikraftwerk nicht ausreichend. So sind derzeit eine Übererbringung von maximal 10 Prozent des Regelleistungssollwertes bei der Sekundärregelleistung und 20 Prozent bei der Primärregelleistung und der Minutenreserve erlaubt. Es ist jedoch zu prüfen, ob diese für die Regelleistungserbringung durch wetterabhängige EE auf Grundlage der möglichen Einspeisung harte Vorgabe für die Frequenzstabilität der Stromversorgung notwendig ist oder ggf. angepasst werden kann. Dabei ist zu bedenken, dass sich die sekündlichen Abweichungen vom Regelleistungssollwert bei mehreren wetterabhängigen EE-Anlagen oder Kombikraftwerken stochastisch gegenseitig aufheben würden. Eine Erhöhung der Genauigkeit könnte durch schnellere Reaktionszeiten, genauer bestimmte mögliche Einspeisungen, erhöhte Reduzierungen der möglichen Einspeisung und durch eine (rechnerische) Glättung der möglichen Einspeisung erzielt werden.

Die folgenden Abbildungen zeigen die Aufzeichnungen von Regelleistungstests, die mit einzelnen EE-Anlagen über die Steuerung durch die Leitwarte durchgeführt wurden.

Abbildung 71 zeigt das Testergebnis mit einem Windpark bei höheren Windgeschwindigkeiten im Vergleich zu Abbildung 68. Die mögliche Einspeisung wurde hier basierend auf vorhergehenden Genauigkeitsanalysen pauschal um 6 Prozent der jeweiligen Nennleistung reduziert, was während des Testes dazu führte, dass sie zu keinem Zeitpunkt überschätzt wurde. Der Windpark konnte die Sollwerte zur Erbringung positiver Regelleistung nicht nur erreichen, sondern tendierte diesbezüglich zu einer leichten Übererbringung, was in den damals angewendeten Berechnungsmethoden zur Bestimmung des Stellwertes begründet liegt. Zur Bewertung der Geschwindigkeit und Genauigkeit der Regelleistungserbringung ist im oberen Bild von Abbildung 71 ein Toleranzband eingezeichnet, das den Bereich von 30 s nach einem Regelleistungssollwertsprung und einen Bereich von 10 Prozent Übererbringung der Regelleistungssollwerte umfasst. Die Regelleistungserbringung liegt hinsichtlich ihrer Geschwindigkeit innerhalb dieses Toleranzbandes, hinsichtlich ihrer Genauigkeiten läuft sie z.T. über das Toleranzband hinaus.

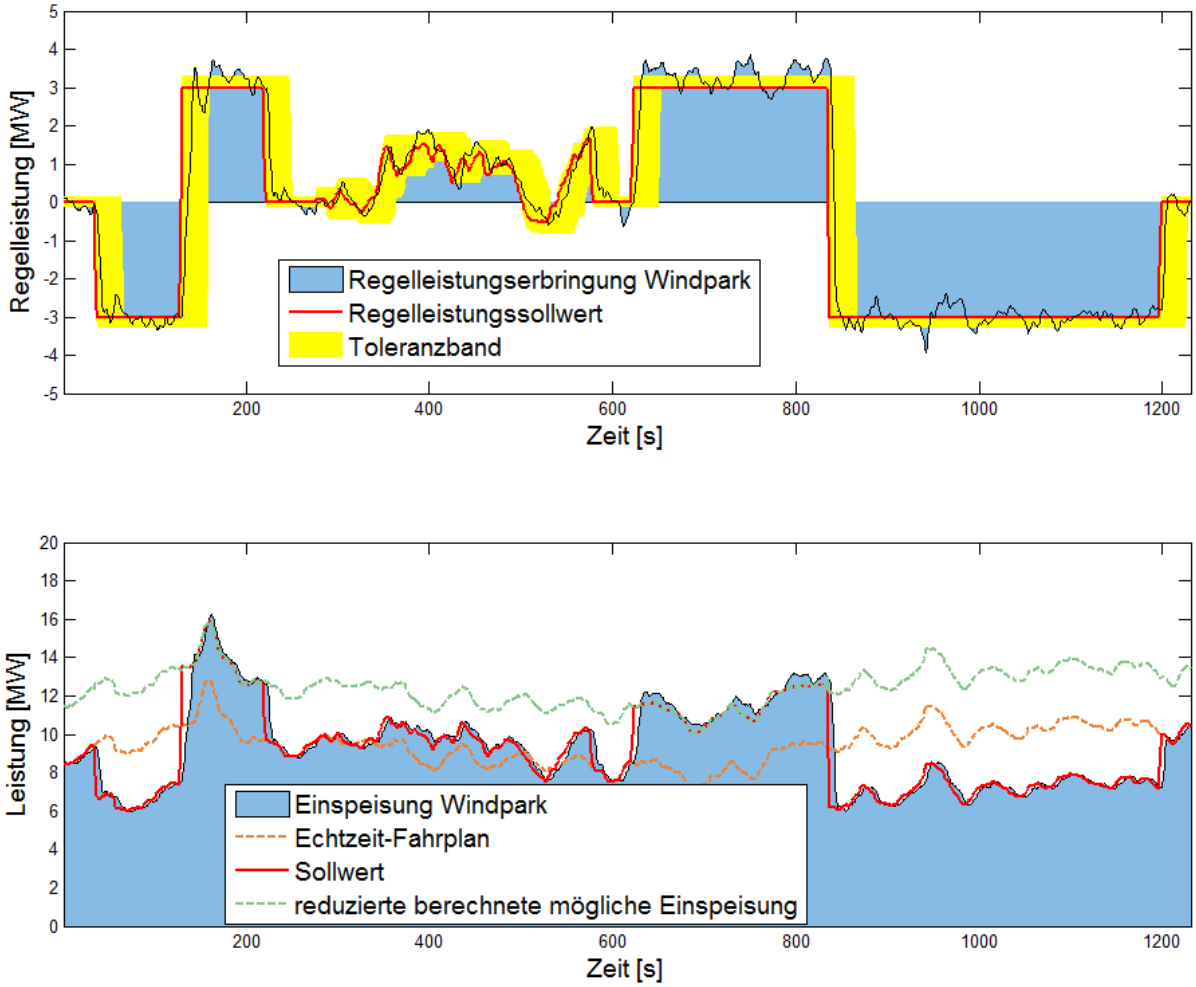


Abbildung 71: Aufzeichnung eines Tests zur Regelleistungserbringung mit einem Windpark am 11.10.2013

In Abbildung 72 sind die gemessenen Einspeisungen sowie die Einspeise-Sollwerte von zwei Biogasanlagen dargestellt. Eine gesonderte Darstellung der Regelleistungserbringung erübrigt sich im Fall der Biogasanlagen, da hier die Regelleistungserbringung der Abweichung vom konstanten (Echtzeit-)Fahrplan entspricht. Die im oberen Bild dargestellte Biogasanlage erbringt, sobald sie auf das entsprechende Niveau gefahren ist, konstante Sollwerte mit sehr hoher Genauigkeit. Die Geschwindigkeit, die sie zur Erreichung neuer Sollwerte benötigt, ist jedoch im Vergleich zu PV- und Windanlagen gering, entspricht aber den von dauerbetriebsoptimierten BHKWs zu erwartenden Werten. Die im unteren Bild dargestellte Biogasanlage weist diesbezüglich eine höhere Geschwindigkeit auf, wobei die zu vollführenden Sprünge auch geringer sind. Diese Biogasanlage weist z.T. ein sehr ausgeprägtes Einschwingverhalten auf, was an der internen Regelung des BHKW liegt, welche jedoch angepasst werden könnte. Diese beiden Biogasanlagen sind jedoch ältere Bestandsanlagen, die im Hinblick auf Dauerbetrieb optimiert wurden. Biogas-BHKWs der neueren Bauart sind bezüglich Reaktionsgeschwindigkeit und Halten des Sollwerts deutlich verbessert.

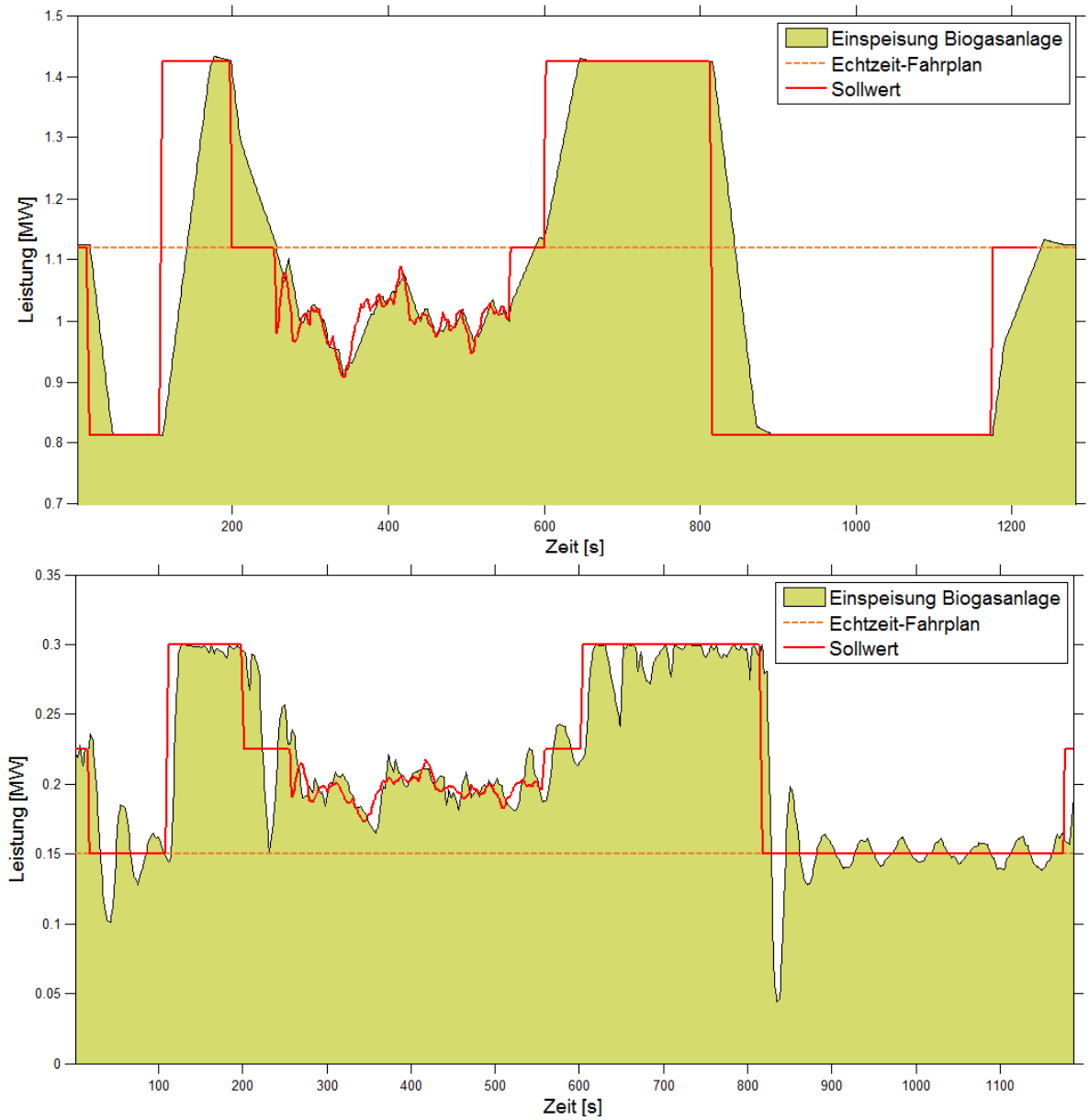


Abbildung 72: Aufzeichnung eines Tests zur Regelleistungserbringung mit zwei Biogasanlagen am 25.9.2013

Die beiden nicht aufgeführten Biogasanlagen zeigen ein ähnliches Verhalten wie die obere Biogasanlage in der Abbildung 72.

Abbildung 73 zeigt das Ergebnis eines Tests mit den Photovoltaik-Anlagen als Screenshots aus der Benutzeroberfläche der Leitwarte des Kombikraftwerks. Die Einspeisung der Photovoltaik-Anlagen folgt dem Verlauf der Einspeisesollwerte, wobei die Fähigkeit der Anlagen, äußerst schnelle Einspeiseänderungen durchzuführen, erkennbar ist. Photovoltaik-Anlagen können wegen dieser Fähigkeit die Genauigkeit der Regelleistungserbringung durch Kombikraftwerke erhöhen, indem sie kurzfristig Abweichungen vom Regelleistungssollwert ausgleichen.

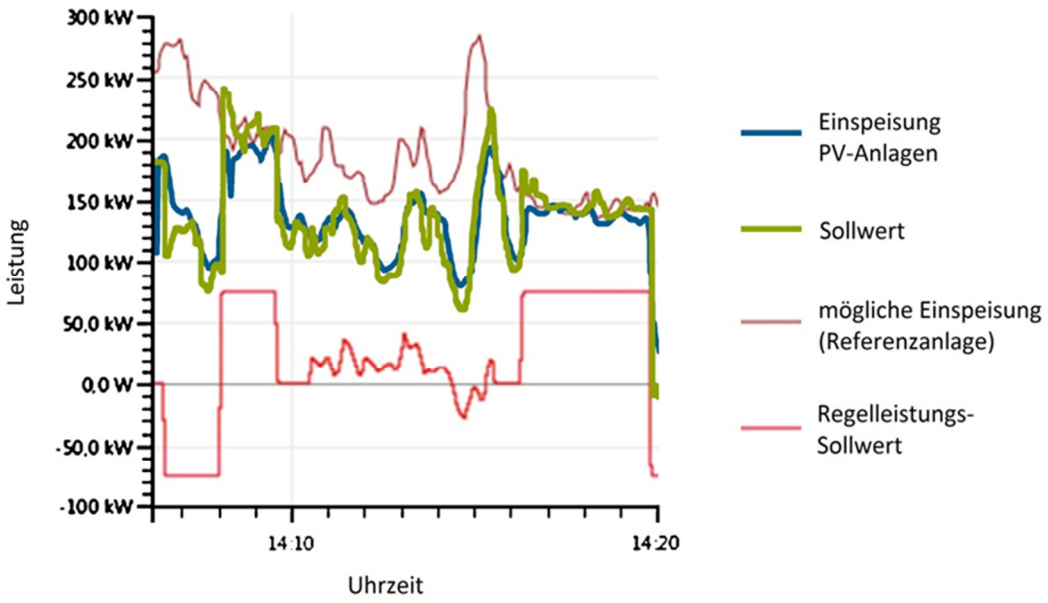


Abbildung 73: Aufzeichnung eines Tests zur Regelleistungserbringung mit den Photovoltaikanlagen am 9.10.2013 (Screenshots). Verwendet wurde ein Ensemble mit 11 kleinen sowie einer großen Aufdachanlage (in Summe 970 kW). Es zeigt sich eine gute Deckung zwischen dem aus dem Regelleistungs-Sollwert (rot) abgeleiteten Sollwert für die PV-Anlagen-Einspeisung (grün) und der gemessenen tatsächlichen Einspeisung der PV-Anlagen (blau).

Gleichzeitig weist die gemessene Einspeisung jedoch noch Abweichungen vom Sollwert auf. Mit Hilfe der durchgeführten Einzeltests konnten folgende Einflussgrößen identifiziert werden, welche in Zukunft zu einer Regelleistungserbringung mit einer höheren Genauigkeit beitragen können: Die Abweichungen entsprechen bei genauem Hinsehen größtenteils Einbrüchen der Regelleistungserbringung, die in regelmäßigen Zeitabständen auftreten. Dieser werden durch das zyklische Umschalten der Referenzanlagen für die Bestimmung der möglichen Einspeisung verursacht. Für den Test wurde eine relativ geringe Anzahl an Anlagen verwendet, so dass die einzelnen Einbrüche zu erkennen sind. Bei mehr Anlagen sind deutlich größere räumliche Ausgleichseffekte zu erwarten. Die Schnelligkeit der Photovoltaikanlagen für das im vorliegenden Projekt entwickelte Kombikraftwerk nutzbar zu machen, sowie die Regelleistungserbringung durch die Photovoltaik-Anlagen im Vergleich zu Abbildung 73 allgemein zu verbessern, bedarf noch weiterer Entwicklungs- und Untersuchungsarbeit. Die kurzen Zeiträume, in denen das Kombikraftwerk auf Wetteränderungen reagieren und eine Fülle von Daten aus unterschiedlichen Quellen verarbeiten muss, stellen hierbei die wesentliche Herausforderung dar. Die Bedeutung der schnellen Kommunikation sowohl innerhalb eines Solarparks als auch diejenige nach außen zeigte sich darüber hinaus auch bei weiteren Test mit Anlagen, die teilweise mit älteren und damit langsameren Wechselrichtern ausgestattet waren. Weiterhin muss die anzubietende Regelleistung mit Hilfe von PV-Kurzfrist-Leistungsvorhersagen dimensioniert werden. Diese Entscheidung, ob und wieviel Regelleistung durch PV angeboten wird, bedarf einer hohen Sicherheit. Die Verbesserung der Kurzfristprognosen ist daher ein weiteres Feld, das einen wesentlichen Beitrag zu einer zuverlässigen Bereitstellung von Regelleistung durch PV ausmacht.

3.1.3 Simulationen zur Erlössituation der Regelleistungsbereitstellung durch flexible Energieanlagen

In einem auf 100 Prozent Erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgungssystem müssen dezentrale Erneuerbare Energien-Anlagen sämtliche Systemdienstleistungen erbringen können. Die Teilnahme der EE-Anlagen an den Regelleistungsmärkten bildet damit einen wesentlichen Baustein auf dem Weg der Energiewende.

Ziel der Untersuchungen ist es, darzustellen:

- wie flexible erneuerbare Energien-Anlagen an den Regelleistungsmärkten partizipieren können,
- welche Erlöse sie im Modelljahr 2012 erzielt hätten (aktuellstes Jahr mit vollständiger Datenbasis) und
- welche Anpassungen der Regelleistungsmärkte erforderlich sind, um den notwendigen Marktzugang herzustellen.

Der Fokus wurde auf fünf flexibel regelbare Anlagentypen in einem möglichen Versorgungssystem aus 100 Prozent Erneuerbaren Energien gerichtet. Dies sind:

- Elektrische Batterie
- Power-to-Heat im Wärmenetz
- Power-to-Gas / Elektrolyseur
- Pumpspeicherwerk
- Flexible Biogasanlage mit Vor-Ort-Verstromung

Für diese fünf Anlagentypen hat CUBE Engineering Marktstrategien für eine möglichst erlösoptimale Teilnahme an den Regelleistungsmärkten entwickelt und Simulationen für das Modelljahr 2012 durchgeführt, wie in den Abschnitten 3.1.3.1 bis 3.1.3.11 beschrieben wird. In Abschnitt 3.1.3.10 wird ergänzend auf Strategien zum Angebot von Regelleistung durch wetterabhängige EE eingegangen, und in Abschnitt 3.1.3.11 werden Schlussfolgerungen für die Weiterentwicklung der Regelleistungsmärkte gezogen.

3.1.3.1 Marktzugang zu den Regelleistungsmärkten

Untersuchte Zielmärkte sind die Regelleistungsmärkte, somit die Märkte von Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MRL).

Zur Aufrechterhaltung des Leistungsgleichgewichts zwischen Stromerzeugung und –abnahme bzw. zur Erhaltung der Netzfrequenz schreiben die deutschen ÜNB Regelleistung in den Qualitäten PRL, SRL und MRL aus, die sich hinsichtlich des Abrufprinzips und der zeitlichen Aktivierung unterscheiden. Die aktuellen Handelsbedingungen an den Regelleistungsmärkten lassen sich wie folgt skizzieren (siehe hierzu auch Kap. 3.1): Die Preisbildung erfolgt <pay as bid>, d.h. jeder Anbieter erhält den von ihm gebotenen Preis, sofern sein Angebot bezuschlagt wird. Bei SRL und MRL sind jeweils ein Leistungspreisgebot für die Leistungsvorhaltung und ein Arbeitspreisgebot für die Abrufe zu setzen. Bei PRL beinhaltet der Leistungspreis bereits die Vergütung der Regelarbeit. Die Leistungsvorhaltung erfolgt bei PRL und SRL aktuell in Wochenblöcken von Montag 0 Uhr bis Sonntag 24 Uhr. Bei SRL wird getrennt für Hochtarif- (HT-)Zeiten (Mo-Fr 0-8 Uhr und 20-24 Uhr außer Feiertage) und Niedertarif (NT-)Zeiten (restliche Zeit) geboten. Handelsschluss ist für PRL ist Dienstag, für SRL Mittwoch der Vorwoche. MRL wird in 4-Stunden-Blöcken gehandelt und vortägig ausgeschrieben. Während bei SRL und MRL positive und negative Regelleistung getrennt

ausgeschrieben werden und ein Mindestangebot von jeweils 5 MW zu setzen ist, wird für PRL eine symmetrische Leistungsvorhaltung mit einem Mindestangebot von 1 MW ausgeschrieben, d.h. es sind 1 MW positive PRL und 1 MW negative PRL zeitgleich vorzuhalten. Die hier betrachteten Energieanlagen können als Einzelanlagen nur selten alle Anforderungen hinsichtlich der Mindestangebotsgrößen (PRL, SRL und MRL) sowie Produktlängen (PRL und SRL) erfüllen. Jedoch sind an allen Regelleistungsmärkten Poolangebote möglich.

Die Teilnahme an den Regelleistungsmärkten erfordert einen kombinierten Handel an den EPEX Spotmärkten (Intraday-Handel und/oder Day-Ahead-Spotmarkt), um die Regelleistung zu den Angebotszeiten mit der geforderten hundertprozentigen Arbeitsverfügbarkeit vorhalten zu können.

3.1.3.2 Methodik der Modellierung und Simulation

Für die Modellierung und Simulation der Markt- und Betriebsführungsstrategien kam die Software energyPRO von EMD International A/S mit den Modulen Markets, Operation und Interface zum Einsatz. Die Simulationen erfolgten zeitreihenbasiert in viertelstundengenauer Auflösung anhand des Modelljahres 2012. Je Anlagentyp und Marktstrategie wurde jeweils ein digitales Modell mit einer individuellen Optimierungsstrategie aufgesetzt. In vielen Fällen waren mehrere Märkte für eine Energieanlage zu bedienen. Bei der Modellierung wurden dazu je Markt, Energieanlage und Richtung des Energieflusses jeweils kombinierte Anlagen-/Marktdefinitionen erstellt. Eingabewerte für die Simulationen waren die technischen Anlagenkenndaten, betriebswirtschaftlich relevante Stammdaten, die Marktangebote sowie Zeitreihen der Marktpreise, Abrufmengen sowie der zu deckende Wärmebedarf.

In vielen Fällen war es nicht möglich, mit der vollen Anlagenleistung die gesamte Zeitscheibe eines Regelleistungsproduktes abzudecken. Die geforderte hundertprozentige Arbeitsverfügbarkeit wurde auf zwei zu unterscheidenden Wegen erreicht:

1. Im ersten Fall erfolgte die Regelleistungsvorhaltung nur für eine anteilige Zeitscheibe (z.B. die ersten sechs Stunden einer HT-Zeitscheibe bei SRL), gefolgt von einem anschließenden Handel am Intraday-Markt, um den Pufferspeicher in den Ausgangsfüllzustand für die nächste Phase der Regelleistungsvorhaltung zu überführen. Bei der Festlegung der Länge der anteiligen Zeitscheibe wurde jeweils der maximal mögliche Zeitraum einer Leistungsvorhaltung bestimmt, der aufgrund der Anlagenrestriktionen möglich war. Vielfach begrenzt der Pufferspeicher die Dauer der Leistungsvorhaltung. Bei den Biogasanlagen besteht diese Restriktion zusätzlich im Verhältnis von installierter BHKW-Leistung und Bemessungsleistung.
2. Im zweiten Fall wurde kontinuierlich über die gesamte Zeitscheibe Regelleistung vorgehalten, jedoch erfolgte eine Leistungssplittung. Hierbei wurde nur ein Teil der Anlagenleistung als Regelleistung vorgehalten und eine weitere Leistungsscheibe diente einem ausgleichenden Intraday-Handel. Die Simulation der modellierten Marktstrategien wurde rollierend von Zeitscheibe zu Zeitscheibe durchgeführt bzw. im Falle einer kontinuierlichen Regelleistungsvorhaltung, die über alle Jahresstunden stattfand, rollierend in 3-Tages-Zyklen mit täglichem Ergebnisübertrag.

Die unter Verwendung der Software errechneten Simulationsergebnisse lagen in Form von Zeitreihengrafiken und –tabellen vor. Dies gilt für die täglichen Einsatzzeiten der Energieanlagen, die täglichen Einzelwerte der erzeugten, bezogenen und vermarkteten Energiemengen sowie die Kosten. Ebenso lagen Übersichten mit den Jahressummen vor. Diese Ergebnisse wurden nach jeder

Simulation auf Plausibilität überprüft. Da die Bedingungen an den Regelleistungsmärkte derzeit einem starken Wandel unterliegen, sind die Ergebnisse nur eingeschränkt auf die Zukunft übertragbar. Für weitere Aussagen für die Zukunft wären Szenarien zur Marktentwicklung zu entwickeln. Dies wäre ein Forschungsthema für sich und war im Rahmen des Projektes nicht möglich und vorgesehen.

3.1.3.3 Annahmen zu Marktpreisen, Kosten und Marktzugang

Für sämtliche Simulationsrechnungen galt die Annahme, dass an den Regelleistungsmärkten der mittlere Leistungspreis erzielt wird und jedes Marktangebot einen Zuschlag erhält. Wurde PRL innerhalb des Pools nur in negativer Richtung angeboten, so wurde die Hälfte des mittleren Leistungspreises veranschlagt.

In den Simulationen wurden die Arbeitspreise (AP) der Regelenergie jahreseinheitlich geboten. Dazu wurde (mit hohem Aufwand) für jeden gebotenen Arbeitspreis eine hinreichend gute Schätzung einer Abrufzeitreihe auf Basis der von den ÜNB auf einschlägigen Internetplattformen veröffentlichten Daten berechnet. Die Festlegung der Arbeitspreisgebote beinhaltete eine Optimierung der Abruferlöse, die sich aus dem Zusammenspiel von Angebotspreis und Abrufmenge ergeben. Hohe Angebotspreise haben geringe Abrufmengen zur Folge und umgekehrt. Dabei ergibt sich ein Erlösmaximum bei einem bestimmten Angebotspreisgebot. Bei Speichern und flexiblen elektrischen Lasten kann es vorteilhaft sein, einen negativen Arbeitspreis mit Zahlungsrichtung Anbieter an Netz für negative Regelleistung zu bieten, wenn so über die Abrufe preisgünstig elektrische Energie bezogen werden kann. Die Simulationsrechnungen und eine reale Marktteilnahme unterscheiden sich dabei dahingehend, dass der in der Zukunft liegende Handelszeitraum noch nicht analysierbar ist, sondern auf Erfahrungswerte aus der nahen Vergangenheit zurückgegriffen werden muss.

Für den Intraday-Handel wurde angenommen, dass ein stündlicher Handel zu den Markträumungspreisen des Day-Ahead-Spotmarktes stattfindet. Als Nebenkosten für den Bezug elektrischer Energie wurden die Umlagen und Steuern des Jahres 2012 angesetzt. Pump- und Batteriespeicher sind von diesen Stromnebenkosten befreit. Nicht berücksichtigt wurden Handelsanbindungskosten, da diese individuell und je nach Marktwert der Anlage mit dem Poolhändler auszuhandeln sind, sowie Annuitäten aus der Abschreibung der Anlageninvestition.

Hinsichtlich der Zugangsbedingungen zu den Regelleistungsmärkten wurde – basierend auf den Marktbedingungen des Modelljahres 2012 – angenommen, dass die Anlagen ihre Regelleistung im Verbund innerhalb eines Regelleistungspools anbieten. Dazu wurde vorausgesetzt, dass die Poolhändler in der Lage sind, allen Anlagenbetreibern passende Angebote für einen Zugang zum Regelleistungspool und damit letztlich zu den Regelleistungsmärkten zu unterbreiten. Dabei wurde unterstellt, dass Poolhändler gleichermaßen solche Anlagen in ihren Pool mit aufnehmen, die nur eine geringe Regelleistung anbieten können sowie solche, die nur anteilig die geforderten Zeitscheiben abdecken können, wie auch solche Anlagen, für die beides zutrifft. Mit diesen Annahmen zum Marktzugang für die untersuchten Anlagentypen wurde somit ein Zwischenschritt zwischen dem derzeitigen und einem zukünftigen Marktdesign dargestellt, das aus der Perspektive des Anlagenbetreibers geringere Mindestleistungen und kürzere Vorlaufzeiten, Produktlängen und Auktionszeiträume bedeutet. Es wurden keine Simulationen über Szenarien veränderter Marktdesigns gerechnet, da dies mit veränderten und kaum prognostizierbaren Marktpreisen verbunden wäre und die Ergebnisse über Markterlöse damit nur eine äußerst geringe Aussagekraft besäßen.

3.1.3.4 Elektrische Batterie

Untersucht wurde die Marktteilnahme einer elektrischen Batterie (BAT) am Mittelspannungsnetz mit einer Speicherkapazität von 40 MWh, einer elektrischen Lade- und Entladeleistung von jeweils 10 MW und einem Wirkungsgrad von jeweils 90 Prozent. Die hohe Regelgeschwindigkeit ermöglicht einen modulierenden Betrieb zwischen Stillstand bis Nennlast. Für positive SRL wird ein AP von 72,50 €/MWh mit Zahlungsrichtung Netz an Anbieter (NA) geboten, für negative SRL ein AP von -12,50 €/MWh mit Zahlungsrichtung Anbieter an Netz (AN).

Marktstrategien

Referenz: Arbitragehandel am Day-Ahead-Spotmarkt

BAT 1) PRL: Kontinuierliches Angebot eines symmetrischen Leistungsbandes von 10 MW, d.h. 5 MW positive und 5 MW negative Regelleistung

BAT 2) SRL: Kontinuierliches Angebot eines symmetrischen Leistungsbandes von 10 MW, d.h. 5 MW positive und 5 MW negative Regelleistung

BAT 3) SRL: Vorhaltung positiver SRL jeweils in den ersten 3,5 Stunden jeder HT-Phase sowie negativer SRL jeweils in den ersten 4 Stunden jeder NT-Phase. (Die maximal mögliche Leistungsvorhaltezeit unterscheidet sich bei positiver und negativer Regelleistung aufgrund von Speicherkapazität und Wirkungsgrad.)

BAT 4) SRL: Vorhaltung negativer SRL in den ersten 4 Stunden jeder NT- und HT-Phase

Tabelle 13: Simulationsergebnisse zur Marktteilnahme der elektrischen Batterie bezogen auf das Modelljahr

	Referenz	BAT 1)	BAT 2)	BAT 3)	BAT 4)
Betriebsergebnis in €	**305.687**	**823.067**	**1.386.517**	**542.702**	**544.172**
Mehrerlöse ggü. Referenz (nur Day Ahead-Spot)	+/- 0%	+169%	+354%	+78%	+78%
Erlöse Abrufe+Spotmarkt [€]	355.687	151.828	821.035	448.493	372.982
davon…					
positive RL-Abrufe [€]			1.241.459	288.231	0
negative RL-Abrufe [€]			-201.206	-61.110	-93.847
Spotmarkt Energieverkauf [€]	976.435	575.236	469.044	692.930	826.071
Spotmarkt Energiebezug [€]	-620.748	-423.408	-688.262	-471.558	-359.242
Kennzahl Jahresmittel:					
Energieerzeugung [€/MWh]	55,13	45,20	61,78	53,83	48,16
Energiebezug [€/MWh]	28,40	26,94	26,02	23,69	21,44
Erlös Leistungspreis in €	0	721.239	615.482	144.209	221.190
davon…					
positive RL [€]			110.052	16.189	0
negative RL [€]			505.430	128.020	221.190
Betriebskosten in €	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000

Die besten Betriebsergebnisse werden bei der kontinuierlichen Vorhaltung eines symmetrischen Leistungsbandes erzielt. SRL führt dabei zu höheren Erlösen als PRL (vgl. BAT 2 mit BAT 1).

Als Kennzahlen wurden die im Jahresmittel realisierten Preise für die Erzeugung und den Bezug von elektrischer Energie errechnet. Dabei wurden für das Modelljahr sämtliche Erlöse aus der an Spot- und Regelleistungsmärkten vermarkteten Energie durch die erzeugte Energiemenge geteilt. Entsprechend wurde beim Energiebezug verfahren. Der insgesamt erreichte Preis für die Energieerzeugung aus Abrufen und Spotmarktlieferungen ist bei der SRL (>60 €/MWh) im Vergleich zur PRL (45 €/MWh) sehr hoch. Bei der SRL werden vergleichsweise große Energiemengen als positive Regelleistung abgerufen und mit dem Angebotspreis von 72,50 € vergütet.

3.1.3.5 Power-to-Heat im Wärmenetz

Ein elektrischer Kessel (P2H) mit 1 MW Leistung und 98 Prozent Wirkungsgrad ergänzt einen auf die Spitzenlast ausgelegten Gaskessel von 10 MW_{th} und 90 Prozent Wirkungsgrad in einem Wärmenetz mit 19.800 MWh_{th} Jahresbedarf. Die P2H-Anlage verfügt über einen 500 m^3-Wärmepufferspeicher, dessen Kapazität von 13,76 MWh eine Überbrückung von >12 Stunden sicherstellt. Für negative SRL wird ein AP von 177,50 €/MWh (Netz an Anbieter) geboten, für negative MRL ein AP von 450 €/MWh (Netz an Anbieter). Der Gasbezugspreis beträgt 3,5 ct/kWh, der Wärmeverkaufspreis 6 ct/kWh.

Marktstrategien

Die Power-to-Heat-Anlage bietet im gesamten Modelljahr rund um die Uhr negative Regelleistung an. Aufgrund des angenommenen Poolkonzepts kann auch PRL mit ausschließlich negativer Leistungsvorhaltung angeboten werden. Ein Betrieb erfolgt nur bei Regelleistungsabruf, und zwar mit bis zu 100 Prozent der Nennlast.

Tabelle 14: Simulationsergebnisse zur Marktteilnahme der Power-to-Heat-Anlage bezogen auf das Modelljahr

	Kesselbetrieb	MRL	SRL	PRL
Betriebsergebnis in €	**419.235**	**468.163**	**525.613**	**458.482**
Mehrerlöse ggü. Referenz	0%	+12%	+25%	+9%
Erlös Leistungspreis [€]	0	26.654	101.094	72.124
Erlös RL-Arbeitspreis [€]	0	29.363	12.893	0
Erlös Wärmeverkauf [€]	1.191.509	1.191.509	1.191.509	1.191.509
davon…				
Power-to-Heat-Anlage [€]	0	3.837	4.271	24.001
Kessel [€]	1.191.509	1.187.672	1.187.238	1.167.508
Stromnebenkosten [€]	0	7.076	7.877	45.933
Kosten Gasbezug Kessel [€]	772.274	769.787	769.506	756.718
Betriebskosten Tauchsieder [€]	0	2.500	2.500	2.500

Aufgrund der Anlagenkonfiguration kann jederzeit frei von Restriktionen ein Abruf erfolgen. Als Referenz zu den Erlösen an den drei Regelleistungsmärkten gilt ein ausschließlicher Kesselbetrieb mit Erdgas.
Für die angenommene Anlagenkonfiguration ist das Betriebsergebnis bei der negativen SRL am höchsten, da hier höhere Einnahmen über den Leistungspreis erfolgen, als bei der PRL und zugleich weniger Strombezugs-Nebenkosten anfallen.

3.1.3.6 Elektrolyseur

Ein Elektrolyseur mit einer elektrischen Leistung von 10 MW und 60 Prozent Wirkungsgrad und einer PRL-tauglichen Regelgeschwindigkeit (Regelbereich von Stillstand bis Nennlast) speist Wasserstoff ins Erdgasnetz ein und verfügt damit über unbegrenzte Flexibilität. Für negative SRL wird ein AP von 227,50 €/MWh (Netz an Anbieter) geboten, für negative MRL ein AP von 450 €/MWh (Netz an Anbieter). Der Gasverkaufserlös beträgt 3,0 ct/kWh.

Betriebsführungsstrategie

Der Elektrolyseur bietet im gesamten Modelljahr rund um die Uhr negative Regelleistung an. Ein Betrieb erfolgt ausschließlich bei Regelleistungsabruf mit bis zu 100 Prozent der Nennlast.
Als Referenz zu den Erlösen an den drei Regelleistungsmärkten gilt eine Marktteilnahme am EPEX-Day-Ahead-Spotmarkt, wobei der Elektrolyseur nur in den seltenen Stunden mit Markträumungspreisen unterhalb von -94,44 €/MWh elektrische Energie einkauft. Dies ergibt sich aus dem Grenzpreis für den Anlagenbetrieb, der sich anhand der Stromnebenkosten (Umlagen, Abgaben und Steuern) und des Gasverkaufserlöses errechnet.

Tabelle 15: Simulationsergebnisse zur Marktteilnahme des Elektrolyseurs bezogen auf das Modelljahr

	Spotmarkt	MRL	SRL	PRL
Betriebsergebnis in €	**-12.897**	**477.810**	**1.046.724**	**306.758**
Erlöse Leistungspreis in €	0	266.541	1.010.941	721.242
Erlös RL-Abrufe in € Erlös Spotmarkt Energiebezug in €	27.213	299.250	104.167	0
Erlöse Gasverkauf in €	2.880	11.970	8.250	73.470
Stromnebenkosten in €	17.990	74.951	51.634	462.954
Betriebskosten in €	25.000	25.000	25.000	25.000

Der Elektrolyseur kann am Sekundärregelleistungsmarkt ein beachtliches Betriebsergebnis erzielen, das im Wesentlichen auf den Erlösen aus dem Leistungspreis basiert. Bei der PRL schlagen die hohen Stromnebenkosten für die gelieferte Regelenergie zu Buche. Dies gilt ebenso für den ausschließlichen (Referenz-)Handel am Day-Ahead-Spotmarkt, der ein negatives Ergebnis bringt.

3.1.3.7 Pumpspeicherwerk

Das angenommene Pumpspeicherwerk (PSW) verfügt im Turbinenbetrieb über eine elektrische Anschlussleistung von 50 MW bei 88 Prozent Wirkungsgrad und 42 MW im Pumpbetrieb mit 75 Prozent Wirkungsgrad (Gesamtwirkungsgrad 75 Prozent). Das Speichervolumen im Oberbecken von 500 MWh ermöglicht eine Arbeitsverfügbarkeit von 8,8 Stunden im Turbinenbetrieb und

14 Stunden im Pumpbetrieb. Für negative SRL wird ein jahreseinheitlicher Arbeitspreis von -12,50 €/MWh (Anbieter an Netz) geboten. Für positive SRL wird in den Simulationen PSW 1a und PSW 5 ein jahreseinheitlicher AP von 72,50 €/MWh (Netz an Anbieter) geboten. Abweichend davon wird in den Simulationen PSW 1b und PSW 3 zum Vergleich ein wöchentlich wechselnder Angebotspreis geboten, der auf Beobachtungen der Marktpreisdynamik basiert. Hierbei wird davon ausgegangen, dass der Anlagenbetreiber in der Lage ist, das Marktgeschehen wöchentlich zu analysieren und sein Angebotsverhalten danach auszurichten. Dazu wurde das Arbeitspreisangebot für die Simulationen wöchentlich nach der in Kap. 3.1.3.3 erläuterten Methode optimiert. Als Betriebskosten werden 4 €/MWh angenommen.

Marktstrategien

Referenz:	Arbitragehandel am Day-Ahead-Spotmarkt.
PSW 1a)+b)	Positive SRL, jeweils erste 8 Stunden der HT-Phasen (Turbinenleistung).
PSW 2)	Negative SRL, jeweils erste 12 Stunden der NT-Phasen (Pumpleistung).
PSW 3)	Positive SRL, jeweils erste 5 Stunden je HT-Phase (Turbinenleistung) sowie negative SRL, jeweils erste 4 Stunden je NT-Phase (Pumpleistung).
PSW 4)	Negative SRL, jeweils erste 5 Stunden je NT-Phase mit summierter Turbinen- und Pumpleistung, wobei die Turbinenleistung Day Ahead am Spotmarkt vermarktet wird.
PSW 5)	Kontinuierlich in allen Jahresstunden, zeitgleich positive SRL mit anteiliger Turbinenleistung von 15,7 MW und negative SRL mit anteiliger Pumpleistung von 21 MW.
PSW 6)	Kontinuierliche Vorhaltung analog zu SRL5), jedoch ausschließlich negative SRL mit der vollen Pumpleistung von 42 MW.

Der Referenzhandel war aufgrund der derzeit geringen Preisspreizung am EPEX-Day-Ahead-Spotmarkt (Spreizung zwischen Peakpreisen und tagesmittlerem Preis) nicht ertragreich, wie für das Modelljahr 2012 gezeigt wurde. Eine Marktbeobachtung und wöchentliche Anpassung des Arbeitspreisgebots an die Marktlage (PSW 1b) führt bei der positiven SRL zu durchaus nennenswerten Mehrerlösen (vgl. mit PSW 1a), wobei ein höherer jahresmittlerer SRL-Arbeitspreis von 85,06 €/MWh bei einer ähnlich großen Abrufmenge von 47 GWh erzielt wird. Negative SRL ist jedoch lukrativer als positive SRL, wie sich in der Strategie PSW 2 im Vergleich zu PSW 1, PSW 4 zu PSW 3 sowie PSW 6 zu PSW 5 zeigt. Über die negativen Abrufe kann preisgünstig Pumpstrom bezogen werden. Dabei war es für das Betriebsergebnis nicht ausschlaggebend, ob über 12 Stunden je NT-Phase nur die Pumpleistung (PSW2) oder über 5 Stunden die summierte Turbinen- und Pumpleistung vorgehalten wird. Aus Erlössicht ist es vorteilhafter, kontinuierlich Regelleistung mit anteiliger Anlagenleistung (Leistungsscheibe) anzubieten (PSW 5+6), als in lückenhaften Zeitscheiben mit voller Anlagenleistung an den Markt zu gehen. Bei PSW 5 wurden über ein Jahr gute jahresmittlere Werte für Energieerzeugung (63,26 €/MWh) und Energiebezug (23,56 €/MWh) erzielt. Dabei ist die im Jahr insgesamt gehandelte Energiemenge im Vergleich mit den anderen Strategien sehr groß. Zugleich werden aufgrund der kontinuierlichen SRL-Vorhaltung hohe Erlöse aus den Leistungspreisen erzielt. Technische Voraussetzung dafür ist allerdings eine sehr schnelle Regelbarkeit in allen Teillastbereichen von Pump- und Turbinenleistung. Leistet eine Pumpturbine dies nicht, wird ein getrenntes Pump- und Turbinen-System mit zwei Fallrohren erforderlich, das zu einem hydraulischen Kurzschluss in der Lage ist. Wirkungsgradverluste eines Teillastbetriebs wurden bei der Simulation vernachlässigt.

Tabelle 16: Simulationsergebnisse zur Marktteilnahme des Pumpspeicherwerks bezogen auf das Modelljahr

	EPEX-Spot	PSW 1a	PSW 1b	PSW 2	PSW 3
Betriebsergebnis [€]	**1.204.045**	**1.351.215**	**1.971.228**	**3.379.455**	**3.022.243**
Mehrerlöse ggü. Ref.	0 %	+12 %	+64 %	+181 %	+151 %
Erlöse Abrufe+Spot [€]	1.823.927	1.918.762	2.546.304	2.401.934	2.682.888
davon…					
positive RL-Abrufe [€]		3.386.460	4.009.092		2.405.902
negative RL-Abrufe [€]				-644.046	-256.667
Spotmarkt Energieverkauf [€]	4.107.925	1.770.421	1.812.586	3.913.208	3.048.312
Spotmarkt Energiebezug [€]	-2.283.998	-3.238.119	-3.275.374	-867.228	-2.514.659
Kennzahl Jahresmittel:					
Energieerzeugung [€/MWh]	61,93	72,50	72,08	57,34	65,23
Energiebezug [€/MWh]	25,77	30,27	30,31	16,66	24,84
Erlös Leistungspreis [€]	0	180.260	180.260	1.613.356	1.120.054
davon…					
positive RL [€]		180.260	180.260		582.310
negative RL [€]		0	0	1.613.356	537.744
Betriebskosten	619.882	747.807	755.336	635.835	780.699

	PSW 4	PSW 5	PSW 6
Betriebsergebnis [€]	**3.457.657**	**4.979.091**	**7.047.916**
Mehrerlöse ggü. Ref.	+187 %	+314 %	+485 %
Erlöse Abrufe+Spot [€]	2.705.716	3.554.830	3.749.051
davon…			
positive RL-Abrufe [€]		3.912.250	0
negative RL-Abrufe [€]	-682.878	-845.097	-1.690.189
Spotmarkt Energieverkauf [€]	5.490.140	3.158.545	5.439.240
Spotmarkt Energiebezug [€]	-2.101.546	-2.670.868	0
Kennzahl Jahresmittel:			
Energieerzeugung [€/MWh]	71,29	63,26	53,60
Energiebezug [€/MWh]	27,10	23,56	12,50
Erlös Leistungspreis [€]	1.470.940	2.468.368	4.245.646
davon…			
positive RL [€]		345.531	
negative RL [€]	1.470.940	2.122.837	4.245.646
Betriebskosten	718.999	1.044.107	946.781

3.1.3.8 Biogasanlage mit Vor-Ort-Verstromung

Bei Biogasanlagen wird seit dem 1.1.2012 eine Anlagenflexibilisierung durch das EEG 2012 gefördert. Damit wird eine bedarfs- und marktgerechte Erzeugung elektrischer Energie zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung von Wind- und PV möglich. Erreicht wird die Flexibilität durch eine erhöhte BHKW-Leistung, einen Gasspeicher und ggf. einen Wärmespeicher.

Untersuchungsgegenstand sind drei unterschiedlich flexible Anlagenkonfigurationen mit identischer Biogasproduktion im Fermenter von 1,35 MW je Stunde (Brennstoffverfügbarkeit bzw. Feuerungswärmeleistung). Diese drei Anlagenkonfigurationen werden hinsichtlich ihrer Erlösmöglichkeiten an den Regelleistungsmärkten verglichen.

Konfiguration 1 (unflexibel):
BGA ohne Flexibilisierung, die installierte BHKW-Leistung entspricht der Bemessungsleistung. 1 BHKW mit P_{el}=526 kW (ursprüngliches kleines BHKW) mit elektrischem Wirkungsgrad von 39 Prozent in Nennlast und 37,9 Prozent bei 75 Prozent der Nennlast. Die Vorhaltung der Regelleistung (RL) erfolgt über 24 Stunden pro Tag.

Konfiguration 2 (flexibel):
BGA flexibilisiert, die installierte BHKW-Leistung entspricht der doppelten Bemessungsleistung. 2 BHKW je P_{el}=526 kW (ursprüngliches kleines BHKW plus identisches kleines Zubau-BHKW). Die Vorhaltung der Regelleistung erfolgt über 12 Stunden pro Tag.

Konfiguration 3 (hoch flexibel):
BGA flexibilisiert, die installierte BHKW-Leistung entspricht der vierfachen Bemessungsleistung. 1 BHKW mit Pel=1.560 kW_{el} mit elektrischem Wirkungsgrad von 41,7 Prozent in Nennlast und 40,8 Prozent bei 75 Prozent der Nennlast sowie ein BHKW mit P_{el}=526 kW_{el} (großes Zubau-BHKW plus ursprüngliches kleines BHKW). Die Vorhaltung der Regelleistung erfolgt über 6 Stunden pro Tag.

Der nutzbare Biogasspeicher wurde mit einem Nettovolumen von 5.600 m^3 angenommen (entspricht 28,56 MWh). Die modellierte BHKW-Mindestlaufzeit beträgt – sofern nicht anders angegeben – zwei Stunden. Grundsätzlich wird von einem BHKW-Regelbereich zwischen 100 Prozent und 75 Prozent der Nennleistung ausgegangen. Da ein größerer Regelbereich eine größere Leistungsvorhaltung ermöglicht und zukünftig mit technisch verbesserten Motoren zu rechnen ist, wird vergleichend zu Fall BGA 1a im Fall BGA 1b ein BHKW-Regelbereich zwischen 100 Prozent und 50 Prozent der Nennleistung angenommen und so die diesbezügliche Sensitivität ermittelt. Dabei wird angenommen, dass sich der elektrische Wirkungsgrad linear weiter verringert und bei 50 Prozent der Nennlast beim großen 1,56 MW-BHKW 38,0 Prozent beträgt sowie beim kleinen 526 kW-BHKW 35,4 Prozent.

Die Marktteilnahme wurde wie folgt simuliert: Bei SRL und PRL dient je eines der BHKW der Regelleistungsvorhaltung (bei Konfiguration 3 das große), und die Energieerzeugung in den Zeiten der Regelleistungsvorhaltung wird zusätzlich am Day Ahead-Spotmarkt vermarktet. Außerhalb der Vorhaltezeiten nimmt dieses BHKW zusätzlich am Intraday-Handel teil, wobei berücksichtigt wird, dass der Füllstand des Biogaspufferspeichers zu Beginn der nächsten Phase der Leistungsvorhaltung die Arbeitsverfügbarkeit garantiert. Mit dem zweiten BHKW erfolgt ausschließlich eine Teilnahme am Intraday-Handel. Anfahrrampen der BHKW wurden bei den Simulationen nicht berücksichtigt.

Für positive SRL wird ein Arbeitspreis von 72,50 €/MWh (Netz an Anbieter), für negative SRL von 87,50 €/MWh (Netz an Anbieter) geboten. Für negative MRL beträgt der AP 175,00 €/MWh (Netz an Anbieter). Als Wartungskosten wurden für das kleine 526 kW-BHKW 15 €/MWh angenommen und für das große 1,56 MW-BHKW 10 €/MWh. Diese Pauschalbeträge je MWh beinhalten bereits die erhöhten Kosten im flexiblen Betrieb bzw. für die Regelenergieabrufe im Vergleich zur Bandeinspeisung.

Für die Teilnahme am PRL-Markt wurde von einer speziellen BHKW-Auslegung ausgegangen. Je Anlagenkonfiguration agiert eines der BHKW am PRL-Markt und ist so ausgelegt, dass der höchste elektr. Wirkungsgrad von 39 Prozent bei 87,5 Prozent der Nennlast liegt. Bei 100 Prozent der Nennleistung wird 38,4 Prozent, bei 75 Prozent der Nennleistung 38,0 Prozent angenommen. So kann ein symmetrisches PRL-Band von 12,5 Prozent der Nennlast ausgehend vom Normalbetrieb bei 87,5 Prozent der Nennlast angeboten werden.

Bei MRL wird der Einsatz aller BHKW der Anlagenkonfiguration auf den summierten Erlös aus EPEX-Spotpreis und negativem MRL-Leistungspreis optimiert, wodurch täglich variierende 4-Stunden-Blöcke für Leistungsvorhaltung bzw. Anlagenbetrieb ausgewählt werden.

Marktstrategien

Für die oben beschriebenen, sich in ihrer Flexibilität unterscheidenden, drei Anlagenkonfigurationen wurden folgende Marktstrategien simuliert:

Referenz:	EPEX Day-Ahead-Spotvermarktung
BGA 1a:	Negative SRL (Normalbetrieb bei Nennlast; bei Abruf 75 Prozent der Nennlast)
BGA 1b:	Negative SRL (wie 1a, Variante mit einer Regelbarkeit bis zu einer Teillast von 50 Prozent der Nennlast, wie oben beschrieben)
BGA 1c:	Negative SRL (wie 1b, Variante mit der Möglichkeit eines stundenweisen SRL-Angebots und einer Regelbarkeit bis zu einer Teillast von 50 Prozent der Nennlast
BGA 2:	Positive SRL (Normalbetrieb bei 75 Prozent der Nennlast, bei Abruf Nennlast)
BGA 3:	PRL (symmetrisches PRL-Band zwischen 75 Prozent und 100 Prozent der Nennlast mit einem am Day-Ahead-Spotmarkt vermarkteten Normalbetrieb bei 87,5 Prozent der Nennlast bei bestem Wirkungsgrad, siehe Beschreibung oben)
BGA 4:	Negative MRL (Normalbetrieb in Volllast, bei Abruf 0 Prozent der Nennlast)

Aufbauend auf Fall BGA 1b wurde im Fall BGA 1c untersucht, welche Auswirkungen die Möglichkeit mit sich bringt, stundenweise negative SRL anzubieten. Betrachtet wurden hierbei v.a. die erzielbaren Jahresstunden einer SRL-Vorhaltung sowie der Jahreserlös. Dazu wurde anknüpfend an den Fall BGA 1b angenommen, dass die Mindestlaufzeit der BHKW eine Stunde beträgt und stundenweise SRL-Angebote möglich sind. Modellannahmen: Das BHKW, das die SRL anbietet, vermarktet seine Stromerzeugung auf dem Day-Ahead-Spotmarkt und hält in den bezuschlagten Stunden negative SRL vor (was voraussetzt, dass SRL analog zum EPEX-Day-Ahead-Spotmarkt am Vortag gehandelt wird, und zwar nach Markträumung am EPEX-Spotmarkt). Die Fahrplanoptimierung für das SRL vorhaltende BHKW erfolgte in der Simulation anhand des summierten Erlöses aus EPEX-Spotpreis und negativem SRL-Leistungspreis, wodurch täglich die Stunden der Leistungsvorhaltung

wechseln. Das zweite BHKW nimmt – wie bei den anderen Simulationen auch – ausschließlich am Intraday-Handel der EPEX teil.

Simulationsergebnisse

In der Tabelle unten werden je Marktstrategie die Simulationsergebnisse (Zeilen) für jede der drei oben beschriebenen Anlagenkonfigurationen (Spalten) angegeben, wobei Konfiguration 1 keine Flexibilität aufweist und Konfiguration die höchste Flexibilität. Die kursiv angegebene Kennzahl <Energieerzeugung> gibt den im Jahresmittel erzielten Preis in €/MWh für die gesamte Energieerzeugung an und beinhaltet damit die Vermarktung auf Day-Ahead- und Intraday-Spotmarkt sowie die mit den Arbeitspreisen verrechneten Regelenergieabrufe.

Die Anlagenflexibilisierung führt zu Mehrerlösen am Day-Ahead-Spotmarkt, da die Stunden mit den höchsten prognostizierten Preisen genutzt werden können. Dies gilt besonders für Konfiguration 3 mit vierfacher Bemessungsleistung. Derart flexibilisiert, befindet sich die Anlage täglich nur noch wenige Stunden in Betrieb, dann aber mit hoher Einspeiseleistung. Bei Konfiguration 3 ist der höhere elektrische Wirkungsgrad des großen BHKW ein weiterer Vorteil.

Das zusätzliche Angebot negativer SRL lohnt sich für die unflexibilisierte Anlage (Marktstrategie BGA 1a, Konfiguration 1). Demgegenüber erzielt eine flexibilisierte Anlage (Konfigurationen 2+3), die bedarfsorientiert betrieben werden kann, unter den getroffenen Annahmen bei Marktstrategie BGA 1a keine (den Aufwand kompensierende) Mehrerlöse durch die Bereitstellung von SRL im Vergleich zu einer ausschließlichen Teilnahme am Day-Ahead-Spotmarkt (Referenz). Hierbei wurde nur ein geringer Regelbereich zwischen 100 Prozent und 75 Prozent der Nennlast angenommen. Sind die BHKW in der Lage, einen größeren Regelbereich gemäß den SRL-Präqualifikationsanforderungen abzudecken, erhöht sich die angebotene Regelleistung und damit verbessert sich auch die Wirtschaftlichkeit (Marktstrategie BGA 1b). Weiterhin wird durch die SRL-Vorhaltung in 12- bzw. 6-Stunden-Blöcken und den daran gebundenen blockweisen Anlagenbetrieb die gezielte Erzeugung von Spitzenstrom zu den dynamisch variierenden hochpreisigen Stunden am Day-Ahead-Spotmarkt eingeschränkt.

Wenn die Möglichkeit gegeben ist, stundenweise am SRL-Markt teilnehmen zu können und zudem die BHKW technisch zu stundenweisen SRL-Angeboten mit einem Regelbereich von 50 der Nennleistung SRL-Leistung in der Lage sind (Marktstrategie BGA 1c), dann ist ein SRL-Angebot bei den flexiblen Anlagenkonfigurationen 2+3 mit echten Zusatzerlösen zur spotmarktorientierten Betriebsweise verbunden. Durch die stundenweise SRL-Marktteilnahme kann Sekundärregelleistung vorgehalten werden, ohne dass Einschränkungen hinsichtlich der spotmarktorientierten Betriebsweise bestehen. Zugleich wird den BHKW ermöglicht, über eine größere Jahresstundenzahl SRL vorzuhalten: Während bei Anlagenkonfiguration 3 im Fall BGA 1b die kontinuierliche Biogasproduktion im Fermenter einen zusammenhängenden SRL-Block nur über 6 Stunden zulässt, was in der Jahressumme 1.518 HT-Stunden ausmacht, so erweitert sich im Fall BGA 1c die SRL-Vorhaltezeit aufgrund der Flexibilität des Marktes auf 3.078 Jahresstunden. Die Optimierungsstrategie führt darüber hinaus zu einem Anteil an Betriebs- bzw. SRL-Vorhaltezeiten zu NT-Zeiten, die mit höheren Leistungspreisen vergütet werden. Ein verändertes Marktdesign, das ein Mehrangebot an SRL-Vorhaltung bewirkt, wird aller Wahrscheinlichkeit nach sinkende Marktpreise zu Folge haben.

Tabelle 17: Simulationsergebnisse zur Marktteilnahme der Biogasanlage bezogen auf das Modelljahr

	Konfiguration 1	Konfiguration. 2	Konfiguration. 3
Referenz:			
EPEX Day Ahead-Spot			
Betriebsergebnis [€]	**127.505**	**168.253**	**213.639**
Erlös Spotmarkt	196.811	237.551	265.460
[€]Wartungskosten	69.306	69.299	51.822
[€]*Energieerzeugung*	*42,60*	*51,42*	*54,28*
[€/MWh]	(8.784)	(4.637)	(1.107)
(Betriebsstunden):			
BGA 1a:			
SRL negativ	HT+NT 24 Stunden	HT 12 Stunden	HT, erste 6 Stunden
Betriebsergebnis [€]	**143.433**	**167.510**	**208.832**
Erlös Leistungspreis [€]	13.242	3.597	5.338
Erlös Arbeitspreis [€]	2.293	630	651
Erlös Spotmarkt [€]	196.811	232.544	254.252
Wartungskosten [€]	68.913	69.261	51.409
Energieerzeugung			
[€/MWh]	*43,34*	*50,66*	*51,83*
		NT 12 Stunden	NT, erste 6 Stunden
Betriebsergebnis [€]		**151.617**	**182.577**
Erlös Leistungspreis [€]		7.376	10.958
Erlös Arbeitspreis [€]		1.168	2.080
Erlös Spotmarkt [€]		212.464	232.813
Wartungskosten [€]		69.391	50.236
Energieerzeugung			
[€/MWh]		*46,31*	*44,99*
BGA 1b:			
SRL negativ /50% P_{Nenn}	HT+NT 24 Stunden	HT 12 Stunden	HT, erste 6 Stunden
Betriebsergebnis [€]	**159.456**	**176.247**	**219.051**
Erlös Leistungspreis [€]	26.586	7.212	10.691
Erlös Arbeitspreis [€]	4.603	1.223	1.302
Erlös Spotmarkt [€]	196.784	237.244	260.738
Wartungskosten [€]	68.517	69.432	53.680
Energieerzeugung			
[€/MWh]	*44,09*	*51,55*	*53,54*
BGA 1c:	- / -	Stündlich optimiert	Stündlich optimiert
SRL negativ /50% P_{Nenn}			
stündliche SRL			
Betriebsergebnis [€]		**184.878**	**244.818**
Erlös Leistungspreis [€]		18.358	27.672
Erlös Arbeitspreis [€]		3.488	5.924
Erlös Spotmarkt [€]		232.902	262.022
Wartungskosten [€]		68.870	50.801

Energieerzeugung [€/MWh]		*51,19*	*54,47*
BGA 2:	- / -		
SRL positiv		HT 12 Stunden	HT, erste 6 Stunden
Betriebsergebnis [€]		**169.077**	**206.110**
Erlös Leistungspreis [€]		707	1.041
Erlös Arbeitspreis [€]		12.387	19.371
Erlös Spotmarkt [€]		225.098	235.840
Wartungskosten [€]		69.115	50.142
Energieerzeugung [€/MWh]		*53,62*	*52,63*
		NT 12 Stunden	NT, erste 6 Stunden
Betriebsergebnis [€]		**156.767**	**185.883**
Erlös Leistungspreis [€]		1.645	2.470
Erlös Arbeitspreis [€]		15.205	20.217
Erlös Spotmarkt [€]		208.823	212.412
Wartungskosten [€]		68.906	49.216
Energieerzeugung [€/MWh]		*51,26*	*47,92*
BGA 3:			
PRL symmetrisch	HT+NT 24 Stunden	HT 12 Stunden	HT, erste 6 Stunden
Betriebsergebnis [€]	**120.683**	**164.826**	**191.846**
Erlös Leistungspreis [€]	9.376	3.200	4.814
Erlös Spotmarkt [€]	171.819	230.046	259.662
Wartungskosten [€]	60.512	68.420	72.630
Energieerzeugung [€/MWh]	*42,59*	*50,43*	*53,63*
		NT 12 Stunden	NT, erste 6 Stunden
Betriebsergebnis [€]		**150.799**	**158.729**
Erlös Leistungspreis [€]		4.654	6.988
Erlös Spotmarkt [€]		214.752	224.517
Wartungskosten [€]		68.608	72.776
Energieerzeugung [€/MWh]		*46,95*	*46,28*
BGA 4:	24 Stunden	optimierte 4 h-Blöcke	optimierte 4 h-Blöcke
MRL negativ			
Betriebsergebnis [€]	**149.140**	**185.992**	**239.418**
Erlös Leistungspreis [€]	13.555	10.314	10.697
Erlös Arbeitspreis [€]	8.975	15.671	25.954
Erlös Spotmarkt [€]	194.527	228.915	255.604
Wartungskosten [€]	67.917	68.909	52.837
Energieerzeugung [€/MWh]	45,46	53,24	58,40

Positive SRL vorzuhalten ist für unflexible Biogasanlagen nicht sinnvoll, da hier im Fermenter produziertes Biogas ungenutzt bliebe. Auch bei den flexiblen Konfigurationen 2+3 werden die BHKW während der Leistungsvorhaltezeit unterhalb der Nennleistung mit einem verringerten Wirkungsgrad betrieben und auch eine entsprechend geringere Menge elektrischer Energie Day Ahead vermarktet; durch den zwischenzeitlichen Intraday-Handel geht jedoch kein Biogas verloren. Die Erlöse aus den Leistungspreisen sind bei der positiven SRL im Vergleich mit der negativen SRL niedrig, die Erlöse aus den Arbeitspreisen dafür deutlich höher.

Der Mehraufwand für symmetrische PRL-Angebote lohnt sich nicht gegenüber der reinen Spotvermarktung. Bei der unflexiblen Konfiguration 1 muss ungenutztes Biogas, das einer elektrischen Energiemenge von 500 MWh entspricht, abgefackelt werden da der Normalbetrieb bei 87,5 Prozent der Nennlast erfolgt. Bei den flexiblen Konfigurationen 2+3 kompensieren unter den getroffenen Annahmen die Einnahmen aus dem Leistungspreis nicht die Mindererlöse am Spotmarkt im Vergleich zur Referenz. Gegenüber der SRL besteht eine weitere Einschränkung darin, die Regelleistung symmetrisch vorzuhalten, wie dies die derzeitige PRL-Ausschreibung vorsieht. Eine Möglichkeit bestünde darin, das Biogas-BHKW bedarfsorientiert in Nennlast zu betreiben und negative PRL anzubieten.

Mittels eines Angebotes negativer Minutenreserve ist es – wie die Untersuchungen zeigen – für hoch flexibilisierte Biogasanlagen bereits unter derzeitigen Marktbedingungen möglich, Zusatzerlöse zu erzielen. Dabei erweist sich die gewählte Strategie als erfolgreich, bei der beide BHKW negative MRL vorhalten und als Einsatzzeiten diejenigen Hochpreiszeiten gewählt werden, die sich aus einer Summe von Day-Ahead-Spotpreis und negativem MRL-Leistungspreis je 4-Stunden-Block errechnen. Zusätzlich dazu wäre es denkbar, zu den BHKW-Stillstandszeiten der flexibilisierten Biogasanlage positive Minutenreserve anzubieten.

3.1.3.9 Zusammenfassendes Ergebnis für flexible Anlagen

Es ist aus betriebswirtschaftlicher Sicht des Anlagenbetreibers möglich, Regelleistung bereitzustellen. Voraussetzung für die Marktteilnahme ist allerdings, dass die Anlagenbetreiber auch für deutlich kürzere Zeitscheiben bieten können, als derzeit ausgeschrieben werden, denn Anlagenrestriktionen wie z.B. Pufferspeichergrößen setzen Grenzen hinsichtlich der Länge der Zeitscheiben, die angeboten werden können.

Für die hier untersuchten Konfigurationen der Anlagentypen elektrische Batterie, Power-to-Heat, Elektrolyseur und Pumpspeicherwerk verspricht der Sekundärregelleistungsmarkt im Vergleich mit den anderen Regelleistungsmärkten die höchsten Mehrerlöse. Dabei gilt grundsätzlich, dass die meisten Erlöse erzielt werden, wenn kontinuierlich zu allen Stunden des Jahres negative SRL angeboten wird, auch wenn dies nur mit anteiligen Leistungsscheiben der Anlagenleistung möglich ist. Die notwendige kontinuierliche Arbeitsverfügbarkeit kann erreicht werden, indem ein gleichsam kontinuierlicher Handel am EPEX-Intraday-Handel stattfindet, durch den ein Ausgleich der SRL-Abrufe bzw. der Speicherfüllstände erfolgt. Hierbei reduziert sich das nutzbare Speichervolumen um die Energiemenge, die für die Vorlaufzeit des Intraday-Handels vorzuhalten ist.

Biogasanlagen sollten flexibilisiert werden, um in der Lage zu sein, die hochwertige Energie aus Biomasse bedarfsgerecht zu verstromen. Für hoch flexibilisierte Biogasanlagen wird die Bereitstellung von Sekundärregelleistung dann wirtschaftlich, wenn einerseits die BHKW so weiterentwickelt werden, dass sie in einem größeren Leistungsbereich regelfähig und

präqualifizierbar sind, und andererseits ein Marktzugang für kurze Zeitscheiben von 1 bis 2 Stunden möglich wird. Entspricht die Mindestdauer der Leistungsvorhaltung der Produktlänge von 1 Stunde am Day-Ahead-Spotmarkt, so wird es möglich, eine bedarfsorientierte Betriebsweise unter Nutzung der Hochpreiszeiten am Spotmarkt mit der Vorhaltung von Sekundärregelleistung so zu kombinieren, dass durch die SRL ein Zusatzerlös erwirtschaftet wird, der nicht mit Mindereinnahmen am Spotmarkt verbunden ist.

Anlagen, deren Erzeugung witterungsabhängig ist und daher stündlich schwankt und täglich prognostiziert werden muss, benötigen daran angepasste flexible Regelleistungsmärkte mit entsprechend kurzen Vorlaufzeiten und Produktlängen. Neben Wind- und PV-Anlagen betrifft dies flexibel ausgelegte Methan-BHKW mit Wärmespeicher, die ein Wärmenetz mit witterungsabhängigem Wärmebedarf versorgen. Hierbei sind Anlagenauslegungen mit hohem KWK-Anteil und entsprechend hoher Energieeffizienz möglich.

3.1.3.10 Angebotserstellung durch wetterabhängige EE

Vertraglich ist eine Zuverlässigkeit des Regelleistungsangebots von 100 Prozent gefordert [48]. Diese Forderung kann jedoch weder von wetterabhängigen EE noch von irgendeinem anderen technischen System erfüllt werden, weshalb Anbieter ein Risikomanagement betreiben müssen. Daher wird im Projekt mit einer Zuverlässigkeit von 99,994 Prozent gerechnet, was einem Erfahrungswert entspricht. Zur Bestimmung der Zuverlässigkeit des Angebots von wetterabhängigen EE werden probabilistische Prognosen genutzt. Die in diesem Abschnitt 3.1.3.10 beschriebenen Angebotsstrategien werden am Beispiel eines Windparkpools aufgeführt, können aber ebenso auf Photovoltaikanlagen übertragen werden. In [67] wurden bereits erste Potenzialuntersuchungen diesbezüglich durchgeführt.

Im Folgenden werden gemäß [60] insgesamt sechs Angebotsstrategien unterschieden, wobei sich drei auf eine Vortagsauktion und drei auf eine Untertagsauktion mit einer Vorlaufzeit von einer Stunde beziehen. Die Untertagsauktion wird betrachtet, da zukünftig mit der Einführung eines Arbeitspreismarktes zu rechnen ist, der voraussichtlich eine Vorlaufzeit von einer Stunde haben wird [64]. Die Vortagsauktion wird betrachtet, da Minutenreserve bereits täglich ausgeschrieben wird und mit einer täglichen Ausschreibung der Sekundärregelleistung in Zukunft zu rechnen ist [65]. Sowohl bei der Untertagsauktion als auch bei der Vortagsauktion gibt es die Strategien „Volle Besicherung“, „Teilbesicherung“ und „keine Besicherung“.

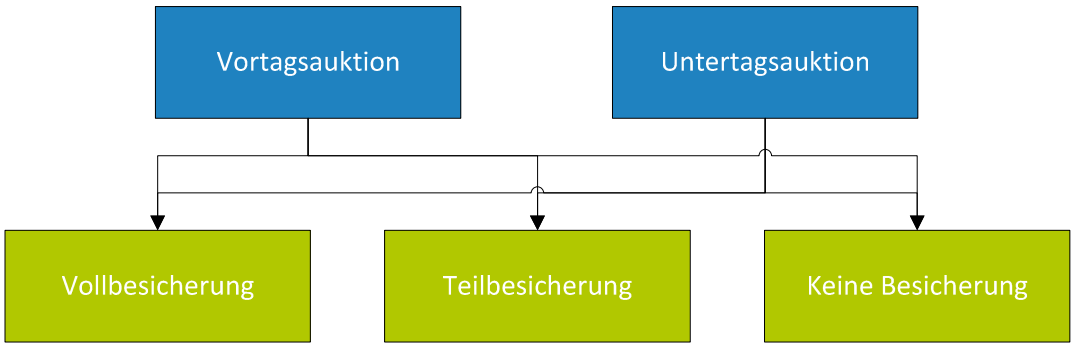


Abbildung 74: Übersicht über die Angebotsstrategien

Die Strategie „Volle Besicherung“ sieht vor, dass der Windparkpool ein Teil eines Pools ist. Dabei bringt der Windparkpool die Leistung ein, die bei einer Zuverlässigkeit von 99,8 Prozent angeboten

werden kann. Wenn die größte Leistung im Pool (n-1)-besichert wird und 20 Prozent der angebotenen Regelleistung des Pools besichert werden, was ggf. bereits durch die (n-1)-Besicherung erfüllt ist, beträgt die Zuverlässigkeit des Angebots des Pools mindestens 99,994 Prozent.

Die Strategie „Teilbesicherung“ sieht vor, dass die probabilistische Prognose des Windparkpools mit der probabilistischen Prognose anderer Anlagen (z.B. Gaskraftwerke) verknüpft wird. Das Angebot entspricht dann der Leistung bei einer Zuverlässigkeit von 99,994 Prozent. Die Schwierigkeit ist hierbei vor allem die probabilistische Prognose der anderen Anlagen. Erste Auswertungen aktueller Verfahrensentwicklungen hierzu zeigen, dass durch das Pooling Ausgleichseffekte genutzt werden können, die zu einer deutlichen Steigerung des Angebots gegenüber einer getrennten Teilnahme am Regelleistungsmarkt führen [66].

Die Strategie „Keine Besicherung“ sieht vor, dass der Windparkpool die Leistung anbietet, die einer Zuverlässigkeit von 99,994 Prozent entspricht. Auswertungen zeigen, dass ein 1 GW Windparkpool durchschnittlich 3,7 MW (Vortagsauktion) bzw. 113 MW (Untertagsauktion) anbieten kann. Der Deutschlandpool Wind hätte hingegen durchschnittlich 1,2 GW (Vortagsauktion) bzw. 3,7 GW anbieten können.

Bei den Angebotsstrategien zur Vortagsauktion zeigen Auswertungen, dass die Überprüfung der Zuverlässigkeit des Angebots mithilfe von Kurzfristprognosen zu einer deutlichen Steigerung der Zuverlässigkeit führt. Dies ist darauf zurück zu führen, dass eine mögliche Nicht-Erfüllung des Angebots mit Hilfe der Kurzfristprognosen rechtzeitig erkannt werden kann (siehe Abbildung 75). Die orangene Fläche markiert die einzige Situation im Jahr, in der das Angebot des Deutschlandpools Wind nicht hätte vollständig bereitgestellt werden können. Mithilfe der probabilistischen 1 h-Prognose hätte dies jedoch erkannt werden können.

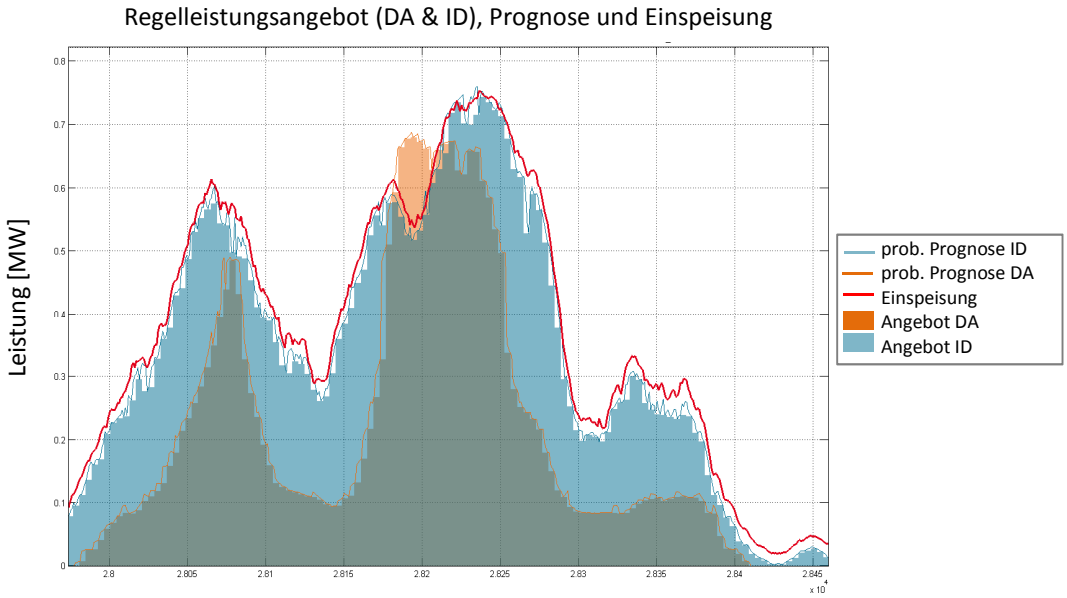


Abbildung 75: Darstellung der probabilistischen Vortagsprognose (orange) und 1 h-Prognose (blau) für eine Zuverlässigkeit von 99,994 Prozent und den Deutschlandpool Wind (30 GW)

Die Auswertungen zu den Angebotspotenzialen in [60] haben gezeigt, dass das Angebotspotenzial mit abnehmender Produktlänge und Vorlaufzeit ansteigt. Des Weiteren ist das Potenzial von der Poolgröße abhängig, dieser Einfluss nimmt jedoch mit abnehmender Vorlaufzeit ebenfalls stark ab.

3.1.3.11 Schlussfolgerungen für die Weiterentwicklung der Regelleistungsmärkte

Die folgenden Schlussfolgerungen und Empfehlungen lassen sich aus den Untersuchungen ableiten:

1. Um Wind und PV Anlagen sowie steuerbare hocheffiziente KWK-Anlagen mit Wärmeauskopplung in den Regelleistungsmarkt zu integrieren sind die Vorlaufzeiten, Produktlängen und Auktionszeiträume am Regelleistungsmarkt zu verkürzen.

2. Um die Transparenz am Regelleistungsmarkt weiter zu erhöhen, sollten auch anonymisierte Viertelstundenzeitreihen der mittleren und höchsten Arbeitspreise in jährlicher und monatlicher Zusammenstellung veröffentlicht werden (analog zu den Leistungspreisen).

3. Zur Integration kurzfristig preisgünstig verfügbarer Arbeit in den Regelleistungsmarkt ist ein zusätzlicher innertägiger Markt zu empfehlen, der sich rein über Arbeitspreise definiert (evtl. nach dänischem Vorbild).

4. Das Ausgleichsenergiepreissystem sollte so gestaltet sein, dass es insbesondere für Bilanzkreise mit Wind-oder PV-Anlagen einen Anreiz zum Handel von 15 Minutenprodukten und zur Nutzung der kurzfristigsten Prognosen gibt, aber keinen Anreiz zum Ausgleich des Prognosefehlers auf Bilanzkreisebene.

5. Auch große Lasten (z.B. Elektrolyseure, Power-to-Heat) sollten vermehrt in den Regelleistungsmarkt mit aufgenommen werden, auch zur Bereitstellung von Primärregelleistung.

3.1.4 Simulation zur Reduzierung des Regelleistungsbedarfs durch verbesserte Prognosen

Ein wichtiger Baustein für die Realisierung einer Versorgung aus 100 Prozent Erneuerbaren Energien ist eine verlässliche Aussage über die Energielieferung der Windenergieanlagen für bis zu 72 Stunden in die Zukunft. Dies dient einer sicheren Abschätzung der kurzfristigen Netzauslastung, auch lässt sich die mögliche Regelleistungsbereitstellung durch die Windparks besser einschätzen. Im Rahmen des Projektes Kombikraftwerk 2 hat sich CUBE Engineering speziell auf die Folgetagsprognose fokussiert. Die Güte der Prognose des Stromeintrags unterliegt sowohl räumlichen als auch zeitlichen Schwankungen, die von einer Vielzahl von Faktoren (u. a. Standorteigenschaften, WEA-Spezifikation, Wetterprognosen) abhängig und anhand realer Beobachtungen verifiziert worden sind.

Windleistungsprognosen können individuell für einzelne Windturbinen oder für ganze Windparks durch Nutzung von neuronalen Netzen oder mittels physikalisch-motivierter Modelle erstellt werden. Die Prognosen neuronaler Netze basieren auf beobachteten Ertragszeitreihen mit der Mindestlänge eines Jahres, damit alle saisonalen Schwankungen erfasst und so die Netze ausreichend trainiert sind. Physikalische Modelle im Allgemeinen – und so auch das physikalisch-statistische CUBE-Modell - müssen nicht trainiert werden und ihre Simulationen sind nicht auf historische Beobachtungen angewiesen. Dies impliziert eine Erhöhung der zeitlichen Flexibilität, was sich positiv auf Vermarktungskonzepte auswirkt.

Ein Ziel der vorliegenden Untersuchung ist es, die Güte des Outputs des neuronalen Netzes (IWES) zu verifizieren, wenn dieses anstatt mit Beobachtungen mit synthetischen Ertragszeitreihen des CUBE-

Modells trainiert wird. Der Ansatz ist, die Zeitreihen der Ertragsprognosen schon vor der Inbetriebnahme eines Windparks zum Training der neuronalen Netze zu nutzen und so schon kurz nach Inbetriebnahme präzise Einspeiseprognosen erstellen zu können (Abbildung 76).

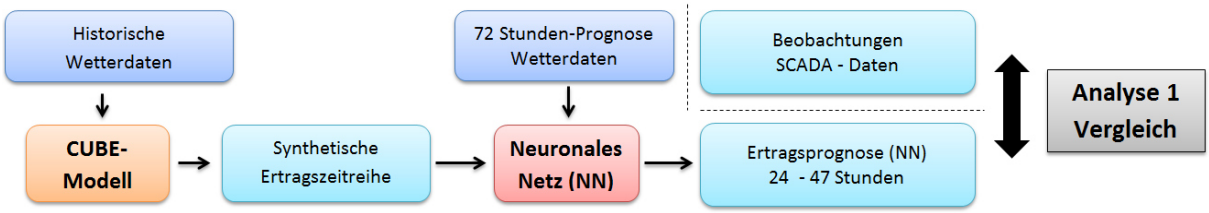


Abbildung 76: Schema der Analyse 1

Weiterhin sind in dieser Untersuchung die modellierten Erträge, zum einen basierend auf dem CUBE-Modell zum anderen auf neuronalen Netzen, vergleichend nebeneinander gestellt. Hierbei liegt der Fokus auf der Fähigkeit der Modelle, die zeitliche und räumliche Variabilität der Realität wiederzugeben (Abbildung 77).

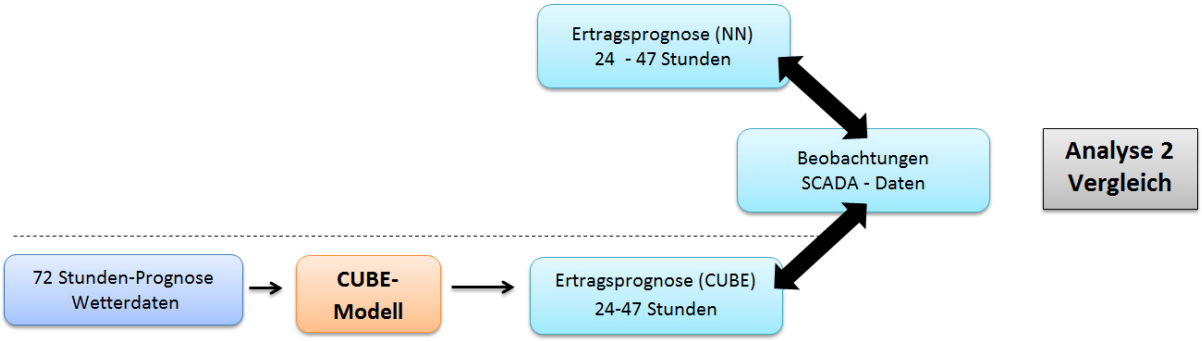


Abbildung 77: Schema der Analyse 2

Es wurden neun Standorte analysiert, für die auch die synthetischen Zeitreihen zum Training der Netze erstellt wurden. Die entsprechenden SCADA-Daten in einer Auflösung von 10 min wurden CUBE vom Projektpartner ENERCON zur Verfügung gestellt. Es werden keine einzelnen WEA, sondern nur die Parks betrachtet, deren Standorte und Charakteristika in Abbildung 78 dargestellt sind. Dort ist auch das jeweilige Prognosejahr zu finden. Beide Modelle basieren auf Prognosen meteorologischer Parameter des Deutschen Wetterdienstes (COSMO-EU Modell), wobei der Prognosehorizont bei 24 bis 47 Stunden liegt (Folgetagsprognose).

Standort	Charakteristika	WEA-Typ (NH in m)	Prognosejahr
Windpark 1	Hügellandschaft	E-70/2MW (114)	2012
Windpark 2	Vom Wald umgeben	E-82/2MW (138)	2012
Windpark 3	Direkte und indirekte Beeinflussung durch Wald	E-70/2MW (85, 113)	2011
Windpark 4	Relativ eben	E-70/2MW (98), E-82/2MW (138)	2011
Windpark 5	Relativ eben	E-82/2,3MW (138)	2012
Windpark 6	Waldstandort	E-82/2MW (108)	2012
Windpark 7	Hügellandschaft	E-66/1,8MW (99)	2011
Windpark 8	Waldstandort	E-82/2MW (138)	2012
Windpark 9	Küstenstandort	E-66/15.66 (67)	2009

Abbildung 78: Übersicht der verwendeten Windparks und tabellarische Auflistung

Da die SCADA-Daten das wesentliche Kriterium für die Gütebeurteilung der Ertragsprognosen sind, sind diese in Voruntersuchungen korrigiert und analysiert worden. Dabei hat sich gezeigt, dass die Temperatur eine nicht zu vernachlässigende Größe ist. Dies verdeutlicht exemplarisch Abbildung 79, welche die Abhängigkeit der Ertragskennlinie von zwei ausgewählten Temperaturklassen darstellt. Die blaue Linie zeigt die mittleren Erträge der jeweiligen Windgeschwindigkeitsklasse für Temperaturbereiche < 0°C und die orange Linie für > 20°C. Die Form der Kurve resultiert aus der Mittelung. Es ist ersichtlich, dass es eine Verschiebung der Leistungskennlinie zu höheren Erträgen bei geringeren Temperaturen gibt.

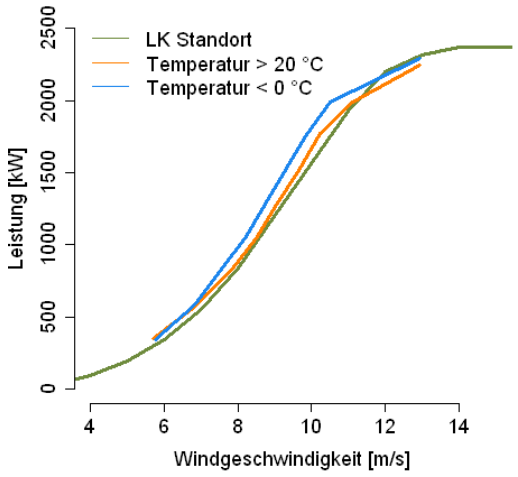


Abbildung 79: Ertragskennlinie in Abhängigkeit von der Temperatur

Im Folgenden sind zunächst die Ergebnisse der **Analyse 1** (Abbildung 76) zusammengestellt. Eine Beurteilung der Ertragsprognosen erfolgt immer über einen Vergleich mit den realen Beobachtungen (SCADA-Daten).

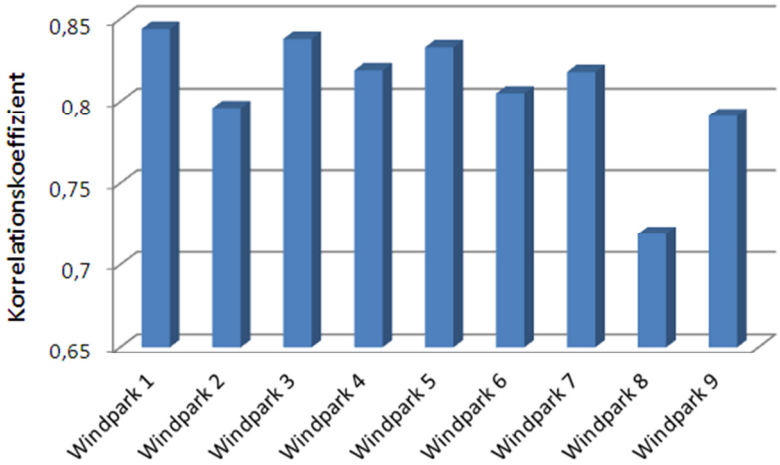


Abbildung 80: Korrelation zwischen Prognose und Beobachtung

Einen ersten Eindruck über den linearen Zusammenhang zwischen Prognose und Beobachtung vermittelt die Höhe des Korrelationskoeffizienten, der in Abbildung 80 für die neun untersuchten Windenergieparks dargestellt ist. Bei einer Korrelation von 0,8 und mehr kann bei sechs von neun Parks von einem starken positiven Zusammenhang zwischen Prognose und Beobachtung ausgegangen werden, bei den drei anderen Parks ist der lineare Zusammenhang weniger ausgeprägt. Die geringe Korrelation bei dem Windpark 8 ist durch eine Fehlerfortpflanzung begründet. Bei der Generierung der synthetischen Zeitreihen für Park 8 wurden zunächst Einzel-WEA betrachtet und daran anschließend eine Park-Zeitreihe erstellt. Bei den anderen Parks wurde dagegen direkt eine Park-Zeitreihe modelliert. Im Folgenden wird Windpark 8 zwar weiterhin gezeigt, aber nicht weiter erläutert.

Da die Erträge in nicht zu vernachlässigbarem Maße temperaturabhängig sind (Abbildung 79), wird die Güte der Erträge im Folgenden nicht nur für den gesamten Untersuchungszeitraum eines Jahres, sondern zudem monatlich und tageszeitlich separat betrachtet.

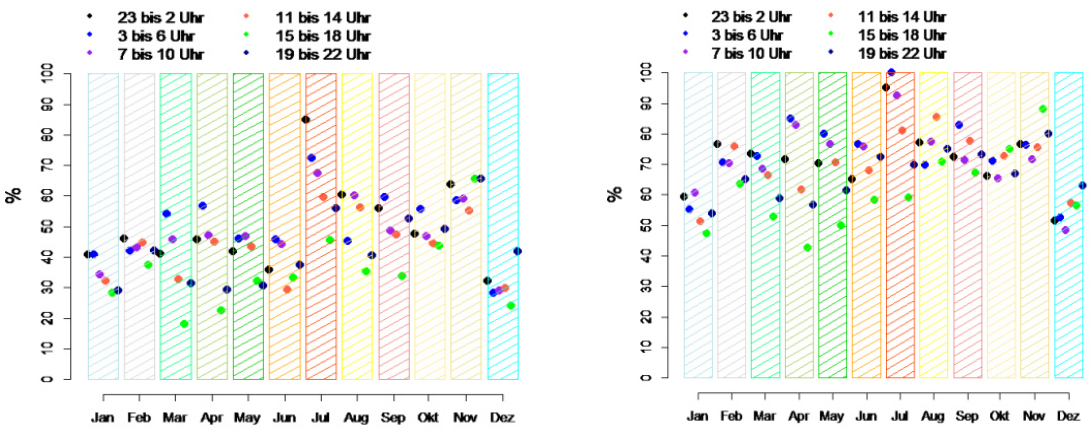


Abbildung 81: a) Differenzen zwischen Beobachtung und Prognose (angegeben in Prozent der Nennleistung), die kleiner als 5 Prozent sind. b) Differenzen zwischen Beobachtung und Prognose (angegeben in Prozent der Nennleistung), die kleiner als 10 Prozent sind (jeweils Windpark 3 – Prognosejahr 2011)

Einen Überblick über die zeitliche und saisonale Fehlerverteilung geben die Abbildung 81 (a) und b), in denen am Beispiel des Windenergieparks 3 die Prognose für das Jahr 2011 dargestellt ist. Gezeigt ist, wieviel Prozent der Differenzen zwischen Beobachtung und Prognose kleiner als 5 Prozent (bzw. 10 Prozent) der Nennleistung des Parks ist. Die Anzahl dieser Prognosen mit relativ kleinem Fehler schwankt in Abhängigkeit von der Jahreszeit (Monat) und dem Tageszeitabschnitt sehr stark. Für Park 3 sind die Prognosen tendenziell nachts besser als tagsüber und in den Sommermonaten besser als im Winter. Bezugnehmend auf die Analyse der anderen Windparks lässt sich dies aber nicht verallgemeinern.

Der 5 %-Wert (Abbildung 81 (a)) und der 10 %-Wert (Abbildung 81 (b)) geben einen guten ersten Eindruck und sind als Jahreswerte in Abbildung 82 für alle Parks vergleichend nebeneinander gestellt. Es ist ersichtlich, dass die Anzahl an Prognosen mit kleinem Fehler von Park zu Park ganz erheblich variiert. So haben für den Park 3 über 40 Prozent der Prognosen eine Differenz zur Beobachtung von weniger als 5 Prozent der Nennleistung, für den Park 2 hingegen sind es nur ca. 25 Prozent. Ausgenommen des Parks 3 und Parks 8 bewegt sich der 5 %-Wert zwischen 22 Prozent und knapp über 30 Prozent, der 10 %-Wert zwischen 50 Prozent und 60 Prozent. Das bedeutet, dass zwischen 50 Prozent und 60 Prozent aller Ertrags-Prognosewerte eine Differenz zum beobachteten Ertrag von weniger als 10 Prozent der Nennleistung haben (Ausnahme Park 3).

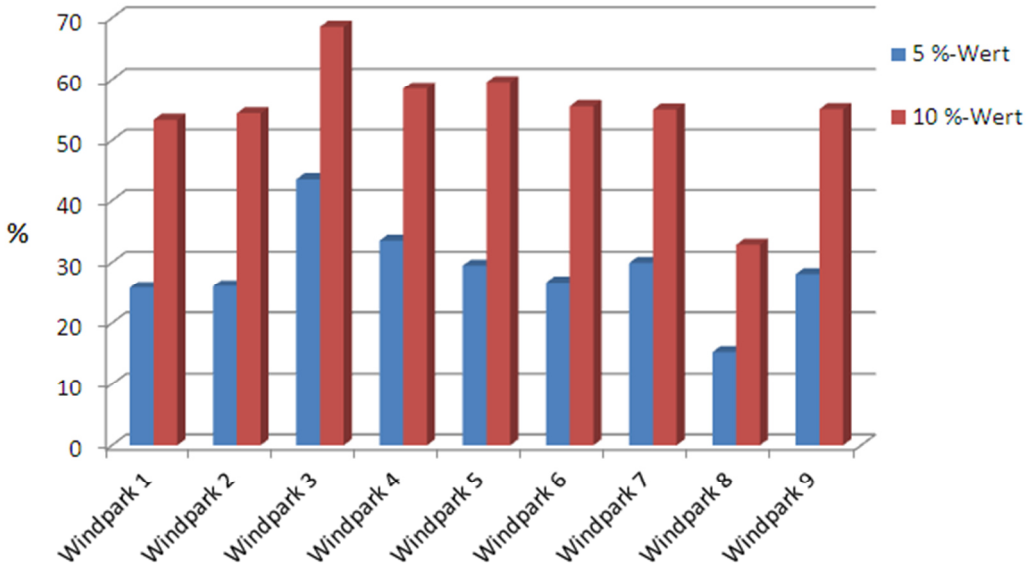


Abbildung 82: 5 %- und 10 %-Wert aller Windparks

Um die Qualität der Prognosen, die in die 5 %- bzw. 10 %-Gruppe gehören, zu beurteilen, wird der RMSE - bezogen auf die Nennleistung - für diese Prognosen bestimmt. Der RMSE ist ein häufig verwendetes Gütemaß, das auf der quadratischen Differenz zwischen Prognose und Beobachtung basiert:

$$RMSE = \frac{1}{Nennleistung} * \sqrt{\frac{\sum(prog_t - obs_t)^2}{n}}.$$

Für eine Bewertung des RMSE ist die Einbeziehung des Prognosehorizonts notwendig. Die Windleistungsprognosen wurden mit Vorhersagen meteorologischer Parameter des Regionalmodells COSMO-EU generiert. Dabei betrug der Prognosehorizont 24 Stunden bis 47 Stunden (Folgetagsprognose).

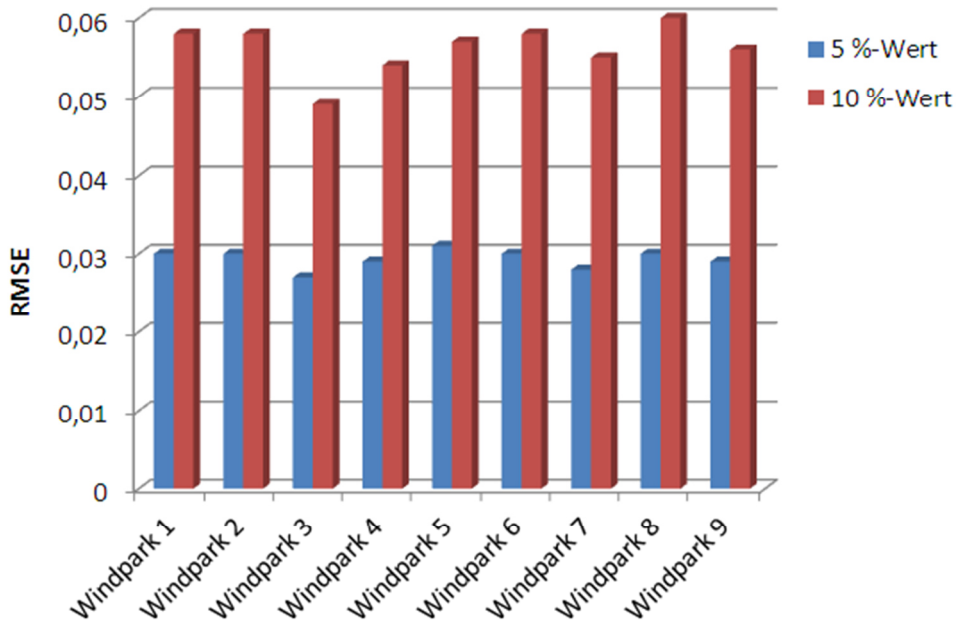


Abbildung 83: RMSE des 5 % und 10 %-Wertes aller Parks

Abbildung 83 zeigt den RMSE der 5 %- und der 10 %-Werte für alle Parks. Nach [93] liegt der RMSE der gesamten eingespeisten Windleistung Deutschlands bei etwa 5 Prozent der installierten Leistung, wobei sich dieser Wert auf die Folgetagsprognose bezieht. Für die Beurteilung des RMSE-Fehlers für Einzelparks ist es wichtig zu beachten, dass der Deutschlandfehler deutlich geringer ist als Einzelparkfehler, da sich die Fehler der Einzelparks räumlich ausgleichen. Basierend auf dieser RMSE-Analyse sind sowohl die 5 %-Werte mit einem RMSE unter 3 Prozent als auch die 10 %-Werte mit einem RMSE zwischen 5 Prozent und 6 Prozent als „sehr gute“ Prognosen zu beurteilen. Zusammenfassend resultiert aus der Abbildung 82 und Abbildung 83, dass etwa 22 – 30 Prozent aller Prognosen einen RMSE kleiner als 3 Prozent der Nennleistung und zwischen 50 und 60 Prozent aller Prognosen einen RMSE kleiner als 5,8 Prozent der Nennleistung haben.

Ein anderes Bild liefert der RMSE über alle Werte des Prognosezeitraums, der erwartungsgemäß deutlich höhere Werte annimmt, da bei dem RMSE als quadratisches Fehlermaß, große Differenzen übergewichtet werden. In Abbildung 84 ist der RMSE - in Abhängigkeit von Monat und Zeitscheibe - exemplarisch für den Park 4 dargestellt. Der Vorhersagehorizont liegt zwischen 24 und 47 Stunden, so dass der RMSE mit Werten zwischen 10 Prozent und 25 Prozent im zu erwartenden Rahmen für Einzelparks liegt. Es zeigen sich Schwankungen des RMSE sowohl in Abhängigkeit von der Tageszeit als auch in Abhängigkeit vom Monat. Diese Schwankungen unterscheiden sich jedoch von Park zu Park. Es lassen sich damit keine Rückschlüsse auf funktionale Zusammenhänge ziehen.

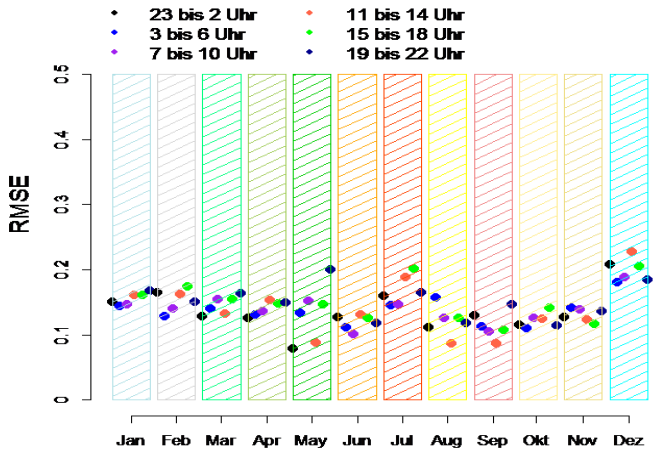


Abbildung 84: RMSE der Prognose für Windpark 4 - 2011

Abbildung 85 stellt den RMSE für alle Parks dar. Wie schon die Untersuchung der 5 %- und 10 %-Werte gezeigt hat, zeichnet sich der Park 3 durch eine besonders gute Prognose aus. In Anbetracht des Vorhersagehorizonts von 24 Stunden bis 47 Stunden ist der mittlere RMSE für alle analysierten Windparks mit ca. 15 Prozent als durchaus zufriedenstellend zu betrachten, auch im Zusammenhang mit den unterschiedlichen regionalen Verhältnissen.

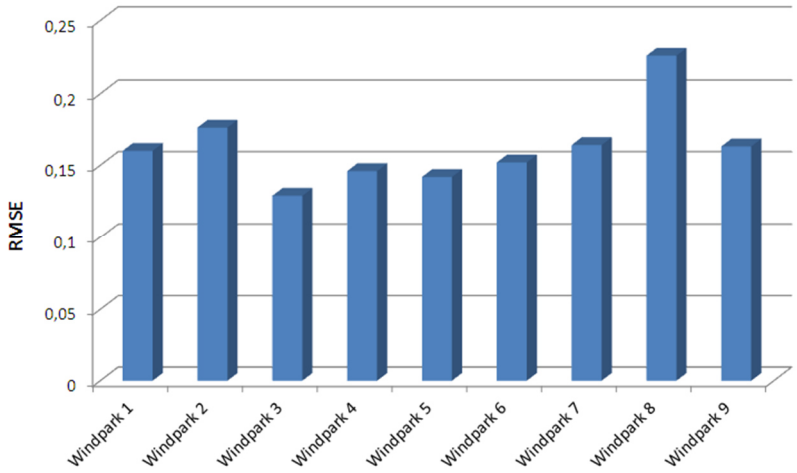


Abbildung 85: RMSE der Prognose für alle Parks

Die zweite Analyse (Abbildung 77) vergleicht die mittels der neuronalen Netze generierten Erträge und die CUBE-Modell Erträge. Als Gütemaß wird wiederum der RMSE verwendet, wobei hier die Analyse windklassenspezifisch erfolgt. Die Analyse der modellierten Erträge in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit gibt einen Einblick in die Struktur der Vorhersagemodelle.

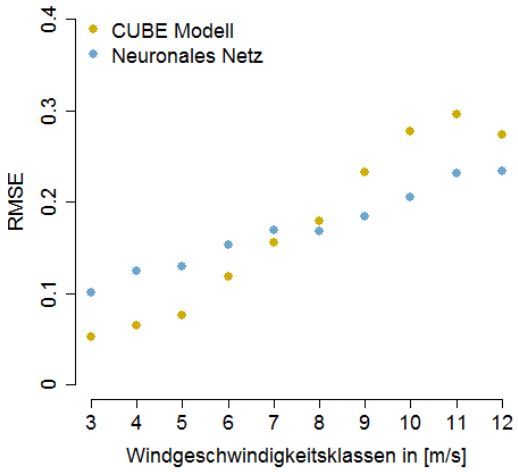


Abbildung 86: Windklassenspezifischer RMSE für Park 4

Abbildung 86 zeigt den windklassenspezifischen RMSE am Beispiel des Windparks 4. Der RMSE unterscheidet sich aufgrund standortspezifischer Bedingungen von Park zu Park. Für alle untersuchten Parks lässt sich jedoch feststellen, dass der Anstieg des RMSE - in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeitsklasse - beim neuronalen Netz weniger steil ist als beim CUBE-Modell. Hieraus resultiert, dass ab etwa 8 m/s das neuronale Netz die Erträge mit geringerem Fehler ermittelt, wohingegen bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten das CUBE-Modell überlegen ist.

Die parkbezogenen Analysen der Ertragsprognosen des neuronalen Netzes - basierend auf synthetischen Erträgen des CUBE-Modells (Analyse 1) - zeigen eine gute Übereinstimmung zwischen Beobachtung und Prognose mit Korrelationskoeffizienten zwischen 0,78 bis 0,84. Etwa ein Drittel der Prognosefehler weicht maximal 5 Prozent von der Parknennleistung ab und ist demzufolge als gut zu bezeichnen. Es gibt eine Kopplung der Güte der Ertragsprognose an saisonale und tageszeitliche Komponenten (Abbildung 84), wobei dieser Zusammenhang von parkspezifischen Komponenten überlagert ist und auf Basis dieser Untersuchungen keine Rückschlüsse möglich sind. Es hat sich gezeigt, dass die synthetischen Ertragszeitreihen, die mit dem CUBE-Modell generiert wurden, als Input für das Training der neuronalen Netze gut geeignet sind.

Der Vergleich zwischen dem neuronalen Netz und dem CUBE-Modell (Analyse 2) ergibt, dass beide Modelle ihre spezifischen Stärken und Schwächen haben. Es bedarf weiterer Justierungen der Modelle und differenzierter Untersuchungen um zu klären, woraus die Unterschiede zwischen den Modellen resultieren. Insgesamt ist ersichtlich, dass die Güte der Modelle von vielen - hier nicht detailliert erfassten - Faktoren abhängig ist. Im Rahmen weiterer Arbeiten wäre eine Kopplung beider Modelle denkbar, um Synergieeffekte zu nutzen. Der maßgebliche Faktor für die Güte der Ertragsprognosen ist allerdings die vorhergesagte Windgeschwindigkeit, die aber immer im Zusammenhang mit der jeweiligen Wetterlage betrachtet werden muss. So gewinnen in Abhängigkeit von den meteorologischen Bedingungen auch andere Parameter - wie z.B. Temperatur- und Druckgradient - an Gewicht. Unabhängig vom Modell oder eventueller Kopplung ist eine Optimierung der meteorologischen Eingangsparameter somit unabdingbar und sollte in weiteren Forschungsarbeiten Beachtung finden.

3.1.5 Simulation des Regelleistungsbedarfs im 100%-EE-Szenario

In diesem Abschnitt wird der Regelleistungsbedarf für das rein erneuerbare Stromversorgungsszenario aus Kapitel 2 bestimmt. Die Ergebnisse sind Abschnitt 3.1.5.2 zu entnehmen. Hierfür werden in Abschnitt 3.1.5.1 das heutige sowie ein neuartiges Verfahren zur Bedarfsbestimmung beschrieben und angewendet.

Es ist davon auszugehen, dass der Bedarf an vorzuhaltender Regelleistung mit dem derzeitigen Dimensionierungsverfahren in Zukunft mit zunehmendem Anteil von wetterabhängigen EE ansteigen würde, da deren Einspeisung nur bis zu einem gewissen Grad genau vorhergesagt werden kann. Zurzeit wird der Bedarf an Sekundärregelleistung und Minutenreserve von den ÜNB mithilfe des Graf-Haubrich-Verfahrens dimensioniert ([68], [69]). Die Idee hinter dem Verfahren ist, dass es verschiedene Fehler gibt, die einen Regelleistungsbedarf verursachen. Für diese Fehler werden Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen erstellt, die dann mithilfe eines mathematischen Verfahrens (Faltung) zu einer gesamten Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung kombiniert werden. Die Fehler, die dabei berücksichtigt werden, sind:

- Lastrauschen: Das Lastrauschen ist die Differenz zwischen der einminütigen Last und dem 15-Minuten-Mittelwert der Last. Die Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung wird mithilfe einer Messung der vertikalen Netzlast mit der zeitlichen Auflösung von einer Minute bestimmt.

- Fahrplansprünge: Dieser Fehler ist auf den Austausch von elektrischer Energie mit dem Ausland zurückzuführen. Kommt es bei einem Stundenwechsel zu einer Änderung des Austauschs, wird die Veränderung des Austauschs als Rampe angenommen. Von dieser Annahme gibt es jedoch Abweichungen, die über diesen Fehler berücksichtigt werden.

- Kraftwerksausfälle: Dieser Fehler ist auf den Ausfall von Kraftwerken zurückzuführen.

- Prognosefehler: Der Prognosefehler kann als eine Zusammensetzung des Wind-, Photovoltaik- und Lastprognosefehlers betrachtet werden. Die Fehlerverteilung wird mithilfe der eingesetzten Sekundärregelleistung und Minutenreserve gebildet.

- Stundensprünge: Dieser Fehler ist auf die Bewirtschaftung von Bilanzkreisen mit Stundenprodukten zurück zu führen. Da die Last innerhalb einer Stunde variiert, gibt es zwangsläufig Differenzen zu den gehandelten Stundenprodukten, die einen konstanten Wert besitzen. Diese Differenzen müssen durch Regelleistung ausgeglichen werden.

Zur Bestimmung des Bedarfs an Sekundärregelleistung werden das Lastrauschen, die Fahrplansprünge, die Kraftwerksausfälle und die Stundensprünge zu einer Fehlerverteilung verknüpft. Mithilfe eines Überschuss- und Defizitniveaus kann dann der Bedarf an positiver und negativer Sekundärregelleistung ermittelt werden.

Zur Bestimmung des Bedarfs an Minutenreserve werden anfangs der Prognosefehler, das Lastrauschen, die Fahrplansprünge und die Kraftwerksausfälle zu einer Gesamtfehlerverteilung verknüpft. Auch hier wird mithilfe eines Überschuss- und Defizitniveaus der Bedarf an positiver und negativer Gesamtreserve ermittelt. Die Differenz zwischen positiver/negativer Gesamtreserve und positiver/negativer Sekundärregelleistung ergibt den Bedarf an positiver/negativer Minutenreserve.

Da der Regelleistungsbedarf mithilfe von historischen Daten bestimmt wird, die nicht auf unterschiedliche Ausbaustufen der erneuerbaren Energien hochgerechnet werden können, kann mit

dem Graf-Haubrich-Verfahren nicht der Bedarf für Zukunftsszenarien bestimmt werden. Daher wird in Studien, in denen der Bedarf für die Zukunft bestimmt wird, ein modifiziertes Graf-Haubrich-Verfahren genutzt, bei dem der Prognosefehler in einen Wind-, Photovoltaik- und Lastprognosefehler aufgeteilt wird [16]. Dieses Vorgehen findet auch hier Anwendung.

Ein Nachteil des Graf-Haubrich-Verfahrens ist, dass aufbauend auf Vergangenheitsdaten der Bedarf für die folgenden drei Monate dimensioniert wird. Dadurch können keine Prognosen für die Einspeisung der Windenergie und Photovoltaik genutzt werden. Daher wird in dieser Arbeit neben dem modifizierten Graf-Haubrich-Verfahren (statische Methode) auch ein neuer Ansatz entwickelt und angewandt (dynamische Methode).

Die Idee hinter der **dynamischen Methode** ist, dass täglich der Bedarf für jede Stunde des Folgetags dimensioniert wird. Dadurch können prognoseabhängige Fehlerverteilungen genutzt werden. Da die Minutenreserve größtenteils bereits täglich ausgeschrieben wird und die Sekundärregelleistung vermutlich zukünftig ebenfalls täglich ausgeschrieben werden wird, ist dies eine realistische Annahme.

Bei der dynamischen und statischen Methode wird der Stundenfehler vernachlässigt. Dies kann damit begründet werden, dass zukünftig durch den zunehmenden Handel von 15 Minuten-Produkten dieser Fehler irrelevant wird [70].

3.1.5.1 Verfahrensbeschreibung und verwendete Daten

Im Folgenden wird die Ermittlung der Fehlerverteilungen für die dynamische und statische Methode vergleichend beschrieben.

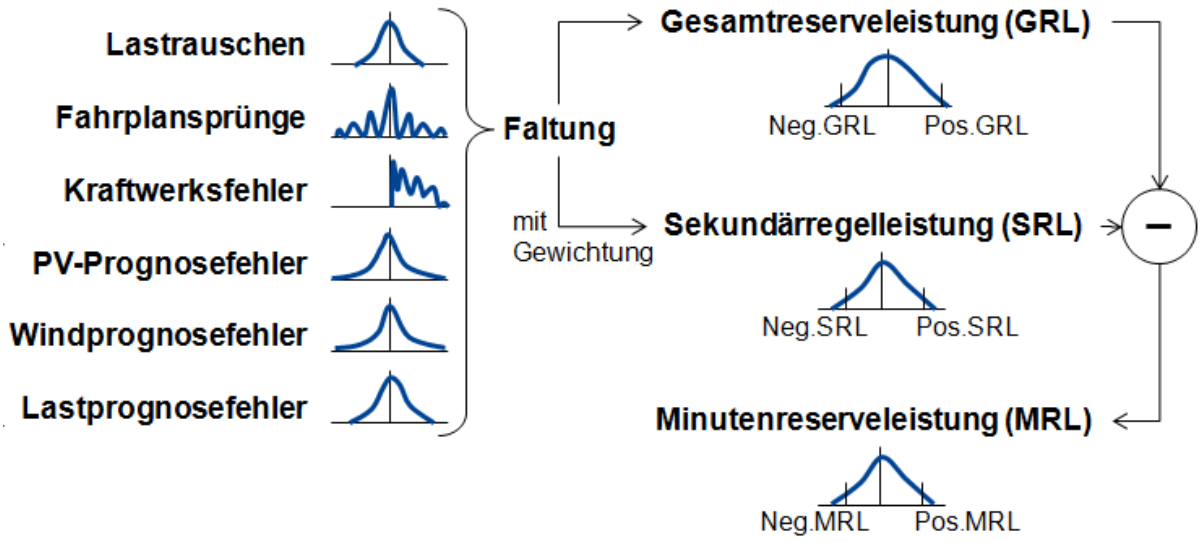


Abbildung 87: Methode zur Dimensionierung des statischen und dynamischen Regelleistungsbedarfs

Lastrauschen

Es wird angenommen, dass es sich beim Lastrauschen um eine Gaußverteilung mit einem Erwartungswert von 0 handelt.

Die Standardabweichung beträgt 0,4 Prozent der Jahreshöchstlast (statisch) oder 0,4 Prozent der für die jeweilige Stunde prognostizierten Last (dynamisch) [16]. Für die dynamische Methode wird die Last der jeweiligen Stunde genutzt, die als Zeitreihe vorliegt.

Fahrplansprünge

Jede Stunde hat fünf Fahrplansprünge, da Elektrizität in 15 Minuten-Intervallen gehandelt wird. Daher werden bei der dynamischen Methode die fünf Viertelstundensprünge der jeweiligen Stunde genutzt. Der erste und der letzte Viertelstundensprung gehen dabei nur halb ein, da sie mit einer Hälfte in einem anderen Stundenintervall liegen. Im Fall der statischen Methode werden alle Fahrplansprünge des Jahres genutzt. Die Fehlerverteilung wird mit Hilfe des Rampenmodells erstellt [68].

Der Austausch mit dem europäischen Ausland ergibt sich aus der Kraftwerkseinsatzplanung. Da dieser Austausch als Stundenwert vorliegt, wird eine Interpolation durchgeführt, um 15 Minuten-Werte zu erhalten.

Kraftwerksausfälle

Für die Simulation von Kraftwerksausfällen wird die Verteilung der Methankraftwerke über die Höchstspannungsnetzknoten des Szenarios (siehe Abbildung 42) herangezogen. Für die statische und die dynamische Methoden wird in einem ersten Schritt eine Fehlerverteilung für jedes Kraftwerk erstellt, wobei für die dynamische Methode nur die Kraftwerke berücksichtigt werden, die laut Simulation in der jeweiligen Stunde in Betrieb sind. Die Fehlerverteilung besteht aus einer Ausfallwahrscheinlichkeit, einer Teilausfallwahrscheinlichkeit und einer Wahrscheinlichkeit für einen normalen Betrieb. Die Wahrscheinlichkeiten werden bei den dazugehörigen Leistungswerten eingetragen. So wird z.B. die Wahrscheinlichkeit für einen normalen Betrieb bei Nennleistung eingetragen. Die einzelnen Fehlerverteilungen werden dann zu einer gemeinsamen Fehlerverteilung für den Kraftwerksfehler verknüpft (Faltung).

Für die dynamische Methode werden die Einspeisezeitreihen der Methankraftwerke verwendet. Die zur Erzeugung der Fehlerzeitreihen benötigten (Teil-)Ausfallwahrscheinlichkeiten und die Leistungsreduzierung bei einem Teilausfall können [68] entnommen werden. Die Volllaststunden werden mit 4.000 Stunden angenommen.

Lastprognosefehler

Genau wie beim Lastrauschen wird auch hier angenommen, dass der Lastprognosefehler sich entsprechend einer Gaußverteilung verhält.

Die Standardabweichung beträgt 0,8 Prozent der Jahreshöchstlast (statisch) oder 0,8 Prozent der für die jeweilige Stunde prognostizierten Last (dynamisch) [16]. Für die dynamische Methode wird die Last der jeweiligen Stunde genutzt, die als Zeitreihe vorliegt. Für die statische Methode wird die Jahreshöchstlast verwendet.

Windprognosefehler

Es existiert ein großer Unterschied zwischen der statischen und dynamischen Methode im Fall des Windprognosefehlers. Dennoch werden für beide Verfahren die nRMSE-Skalierung und die Kerndichteschätzung benötigt.

Die **nRMSE-Skalierung** wird benötigt, wenn die historische Zeitreihe des Windprognosefehlers, die zur Dimensionierung genutzt wird, einen nRMSE hat, der von dem nRMSE des Szenarios abweicht.

Der nRMSE ist ein Indikator für die Qualität einer Schätzung und kann somit auch auf die Prognose angewandt werden. Der nRMSE wird folgendermaßen berechnet:

$$nRMSE = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}(x_{1,i} - x_{2,i})^2}{n}}}{x_{max} - x_{min}}$$

x_1 ist der Schätzwert oder die Prognose, und x_2 ist der reale Wert. n ist die Anzahl der Stichproben und x_{max} und x_{min} sind der Maximal- bzw. Minimalwert der Stichprobe.

Im Fall der statischen Methode wird der 1 h-Prognosefehler mit dem nRMSE-Faktor multipliziert:

$$nRMSE\ Faktor = \frac{nRMSE_{Szenario}}{nRMSE_{historische_Zeitreihe}}$$

Im Fall der dynamischen Dimensionierung werden zwei Zeitreihen genutzt. Zum einen der 1 h-Prognosefehler und zum anderen die Vortagsprognose, da aufbauend auf der Vortagsprognose der 1 h-Prognosefehler abgeschätzt wird. Genau wie bei der statischen Methode wird auch bei der dynamischen Methode der 1 h-Prognosefehler mit dem nRMSE-Faktor multipliziert. Bei der Vortagsprognose wird nur der Prognosefehler mit dem nRMSE-Faktor multipliziert. Der derart veränderte Prognosefehler wird dann zu der Einspeisung addiert, um die neue Prognosezeitreihe zu erhalten.

Mit Hilfe der **Kerndichteschätzung** [71] kann eine stetige Verteilung aus einer Stichprobe abgeleitet werden. Im Fall der statischen Methode wird die Kerndichteschätzung genutzt, um eine Fehlerverteilung des 1 h-Prognosefehlers zu generieren. Im Fall der dynamischen Methode wird eine zweidimensionale Fehlerverteilung erzeugt. Eine Dimension ist die Vortagsprognose, die andere Dimension ist der 1 h-Prognosefehler.

Im Folgenden wird die Kerndichteschätzung anhand der dynamischen Methode beschrieben. Jedes Datenpaar der historischen Zeitreihe aus Vortagsprognose und 1 h-Prognosefehler wird durch einen zweidimensionalen Gaußkern ersetzt. Alle Gaußkerne werden dann zu einer Verteilung addiert.

$$f(y_1, y_2) = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} \frac{e^{-\frac{1}{2}(\frac{y_1 - y_{1,i}}{h_1})^2}}{h_1\sqrt{2\pi}} \cdot \frac{e^{-\frac{1}{2}(\frac{y_2 - y_{2,i}}{h_2})^2}}{h_2\sqrt{2\pi}}$$

f ist die Wahrscheinlichkeit für das Datenpaar (y_1, y_2). y_1 ist der 1 h-Prognosefehler, y_2 ist die Vortagsprognose und n ist die Stichprobenanzahl. h_1 und h_2 sind die Bandbreiten für den 1 h-Prognosefehler und den Vortagsprognosefehler. Die Bandbreite muss größer als Null sein. Die Bandbreite h_1 wird folgendermaßen berechnet:

$$h_1=\left(\frac{4}{(d+2)n}\right)^{\frac{1}{d+4}}\sigma_1$$

Die Bandbreite h_2 für die Vortagsprognose wird anhand der gleichen Formel berechnet. *d* ist die Anzahl der Dimensionen. Bei der dynamischen Methode ist d=2, bei der statischen Methode gilt d=1. σ_1 ist die Standardabweichung für den 1 h-Prognosefehler, die ebenfalls für die Vortagsprognose berechnet werden muss. Eine robuste Abschätzung der Standardabweichung ist hierbei zu bevorzugen, um u.a. mögliche Ausreißer der Stichprobe handhaben zu können. Daher wird die Standardabweichung entsprechend folgender Formel berechnet:

$$\sigma_1 = \frac{median|y_{1,i} - \tilde{y}_1|}{0{,}6745}$$

$\tilde{y}_1$ ist der Median der Stichprobe. Die Standardabweichung der Vortagsprognose wird ebenfalls entsprechend dieser Formel berechnet.

In einem letzten Schritt wird aufbauend auf der Vortagsprognose die diesem Prognosewert zugehörige Verteilung aus der zweidimensionalen Kerndichteschätzung ausgeschnitten. Diese vortagsprognoseabhängige Verteilung des 1 h-Prognosefehlers geht in die Dimensionierung ein.

Im Fall der statischen Methode reduziert sich die Berechnung der Fehlerverteilung mit Hilfe der Kerndichteschätzung zu:

$$f(y_1) = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\frac{e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{y_1-y_{1,i}}{h_1}\right)^2}}{h_1\sqrt{2\pi}}$$

Abbildung 88 enthält das Beispiel einer zweidimensionalen Kerndichteschätzung für den Windprognosefehler. Es ist zu erkennen, dass der Prognosefehler bei einem hohen und bei einem geringen Prognosewert klein ist.

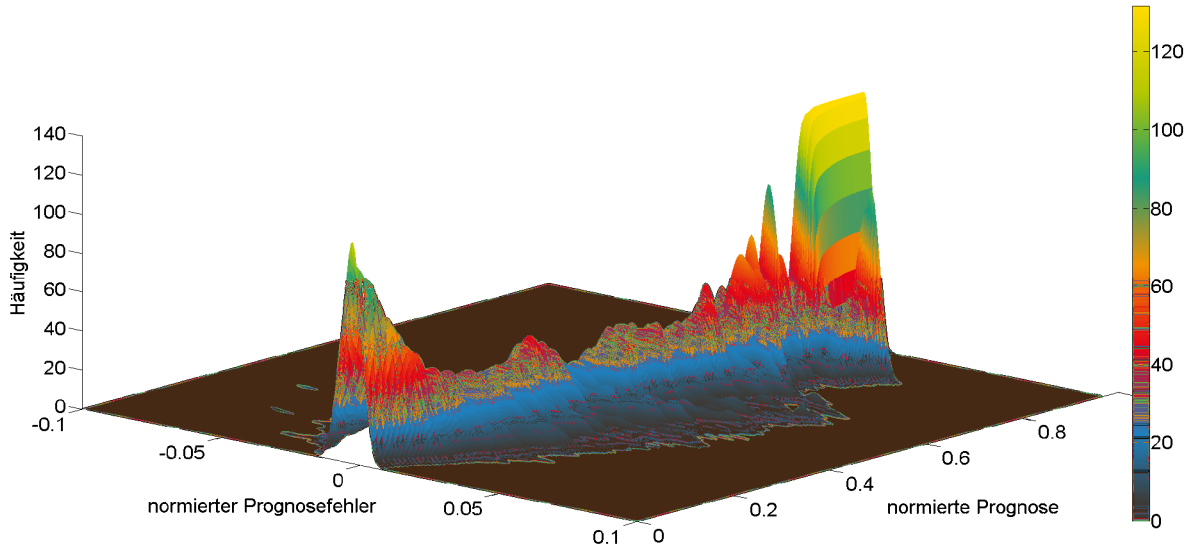


Abbildung 88: Darstellung einer zweidimensionalen Kerndichteschätzung für den Windprognosefehler

Bei den historischen Zeitreihen für die Kerndichteschätzung handelt es sich um die Prognose- und Einspeisewerte für Deutschland aus dem Jahr 2010. Die Vortagsprognose und die Einspeisewerte der

Windenergie können der EEX-Transparenzplattform [72] entnommen werden. Zur Erzeugung der Kurzfristprognose wurde ein am IWES entwickeltes Modell verwendet, das u.a. in [90] genutzt wurde. Da für das 100%-EE-Szenario keine Prognosen erstellt wurden, wird die für das Szenario erzeugte Einspeisezeitreihe als Vortagsprognose für die Dimensionierung genutzt. Da sich die Mittelwerte und die Schwankungen um den Mittelwert für die Prognose und die Einspeisung ähneln, wird die Verwendung der Einspeisung anstelle der Prognose kaum einen Einfluss auf die Dimensionierung haben.

Als maximaler nRMSE der 1 h-Prognose für das Szenario wird der in [16] angenommene nRMSE von 0,86 Prozent angesetzt [16]. Da dieser Wert für das Jahr 2020 gilt, werden für das 100%-EE-Szenario noch ein mittlerer (0,78 Prozent) und ein minimaler nRMSE (0,69 Prozent) angenommen, was mit Prognoseverbesserung im Zuge einer stärkeren Online-Vermessung der Windparks begründet wird. Die Dimensionierung wird für einen nRMSE von 0,78 Prozent durchgeführt, der maximale und minimale nRMSE werden für eine Sensitivitätsanalyse genutzt. Für den Vortagsprognosefehler werden keine Verbesserungen angenommen, da hierfür die verstärkte Online-Erfassung irrelevant ist.

Photovoltaikprognosefehler

Bei der Erzeugung der Fehlerverteilungen für den Photovoltaikprognosefehler wird genauso vorgegangen wie beim Windprognosefehler. Der einzige Unterschied ist, dass bei der dynamischen Methode nicht der Vortagsprognosewert direkt verwendet wird, sondern ein auf die maximale Einspeiseleistung normierter Vortagsprognosewert. Die maximale Einspeiseleistung ist durch den Sonnenstand vorgegeben. Der Vorteil ist, dass dadurch berücksichtigt werden kann, dass z.B. bei einer maximalen Einspeisung in den Morgenstunden keine negative Regelleistung vorgehalten werden muss. Würde nur die Leistung berücksichtigt werden, hätte dieser Vorteil nicht erreicht werden können, da eine maximale Einspeisung in den Morgenstunden einer mittleren Einspeisung zur Mittagszeit entspricht, bei der negative Regelleistung vorgehalten werden muss.

Bei den historischen Zeitreihen für die Kerndichteschätzung handelt es sich um die Prognose- und Einspeisewerte für Deutschland aus dem Jahr 2010. Die Vortagsprognose und die Einspeisewerte der Photovoltaik können ebenfalls der EEX Transparenzplattform [72] entnommen werden. Die 1 h-Prognose wird mit Hilfe eines Modells, das im Rahmen einer Masterarbeit am IWES erstellt wurde [91], berechnet. Das Modell ermittelt unter Berücksichtigung des letzten gemessenen Leistungswertes $P_{Einsp.}$ zum Zeitpunkt t und der Vortagsprognose P_{VP} für die Zeitpunkte $t + x$ und t die Kurzfristprognose P_{KP} für den Zeitpunkt $t + x$:

$$P_{KP}\,(t+x) = P_{Einsp.}(t) + (P_{VP}(t+x) - P_{VP}(t)) \cdot \frac{P_{Einsp.}(t)}{P_{VP}(t)}$$

Eine Ausnahme wird in den Morgenstunden gemacht, da da hier der Term $\frac{P_{Einsp.}(t)}{P_{VP}(t)}$ aufgrund der kleinen absoluten Werte beider Leistungen sehr klein oder sehr groß werden kann. Um dieses Problem handhaben zu können, wird bei Vortagsprognosewerten, die kleiner als 20 Prozent des maximalen Vortagsprognosewertes sind, anders vorgegangen. Hierbei ergibt sich der Prognosewert, indem die Vortagsprognose mit einem Faktor multipliziert wird und obige Formel mit einem 1h-

Faktor multipliziert wird. Der Faktor ist der Quotient aus dem Verhältnis des Vortagsprognosewertes der betreffenden Stunde und 20 Prozent des maximalen Vortagsprognosewertes. Des Weiteren werden Kurzfristprognosewerte, die größer als die durch den Sonnenstand vorgegebene maximale Einspeisung sind, auf den Wert der maximalen Einspeisung begrenzt. Mit Hilfe dieser Methode konnte für die 1 h-Kurzfristprognose ein nRMSE von 1,65 Prozent erreicht werden. Die für die dynamische Dimensionierung benötigten Einspeisewerte der Photovoltaik können ebenfalls dem 100%-EE-Szenario entnommen werden.

Der ermittelte nRMSE von 1,65 Prozent wird als maximaler nRMSE für das 100%-EE-Szenario angesetzt. Da Strahlungsvorhersagen mit größeren Fehlern als Windvorhersagen behaftet sind [76], wird ein Aufschlag von 30 Prozent auf den minimalen und mittleren nRMSE der 1 h-Windprognose angesetzt, um den mittleren und minimalen nRMSE für die 1 h-Photovoltaikprognose zu erhalten. Der mittlere nRMSE beträgt somit 1,01 Prozent und der minimale 0,89 Prozent. Der mittlere nRMSE wird für die Dimensionierung verwendet. Die minimalen und maximalen nRMSE werden für eine Sensitivitätsanalyse verwendet.

Sicherheitsniveaus und Skalierung des Wind-, Photovoltaik- und Lastprognosefehlers

Entsprechend [69] werden als Defizit-/Überschusswahrscheinlichkeit 0,0225 Prozent im Fall der Gesamtreserve und 0,0025 Prozent im Fall der Sekundärregelleistung angesetzt.

Um das Verhältnis zwischen Sekundärregelleistung und Minutenreserve auf ein zu heute vergleichbares Niveau zu bringen, werden der Wind-, Photovoltaik- und Lastprognosefehler auch bei der Dimensionierung der Sekundärregelleistung berücksichtigt. Hierzu werden die Verteilungen dieser Fehler mit dem Faktor 0,33 multipliziert, und gehen anschließend in die Faltung für die Erzeugung der Verteilung der Sekundärregelleistung ein. Die Herleitung des Faktors ist in [6] beschrieben.

3.1.5.2 Ergebnisse

Abbildung 89 und Abbildung 90 enthalten die Ergebnisse der dynamischen (durchgezogene Linie) und statischen (gestrichelte Linie) Methode für das rein erneuerbare Stromversorgungsszenario aus Kapitel 2. Abbildung 89 enthält die Ergebnisse für die positive und Abbildung 90 die Ergebnisse für die negative Gesamtreserve. Die Gesamtreserve entspricht der Summe aus Minutenreserve und Sekundärregelleistung.

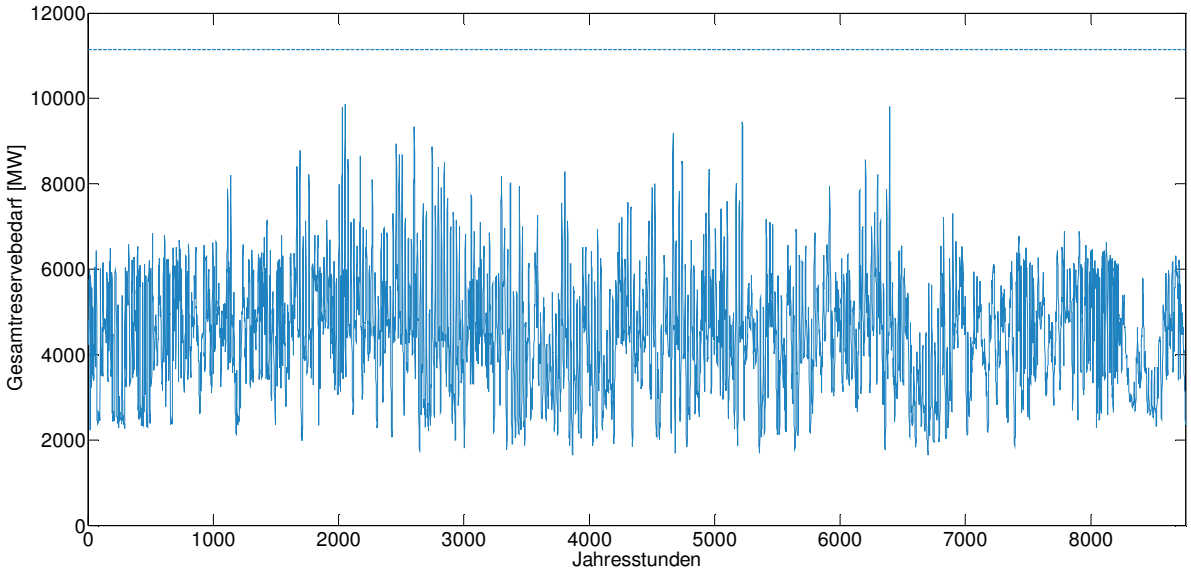


Abbildung 89: Verlauf des positiven Gesamtreservebedarfs für das Szenarienjahr entsprechend der dynamischen (durchgezogene Line) und der statischen (gestrichelte Line) Methode

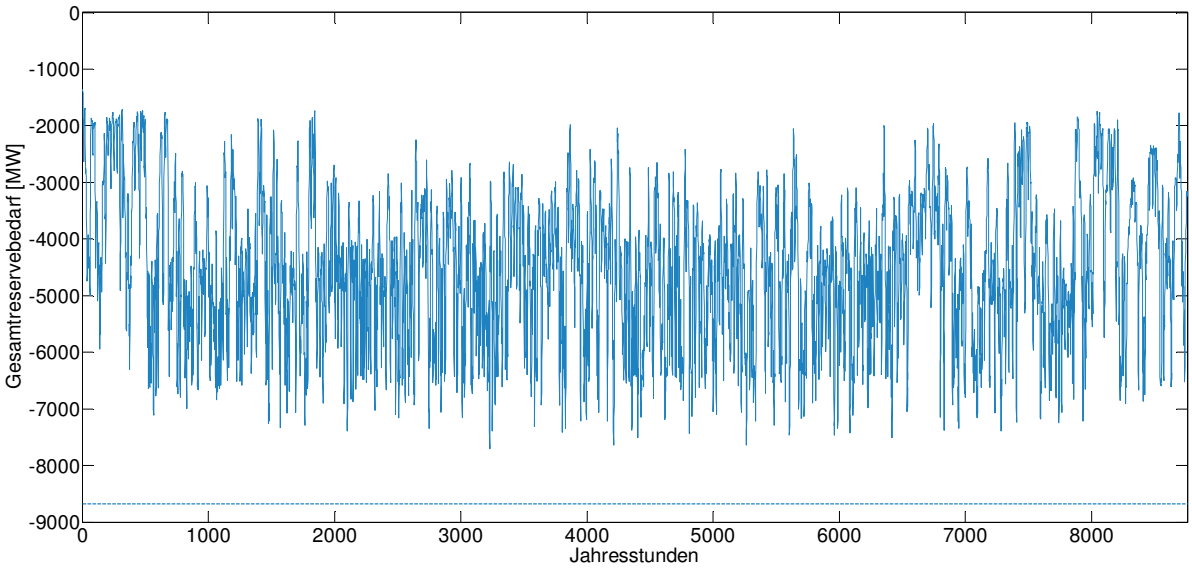


Abbildung 90: Verlauf des negativen Gesamtreservebedarfs für das Szenarienjahr entsprechend der dynamischen (durchgezogene Line) und der statischen (gestrichelte Line) Methode

Drei Ergebnisse sind dabei auffällig:

- Der mittlere Bedarf entsprechend der dynamischen Methode liegt weit unterhalb des Bedarfs entsprechend der statischen Methoden von 8.674 MW (neg.) und 11.149 MW (pos.), obwohl das gleiche Sicherheitsniveau angesetzt wird.

- Der maximale Bedarf entsprechend der dynamischen Methode von 9.870 MW (pos.) und 7.702 MW (neg.) liegt ebenfalls unterhalb des Bedarfs entsprechend der statischen Methode.

- Der minimale Bedarf entsprechend der dynamischen Methode von 1.650 MW (pos.) und 1.347 MW (neg.) liegt sogar deutlich unterhalb des zurzeit ausgeschriebenen Regelleistungsbedarfs von circa 4.500 MW.

Tabelle 18 enthält einen Vergleich der statischen und dynamischen Methode. Ebenfalls angegeben ist der Regelleistungsbedarf im 4. Quartal 2012.

Tabelle 18: Vergleich des Gesamtreservebedarfs und des Bedarfs an Minutenreserve, Primär- und Sekundärregelleistung. Verglichen werden die Bedarfe entsprechend der statischen und dynamischen Methode mit dem Bedarf im 4. Quartal 2012.

	Statisch (100 % EE)		Dynamisch (100 % EE)		Bedarf (4.Quartal 2012)	
	Pos. [MW]	Neg. [MW]	Pos. [MW]	Neg. [MW]	Pos. [MW]	Neg. [MW]
Ø GR	11.149	8.674	4.488	4.490	4.535	4.562
min GR	-	-	1.650	1.347	-	-
max GR	-	-	9.870	7.702	-	-
Ø SRL	4.593	3.848	2.031	2.022	2.109	2.149
min SRL	-	-	795	820	-	-
max SRL	-	-	4.437	4.435	-	-
Ø MRL	6.556	4.826	2.457	2.468	2.426	2.413
min MRL	-	-	188	125	-	-
max MRL	-	-	5.963	4.522		-
PRL	592	592	592	592	592	592

Die Vorteilhaftigkeit der dynamischen Methode ist auch aus dem tabellarischen Vergleich erkennbar. Würde die statische Methode beibehalten werden, ergäbe sich gegenüber dem 4. Quartal 2012 ungefähr eine Verdopplung des Bedarfs. Durch die dynamische Methode kann der durchschnittliche Bedarf hingegen konstant gehalten werden.

Einfluss der einzelnen Fehler auf den Gesamtreservebedarf

Um den Einfluss der einzelnen Fehler auf den Gesamtreservebedarf abzuschätzen, wurde der Zeitraum 2.000 Stunden bis 2.400 Stunden genauer betrachtet. Dieser Zeitraum wurde bewusst ausgewählt, weil hier der Einfluss der Photovoltaik nicht überschätzt (Sommer) aber auch nicht unterschätzt (Winter) wird.

Abbildung 91 und Abbildung 92 enthalten neben dem Gesamtreservebedarf auch den Bedarf für die einzelnen Fehler, wenn das gleiche Sicherheitsniveau wie bei der Dimensionierung des Gesamtreservebedarfs angesetzt wird. Die Summe der einzelnen Fehler ist dabei größer, als der

Gesamtreservebedarf, da durch die Faltung Ausgleichseffekte, die den Bedarf reduzieren, genutzt werden.

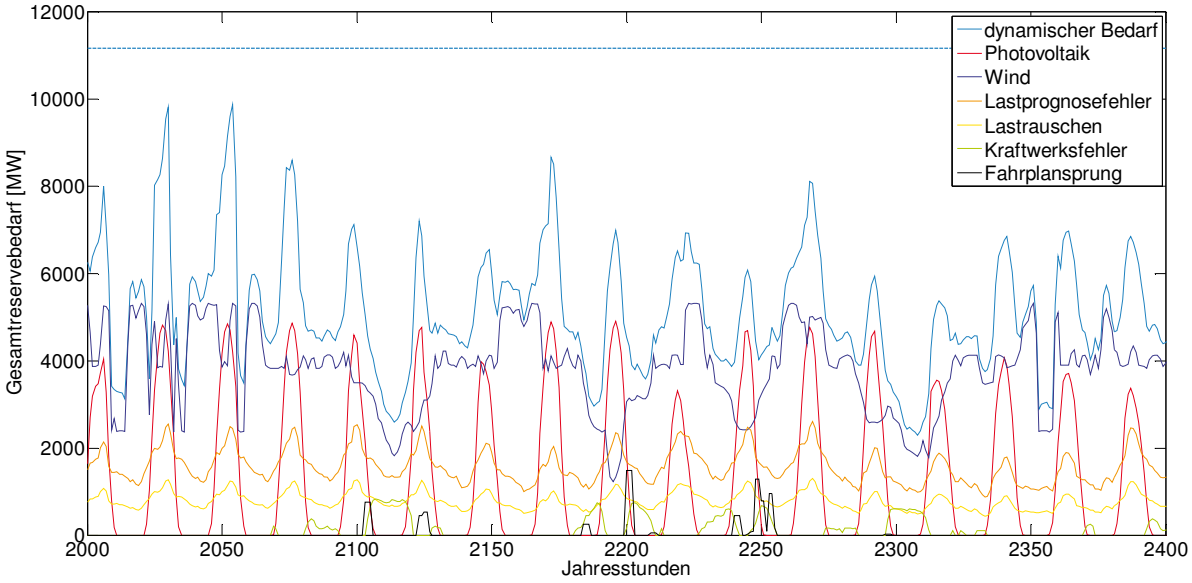


Abbildung 91: Darstellung des positiven Gesamtreservebedarfs und des Bedarfs für die einzelnen Fehler

Anhand von Abbildung 91 ist zu erkennen, dass der Windprognosefehler der dominierende Fehler ist. Weiterhin weisen der Verlauf des Lastprognosefehlers, des Lastrauschens und des Photovoltaikprognosefehlers einen Tageszyklus auf. Dieser Tageszyklus ist auch beim Gesamtreservebedarf erkennbar. Ein hoher Gesamtreservebedarf tritt immer dann auf, wenn Wind- und Photovoltaikprognosefehler gleichzeitig groß sind. Der Kraftwerksfehler und die Fahrplansprünge haben eher einen geringen Einfluss auf den Gesamtreservebedarf.

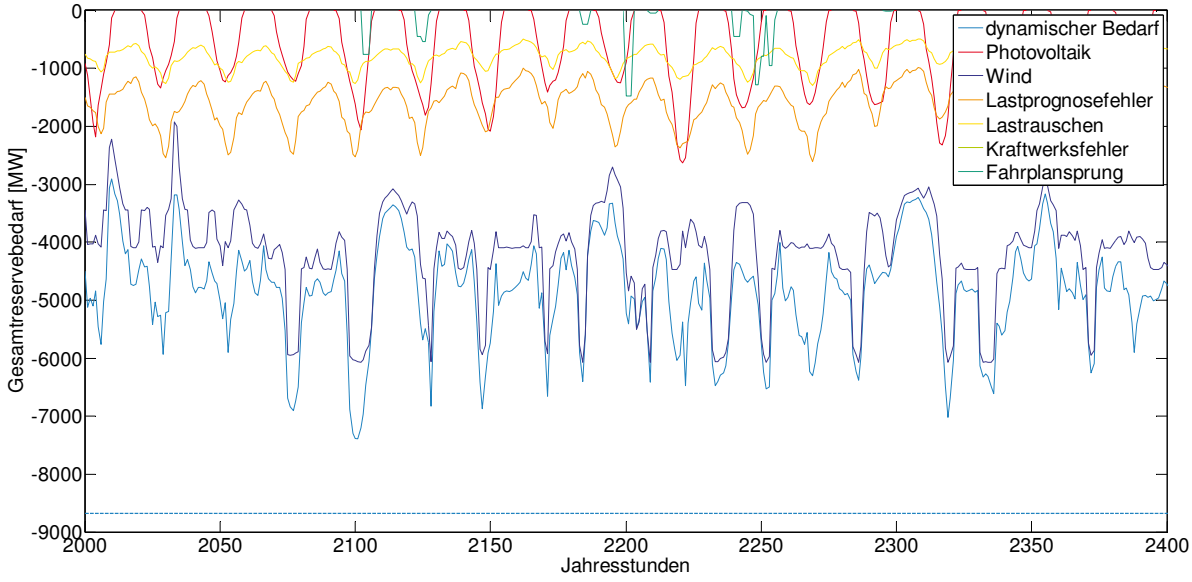


Abbildung 92: Darstellung des negativen Gesamtreservebedarfs und des Bedarfs für die einzelnen Fehler

Anhand von Abbildung 92, welche den negativen Gesamtreservebedarf darstellt, ist zu erkennen, dass ebenfalls der Windprognosefehler der dominante Fehler ist. Auch hier weisen der Photovoltaik- und der Lastprognosefehler und das Lastrauschen einen Tageszyklus auf. Zusammen mit dem Windprognosefehler sorgen diese drei Fehler für die Spitzen des Gesamtreservebedarfs. Die

Fahrplansprünge haben kaum einen Einfluss auf den Gesamtreservebedarf. Den Kraftwerksfehler gibt es im Fall der negativen Regelleistung nicht.

Sensitivitätsanalyse

Bei der Sensitivitätsanalyse werden nur Variationen des Wind- und Photovoltaikprognosefehlers betrachtet, da diese die entscheidenden Faktoren sind, wie aus den vorherigen Auswertungen ersichtlich ist.

Tabelle 19: Vergleich des durchschnittlichen Bedarfs an Gesamtreserve bei unterschiedlichen nRMSE Werten des Wind- und Photovoltaikprognosefehlers

		nRMSE Windprognosefehler					
		0,69%		0,78%		0,86%	
		pos.[MW]	neg.[MW]	pos.[MW]	neg.[MW]	pos.[MW]	neg.[MW]
nRMSE Photovoltaik-prognosefehler	**0,89 %**	4.109	4.087	4.267	4.465	4.714	4.807
	1,01 %	4.172	4.113	4.488	4.490	4.774	4.831
	1,65 %	4.542	4.295	4.853	4.663	5.134	4.998

Es ist zu erkennen, dass sich gegenüber den Referenzwerten von 4.488 MW (pos.) und 4.490 MW (neg.) eine maximale Steigerung des Gesamtreservebedarfs von 14,39 Prozent (pos.) und von 11,31 Prozent (neg.) ergibt. Der minimale Bedarf liegt 8,44 Prozent (pos.) und 8,98 Prozent (neg.) unterhalb der Referenzwerte.

Ausgleich des Prognosefehlers auf Bilanzkreisebene

Durch die Einführung der Marktprämie werden immer mehr Wind- und Photovoltaikparks direkt vermarktet. Die Direktvermarkter sind dabei Bilanzkreisverantwortliche, deren Pflicht es ist, durch eine entsprechende Sorgfalt bei der Fahrplanerstellung die Bilanzkreisabweichungen möglichst gering zu halten [73]. Hierbei ist nicht definiert, was entsprechende Sorgfalt für Wind- und Photovoltaikparks bedeutet: Soll der Prognosefehler, der nach dem Handel am kurzfristigsten Spotmarkt noch entsteht, durch Maßnahmen auf Bilanzkreisebene ausgeglichen werden oder nicht?

Um eine Hilfestellung bei der Beantwortung dieser wichtigen Frage zu geben, wurde mithilfe der dynamischen und statischen Methode ausgewertet, welcher zusätzliche Regelleistungsbedarf sich ergeben würde, wenn der 1 h-Wind- und 1 h-Photovoltaikprognosefehler auf Bilanzkreisebene ausgeglichen werden würde. Der zusätzliche Regelleistungsbedarf entsteht deshalb, weil keine Ausgleichseffekte zwischen den Bilanzkreisen genutzt werden können, wenn diese selbst den 1 h-Prognosefehler ausgleichen müssen. Unter Regelleistung wird hierbei neben der Regelleistung, die durch den ÜNB eingesetzt wird, auch der Leistungsbedarf auf Bilanzkreiseben betrachtet.

Für die Auswertungen wird angenommen, dass sich alle Windparks in einem Bilanzkreis befinden und dass sich alle Photovoltaikparks in einem anderen Bilanzkreis befinden. Weiterhin wird angenommen, dass die Bilanzkreise den 1 h-Prognosefehler zu unterschiedlichen Graden auf

Bilanzkreisebene ausgleichen müssen. Diese sind 95 Prozent, 99 Prozent und 99,95 Prozent. Im Fall der statischen Methode wird dabei die Verteilung des 1 h-Prognosefehler genutzt, um die Leistungen bei den Sicherheitsniveaus 95 Prozent, 99 Prozent und 99,95 Prozent abzulesen. Die darüber hinaus gehenden Fehler muss der ÜNB decken, was dadurch berücksichtigt wird, dass die um den Ausgleich der Bilanzkreisverantwortlichen bereinigten Fehlerverteilungen in die Berechnung des Regelleistungsbedarfs eingehen. Der Unterschied zum Vorgehen bei der dynamischen Methode ist, dass hier eine prognoseabhängige 1 h-Prognosefehlerverteilung genutzt wird.

Anhand von Abbildung 93 ist der deutliche Anstieg des Regelleistungsbedarfs entsprechend der statischen Methode zu erkennen, wenn der 1 h-Prognosefehler auf Bilanzkreisebene ausgeglichen wird. Dabei nimmt der Bedarf umso mehr zu, je größer der Grad des Ausgleichs auf Bilanzkreisebene ist.

Bei der dynamischen Methode ist der Anstieg des Regelleistungsbedarfs für jede Stunde unterschiedlich. Durchschnittlich steigt der Bedarf bei einem 99 %-Ausgleich auf Bilanzkreisebene um 23,25 Prozent (positiv) bzw. 17,56 Prozent (neg.) an.

Die Auswertungen zeigen, dass ein Ausgleich des 1 h-Prognosefehlers zu einem deutlichen Anstieg des Regelleistungsbedarfs führen würde. Daher sollten weder Vorschriften noch finanzielle Anreize in Form eines entsprechenden Ausgleichsenergiepreissystems geschaffen werden, die zu einem Ausgleich des 1 h-Prognosefehlers auf Bilanzkreiseben führen würden.

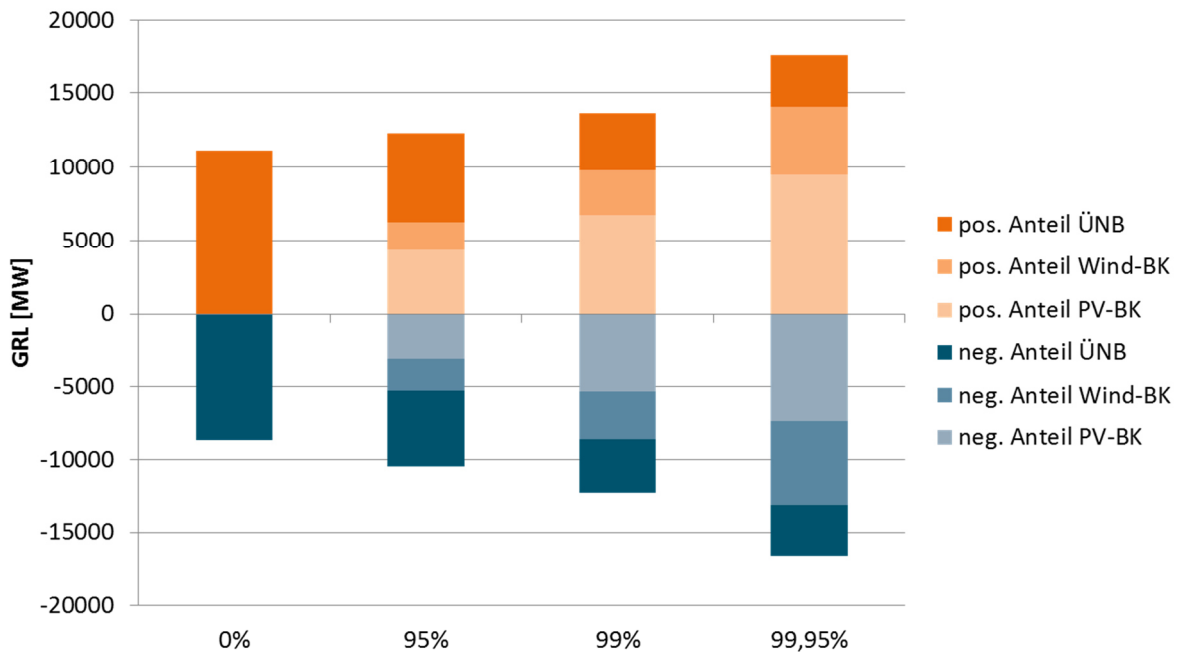


Abbildung 93: Regelleistungsbedarf bei unterschiedlichen Graden des Ausgleichs des 1 h-Prognosefehlers der Windenergie und Photovoltaik auf Bilanzkreisebene bei Nutzung der statischen Methode

Primärregelleistung

Der Bedarf an Primärregelleistung wird von der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) berechnet und orientiert sich an der Leistung der zwei größten Kraftwerke

in Europa. Dieser Bedarf wird dann entsprechend der Anteile der einzelnen Länder am Gesamtstromverbrauch des UCTE Gebiets auf diese Länder aufgeteilt [74]. Der Anteil Deutschlands an dieser Leistung betrug im Jahr 2012 ±592 MW [75]. Es wird angenommen, dass sich der Bedarf an Primärregelleistung im 100%-EE-Szenario gegenüber dem heutigen Bedarf nicht verändern wird.

3.1.6 Simulation der Deckung des Regelleistungsbedarfs im 100%-EE-Szenario

Für die Berechnung der Deckung des Regelleistungsbedarfs im 100%-EE-Szenario aus Kapitel 2 wurde die Kraftwerkseinsatzplanung von Siemens verwendet. Für die Deckung des Bedarfs kommen im Szenario die folgenden Anlagentechnologien in Frage: Methankraftwerke, Biomassekraftwerke, Power-to-Gas-Anlagen, Batterien, Pumpspeicher und Wind- und Photovoltaikparks. Dabei wird angenommen, dass Wind- und Photovoltaikparks entsprechend dem Verfahren „mögliche Einspeisung“ (siehe Abschnitt 3.1.2.1) Regelleistung erbringen.

Jede Anlage kann nur einen gewissen Teil ihrer Leistung als Regelleistung zur Verfügung stellen. Diese Anteile sind für die einzelnen Anlagen:

Wind- und Photovoltaikparks

- Positive Regelleistung: die mögliche Einspeisung abzüglich der Einspeiseleistung ergibt das Potenzial für positive Regelleistung.
- Negative Regelleistung: Das Potenzial entspricht der Einspeisung.

Pumpspeicher und Batterien

- Positive Regelleistung: Das Potenzial entspricht der maximalen Erzeugungsleistung abzüglich der aktuellen Leistung. Zusätzlich ist die Regelleistungserbringung durch die aktuelle Speicherkapazität begrenzt. Es kann nur die Leistung angeboten werden, für die auch die notwendige Energie für eine komplette Stunde im Speicher vorhanden ist.
- Negative Regelleistung: Das Potenzial entspricht der maximalen Verbrauchsleistung abzüglich der aktuellen Leistung. Auch hier gilt die Begrenzung durch die Speicherkapazität.

Power-to-Gas-Anlagen

- Positive Regelleistung: Das Potenzial entspricht der Verbrauchsleistung.
- Negative Regelleistung: Das Potenzial entspricht der Differenz aus maximaler Verbrauchsleistung und aktueller Verbrauchsleistung.

Vor-Ort-Bioenergieanlagen

- Positive Regelleistung: Das Potenzial entspricht der Differenz zwischen der Nennleistung der netzverbundenen Anlagen und deren aktueller Einspeisung. Aufgrund der Lastgradienten dieser Anlagen gilt außerdem bei der Primärregelleistung die Beschränkung, dass maximal lediglich ±20 Prozent der Nennleistung angeboten werden können.
- Negative Regelleistung: Das Potenzial entspricht der aktuellen Einspeisung. Wie bei der positiven Primärregelleistung gilt auch hier eine Begrenzung auf maximal ±20 Prozent der Nennleistung aufgrund von Gradientenbeschränkungen.

Methankraftwerke

- Die Regelleistungserbringung aus Methankraftwerken unterliegt den gleichen Bedingungen wie bei Bioenergieanlagen. Lediglich die Flexibilität für die Primärregelleistung wird auf 5 Prozent der Nennleistung beschränkt, wie es für große, thermische Anlagen mit Dampfkreisläufen typisch ist.

Die Erbringung der Regelleistung wird zusammen mit der allgemeinen Einsatzplanung des Szenarios berechnet, siehe Kapitel 2.1. Das Ziel dieser Rechnung ist die Minimierung des Methanverbrauchs. Daher werden für die Erbringung von Regelleistung zuerst solche Anlagen ausgewählt, bei denen durch die *Vorhaltung* von Regelenergie möglichst wenig zusätzlicher Methanbedarf im System entsteht. Zum Beispiel wird positive Regelleistung eher mit einem Speicher angeboten, bei dem - falls verfügbar - für die Vorhaltung kein Methanverbrauch im System bedingt wird, als eine produzierende Windenergieanlage herunter zu regeln, was den sicheren Verlust von Energie oder Methanerzeugung in den Power-to-Gas-Anlagen bedeutet. Kann anhand der Kosten für die Vorhaltung keine eindeutige Entscheidung getroffen werden, dann wird die Regelleistungserbringung anhand des Methanverbrauchs im Falle des Abrufs entschieden. Die Frage, welche Anlage den Methanverbrauch beim Abruf minimiert ist deshalb nachgelagert, weil die Abrufhäufigkeit zurzeit mit 10 Prozent [77] eher gering ist. Auf Basis der Methanverbrauchsminimierung im Fall des Abrufs ergibt sich die folgende Reihenfolge zur Regelleistungserbringung:

- Positive Regelleistung: Wind- und Photovoltaikparks, Power-to-Gas-Anlagen, Batterien, Pumpspeicher, Bioenergieanlagen und Methankraftwerke
- Negative Regelleistung: Methankraftwerke, Bioenergieanlagen, Pumpspeicher, Batterien, Power-to-Gas-Anlagen, Wind- und Photovoltaikanlagen

Weiterhin wird beim Einsatz der Anlagen der sogenannte Kernanteil berücksichtigt. Hierzu wird der Regelleistungsbedarf auf die vier Regelzonen aufgeteilt, wobei 2/3 des Bedarfs einer Regelzone durch Anlagen in dieser Regelzone gedeckt werden müssen.

Ergebnisse

Mit den geschilderten Annahmen zur Berechnung der ökonomisch-technisch optimalen Regelleistungserbringungen ergaben sich im Basisszenario, d.h. bei Vorhaltung einer fixen Menge an Regelleistung nach dem heutigen Muster, die im Folgenden geschilderten Ergebnisse. Des Weiteren wurden zwei Varianten untersucht, einerseits mit dynamischer Vorhaltung von Regelleistung und andererseits mit fixer (statischer) Vorhaltung von Regelleistung, aber ohne einen Beitrag der Batterien.

3.1.6.1 Ergebnisse Basis-Szenario (Fixer RL-Bedarf)

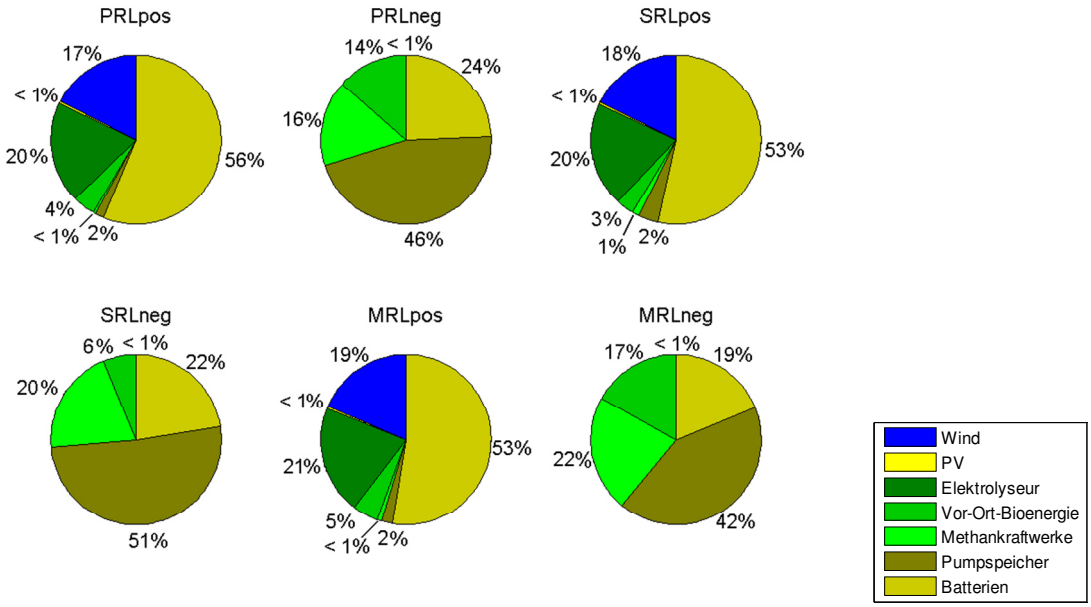


Abbildung 94: Durchschnittlicher Anteil der verschieden Quellen an der Erbringung der sechs simulierten Regelleistungsarten

Auffallend an den Optimierungsergebnissen in Abbildung 94 ist der hohe Anteil an Regelleistung aus Speichern, sowohl den Pumpspeichern wie auch den dezentralen Batterien und den Power-to-Gas-Anlagen. Insgesamt erbringen sie fast 75 Prozent der Summe für alle Regelleistungsarten.

Gleichzeitig spielen Wind und Photovoltaik eine wesentlich kleinere Rolle. Sie werden nur dann für positive Regelleistung eingesetzt, wenn sie ohne Berücksichtigung der Regelleistungserbringung ebenfalls angedrosselt betrieben würden. Für die negative Regelleistung werden sie in den durchgeführten Berechnungen gar nicht eingesetzt.

Dieses auf den ersten Blick überraschende Ergebnis lässt sich folgendermaßen erklären: In Bezug auf positive Regelenergie sprechen die Kosten für die Vorhaltung gegen Wind und Sonne. Um positive Regelenergie erbringen zu können, müssen sie angedrosselt fahren, d.h. es wird mit hoher Sicherheit wertvolle Energie vernichtet, da der Abruf der positiven Regelenergie verhältnismäßig selten ist. Im Falle eines zusätzlichen Leistungsbedarfs im Netz sollte daher eher ein Verbraucher (z.B. eine Power-to-Gas-Anlage) seine Last reduzieren. Aufgrund der geringen Wirkungsgrade der Power-to-Gas-Anlagen ist der Methanverlust dadurch wesentlich geringer. Dieses Argument gilt natürlich nur, solange der Windstrom nicht bereits abgeregelt wurde. Gegen die Erbringung von negativer Regelenergie mit Wind und Sonne sprechen die Kosten/Energieverluste im Falle eines Regelleistungsabrufs. Ist zu einem Zeitpunkt noch ein thermisches Kraftwerk am Netz, sollte besser dieses Kraftwerk seine Produktion drosseln und damit Brennstoff sparen.

In Abbildung 95 werden die simulierten Beiträge zur Regelleistungserbringung der verschiedenen Quellen mit dem jeweiligen Potenzial verglichen. Dabei wurden alle Arten von positiver/ negativer Regelenergie zusammengezählt und mit dem Potenzial zur Erbringung von Minutenreserve verglichen.

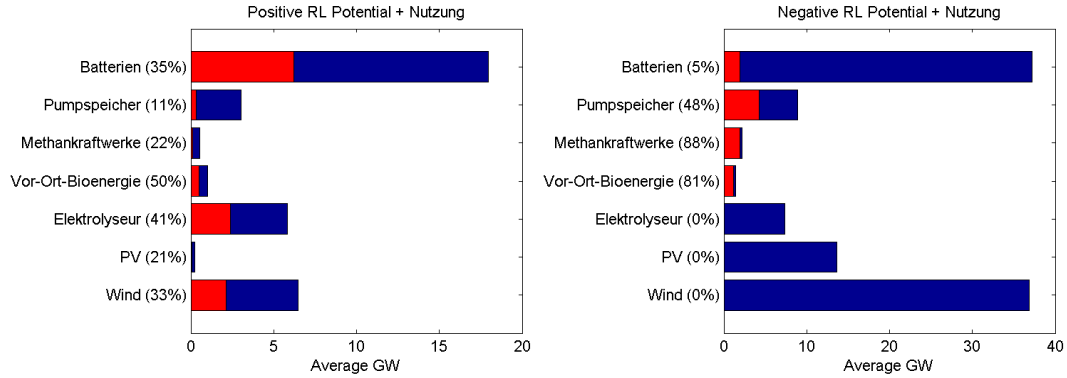


Abbildung 95: Simulierte Ausnutzung des vorhandenen Potenzials zur Regelleistungserbringung der verschiedenen Quellen

Auffällig ist das extrem hohe Potenzial der Batterien. Im Vergleich mit ihrem eher kleinen Energieinhalt ist die Leistung von Batterien mit insgesamt 55 GW (siehe Abschnitt 2.6.3.1) im Szenario sehr hoch. Da sich die Batterien für Eigenverbrauchsoptimierung im überregionalen Durchschnitt meist in einem mittleren Ladezustand befinden, können sie also kurzfristig sehr hohe Leistungen abgeben oder aufnehmen.

Ebenso ist das Potenzial von Wind und Sonne für die negative Regelleistung im Durchschnitt sehr hoch. Dieses Potenzial wird in der Simulation aus den oben diskutierten Gründen jedoch nicht verwendet.

Das Potenzial der Methan- und Vor-Ort-Bioenergieanlagen ist vergleichsweise gering, da hier nur Zeiten gezählt werden, bei denen sich diese Kraftwerke auch am Netz befinden (Um Arbeitspunkte solcher thermischer Kraftwerke im Bereich von 50 bis 100 Prozent der Nennleistung zu erreichen, ist in der Simulation jeweils nur ein gewisser Anteil der installierten Kraftwerke als aktuell am Netz befindlich markiert). Auch die Notwendigkeit zur Erbringung von Regelleistung führt nicht dazu, dass die Kraftwerke häufiger ans Netz genommen werden, da es in dem Szenario immer genügend andere Quellen für Regelleistung gibt. Das vorhandene Regelleistungspotenzial dieser Quellen wird jedoch zu einem vergleichsweise hohen Prozentsatz ausgenutzt. Entgegen der ersten Intuition wird aber vor allem das Potenzial zur negativen Regelleistungserbringung genutzt, da hiermit Brennstoffeinsparung erreicht werden können und es meist genügend andere Quellen für positive Regelleistung gibt.

Ein Beispiel des berechneten regionalen und erzeugungstechnischen Mixes für die Regelleistungserbringung ist Abbildung 96 zu entnehmen.

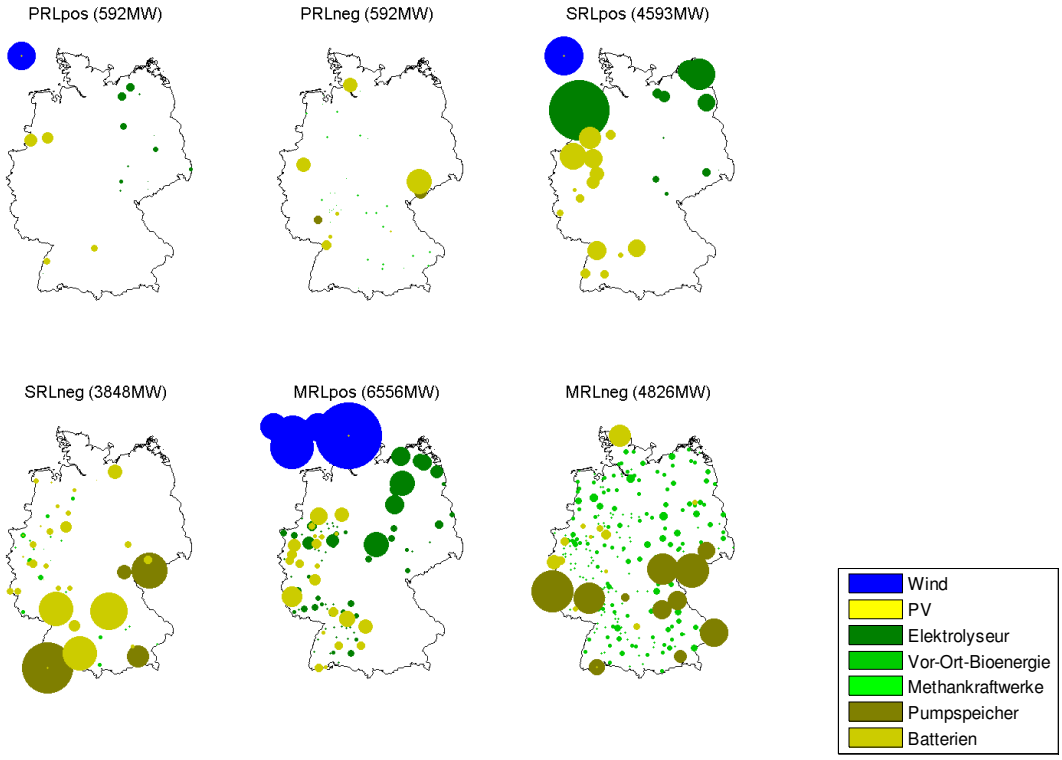


Abbildung 96: Verteilung der simulierten Regelleistungserbringung für einen Zeitpunkt (1. Jan 2:00) nach verschiedenen Orten und Quellen

3.1.6.2 Ergebnisse – Variante: Dynamischer Regelleistungsbedarf

Wie in Abschnitt 3.1.5 beschrieben, wurde der Regelleistungsbedarf im Projekt auch dynamisch berechnet. Die Ergebnisse der Berechnung der Regelleistungserbringung ändern sich in diesem Falle dahingehend, dass im Mittel fast nur die Hälfte an Regelleistung benötigt wird und damit der Grad der Ausnutzung des Potenzials insgesamt sinkt. Den größten Rückgang bezüglich der Erbringung von positiver Regelleistung beobachtet man bei Vor-Ort-Bioenergieanlagen und Methankraftwerken. Der stärkste Rückgang bezüglich der Erbringung von negativer Regelleistung betrifft die Speicher.

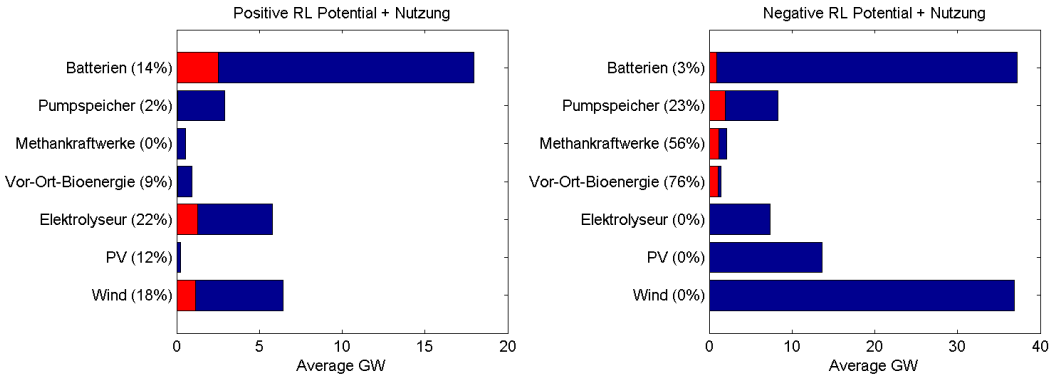


Abbildung 97: Simulierte Ausnutzung des vorhandenen Potenzials zur Regelleistungserbringung der verschiedenen Quellen für den Fall einer dynamischen Dimensionerinung der vorzuhaltenden Regelleistung

3.1.6.3 Ergebnisse – Variante: Ohne Batterien

Da die Szenarienannahmen einer massiven Installation von dezentralen Batterien und deren gleichzeitiger Erschließung für den Regelleistungsmarkt möglich, aber eher unsicher sind, wurde im Projekt auch eine Variante berechnet, bei der die Regelleistungserbringung ohne die Batterien erfolgt. Hierfür wurde wieder das Basisszenario, also mit fixer Dimensionierung der Regelleistung, verwendet.

Sowohl die relative Verteilung der durchschnittlichen Regelleistungsquellen als auch die Ausnutzung des jeweiligen Potenzials verändern sich dadurch signifikant. Da nun von den verbleibenden Regelleistungsquellen wesentlich mehr verlangt wird, steigt der Anteil von Wind und PV sowohl in der positiven wie auch in der negativen Regelleistung. Es werden sogar einige thermische Kraftwerke, also Vor-Ort-Bioenergieanlagen und Methankraftwerke, zusätzlich ans Netz genommen, um in Spitzenzeiten positive Regelenergie erzeugen zu können.

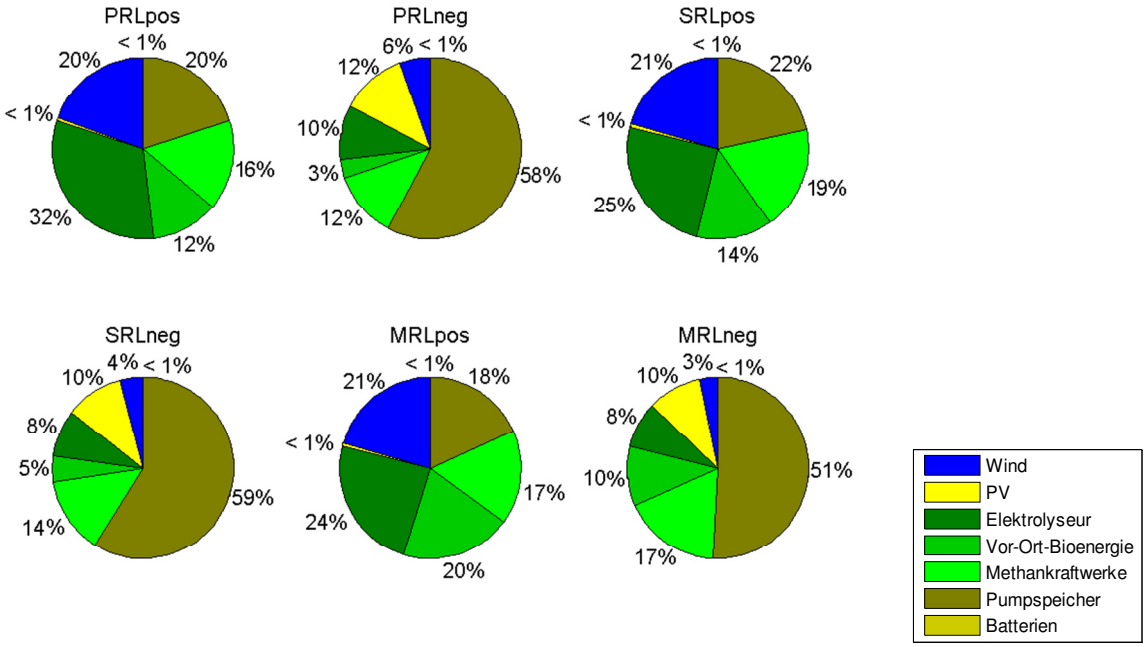


Abbildung 98: Durchschnittlicher Anteil der verschiedenen Quellen an der Erbringung der sechs simulierten Regelleistungsarten, falls Batterien bei der Erbringung von Regelleistung nicht berücksichtigt werden

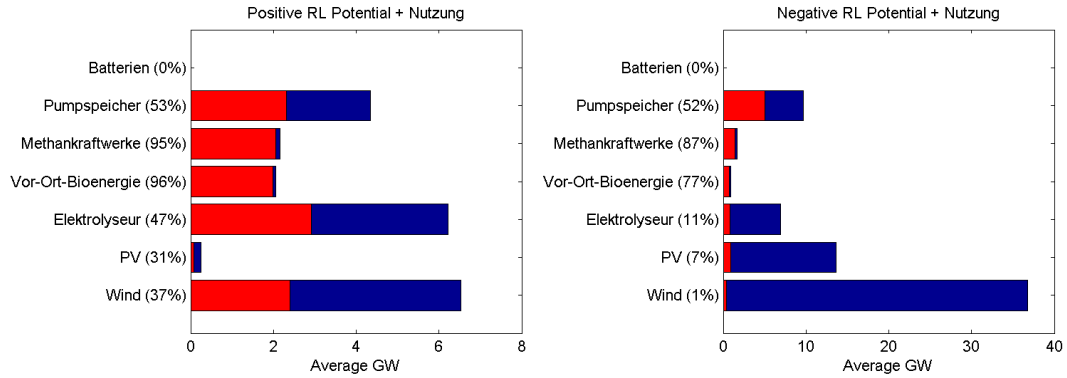


Abbildung 99: Simulierte Ausnutzung des vorhandenen Potenzials zur Regelleistungserbringung der verschiedenen Quellen ohne Berücksichtigung der Batterien

3.1.6.4 Kurzdiskussion

Im simulierten Basisszenario kommt sowohl den fluktuierenden erneuerbaren Erzeugern als auch den thermischen Kraftwerken, das heißt Vor-Ort-Bioenergieanlagen und Methankraftwerken, eine verhältnismäßig kleine Rolle bezüglich der Regelleistungserbringung zu. Dies liegt vor allem daran, dass das Szenario eine hohe installierte Leistung an Energiespeichern aufweist.

Sollte diese hohe Speicherleistung jedoch nicht realisiert oder vor allem in der Transition zu einem 100 %-EE-System erst langsam aufgebaut werden, so ändert sich diese Aussage jedoch signifikant, wie die Rechnungen der Regelleistungserbringung ohne Batterien zeigen. In diesem Falle erhöht sich der Anteil von Wind und Sonne an der Bereitstellung negativer Regelenergie, was die Relevanz der in Abschnitt 3.1.2 beschriebenen Feldtests unterstreicht. Bei der Bereitstellung von positiver Regelenergie erhöht sich der Anteil der Vor-Ort-Bioenergie- und Methankraftwerke um je 10 Prozent.

Einen gegenläufigen Effekt auf die Marktchancen der hier untersuchten Regelleistungserbringer hätte jedoch die Erschließung weiterer flexibler Verbraucher für den Regelleistungsmarkt, welche hier nicht betrachtet wurden. So gibt es sicherlich in vielen Industrieprozessen oder im Bereich Power-2-Heat großes und zu relativ geringen Kosten erschließbares Potenzial zur Erbringung von Regelleistung, welches mit Wind, Sonne und Vor-Ort-Bioenergie-/Methankraftwerken in ökonomische Konkurrenz treten könnte.

3.1.7 Simulation zur dynamischen Frequenzstabilität im 100%-EE-Szenario

Unter dem Begriff der dynamischen Frequenzstabilität werden die Eigenschaften des Netzes und der Erzeuger bei Störungen des Leistungsgleichgewichtes verstanden. Störungen im Versorgungsgebiet führen zu einer Änderung der Netzfrequenz. Die Frequenz f des Netzes hat im fehlerfreien Zustand einen Wert von $f = 50\,\mathrm{Hz}$. Die Leistungsbilanz im Netz ist ausgeglichen. Die Drehzahl der Synchrongeneratoren der konventionellen Kraftwerke wird durch die Differenzialgleichung wie folgt beschrieben (Punktmodell):

$$J\dot{\omega} = k(P_{\mathrm{mech}} - P_{\mathrm{el}})$$

Hierbei sind J das Massenträgheitsmoment, P_{mech} die mechanische Leistung und P_{el} die elektrische Leistung des Netzes. Die Winkelgeschwindigkeit ω der Synchrongeneratoren ist proportional zur Netzfrequenz. Störungen des Leistungsgleichgewichts beeinflussen die Winkelgeschwindigkeit der Generatoren. Bei einem Kraftwerksausfall verringert sich die mechanische Leistung schlagartig und führt zu einem Abbremsen der Generatoren. Hierbei wird Schwungenergie aus den rotierenden Massen der Synchrongeneratoren ausgekoppelt. Somit sinkt die Netzfrequenz und stellt sich auf einen neuen stationären Endwert ein, da mit abnehmender Frequenz verschiedene Verbraucher weniger Leistung aufnehmen. Der Rückgang der konventionellen Kraftwerke hin zu einer 100%-EE-Versorgung bedingt eine Abnahme der rotierenden Massen im Elektroenergiesystem. Die Möglichkeit der Auskopplung von Schwungenergie aus den rotierenden Massen zur Begrenzung des Frequenzeinbruchs wird drastisch reduziert. Pumpspeicherkraftwerke, Biomasse-Kraftwerke und Methankraftwerke stellen zwar weiterhin rotierende Massen zur Verfügung, allerdings ist der Anteil der über Umrichter angeschlossenen Erzeugungseinheiten in vielen Zeitpunkten deutlich größer.

3.1.7.1 Aktuelle Situation

Im kontinentalen Netzgebiet (Synchronous Grid of Continental Europe) der ENTSO-E wird gemäß Anhang 1 von [33] ein Verlust von Erzeugungskapazität in Höhe von 3.000 MW im gesamten Netzgebiet als auslegungsrelevante Störung angesetzt. Dieser Wert entspricht 2 Prozent der Minimallast von 150 GW in diesem Netzgebiet. Die Minimallast stellt den kritischsten Auslegungsfall dar, da bei Maximallast die Störung von einer größeren Anzahl von Kraftwerken abgefangen werden kann. Da in diesem Projekt nicht das gesamte kontinentale Netzgebiet, sondern nur das deutsche Netzgebiet betrachtet wird, wird der deutsche Anteil mit dem heutigen Wert von 592 MW angenommen (vgl. Abschnitt 3.1.5.2). Die Aufteilung der Regelleistungsbeiträge zwischen den Netzbetreibern im kontinentalen Netzgebiet erfolgt heutzutage im Verhältnis der jährlichen Energieerzeugungen. Eine leicht veränderte Aufteilung hat aber keinen Einfluss auf die in den folgenden Simulationen herausgearbeiteten Effekte, vor allem dann nicht, wenn die Zunahme umrichterverbundener Erzeugung europaweit in ähnlichem Umfang erfolgt.

Die Bereitstellung von Schwungenergie, welche auch als Momentanreserve bezeichnet wird, ist heutzutage kein Marktprodukt, sondern ergibt sich unweigerlich aus den physikalischen Gegebenheiten von Erzeugungsanlagen ohne Umrichter, die bisher üblicherweise in der Hoch- und Höchstspannungsebene eingesetzt werden. Windenergieanlagen werden heutzutage über Umrichter angebunden, obwohl eine Anbindung über konventionelle Synchron- oder Asynchrongeneratoren und damit direkte Kopplung der Schwungmassen möglich ist. Diese wurde früher auch praktiziert, bietet aber nicht die zur optimalen Ausnutzung der fluktuierenden Windenergiepotenziale notwendige Drehzahlvariabilität. Anlagen ohne rotierende Teile wie bspw. Photovoltaikanlagen müssen über Umrichter angebunden werden. Im Fehlerfall steht daher weniger Schwungmasse zur Verfügung.

Die Primärregelleistung (PRL) wird heute als Marktprodukt ausgeschrieben und gehandelt (vgl. Abschnitt 3.1.1). Die Bereitstellung muss nach [33] innerhalb von 30 Sekunden mit einem konstanten Leistungsgradienten erfolgen. Abbildung 100 zeigt den mit dem beschriebenen Modell berechneten Frequenzverlauf im Auslegungsfall bei Minimallast und einer Störung von 2 Prozent und heutiger Mindestanforderung an die Primärregelleistungserbringungsgeschwindigkeit.

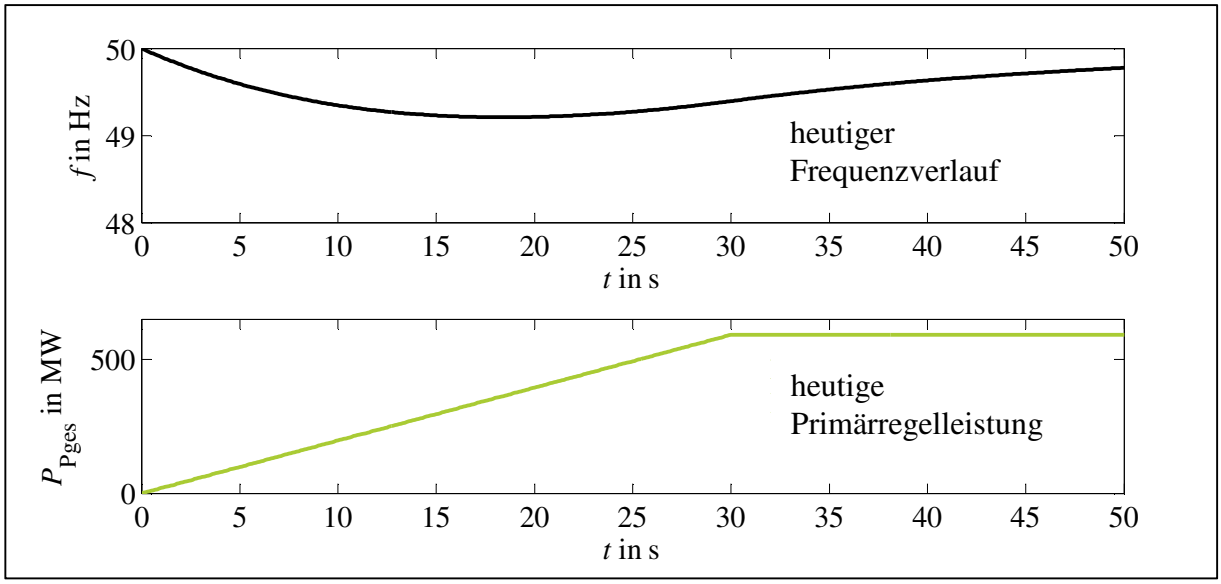


Abbildung 100: Frequenzverlauf und Mindestanforderungen der Primärregelleistungsbereitstellung

Im Frequenzverlauf über der Zeit darf die Frequenz dynamisch nicht unter 49,2 Hz sinken und muss stationär durch die PRL auf mind. 49,8 Hz zurückgeführt werden. Die Veränderungen im 100%-EE-Szenario aus Kapitel 2 werden im folgenden Abschnitt behandelt.

3.1.7.2 Simulationen

Die Simulationen dieses Abschnitts werden mit dem sogenannten „aggregierten Netzmodell“ (Punktmodell) durchgeführt. Dieses Modell findet üblicherweise für Untersuchungen der Frequenzstabilität Anwendung und kann eingesetzt werden, wenn davon ausgegangen werden kann, dass alle betrachteten Anlagen eine sogenannte kohärente Generatorgruppe bilden, also ein gemeinsames Winkelzentrum haben. Auch vor dem Hintergrund des angesetzten Ausbaus der Höchstspannungsebene erscheint diese Annahme für das 100%-EE-Szenario in Deutschland gerechtfertigt. Im aggregierten Netzmodell werden Ausgleichsvorgänge zwischen einzelnen Anlagen vernachlässigt und alle Schwungmassen und Leistungen zu einem gemeinsamen Massenmodell zusammengefasst. Für die heutige Mindestlast kann die Netzzeitkonstante T_{N}, die die Trägheit des Systems bzw. aller aggregierten Schwungmassen beschreibt, mit 10 s abgeschätzt werden. Im Rahmen dieser Untersuchungen wird angenommen, dass sich die Netzzeitkonstante zu 10 Prozent aus Lastanteilen (z. B. rotierende Massen von direkt gekoppelten Asynchronmaschinen) und zu 90 Prozent aus Erzeugungsanteilen zusammensetzt. Für alle 8.760 Zeitpunkte des Szenarienjahres ergeben sich aus dem Verhältnis der Last P_{Last} zur Mindestlast P_{min} und dem Verhältnis der Erzeugung zur Mindestlast (die der Mindesterzeugung entspricht) neue Netzzeitkonstanten. Ohne veränderte Anlagenstruktur gäbe es auch weiterhin keine Netzzeitkonstanten kleiner als 10 s. Durch die zunehmende Zahl von umrichtergetriebenen Erzeugern verringert sich jedoch der Anteil der Anlagen, die Schwungmasse an das Netz koppeln. Es werden die folgenden Anlagen als Anlagen mit direkt gekoppelter Schwungmasse gezählt: Biomassekraftwerke, Methankraftwerke, Wasserkraftwerke, Geothermiekraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke. Windenergieanlagen, Solaranlagen, Power-to-Gas-Anlagen und Batterien stellen dem Netz keine direkt gekoppelte Schwungmasse zur Verfügung. Es ergibt sich die folgende Formel für die Netzzeitkonstante jedes Zeitpunktes:

$$T = T_N \left(0{,}9 \cdot \frac{P_{\mathrm{Biomasse}} + P_{\mathrm{Methan}} + P_{\mathrm{Wasser}} + P_{\mathrm{Geothermie}} + P_{\mathrm{Pumpspeicher}}}{P_{\mathrm{min}}} + 0{,}1 \cdot \frac{P_{\mathrm{Last}}}{P_{\mathrm{min}}} \right)$$

Hierin ist wird P_{min} die Leistung des Schwachlastfalls. Zu Zeitpunkten hoher Last und/oder hoher Leistung aus Anlagen auf Basis von Biomasse, Methan, Wasser, Geothermie oder Pumpspeichern können sich auch zukünftig Netzzeitkonstanten größer als 10 s ergeben, jedoch zu vielen Zeitpunkten mit hoher umrichterdominierter Erzeugung auch Netzzeitkonstanten kleiner als 10 s. Abbildung 101 zeigt den sortierten Verlauf der Netzzeitkonstanten für das Szenarienjahr:

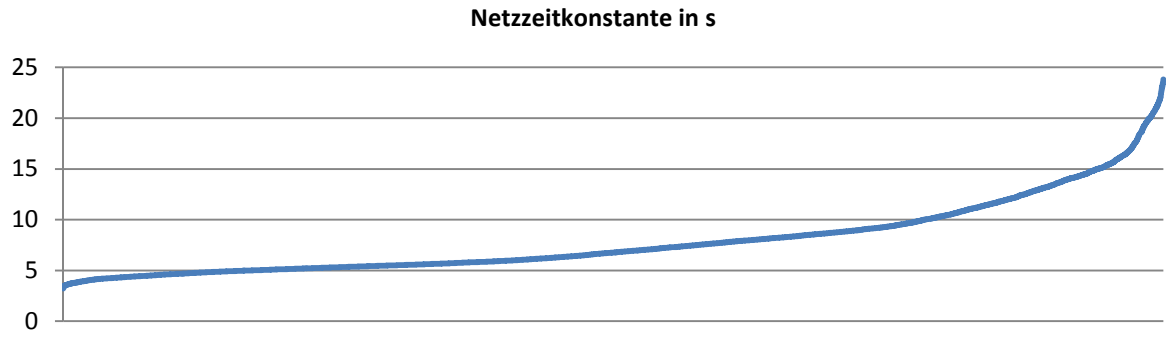


Abbildung 101: Sortierter Verlauf der Netzzeitkonstanten des Szenarienjahres

In rund 78 Prozent der Fälle ist die Netzzeitkonstante kleiner als 10 s, sodass mit den Anforderungen nach den Vorgaben zur Primärregelung der ENTSO-E Grenzwertverletzungen der Frequenz auftreten. Die Lasten im Netz reagieren ebenfalls auf eine Frequenzänderung. Im Falle eines Frequenzeinbruches nehmen Lasten etwas weniger Leistung auf, sodass sie einem Erzeugungsdefizit leicht entgegenwirken. Dieser Effekt wird als Selbstregeleffekt des Netzes beschrieben. Für den stationären Zustand kann für diesen Effekt vereinfacht angenommen werden, dass sich die Last proportional zur Frequenzänderung verhält:

$$\Delta P_{\mathrm{Last}} = k_{\mathrm{L}} \Delta f$$

Die Lastkennzahl k_{L} wird im Auslegungsfall gemäß [33] mit $\frac{1\,\%}{Hz}$ angegeben, sodass dieser Wert für Minimallast auch in dieser Untersuchung verwendet wird $(k_{\mathrm{L,min}})$. Allerdings wird hier die Lastkennzahl in Abhängigkeit der tatsächlichen Last nach folgender Formel angepasst:

$$k_{\mathrm{L}} = k_{\mathrm{L,min}} \frac{P_{\mathrm{Last}}}{P_{\mathrm{min}}}$$

In der Abbildung 102 ist der Frequenzverlauf f und die eingesetzte Primärregelleistung P_{Pges} für die 8760 Zeitpunkte unter den vorgenannten Annahmen dargestellt.

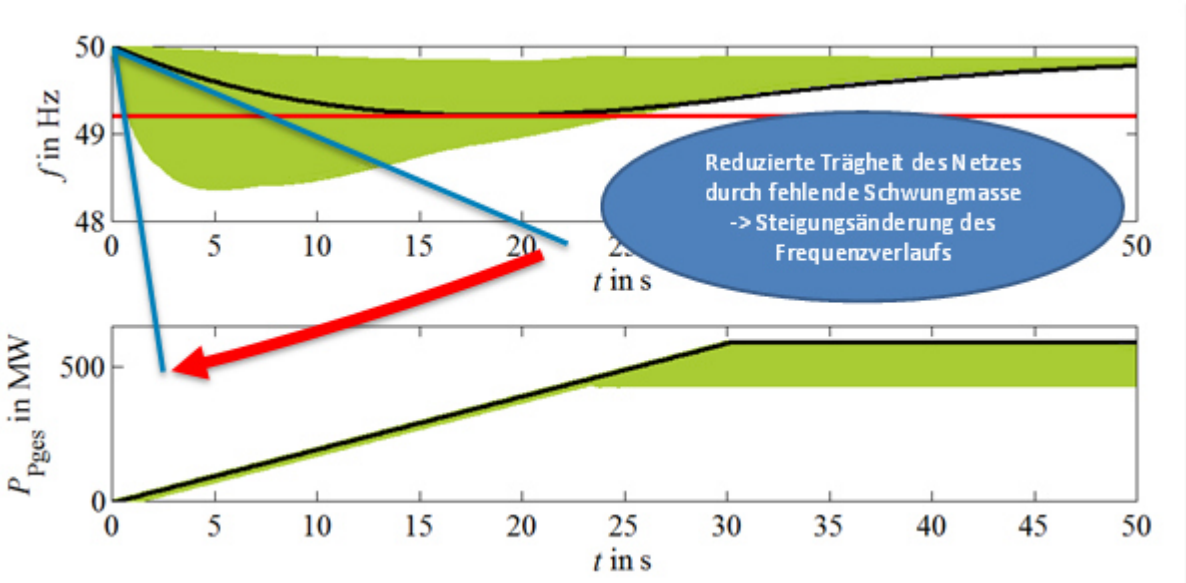


Abbildung 102: Frequenz- und Leistungsverläufe im Auslegungsfall bei konventioneller PRL-Bereitstellung

Die Auswertungen zeigen eine Vielzahl von Zeitpunkten, bei denen die kritische Frequenz von 49,2 Hz unterschritten wird, was durch den Rückgang der Schwungmasse und die Verringerung der Netzzeitkonstanten zu befürchten war. Ein sicherer Systembetrieb ist auf diese Weise nicht gewährleistet, da es zu automatischen Lastabschaltungen kommt (hier nicht simuliert). Die Frequenz- und Wirkleistungsverläufe der unterschiedlichen Zeitpunkte sind durch die in grün dargestellten Bereiche abgebildet. Die Differenz zwischen der eingesetzten PRL und der maximalen PRL (in schwarz abgebildeter Verlauf) im stationären Zustand ist bedingt durch die unterschiedliche Wirksamkeit des Selbstregeleffektes der Lasten.

Den ermittelten Frequenzproblemen kann entweder durch zusätzliche Schwungmassen im Netz begegnet werden oder durch eine schnellere Bereitstellungsgeschwindigkeit der PRL. Zusätzliche Schwungmassen erfordern nicht in allen Fällen separate Neubauten. Außer Betrieb gehende, bestehende oder zu errichtende Anlagen könnten so umgerüstet bzw. geplant werden, dass die Generatoren (in der Regel ohne Turbinenteil) in kritischen Zeitpunkten leerlaufend am Netz bleiben. Wenngleich solche Maßnahmen Betriebsverluste bedingen, hätten sie den Vorteil, dass die leerlaufenden Generatoren neben ihrer Eigenschaft als Schwungmasse in den meisten Fällen auch als Phasenschieber zur Blindleistungsbereitstellung (vgl. Kapitel 3.2) dienen könnten. Für den Einsatzzweck als Schwungmasse optimierte Anlagen werden als sogenannte Flywheels bezeichnet. In diesem Bericht wird auf die Beschreibung verschiedener Varianten verzichtet, da die Anlagen im 100%-EE-Szenario grundsätzlich genug Schwungmasse besitzen, die am Netz bleiben könnte, und da die PRL-Bereitstellung ebenfalls angepasst werden könnte. Im Folgenden werden die Potenziale der erneuerbaren Anlagen untersucht, die PRL schneller bereit zu stellen, um so dem dynamischen Frequenzeinbruch entgegenzuwirken und eine Frequenzverletzung zu verhindern.

Anlagen, die keine eigene Massenträgheit haben, sondern vollständig umrichtergesteuert sind, können ihre Leistung sehr schnell verstellen. Schon heute wird von Umrichtern verlangt, bei Kurzschlüssen im Netz am Netz zu bleiben und ihre Wirkleistungseinspeisung innerhalb weniger Millisekunden zu drosseln und einen Blindstrom einzuspeisen. Nach Rücksprache mit den Anlagenherstellern aus dem Kreis der Projektpartner können Solaranlagen, Power-to-Gas-Anlagen und Batterien eine Regelleistung im Sekunden-Zeitbereich praktisch unverzögert bereitstellen, sodass der Nutzen dieser Eigenschaft im Folgenden untersucht wird.

Windenergieanlagen sind je nach Anlagenbauart über einen Vollumrichter oder durch einen doppelt-gespeisten-Asynchrongenerator mit dem Netz verbunden. In beiden Fällen ist eine Leistungsänderung nicht unverzögert möglich. Das Auskoppeln von Schwungmasse aus dem Rotor ist durch gezielte Umrichtersteuerung möglich, bewirkt jedoch neben der gewünschten Leistung aus der gespeicherten Schwungenergie auch eine Veränderung der Drehzahl und damit des aerodynamischen Arbeitspunktes der Windenergieanlage, was zu Leistungseinbrüchen führt. Für kleine Drehzahländerungen überwiegt der Vorteil des Leistungszugewinns durch ausgekoppelte Schwungenergie, doch schon nach geringen prozentualen Drehzahländerungen ist die aerodynamische Leistungsminderung durch die Drehzahlveränderung größer als die Leistungsauskopplung durch die Auskopplung der Schwungenergie. Die hierzu durchgeführten Simulationen führten so zu einem instabilen Anlagenverhalten und darauffolgend zu einem instabilen Systemverhalten, sodass es hierzu zunächst weiterer Forschungen zu einer möglicherweise kombinierten Drehzahl- und Pitchwinkelsteuerung bedarf. Besonders für den Fall eines Leistungsüberschusses kann die Erhöhung der Anlagendrehzahl und die dadurch bedingte verringerte Leistungsabgabe im schlechteren aerodynamischen Arbeitspunkt interessant sein.

Windenergieanlagen können aber auch auf anderem Wege den dynamischen Frequenzeinbruch verringern, indem sie die PRL nicht innerhalb von 30 s bereitstellen, sondern deutlich schneller. Nach Rücksprache mit dem Windenergieanlagenhersteller aus dem Kreis der Projektpartner könnten Windenergieanlagen die PRL durch Pitchwinkelverstellung auch innerhalb von 5 s bereitstellen.

Die Abbildung 103 zeigt den Frequenzverlauf mit veränderter PRL-Bereitstellung durch Umrichter- und Windenergieanlagen. Die Einsatzplanung der Erzeugungsanlagen erfolgte gemäß Abschnitt 3.1.6. Die 8760 Zeitpunkte wurden in drei Gruppen (gelb, blau und grün) unterteilt, in denen jeweils eine Bereitstellungsform dominiert.

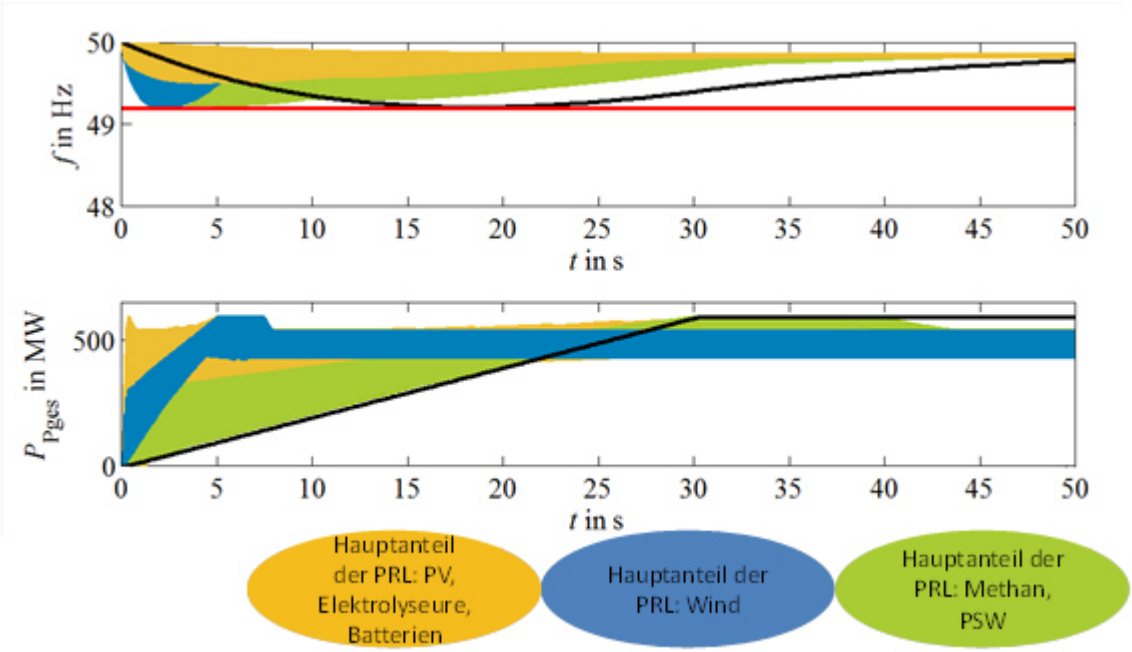


Abbildung 103: Frequenz- und Leistungsverläufe mit veränderter PRL-Bereitstellung mit Kennzeichnung der Hauptanteile: Umrichter, Windenergie, rotierende Massen

Die in Abbildung 103 dargestellten Verläufe zeigen die gesamte eingesetzte PRL der unterschiedlichen Energieträger. Die Hauptanteile der Primärregelleistungsträger sind durch die Einteilung in drei Gruppen farblich gekennzeichnet. Die erste Gruppe stellt den dominierenden Primärregelleistunseinsatz der umrichterbetriebenen Anlagen dar (in gelb abgebildeter Bereich). Es ist eine unmittelbare Regelleistungsbereitstellung erkennbar. Die zweite Gruppe wird durch die Bereitstellung der PRL durch Windenergie (blau) dominiert und die dritte Gruppe durch Biomasse-, Methan- und Pumpspeicherkraftwerke (grün). Der Frequenzverlauf ist entsprechend der Einteilung der Primärregelleistungsträger abgebildet. Nach Anwendung der beschriebenen Maßnahmen wird die kritische Frequenz von 49,2 Hz zu keinem Zeitpunkt unterschritten. Zur weiteren Verbesserung der Frequenzverläufe ist es möglich, den Einsatz der PRL zu Gunsten der schnellen Umrichter- und/oder Windenergieanlagen zu verschieben. Der derzeitige Einsatz erfolgt wirtschaftlich und nicht technisch optimiert. Ein solches Eingreifen könnte als „Primärregelleistungs-Redispatch“ bezeichnet werden.

3.1.8 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

In diesem Abschnitt werden Schlussfolgerungen aus den Untersuchungen des gesamten Kapitels 3.1 gezogen und darauf aufbauend Empfehlungen zum Themenbereich Regelleistung getätigt.

Die **Feldtests** im Rahmen des Forschungsprojektes Kombikraftwerk 2 (Abschnitt 3.1.2) zeigen, dass erneuerbare Energien schon heute technisch in der Lage sind, Regelleistung zu erbringen. Biomasseanlagen werden bereits heute für die Bereitstellung von Regelleistung eingesetzt. Erste Anlagen sind schon für die Bereitstellung von Primärregelleistung präqualifiziert. Die Regelleistungsbereitstellung durch die wetterabhängigen erneuerbaren Energien Wind und Sonne ist nur bei einer ausreichend hohen Windgeschwindigkeit bzw. solaren Einstrahlung möglich und sinnvoll. Wird für die Regelleistungsbereitstellung und ihre Nachweisführung die mögliche Einspeisung (siehe Abschnitt 3.1.2.1) als Bezugsgröße zur Reduzierung verwendet, lassen sich die zur Regelleistungserbringung unumgänglichen Energieverluste minimal halten. Würden fluktuierende Stromerzeuger hingegen wie bisherige Anbieter zur Regelleistungsbereitstellung einen zeitlich konstanten Fahrplan einhalten, hätte dies zum einen den Nachteil, dass die fluktuierenden Erzeuger auf ein konstantes Niveau abgeregelt werden müssten und somit viel vorhandene Energie ungenutzt bliebe. Zum anderen könnten dadurch die Ausgleichseffekte zwischen den Erzeugern und Verbrauchern nicht mehr genutzt werden. Die Nachweisführung mit dem Verfahren *mögliche Einspeisung* ist aus Gesamtsystemsicht diesem Verfahren zu bevorzugen (siehe Abschnitt 3.1.2.1). Die technische Umsetzung des Verfahrens *mögliche Einspeisung* ist jedoch für die Regelleistungsbereitstellung noch nicht ausreichend, folglich weiter zu verbessern und möglichst von den Anlagen selbst und nicht von der Leitwarte des Kombikraftwerkes durchzuführen, um den Zeitverzug zur Steuerung gering zu halten. Um trotz der noch bestehenden Ungenauigkeit der berechneten möglichen Einspeisung die gesamte positive Regelleistung erbringen zu können, wurde die mögliche Einspeisung in den Tests um konstante Beträge reduziert. Die Höhen dieser Reduzierung sowie der Regelleistungsbänder sollten möglichst in weiteren Tests in Abhängigkeit der Wettersituation kalibriert und optimiert werden. Die Verwendung der möglichen Einspeisung hat einen Fahrplan zur Folge, der eine hohe zeitliche Variabilität aufweist. Diese hohe Dynamik stellt hohe Anforderungen an die Regelungsgeschwindigkeit und –genauigkeit der Anlagen, so dass die Regelleistungserbringung in den Tests zeitweise außerhalb der heute gültigen Toleranzbereiche fiel. Eine Erhöhung der Genauigkeit bei der Regelleistungserbringung könnte durch genauere anlageninterne Regelungen, schnellere Reaktionszeiten, dem gezielten kurzfristigen Ausgleich der Abweichungen einer Anlagenart durch eine andere, aber auch durch eine rechnerisch in ihrer Dynamik verringerten möglichen Einspeisung oder schlichtweg durch die Verwendung größerer und mehrerer Kombikraftwerke erreicht werden. Es ist aber auch zu prüfen, ob nicht die derzeitigen, für die konventionelle Regelleistungserbringung (Strichfahren) aufgestellten Toleranzbereiche für fluktuierende Stromerzeuger ausweitbar sind.

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. Durch kürzere 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 und die Vorteile der dynamischen Bedarfsdimensionierung genutzt werden. Auch flexiblen Anlagen, die Gas aus erneuerbaren Quellen verstromen und mit hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung bedarfsorientiert betrieben werden und einen witterungsabhängigen, zu prognostizierenden Wärmebedarf aufweisen, würde dies den

Marktzugang ermöglichen. Aus diesen Gründen ist die Initiative von ACER zur Einführung eines separaten Arbeitspreismarktes mit Produktlängen und Vorlaufzeiten von circa einer Stunde zu begrüßen. Um die Transparenz am Regelleistungsmarkt weiter zu erhöhen, sollten auch die anonymisierten Jahres- und Monatszeitreihen der Arbeitspreise veröffentlicht werden. Dies vereinfacht den Marktzugang für neue Teilnehmer. In Zukunft sollten auch große Lasten (Power-to-Gas, Power-to-Heat, etc.) vermehrt in den Regelleistungsmarkt mit aufgenommen werden, auch zur Primärregelleistungsbereitstellung. 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. Das Ausgleichsenergiepreissystem sollte so gestaltet sein, dass es insbesondere für Bilanzkreise mit Wind- oder PV-Anlagen einen Anreiz zum Handel von 15 Minuten-Produkten und zur Nutzung der kurzfristigsten Prognosen gibt, aber keinen Anreiz zum Ausgleich des Prognosefehlers auf Bilanzkreisebene.

Um die mögliche Regelleistungsbereitstellung durch die einzelnen Anlagen und den Regelleistungsbedarf dynamisch berechnen zu können sind hochpräzise **Prognosen** mit Angabe von Vertrauensbereichen notwendig. Hierzu müssen hochaufgelöste Wind- und PV-Ertragsdaten (10 min bis 1 h) von Anlagenbetreibern zugänglich sein. 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. Bezüglich der Angebotserstellung können Windparks mit Hilfe von probabilistischen Prognosen genauso zuverlässig Regelleistung bereitstellen wie bisherige Anbieter. Zudem zeigen die Auswertungen zur Bedarfsdimensionierung, dass die Vorhersagefehler der Photovoltaik- und vor allem der Windenergieeinspeisung zukünftig einen Großteil des Bedarfs an Regelleistung ausmachen werden. Aus diesen Gründen sind die Prognoseverfahren weiter zu verbessern. Für die bedarfsgerechte Marktteilnahme flexibler Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung sind zudem die Prognoseverfahren für Wärmebedarf und Marktpreise zu optimieren.

Obwohl die Windenergie und die Photovoltaik zukünftig die bestimmenden Faktoren bei der Bedarfsdimensionierung sein werden, sollte der Prognosefehler nicht auf **Bilanzkreisebene** ausgeglichen werden (siehe Abschnitt 3.1.5.2). Der Grund hierfür ist, dass keine überregionalen Ausgleichseffekte genutzt werden können, die zu einer Reduzierung des Bedarfs an Regelleistung führen, wobei hier der Begriff Regelleistung auch die Ausgleichsleistung in den Bilanzkreisen umfasst. Daher sollte das **Ausgleichsenergiepreissystem** so gestaltet sein, dass es insbesondere für Bilanzkreise mit Wind- oder PV-Parks einen Anreiz zum Handel von 15 Minuten-Produkten und zur Nutzung der kurzfristigsten Prognose gibt, aber keinen Anreiz zum Ausgleich des Prognosefehlers auf Bilanzkreisebene.

Mit Hilfe einer **dynamischen Bedarfsdimensionierung** (Abschnitt 3.1.5), die täglich für die Stunden des Folgetages mit Hilfe von Prognosen den Regelleistungsbedarf festlegt, 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, würde sich der Bedarf gegenüber heute ungefähr verdoppeln. Daher sollte die dynamische Bedarfsdimensionierung eingeführt werden. Ihre Umsetzung wird in der Realität bereits in einem BMU-Projekt vom Fraunhofer IWES und dem Übertragungsnetzbetreiber TenneT untersucht. Die Einführung der dynamischen

Bedarfsdimensionierung erzwingt kürzere Ausschreibungsfristen und kürzere Vorlaufzeiten am Regelleistungsmarkt (ca. 1 Tag).

Die Auswertungen in Abschnitt 3.1.6 zeigen, dass die **Deckung des Regelleistungsbedarfs im 100%-EE-Szenario** immer problemlos erfolgen kann. Hierbei werden auch Wind- und Photovoltaikparks zur Regelleistungsbereitstellung benötigt, wobei deren Anteil von der Anzahl der restlichen Flexibilitäten im System abhängt.

Die Untersuchungen zur **dynamischen Frequenzstabilität** in Abschnitt 3.1.7 zeigen, dass der Rückgang von rotierender Masse durch den vermehrten Einsatz von Umrichteranlagen durch die schnellere Bereitstellung von PRL durch EE-Anlagen und Speicher kompensiert werden kann. Die dynamische Frequenzhaltung im 100%-EE-Szenario erscheint damit für die hier untersuchten Szenarien möglich. Es wird jedoch angeregt, die PRL-Regelleistungsanforderungen bezüglich Bereitstellungzeit nach Energieträger zu unterscheiden. Für EE und Speicher sollten im Rahmen der technischen Möglichkeiten eine Verkürzung der Aktivierungszeiten vorgesehen werden. Für die verwendeten Kraftwerke konventioneller Bauart ist nach den Berechnungen keine Veränderung notwendig. Die Unterscheidung der Bereitstellungzeit nach Energieträger macht ggf. „PRL-Redispatch“ notwendig. Die kombinierte Pitchwinkel- und Drehzahlregelung von Windenergieanlagen bedarf weiterer Forschungsarbeiten. Der Umbau der Synchrongeneratoren stillgelegter Kraftwerke zu rotierenden Phasenschiebern kann durch die damit verbundene Erhöhung der Schwungmasse am Netz hinsichtlich der dynamischen Frequenzstabilität unterstützend wirken.

3.2 Spannungshaltung und Blindleistungsmanagement

Für jede Stunde des Szenarienjahres wurde in Kapitel 2 ein vollständiges Bild der Erzeugung und des Verbrauchs mit einer räumlichen Auflösung auf Ebene des HöS-Netzes erarbeitet. Die Detailtiefe des erstellten Szenarios ist für die folgenden Untersuchungen Grundvoraussetzung, da die Spannungshaltung im Gegensatz zur Frequenzhaltung lokal erfolgen muss und von den örtlichen Gegebenheiten des Netzes und der Stromerzeuger- und Stromverbraucherstruktur abhängt. Mit vollständigen Leistungsflussberechnungen (Abschnitt 3.2.2) werden in diesem Kapitel die für das Szenario resultierenden Spannungsbänder (Abschnitt 3.2.3) und der Blindleistungsbedarf (Abschnitt 3.2.4) für jeden HöS-Knoten und jeden Zeitschritt bestimmt. Des Weiteren werden in Abschnitt 3.2.5 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.

Unter Spannungshaltung wird das Einhalten eines Spannungsbandes an allen Netzknoten verstanden. Für die Höchstspannungsebene beträgt das zulässige Spannungsband nach [31] ± 10 Prozent, wobei dieses nicht nur im (n-0)-Betrieb eingehalten werden muss, sondern auch in allen (n-1)-Fällen. Eine zu große Spannung, bspw. durch kapazitive Spannungserhöhung in leerlaufenden oder schwach ausgelasteten Netzgebieten (Ferranti-Effekt), birgt die Gefahr eines Isolationsfehlers und somit eines Kurzschlusses. Eine zu niedrige Spannung erhöht die Gefahr eines Spannungskollapses: Soll über eine Übertragungsstrecke eine konstante Leistung übertragen werden, so hängt der sich einstellende Strom vom Spannungsniveau ab. Ist das Spannungsniveau am Anfangsknoten hoch, so stellt sich ein verglichen mit niedrigerer Spannung kleiner Strom ein, der auf der Übertragungsstrecke zu einem

vergleichsweise geringen Spannungsabfall führt. Sinkt nun das Spannungsniveau, so muss bei gleicher Leistung ein größerer Strom fließen, der zu einem größeren Spannungsabfall und zu höheren Wirk- und Blindleistungsverlusten des Netzes führt. Ein großer Spannungsabfall bedingt wiederum ein niedriges Spannungsniveau und einen größeren Strom. Bei zu niedriger Spannung kann sich dieser Effekt selbst verstärken und z. B. bei steigender Last zum Kollabieren der Spannung führen.

Die Betriebsmittel der Höchstspannungsebene bestehen aus ohmschen (verlustbehafteten) sowie kapazitiven und induktiven Bestandteilen. Abbildung 104 zeigt das sogenannte π-Ersatzschaltbild einer Freileitung.

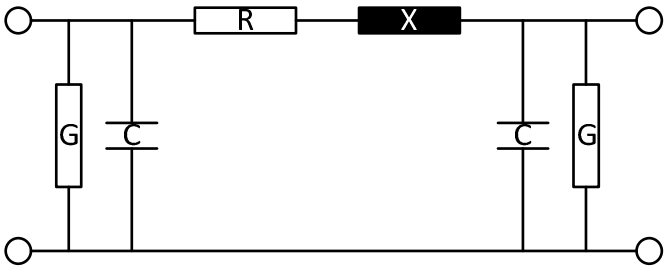


Abbildung 104: Einphasiges π-Ersatzschaltbild einer Freileitung

Im Längsglied, bestehend aus dem Widerstand R und der Reaktanz X, überwiegt die induktive Reaktanz gegenüber dem Widerstand, da diese in der Höchstspannungsebene üblicherweise ca. 10 mal so groß ist. In den Quergliedern können die Leitwerte G gegenüber den Kapazitäten C in der Höchstspannungsebene in der Regel vernachlässigt werden. Da der kapazitive Blindleistungsbedarf der Kapazitäten von der anliegenden Spannung abhängt und damit näherungsweise unabhängig vom Belastungszustand ist, der induktive Blindleistungsbedarf der Reaktanz hingegen vom Strom im Längsglied und damit wesentlich vom Belastungszustand abhängt, überwiegt im Leerlauf der kapazitive Blindleistungsbedarf und in den meisten Belastungsfällen der induktive Blindleistungsbedarf. Abbildung 105 zeigt die Abhängigkeit des Blindleistungsbedarfs Q in Abhängigkeit der übertragenen Wirkleistung beispielhaft an einer 10 km langen 380 kV-Freileitung:

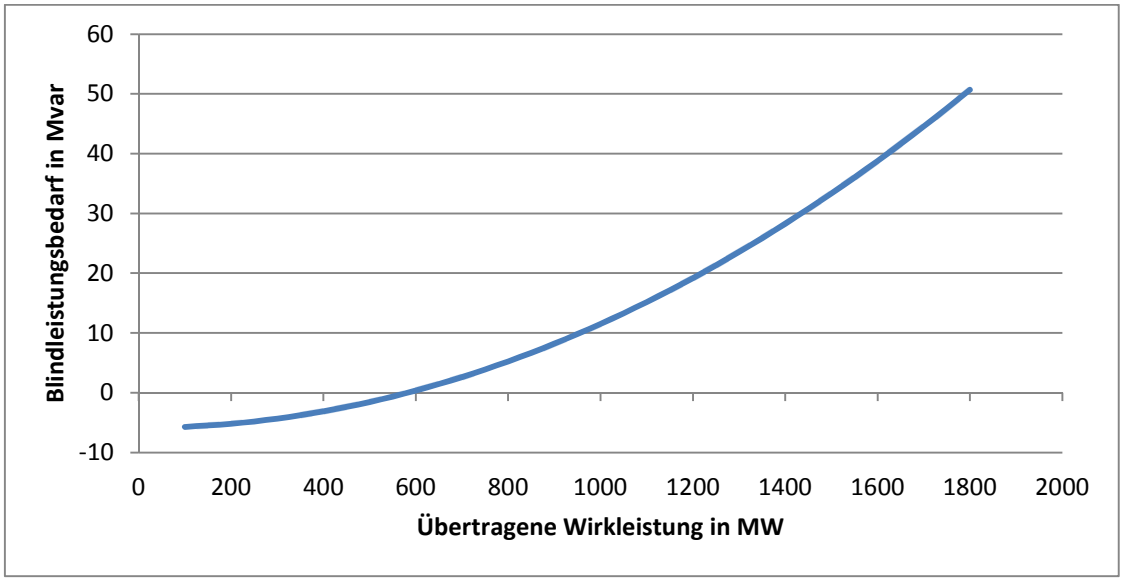


Abbildung 105: Blindleistungsbedarf einer 10 km langen 380-kV-Freileitung in Abhängigkeit der übertragenen Wirkleistung

Im schwach ausgelasteten Betrieb verhält sich die Leitung kapazitiv (Q<0) während sie mit steigender Belastung ein immer stärker induktives Verhalten (Q>0) aufweist.

3.2.1 Aktuelle Rahmenbedingungen

Die Blindleistungsbereitstellung in der Höchstspannungsebene ist in [31] geregelt. Alle Erzeugungsanlagen von der 110 kV- bis zur 380 kV-Spannungsebene müssen in Abhängigkeit der Netzspannung und auch im Teillastbetrieb Blindleistung nach vereinbarten Variantenkennlinien erbringen. Erzeugungsanlagen aus unterlagerten Spannungsebenen werden zur Blindleistungsbereitstellung für die Hoch- und Höchstspannungsebene heutzutage in der Regel nicht herangezogen. Wenngleich Großkraftwerke in der Hoch- und Höchstspannungsebene auch im 100%-EE-Szenario vorgesehen sind, kann nicht für jeden Zeitpunkt angenommen werden, dass diese auch am Netz sind und ausreichende Bereitstellungspotenziale für Blindleistung besitzen. Deswegen werden in Abschnitt 3.2.5. auch qualitativ die Möglichkeiten zur Bereitstellung von Blindleistungen aus unterlagerten Spannungsebenen untersucht.

Neben den Potenzialen zur Blindleistungsbereitstellung ändert sich auch der Bedarf: Durch die veränderte Leistungsflusssituation im aus AC- und DC-Übertragungsleitungen bestehenden Netz, durch den Netzausbau und durch dezentrale Erzeugungsanlagen, die verteilt über das gesamte Netz einspeisen, ergibt sich eine veränderte Netzsituation und neue Anforderungen an die Sollwertbestimmung für Spannungsbeträge und Blindleistungswerte.

3.2.2 Vollständige Leistungsflussberechnungen

Nach Durchführung der vereinfachten Leistungsflussberechnungen (gemäß Kapitel 2.1) zur Ausbausimulation des modellierten Stromnetzes (aus Kapitel 2.5) wurde zur Simulation der Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung das Netzmodell zu einem vollständigen AC-Netzmodell (inkl. Quergliedern) erweitert, welches so aufgebaut wurde, dass zur Durchführung von (n-1)-Simulationen jedes Betriebsmittel einzeln außer Betrieb gesetzt werden kann. Zur Durchführung von (n-0)- und (n-1)-Leistungsflussberechnungen auf Basis des Newton-Verfahrens „Vollständige Leistungsflussberechnungen“ war zunächst die Entwicklung einer Strategie zur Verteilung von Wirkleistungsverlusten auf die Anlagen und eine Strategie zur Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung notwendig. Hierbei war es unerlässlich, ein Gegeneinanderregeln zu verhindern, um Konvergenzprobleme der vollständigen Leistungsflussberechnungen zu verhindern.

Wirkleistungsstrategie

Üblicherweise wird im Rahmen der Leistungsflussberechnung ein sogenannter „Slack-Knoten“ definiert, der die Leistungsbilanzierung des Netzes übernimmt. Von der Prognose abweichende Verluste oder Überschüsse werden über diesen Knoten ausbilanziert. In Einzelfällen muss dieser Knoten daher große Leistungen bilanzieren und die dem Slack-Knoten nahegelegenen Leitungen werden anders belastet, möglicherweise sogar überlastet. Es wurde daher ein sogenannter „Distributed-slack“ umgesetzt, bei dem in jedem Iterationsschritt der Leistungsflussberechnungen die Differenzleistungen des Netzes auf alle Stromerzeuger/-verbraucher, die nach Abschnitt 3.1.6 in der Regelleistungsbereitstellung eingesetzt werden, im Verhältnis ihrer Leistungseinspeisung aufgeteilt wurden. Dieses Vorgehen ist an den Einsatz bei der Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung, die im realen Netz Differenzleistungen ausgleicht, angelehnt. Das bedeutet eine mit jedem Iterationsschritt (leicht) veränderte Leistungsflusssituation, sodass sich auch die

einzuspeisende Blindleistung interagierend mitverändern muss, deren Einfluss auf die Netzverluste wiederum auf den „Distributed-slack“ rückwirkt.

Blindleistungsstrategie

Zur Vermeidung von Überspannungen müssen Anlagen, wie eingangs dieses Kapitels beschrieben, 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. Unter der Annahme, dass es eine zentrale Stelle gäbe, die zukünftig jeder Anlage zu jedem Zeitpunkt ohne Zeitverzug einen optimalen Blindleistungssollwert übermittelt, wäre eine globale Blindleistungs-Optimierungsstrategie denkbar. Um diese Annahme nicht zu unterstellen und 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. Der Koeffizient wurde durch Ableitung der allgemeinen Leistungsflussgleichungen für das Netz mit Netznennspannung an allen Knoten ermittelt. Der Koeffizient ist daher für starke Spannungsabweichungen nicht exakt, liefert jedoch immer noch sehr gute Ergebnisse, da zumindest im (n-0)-Fall die Spannungsabweichungen an allen Knoten nur wenige Prozentpunkte betragen (vgl. Abbildung 106 und Abbildung 107). Die Blindleistungsstrategie mittels eines P-Reglers ist vorteilhaft, da die P-Regler der verschiedenen Knoten nicht gegeneinander regeln und ein P-Regler keine Zustandsrückführung auf einen Sollwert (Nennspannung) durchführt. Die Vorgabe von Nennspannung an allen Knoten wäre aus Sicht der Spannungshaltung vorteilhaft und wurde im Rahmen des Projekts evaluiert. Sie bedingt aber unrealistisch hohe Blindleistungsflüsse und damit hohe Netzverluste, da jeder durch Wirkleistungsfluss bedingte Spannungsabfall durch einen zusätzlichen Blindleistungsfluss kompensiert werden würde. Aufgrund der Wechselwirkungen zwischen Wirk- und Blindleistungshaushalt interagieren Wirk- und Blindleistungsstrategie in jedem Iterationsschritt, regeln aber nicht gegeneinander.

Da bereits im Rahmen der vereinfachten Leistungsflussberechnungen gemäß Kapitel 2.1 Punkt 4 die Netzverluste und damit der notwendige Verlustleistungsbedarf abgeschätzt worden sind, haben sich keine wesentlichen Rückwirkungen durch die Wirk- und Blindleistungsstrategie auf die Anlageneinsatzplanung ergeben.

3.2.3 Simulation der Spannungsbänder an den HöS-Knoten im 100%-EE-Szenario

Die folgenden Grafiken(Abbildung 106 und Abbildung 107) zeigen die prozentualen Spannungsbänder aller 8.760 (n-0)-Fälle des Szenariojahres für alle Knoten:

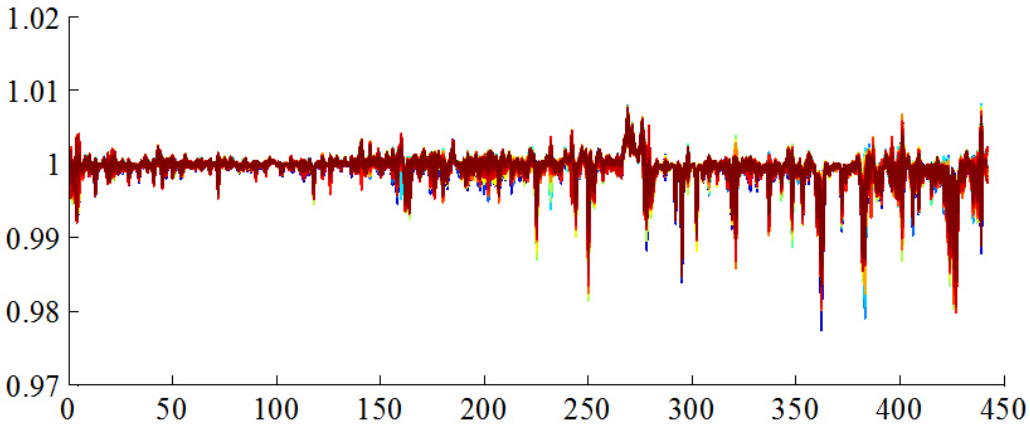


Abbildung 106: (n-0)-Spannungsbänder aller Knoten für alle Zeitpunkte des Szenarienjahres

Die Auswertungen zeigen, dass die Spannungsbänder mit der gewählten Strategie zur Spannungshaltung bei entsprechender Blindleistungsbereitstellung durch verteilte Anlagen sicher eingehalten werden können. Es fallen nur wenige Knoten mit erhöhter Spannung (typischerweise Einspeiseknoten) oder verringerter Spannung (typischerweise Lastknoten) auf. In der folgenden Abbildung 107 sind dieselben Spannungsbänder aller Knoten für alle 8.760 Zeitpunkte des Szenarienjahres aufgetragen.

Es zeigt sich kein jahreszeitlich abhängiges Verhalten des Spannungsbands. Die geringen Spannungsbandstreuungen und die Unabhängigkeit von den Jahreszeiten sind vorrangig auf die verteilte Blindleistungsstrategie, die Spannungsabweichungen an Knoten bzw. Netzgebieten proportional entgegenregelt, zurückzuführen.

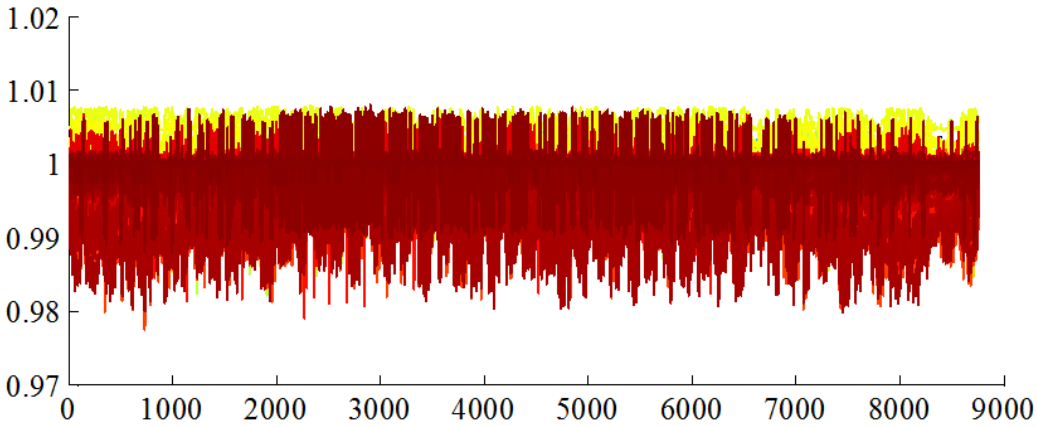


Abbildung 107: (n-0)-Spannungsbänder aller Stunden des Szenarienjahres von allen Knoten

3.2.4 Simulation des Blindleistungsbedarfs in der HöS im 100%-EE-Szenario

Bei der Analyse des Blindleistungsbedarfs muss einerseits zwischen dem Bedarf des Netzes und dem Bedarf der angeschlossenen Lasten unterschieden werden. Für die Lasten wird vereinfacht ein $\cos(\varphi) = 0{,}95\ ind.$ angenommen, der für jeden Knoten und jeden Zeitpunkt berechnet wird. Der Blindleistungsbedarf des Netzes hängt von der Belastungssituation des Netzes ab, die wiederum nicht nur von der Lastsituation abhängt, sondern auch von der Einspeise- und Speichersituation und

deren geographischer Verteilung. Abbildung 108 zeigt den durchschnittlichen Blindleistungsbedarf der Lasten jedes Knotens (links), des Netzes (Mitte), sowie deren Überlagerung (rechts).

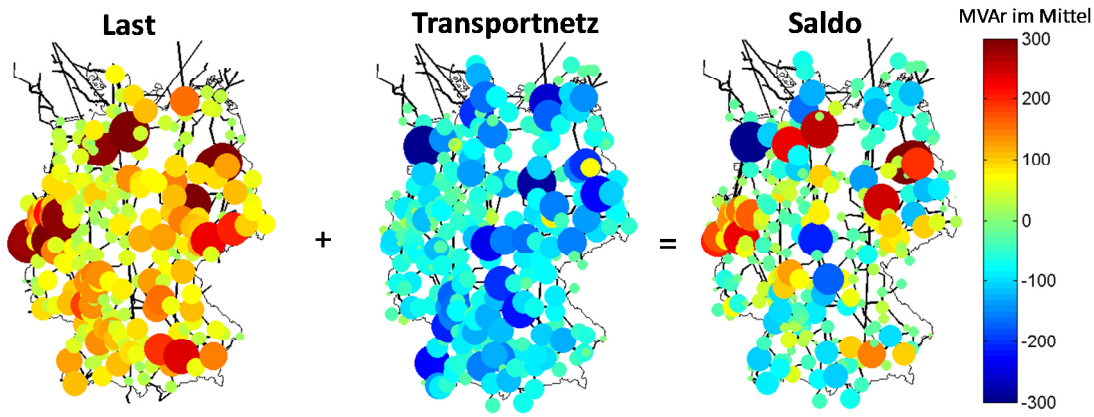


Abbildung 108: Simulierter durchschnittlicher Blindleistungsbedarf der Lasten und des HöS-Netzes im 100%-EE-Szenario, sowie die Bilanz. Positive Blindleistung bedeutet einen induktiven Blindleistungsbezug, negative Blindleistung einen kapazitiven.

Die Auswertungen zeigen einen erhöhten Blindleistungsbedarf in den auch heute bestehenden Lastregionen mit hoher Industrie- und/oder Bevölkerungsdichte. Abbildung 109 zeigt den gesamten Blindleistungsbedarf des Netzes über der Netzbelastung für alle 8.760 Stunden des Jahres. Die Netzbelastung wird als das Produkt von übertragener Leistung mal Länge der Leitung summiert über alle Leitungen angegeben.

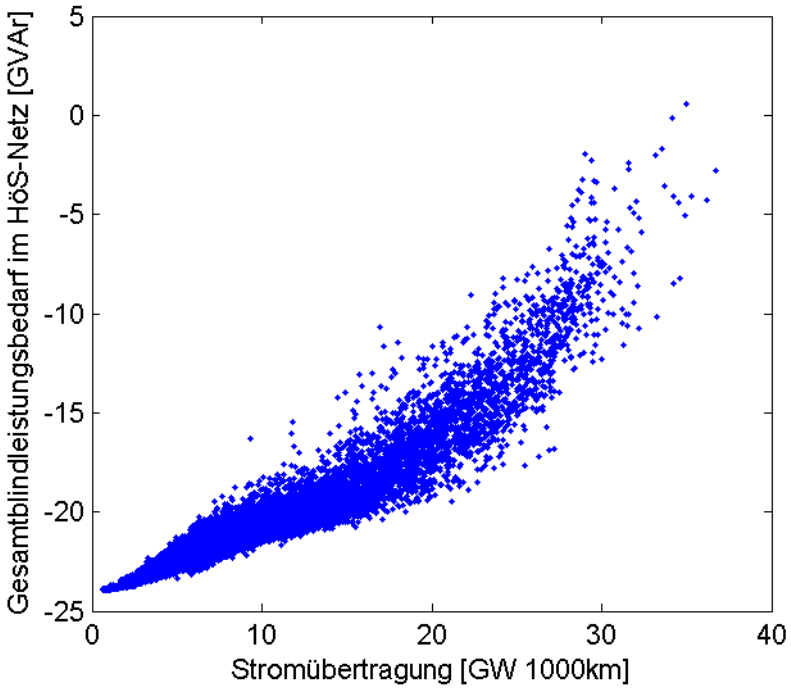


Abbildung 109: Simulierter Gesamtblindleistungsbezug des HöS-Netzes als Funktion der Transportleistung des Netzes (negative Werte bedeuten kapazitiven Blindleistungsbezug)

Das Netz befindet sich bilanziell zu fast allen Zeitpunkten in einem kapazitiven Betriebszustand, was zunächst unerwartet ist, da stets von hohen Ausbau- und Übertragungsleistungen vor allem über

große Strecken in Nord-Süd-Richtung ausgegangen wird, und hohe Transportleistungen über weite Strecken einen großen induktiven Blindleistungsbedarf bedingen müssten. Die Auswertung wird nachvollziehbar, wenn berücksichtigt wird, dass sich der Netzausbau nach Kapitel 2.5 nach Extremlastszenarien richtet, sodass viele Streckenabschnitte ausgebaut werden, die möglicherweise nur wenige Stunden im Jahr ausgelastet sind. Insgesamt steigt durch Netzausbau im Drehstromnetz der kapazitive Blindleistungsbedarf an, da mehr Querglieder entstehen (vgl. Abbildung 104). Durch den Zubau von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssystemen kommt es zudem zu einer Verschiebung der großen Langstrecken-Übertragungen von Wirkleistung vom Drehstromnetz auf das Gleichstromnetz. Das Drehstromnetz übernimmt vielfach die Aufgabe, Leistung zu den Gleichstromanschlusspunkten hin- und von ihnen wegzuführen, statt diese selbst zu übertragen. Da die Leistungsübertragung auf Gleichstromsystemen keine Blindleistung benötigt, sinkt dadurch der induktive Blindleistungsbedarf des Netzes. Im Gegensatz zum induktiven Blindleistungsbedarf des Netzes, der in Starklastszenarien auftritt, tritt der kapazitive Blindleistungsbedarf in Schwachlastzeiten und –regionen zusammen mit hohen Spannungen auf. Unter Einhaltung der (n-1)-Sicherheitskriterien zur Versorgungssicherheit und übrigen Netzsicherheitsparametern ist es unter Umständen vorteilhaft, einzelne Systeme oder ganze Abschnitte abzuschalten, um so den kapazitiven Blindleistungsbedarf und die damit verbundenen Wirkleistungsverluste zu senken.

3.2.5 Blindleistungsbereitstellung in die HöS

In diesem Abschnitt wird untersucht, wie der im vorgegangenen Abschnitt bestimmte Blindleistungsbedarf an den HöS-Knoten des 100%-EE-Szenarios gedeckt werden kann. Die Untersuchungen beschränken sich dabei auf Abschätzungen und liefern keine konkreten Blindleistungsstellpotenziale, da weder die heutigen Standorte der Stromerzeuger für eine Gegenüberstellung zu den zukünftigen, noch die der Höchstspannungsebene (d.h. dem Transportnetz) unterlagerten Verteilungsnetze abgebildet wurden. Abbildung 110 verdeutlicht zunächst schematisch den unterschiedlich starken Einfluss von „zentralen“ Stromerzeugern in der Höchstspannungsebene und „dezentralen“ Stromerzeugern in den unterlagerten Netzen auf die Bereitstellung von Blindleistung (Q).

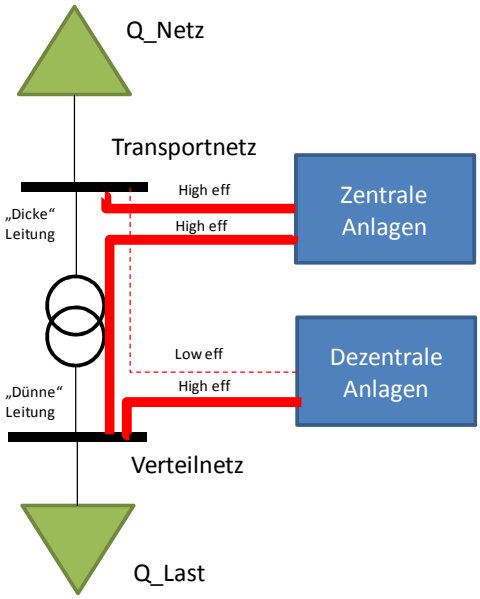


Abbildung 110: Schematische Darstellung der Blindleistungserbringung zentraler und dezentraler Stromerzeuger ins Transport- und Verteilungsnetz

Während zentrale Anlagen sowohl auf das Transport- als auch auf das Verteilungsnetz einen hohen Einfluss bezüglich ihrer Blindleistungsbereitstellung haben, ist der Einfluss der dezentralen Anlagen - wie in Folgenden erläutert - lediglich im Verteilungsnetz als hoch zu bewerten, nicht jedoch hinsichtlich des Transportnetzes.

Tabelle 20 verdeutlicht zunächst für die unterschiedlichen Stromerzeuger, wie sich die an den Spannungsebenen angeschlossene Stromerzeugungsleistung in Zukunft verändern könnte. Um den heutigen Stand abzubilden wurde auf die Kraftwerksliste 2013 [80] und den EEG-Statistikbericht 2011 [81] zurückgegriffen. Die Angaben für das 100%-EE-Szenario wurden zum Teil nach eigenen Abschätzungen getroffen; zum Teil resultieren sie aber auch direkt aus den Annahmen zum 100%-EE-Szenario. Letzteres gilt beispielsweise für die Photovoltaik, bei der die Verteilung auf die Spannungsebenen im 100%-EE-Szenario sich an dem Verhältnis von Freilandanlagen und Anlagen an Häusern orientiert.

Wie die letzte Spalte von Tabelle 20 anzeigt, ist ein Großteil der Nennleistungen aus der Kraftwerkliste ohne Netzanschlussspannung angegeben. Dem EEG-Statistikbericht wird hingegen eine vollständige Erfassung der Netzanschlussspannungen unterstellt. Die Kraftwerksliste enthält auch keine Angaben zur Niederspannung, weshalb die Tabelle an den entsprechenden Stellten leer gelassen wurde.

Tabelle 20: Verteilung der deutschlandweiten Nennleistung nach der Kraftwerksliste 2013 [80] und dem EEG-Statistikbericht 2011 [81] sowie des 100%-EE-Szenarios für die unterschiedlichen Stromerzeugungstechnologien auf die Netz- oder Umspannebene ihres Anschlusses

			Anteil an der Nennleistung [%]							
Quelle	Energieträger-/ Stromerzeugungs-bezeichnung	Nennleistung [GW]	Höchstspannung (HöS)	HöS/HS	Hochspannung (HS)	HS/MS	Mittelspannung (MS)	MS/NS	Niederspannung (NS)	Nennleistung ohne Spannungsangabe [%]
Kraftwerksliste 2013	Onshore-Windenergie	32,0	7	1	36	18	38			69
EEG-Statistikbericht 2011	Onshore-Windenergie	28,5	3	1	31	14	50	0	0	0
100%-EE-Szenario	Onshore-Windenergie	87,0	10	0	60	0	30	0	0	0
Kraftwerksliste 2013	Offshore-Windenergie	0,5	88	0	12	0	0			0
EEG-Statistikbericht 2011	Offshore-Windenergie	0,2	68	0	32	0	0	0	0	0
100%-EE-Szenario	Offshore-Windenergie	40,0	98	0	2	0	0	0	0	0
Kraftwerksliste 2013	Photovoltaik	35,7	0	0	59	6	35			98
EEG-Statistikbericht 2011	Photovoltaik	23,9	0	0	4	1	25	3	67	0
100%-EE-Szenario	Photovoltaik	133,7	0	0	2	0	33	0	65	0
Kraftwerksliste 2013	Abfall	1,3	0	0	50	0	50			11
Kraftwerksliste 2013	Grubengas	0,3	0	0	39	0	61			66
EEG-Statistikbericht 2011	Deponie-, Klär-, Grubengas	0,6	0	0	12	3	79	2	4	0
Kraftwerksliste 2013	Biomasse	5,8	2	0	29	9	60			84
EEG-Statistikbericht 2011	Biomasse	5,4	0	0	6	4	75	4	10	0
100%-EE-Szenario	Bioenergie vor-Ort	17,3	0	0	20	5	65	2	8	0
EEG-Statistikbericht 2011	Geothermie	0,1	0	0	0	0	50	13	38	0
100%-EE-Szenario	Geothermie	4,7	0	0	0	0	50	13	38	0
Kraftwerksliste 2013	Speicherwasser	1,4	82	0	17	0	1			6
Kraftwerksliste 2013	Laufwasser	3,9	8	0	66	0	26			48
EEG-Statistikbericht 2011	Wasser	1,4	0	1	9	6	64	3	17	0
100%-EE-Szenario	Wasserkraft	4,8	4	0	35	3	49	1	8	0
Kraftwerksliste 2013	Pumpspeicher	9,1	82	0	18	0	0			0
100%-EE-Szenario	Pumpspeicher	12,6	82	0	18	0	0			0
100%-EE-Szenario	Batterien	55,0	0	0	2	0	33	0	65	0
Kraftwerksliste 2013	Erdgas	17,8	41	0	52	0	7			15
100%-EE-Szenario	Methankraftwerke	53,8	50	0	20	0	10	0	20	0
Kraftwerksliste 2013	Kernenergie	12,1	100	0	0	0	0			0
Kraftwerksliste 2013	Steinkohle	19,7	82	0	17	0	1			0
Kraftwerksliste 2013	Braunkohle	17,8	97	0	2	0	0			0
Kraftwerksliste 2013	Mehrere Energieträger	14,6	38	0	49	0	13			1
Kraftwerksliste 2013	Mineralölprodukte	4,0	40	0	57	0	3			6
Kraftwerksliste 2013	sonstige	2,1	26	0	58	17	0			57

Aus Tabelle 20 lässt sich ein Bild für die in den jeweiligen Spannungsebenen angeschlossene Gesamtleistung an Stromerzeugern gewinnen. Dafür wird in Tabelle 21 zwischen der heutigen Verteilung aller Stromerzeuger auf die Spannungsebenen und der entsprechenden Verteilung im 100%-EE-Szenario unterschieden. Die heutige Verteilung einer Stromerzeugungsart wird hierfür in dem Fall, dass in Tabelle 20 für sie sowohl Angaben aus der Kraftwerksliste als auch aus dem EEG-Statistikbericht vorliegen, durch eine gewichtete Mittelung der Nennleistungen unter Berücksichtigung des Prozentsatzes an vorhandenen Spannungsangaben gebildet.

Tabelle 21: Verteilung der Gesamtnennleistungen aus Tabelle 20 auf die Netz- oder Umspannebenen des Anschlusses

	Summe	HöS	HöS/HS	HS	HS/MS	MS	MS/NS	NS
Nennleistung heute (gewichtete Mittelung) [GW]	155,5	70,1	0,4	37,5	5,1	25,6	0,8	16,0
Anteil an Gesamtnennleistung [%]	100,0	45,1	0,2	24,1	3,3	16,5	0,5	10,3
Nennleistung im 100%-EE-Szenario [GW]	408,9	85,3	0,0	74,9	1,0	109,7	1,0	136,9
Anteil an Gesamtnennleistung [%]	100,0	20,9	0,0	18,3	0,2	26,8	0,2	33,5

Es ist in Tabelle 21 ersichtlich, dass im Szenario das mehr als 2,5-fache der heutigen Leistung in Deutschland installiert ist. Diese Zunahme betrifft, abgesehen von den bei den Szenarienannahmen vernachlässigten Umspannebenen, alle Spannungsebenen. So nimmt beispielsweise nicht nur in der Niederspannung, sondern auch in der Höchstspannung die installierte Leistung zu. Dies legt die Annahme nahe, dass auch im 100%-EE-Szenario eine ausreichende Blindleistungsbereitstellung durch Stromerzeuger in der Höchstspannungsebene erfolgen kann, wobei die Anlagenstandorte in der HöS, der Blindleistungsbedarf an dem jeweiligen HöS-Knoten und die Struktur des unterlagerten Netzes berücksichtigt werden muss. Bezüglich der Blindleistungsbereitstellung durch Windenergie- und Photovoltaikanlagen ist zu beachten, dass ihre Blindleistungsstellpotenziale nicht wie ihre Wirkleistung (P) direkt ins Verhältnis zum Wetter gesetzt werden können. Photovoltaikanlagen können dank ihrer Wechselrichter auch bei Nacht ihren vollen Blindleistungsbetrag (Q) einspeisen, ebenso Windenergieanlagen auch bei geringen Windgeschwindigkeiten (siehe z. B. PQ-Diagramm in Abbildung 130).

Betrachtet man in Tabelle 21 die Anteile der Spannungsebenen an den Gesamtnennleistungen wird die Verschiebung vom heutigen Stand zu dem des Szenarios deutlich. Während der Anteil der angeschlossenen Kraftwerksleistung heute von der Höchstspannungsebene zur Niederspannungsebene – unter Vernachlässigung der Umspannebenen - kontinuierlich abnimmt, nimmt dieser Anteil im Szenario dagegen tendenziell zu. Diesen Wandel zu bewerkstelligen und weiterhin in allen Ebenen stabile Spannungen zu ermöglichen, ist eine der großen Herausforderungen der Energiewende und bedarf noch intensiver Untersuchungen unter Berücksichtigung der jeweiligen Gegebenheiten in den unterschiedlichen Verteilungsnetzen.

Die Bereitstellung von Blindleistung für die Höchstspannungsebene wird auch zukünftig in der Regel vorrangig von Anlagen erfolgen, die in einer möglichst hohen Spannungsebene angeschlossen sind, da diese die größten Wirkfaktoren auf die Spannung in der HöS haben. Zur Erhöhung der

Blindleistungspotenziale ist es außerdem denkbar, außer Betrieb gehende, bestehende oder zu errichtende Anlagen so umzurüsten bzw. zu planen, dass die Generatoren (in der Regel ohne Turbinenteil) in kritischen Zeitpunkten leerlaufend am Netz bleiben. Wenngleich solche Maßnahmen Betriebsverluste bedingen, hätten sie den Vorteil, dass die leerlaufenden Generatoren neben ihrer Eigenschaft als Schwungmasse (vgl. Abschnitt 3.1.7) in den meisten Fällen auch als Phasenschieber zur Blindleistungsbereitstellung dienen könnten. Weitere Blindleistungsbereitstellungspotenziale besitzen die Umrichter der vorgesehenen HGÜs (vgl. Kapitel 2.5), die je nach Bauart einen 4-Quadranten-Betrieb erlauben und somit eine Blindleistungsbereitstellung in großem Umfang und in der HöS statt in unterlagerten Netzen.

Für Zeitpunkte, in denen trotz der vorgenannten Möglichkeiten nicht genügend Blindleistungsbereitstellungpotenziale bereitstehen oder diese aus wirtschaftlichen Erwägungen nicht genutzt werden sollen oder können, wird im Folgenden beispielhaft untersucht, welche Auswirkungen, Potenziale und Restriktionen die Blindleistungsbereitstellung aus unterlagerten Spannungsebenen hat.

Hierzu wird ein „durchschnittlicher Höchstspannungsknoten“ betrachtet, an dem unterlagerte Spannungsebenen angeschlossen sind, in denen sich Lasten und Erzeugungsanlagen befinden. Die folgenden Untersuchungen zeigen beispielhaft die Auswirkungen dezentraler Erzeugungsanlagen und eventueller Blindleistungsbereitstellungen. Für spezifische Aussagen zu einzelnen Knoten oder Netzgebieten sind jedoch stets die individuellen Verhältnisse zu untersuchen, die sich nicht verallgemeinern lassen. Eine mögliche Vermaschung oder die Anbindung an mehrere Knoten, vor allem der Hoch- und Mittelspannung, wird hierbei vernachlässigt. Diese Vernachlässigungen dürfen bei konkreten Untersuchungen von Netzgebieten nicht erfolgen, haben aber auf die grundsätzlichen Darstellungen dieses Abschnitts jedoch nur geringe Auswirkungen.

Für die Untersuchungen wurde die folgende baumartige Netzstruktur angesetzt:

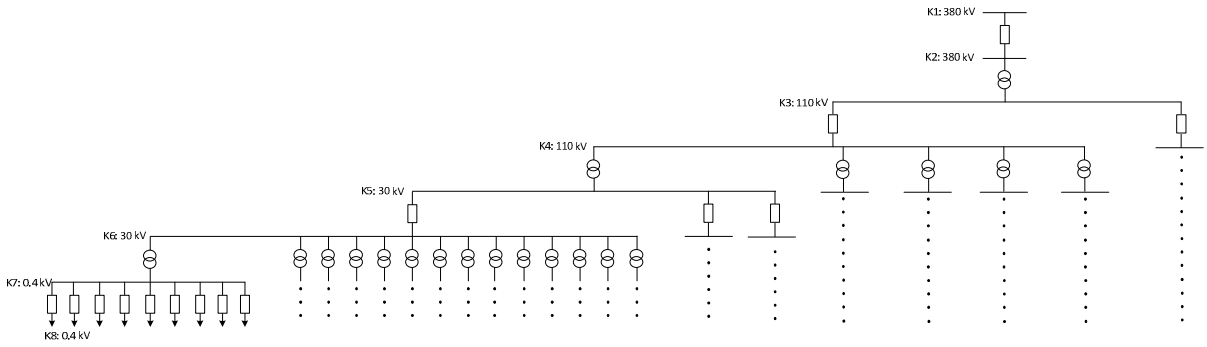


Abbildung 111: Beispielhaftes Netzmodell unterlagerter Spannungsebenen eines Höchstspannungsknotens

In der vereinfachten Strangdarstellung sind Querglieder sowie unterschiedliche ohmsche und induktive Anteile nicht dargestellt. Diese wurden aber in den Netzberechnungen berücksichtigt. Für die Leitungslängen, die Anzahl der parallelen Betriebsmittel und Betriebsmittelparameter wurden entweder übliche Werte oder Literaturwerte verwendet. Die Längen und Anzahl der Freileitungen und Kabel wurden mit Hilfe von Daten der ENTSO-E [40] bzw. [94] abgeschätzt.

Im Folgenden werden verschiedene Szenarien auf das „Durchschnittsnetz“ angewendet, um die Auswirkungen auf die Spannungsbänder der verschiedenen Spannungsebenen auszuwerten.

Zunächst wird ein Basislastfall mit Lasten in allen Spannungsebenen dargestellt. Hierzu wird die durchschnittliche Starklast angenommen. Die Maximallast in Deutschland beträgt ca. 80 GW. Aufgeteilt auf 501 Höchstspannungsnetzknoten ergeben sich ca. 160 MW, die in verschiedenen Spannungsebenen abgenommen werden. Die Aufteilung auf die Netzknoten der Spannungsebenen erfolgt im Verhältnis der unterstellten durchschnittlichen Anzahlen und Bemessungsleistungen von Transformatoren und Leitungssträngen. Aufgrund der vollständigen Symmetrie des Beispielnetzes in Abbildung 111 wird die Auswertung des Spannungsbandes der Netzebenen für jeweils einen der Netzknoten gezeigt.

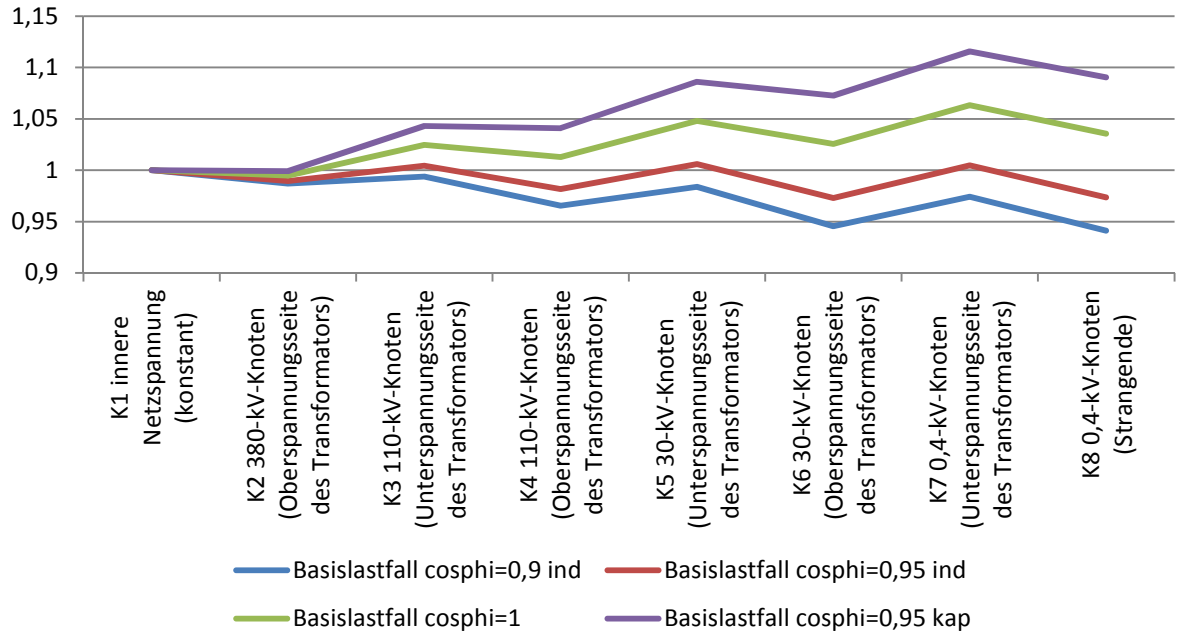


Abbildung 112: Spannungsband des Beispielnetzes für den Basislastfall

Die Auswertungen in Abbildung 112 zeigen, dass die bezogenen Spannungen durch den Leistungsfluss der Lasten in den Betriebsmitteln abnehmen. Damit die bezogene Spannung am Ende eines Stranges nicht zu tief sinkt, wird die Stufung der Transformatoren so angepasst, dass diese nicht dem Verhältnis der Nennspannungen entspricht, sondern einem Verhältnis größer als 100 Prozent. Der Einfluss des Leistungsflusses auf die Spannung am Anschlussknoten des Höchstspannungsnetzes (Knoten 2) ist verglichen mit dem Einfluss auf die lokalen Spannungen gering. Im dargestellten Basislastfall besteht noch ein sicherer Abstand zu den Spannungsbandgrenzen und zu einem eventuellen induktiven Verhalten der Lasten. Ein kapazitives Verhalten der Lasten führt unter Beibehaltung der Trafostufungen zu Spannungsbandverletzungen. Im nächsten Schritt wird daher der Basislastfall mit den drei vorgenannten Varianten mit veränderten Übersetzungsverhältnissen untersucht. Ein Transformator, der bisher die unterlagerte Spannung auf 105 Prozent angehoben hat, wird nun mit einem Übersetzungsverhältnis betrieben, das die Spannung auf 100 Prozent anhebt.

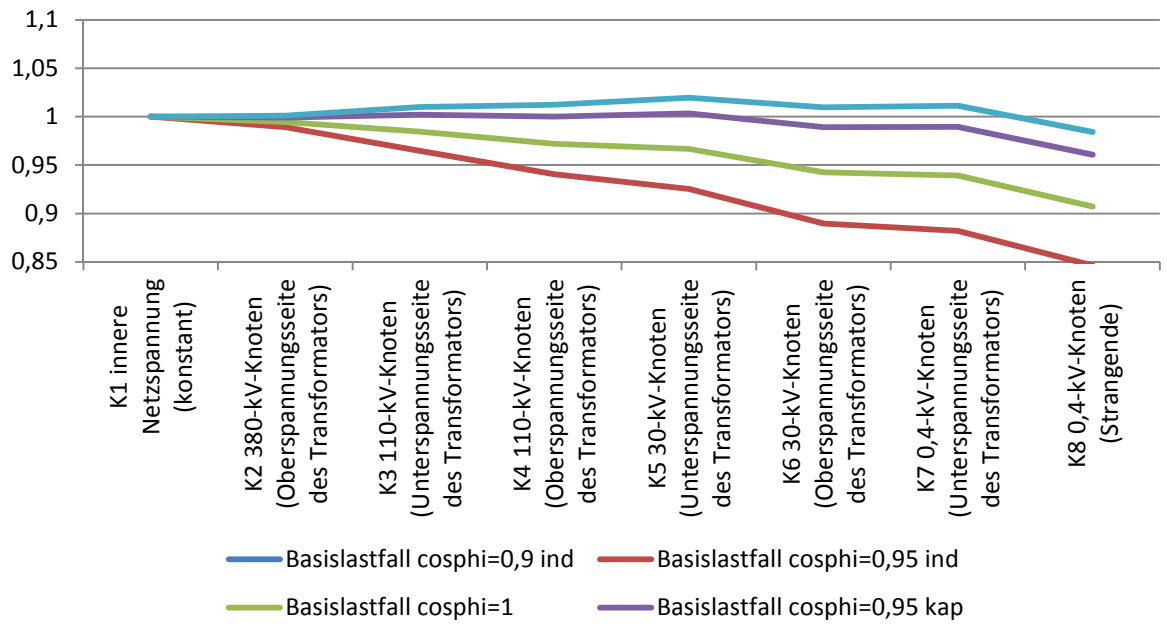


Abbildung 113: Spannungsband des Beispielnetzes für den Basislastfall mit veränderter Trafostufung

Schon kleine Veränderungen in der Trafostufung zeigen die große Sensitivität der Spannungen. Ein zulässiger Systembetrieb bei ohmsch-induktiver Last ist mit diesen Stufungen nicht möglich. Jedoch können sich die Lasten in größeren Umfang ohmsch-kapazitiv verhalten.

Im nächsten Schritt werden Einspeisevarianten untersucht, deren Wirkleistungseinspeisungen dem umgekehrten Basislastfluss entsprechen. Es kommt also zur Rückspeisung über alle Spannungsebenen. Die Varianten unterscheiden sich in ihrer Blindleistungseinspeisung.

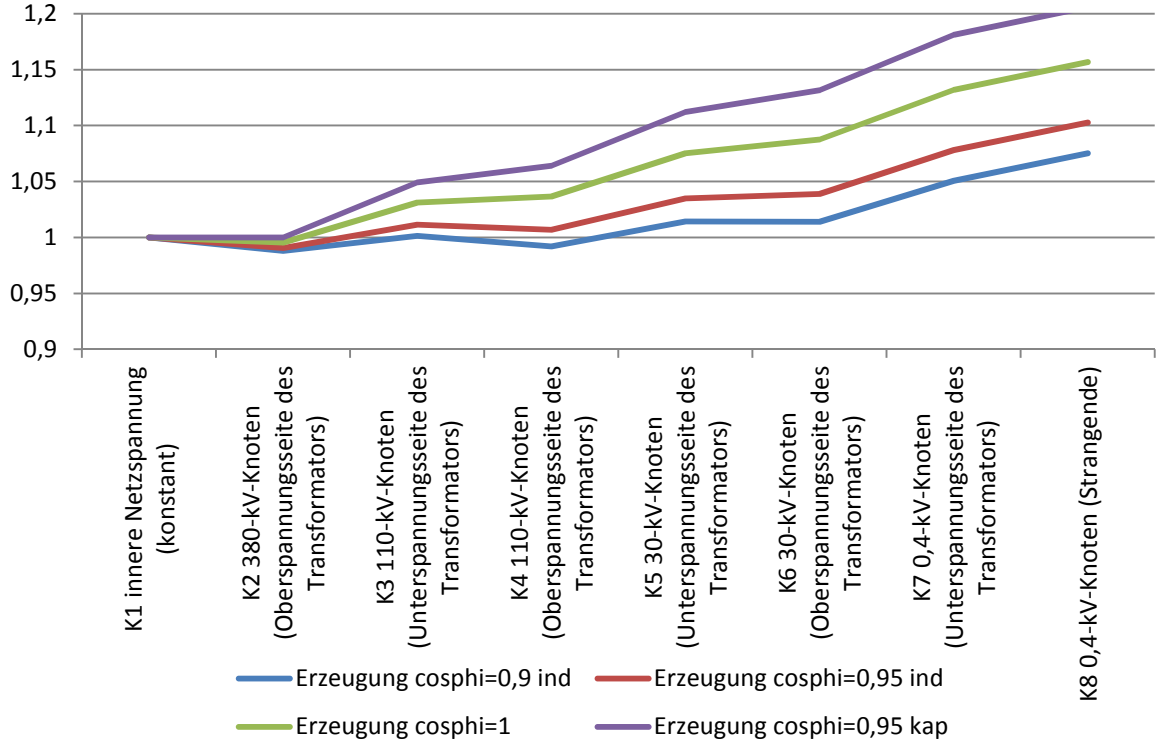


Abbildung 114: Spannungsband des Beispielnetzes in 4 Erzeugungsvarianten

Die Auswertungen in Abbildung 114 zeigen, dass die bezogenen Spannungen durch dezentrale Einspeisung ansteigen. Bei starker Rückspeisung durch Erzeugungsanlagen werden die Spannungsbänder ohne spannungssenkende Blindleistungseinspeisung (also $cos(\varphi) = 1$) nicht eingehalten. Eine kapazitives Verhalten der Erzeugungsanlagen verschlimmert in diesem Fall die Spannungsbandverletzungen und erlaubt keinen zulässigen Systembetrieb und somit keine kapazitive Blindleistungsbereitstellung für die Höchstspannungsebene. Nur ein induktives Verhalten der dezentralen Erzeugungsanlagen bei hoher Einspeisung, wie es schon heute gefordert wird, erlaubt einen zulässigen Systembetrieb in den Spannungsbandgrenzen. Die dezentrale Blindleistungsbereitstellung zeigt einen starken Einfluss auf die lokalen Spannungsbänder und nur einen geringen Einfluss auf die Spannung in der Höchstspannungsebene.

Es wird deutlich, dass die Bereitstellung kapazitiver Blindleistung durch dezentrale Erzeugungsanlagen bezüglich der Spannungsbänder in den unterlagerten Netzebenen kritisch zu bewerten ist. Der rückspeisende Wirkleistungsfluss durch dezentrale Erzeugungsanlagen bewirkt bereits eine Spannungserhöhung in den unterlagerten Spannungsebenen. Hinzu kommen die Transformatorübersetzungsverhältnisse, die üblicherweise für Lastfälle ausgelegt sind und eine von dem Verhältnis der Bemessungsspannung abweichende Stufung größer als 100 Prozent haben, um die unterlagerten Spannungen im Lastfall zu stützen. Die Anpassung der Übersetzungsverhältnisse durch regelbare Transformatoren bietet somit ebenfalls eine potentielle Möglichkeit, die Spannungen anzupassen. Im Folgenden werden somit die drei vorgenannten Varianten mit veränderten Übersetzungsverhältnissen untersucht. Ein Transformator, der bisher die unterlagerte Spannung auf 105 Prozent angehoben hat, wird nun mit einem Übersetzungsverhältnis betrieben, das die unterlagerte Spannung auf 100 Prozent senkt.

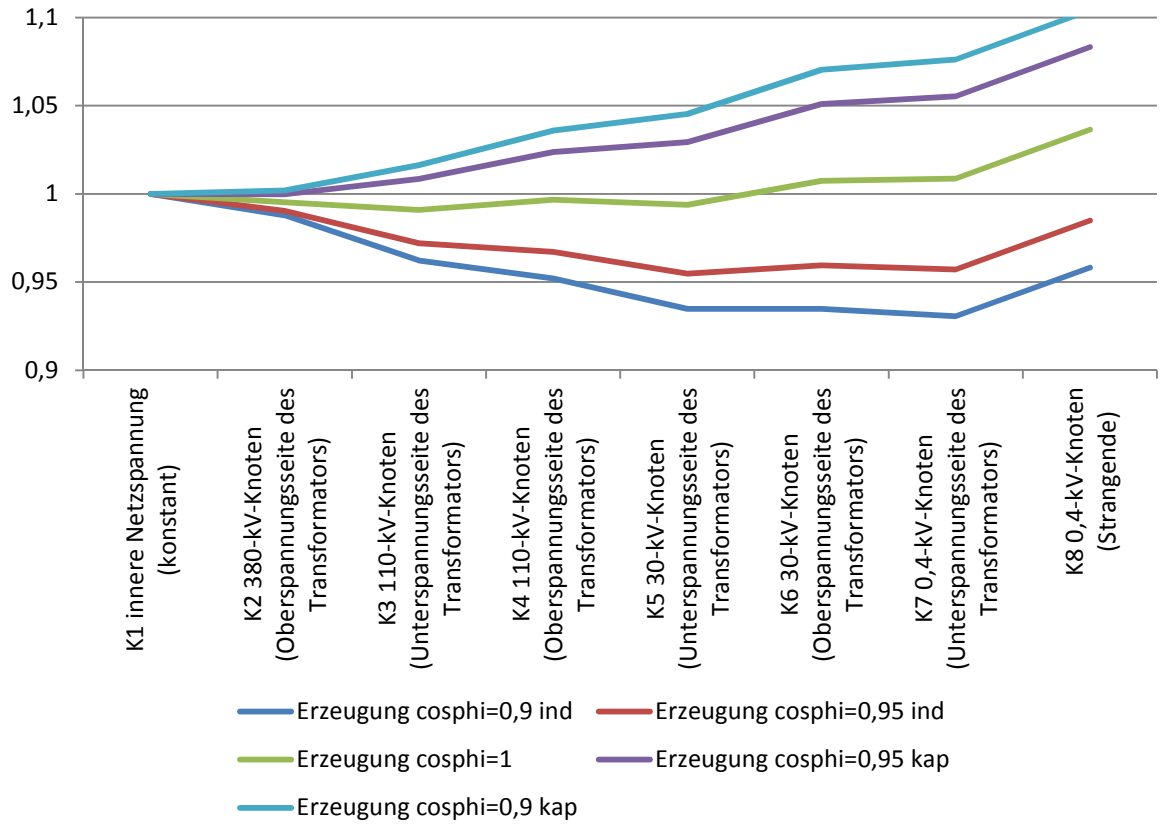


Abbildung 115: Spannungsband des Beispielnetzes in 5 Erzeugungsvarianten mit veränderten Trafostufungen

Die Ergebnisse in Abbildung 115 zeigen, dass durch die veränderte Stufenstellung der Transformatoren eine Einspeisung mit kapazitiver Blindleistung im Rahmen der Spannungsbänder möglich ist. Der Einspeisebetrieb mit induktiver Blindleistung ist für diese Stufung noch zulässig. Die dezentrale Blindleistungsbereitstellung zeigt einen starken Einfluss auf die lokalen Spannungsbänder und nur einen geringen Einfluss auf die Spannung in der Höchstspannungsebene. Wenn der Einzelfall es zulässt, könnten durch größere Stufungen größere Blindleistungsmengen bereitgestellt werden.

Eine dezentrale Blindleistungsbereitstellung wird durch die Netzebenen hindurch bis in die Höchstspannungsebene übertragen, sofern sie vorher nicht durch andere Blindleistungsmaßnahmen kompensiert wird. Ein solcher Blindleistungstransport bedingt jedoch in allen beteiligten Spannungsebenen Wirkleistungsverluste und Spannungsänderungen. Die folgenden Auswertungen zeigen die bezogenen Netzverluständerungen im Beispielnetz nach Abbildung 111 für unterschiedliche Leistungswinkel $cos(\varphi)$ und die beiden unterschiedlichen Trafostufungen ausgehend vom Basislastfall des Beispielnetzes:

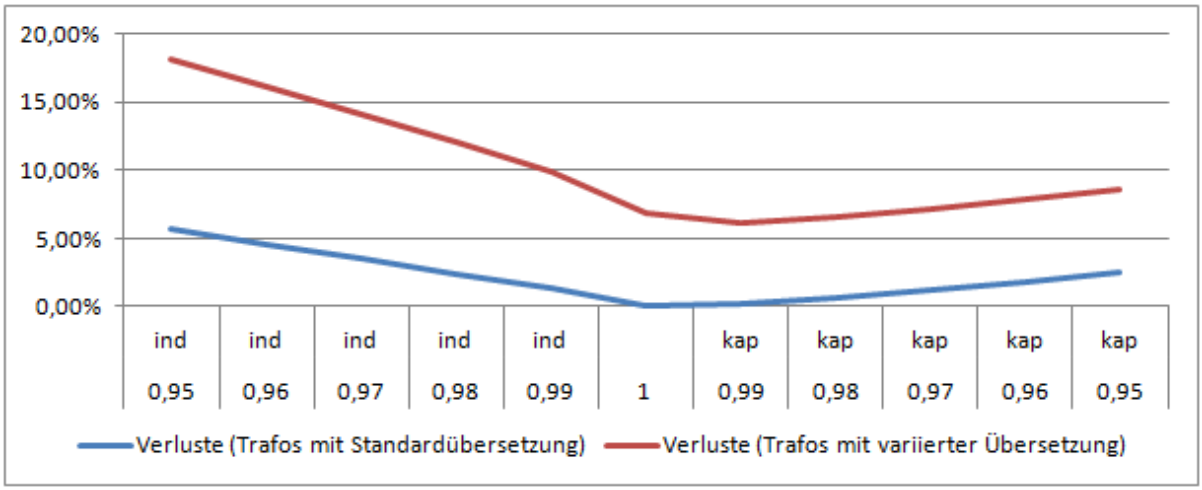


Abbildung 116: Netzverluste durch Blindleistungsbereitstellung in unterlagerten Spannungsebenen

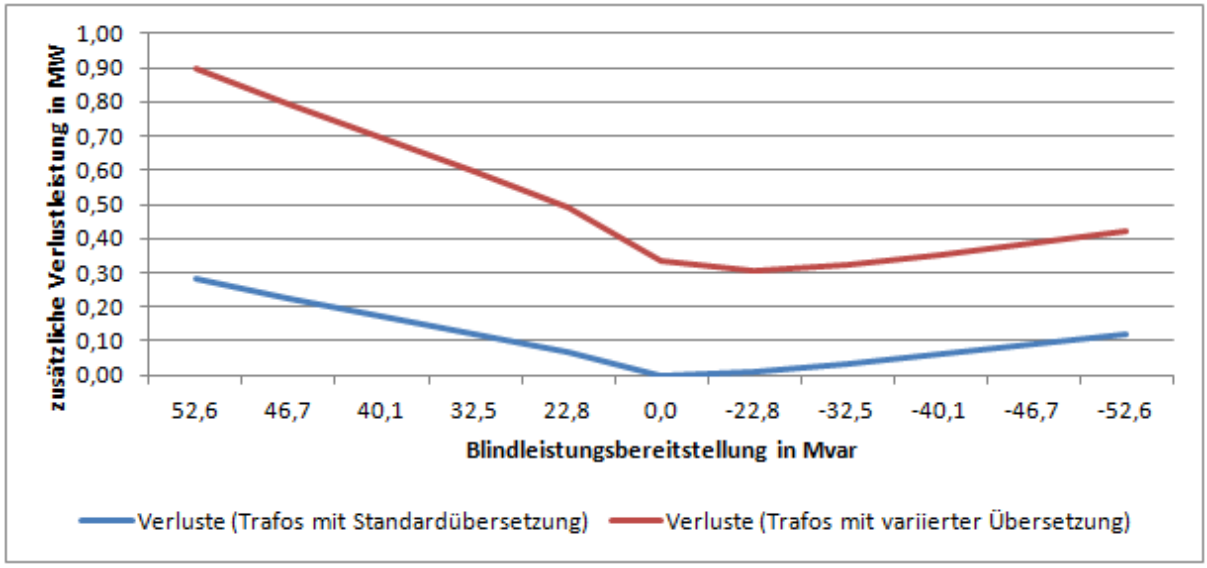


Abbildung 117: Netzverluste durch Blindleistungsbereitstellung in unterlagerten Spannungsebenen

Die Auswertungen zeigen, dass teils mit erheblichen Verlusterhöhungen zu rechnen ist, sodass die Bereitstellung von Blindleistung aus unterlagerten Netzebenen neben den möglichen negativen Auswirkungen auf die lokalen Spannungsbänder auch auf die Verluste negativ wirkt und nachrangig zu Blindleistungspotenzialen in der Höchstspannungsebene eingesetzt werden sollte. Die im tatsächlichen Einzelfall auftretenden Verluste können ebenfalls in Abhängigkeit von der individuellen Wirkleistungsflusssituation, den Längen und Querschnitten der Betriebsmittel, dem Vermaschungsgrad, dem Ausbau als Kabel oder Freileitung, den Transformatorübersetzungsverhältnissen und dem Blindleistungszustand stark variieren. Abbildung 116 zeigt jedoch die grundsätzlichen Zusammenhänge. Die größere Verlustzunahme bei induktivem Erzeugerverhalten verglichen mit der Verlustzunahme bei kapazitivem Erzeugerverhalten lässt sich auf grundsätzlich höhere Verluste bei gleichbleibendem Leistungstransport auf niedrigerem Spannungsniveau erklären, welches durch induktives Erzeugerverhalten bewirkt wird.

Zusammenfassend ist zu sagen, dass der Transport von Blindleistung aus unterlagerten Spannungsebenen in die Höchstspannungsebene zwar grundsätzlich möglich ist. Es müssen jedoch die hier dargestellten Wechselwirkungen und Einschränkungen von Blindleistung, Spannungshaltung und Netzverlusten berücksichtigt werden. Eine robuste, allgemeine Aussage zum Potential dieses Ansatzes ist in diesem Projekt nicht möglich. Die Abhängigkeit von der individuellen Wirkleistungsflusssituation, den Längen und Querschnitten der Betriebsmittel, dem Vermaschungsgrad, dem Ausbau als Kabel oder Freileitung, den Transformatorübersetzungsverhältnissen und dem Blindleistungszustand ist zu individuell.

Für das modellierte Durchschnitts-Verteilungsnetz konnte gezeigt werden, dass bei entsprechend dynamisch optimierter Stufung der Transformatoren ein cos(φ) von 0,9 sowohl in kapazitiver wie auch in induktiver Richtung jederzeit möglich sein wird. Bezogen auf die Bemessungsleistung von 160 MW für dieses Teilnetz ergibt sich ein Blindleistungspotenzial von ±70 MVAr für den simulierten HöS-Netzknoten. Eine lineare Hochrechnung auf Gesamtdeutschland ergibt ein Potenzial von 35 GVAr Blindleistung in beiden Richtungen zu jeder Zeit. Der im Projekt berechnete Blindleistungsbedarf der HöS bewegt sich mit bis zu 25 GVAr kapazitiv und 10 GVAr induktiv (siehe zum Beispiel Abbildung 109) in etwa gleicher Größenordnung. Die Berechnungen lassen daher vermuten, dass die unterlagerten Netzebenen in Zukunft einen signifikanten Beitrag zur Spannungshaltung im Transportnetz leisten können. Dies wird jedoch einen teilweise signifikanten Umbau der Verteilungsnetze (dynamisch stufbare Transformatoren, deutlich erweiterter Automatisierungsgrad) verlangen.

Die genauen Potenziale zur Bereitstellung von Blindleistung aus den jeweiligen Verteilungsnetzen werden weitere Forschungsprojekte, wie aktuell schon geplant, klären müssen.

3.2.6 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

In diesem Abschnitt wurden die Spannungsbänder und der Blindleistungsbedarf an den Höchstspannungsknoten des 100%-EE-Szenarios aus Kapitel 2 ermittelt. Voraussetzung hierfür waren die netzknotenscharfe Simulation von Stromerzeugung und –verbrauch sowie die Berechnung der daraus resultierenden Leistungsflüsse im HöS-Netzmodell, die mit Hilfe vollständiger Leistungsflussberechnung und Strategien zur Behandlung der Wirk- und Blindleistungen (siehe Abschnitt 3.2.2) ermittelt wurden. Die Auswertungen in Abschnitt 3.2.3 zeigen, dass die Spannungsbänder mit der gewählten Strategie zur Spannungshaltung bei entsprechender Blindleistungsbereitstellung sicher eingehalten werden können. Die Auswertungen in Abschnitt 3.2.4

zeigen auf, dass der Blindleistungsbedarf an den Höchstspannungsknoten des Szenarios vor allem in kapazitiver Richtung auftritt, was wesentlich aus dem Einsatz der geplanten Gleichstromleitungen resultiert. Inwieweit dieser Bedarf jederzeit gedeckt werden kann, konnte in den durchgeführten Untersuchungen jedoch nicht abschließend geklärt werden. In Abschnitt 3.2.5 wurde für das angesetzte Szenario abgeschätzt, wieviel Stromerzeugungsleistung in Deutschland in den jeweiligen Spannungsebenen angeschlossenen sein wird. Die Berechnungen zeigen dank einer massiven 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, FACTS, 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. Das genaue Potential dieses dezentralen Ansatzes muss aber mit genaueren, ortsspezifischen Netzberechnungen in weiteren Forschungsprojekten bestimmt werden.

Zusammenfassend konnte gezeigt werden, dass die Netzspannung voraussichtlich auch in 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 dabei 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 des Netzanschlusspunktes 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, deren Über- oder Unterschreitung bspw. bei einer Freileitung aufgrund der starken Erwärmung die Festigkeit bzw. Lebensdauer des Leiterseils negativ beeinflusst und/oder zu einem zu tiefen Seildurchhang führt. Im heutigen Netzbetrieb wird in Pilotprojekten ein so genanntes Freileitungsmonitoring (FLM) evaluiert, um die Auswirkungen von Umweltfaktoren wie Wind und Umgebungstemperatur nicht anhand ihrer gemeinsamen Worst-Case-Werte zu berücksichtigen, sondern anhand ihrer tatsächlichen Werte, um höhere Belastungsgrenzen zu erhalten. Insbesondere hohe Einspeisungen von Windenergieanlagen, die zu hohen Betriebsmittelströmen führen, können mit einer windbedingten Kühlung der Betriebsmittel korrelieren. Auch wenn zu erwarten ist, dass durch weiträumiges FLM eine bessere Ausnutzung der

Betriebsmittel möglich ist, werden diese Potenziale in dieser Machbarkeitsstudie, die nicht den Anspruch erhebt, die optimale Betriebsstrategie zu ermitteln, außer Acht gelassen, um gesicherte Aussagen unter der Annahme heutiger Techniken zu treffen. Dies gilt ebenso für die Berücksichtigung von Hochtemperaturleiterseilen, die eine höhere Stromtragfähigkeit bieten, die jedoch nicht in allen Fällen aus Gründen der Spannungshaltung und aufgrund der sicherzustellenden (n-1)-Sicherheit im vermaschten Übertragungsnetz ausgenutzt werden können.

Der Ausfall eines Betriebsmittels, bspw. durch Kurzschlussfehler oder Seilabriss bei Freileitungen, kann nicht ausgeschlossen werden, auch wenn Freileitungen eine sehr hohe Zuverlässigkeit von über 99,99289 Prozent (Nichtverfügbarkeit: 0,6234 h/a) [94] haben. Den Ausfall eines Betriebsmittels (bei Freileitungen der Ausfall eines Stromkreises) nennt man (n-1)-Fall, weil in diesem Fall ein Betriebsmittel weniger im Netz ist als die n vorgesehenen Betriebsmittel im Normalbetrieb. Hierbei zählen bspw. zwei Systeme einer Übertragungsstrecke als zwei Betriebsmittel. Die garantierte Verfügbarkeit von HGÜ wird nach [95] mit 98 Prozent (Nichtverfügbarkeit: 175 h/a) angegeben, wobei die Ausfallzeit im Wesentlichen durch planbare Wartung und Instandhaltung begründet ist. Ob zukünftig für einen sicheren Systembetrieb mit HGÜ aufgrund der fast 300 mal höheren Nichtverfügbarkeit im Vergleich mit Freileitungs-Drehstromübertragung eine betriebsmäßige (n-2)-Untersuchung notwendig wird, muss anhand zunehmender Betriebserfahrung bzw. den bis zum Erreichen des 100%-Zieles möglichen technischen Fortschritten entschieden werden. Da im Rahmen dieses Projekts die Betriebsführung für alle 8.760 Stunden eines Jahres untersucht wird, werden für alle 8.760 Zeitpunkte vollständige (n-1)-Untersuchungen des Netzes durchgeführt, und es werden entsprechende Maßnahmen zur Herstellung der (n-1)-Sicherheit durchgeführt.

3.3.1 Aktuelle Rahmenbedingungen

Laut [31] besteht ein Engpass dann, wenn durch den vorhandenen Lastfluss im betrachteten Netz das betriebliche (n-1)-Kriterium nicht eingehalten werden kann, also bei Ausfall einer einzelnen Leitung das Netz den erzeugten Strom nicht transportieren kann. Ergänzend dazu, besteht auch dann ein Engpass, wenn der ÜNB voraussagen kann, dass bei Annahme aller Fahrpläne das betriebliche (n-1)-Kriterium nicht eingehalten werden kann.

Der ÜNB ist im Rahmen der Systemführung, die dem sicheren Betrieb des Gesamtsystems dient, zur Durchführung einer Engpassprognose und der sich daraus ableitenden Maßnahmen des Engpassmanagements verpflichtet. Das Engpassmanagement umfasst alle Maßnahmen des Netzbetreibers zur Vermeidung bzw. Behebung eines Engpasses, wie z.B. Auktionen, Redispatch, Countertrading oder Market Splitting [31].

Um Maßnahmen zur Engpassbeseitigung und zur Sicherstellung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit zu ergreifen, sind die ÜNB hierzu gemäß § 13. Abs. 1 und Abs. 2 EnWG berechtigt und verpflichtet, zunächst netzbezogene und, falls diese nicht ausreichen, auch marktbezogene Maßnahmen durchzuführen und somit in die marktbedingte Kraftwerkseinsatzplanung einzugreifen.

3.3.2 Simulationen

Im Rahmen der DC-Netzausbausimulation (Kapitel 2.1 Punkt 4) wurde das Netz für das 100%-EE-Szenario zunächst so ausgelegt, dass zu allen 8.760 Zeitpunkten des Jahres keine (n-0)-Engpässe auftreten. Hierzu wurde das heutige Übertragungsnetz mit einer Länge von ca. 43.100 km um ca. 16.000 km im AC-Netz und ca. 17.400 km im DC-Netz auf das Szenario B 2032 des Netzentwicklungsplans [43] erweitert sowie ein weiterer Netzausbau im AC-Netz im Umfang von

3.800 km durchgeführt (vgl. Tabelle 10 in Kapitel 2.5). Die so erfolgte Netzauslegung hängt stark vom Stromverbrauch (Kapitel 2.3), der Zusammensetzung und regionalen Verteilung der Erzeugungsanlagen der verschiedenen Energieträger (Kapitel 2.4) und der Menge und der Einsatzplanung der Energiespeicher (Kapitel 2.6) ab, sodass das Netzszenario nur ein mögliches Ausbauszenario für 100 Prozent erneuerbare Energien ist, aber möglicherweise nicht das optimale. Eine Netzausbaustrategie, die zusätzlich zur (n-0)-Sicherheit auch die (n-1)-Sicherheit berücksichtigt, wäre ebenfalls denkbar, um den im Folgenden beschriebenen Redispatch-Bedarf zur Herstellung der (n-1)-Sicherheit zu verringern.

Zur Überprüfung und Herstellung der (n-1)-Sicherheit wurden für jeden Zeitpunkt (n-1)-Leistungsflussberechnungen bei Ausfall eines jeden Betriebsmittels durchgeführt. Um einen Netzdatensatz zu erreichen, bei dem es in allen 8.760 Zeitpunkten in keinem (n-1)-Fall zu Inselnetzbildung, Spannungsbandverletzungen oder mangelnden Redispatch-Potenzialen kommt, war initial über den Netzausbau in Kapitel 2.5 zur Herstellung der (n-0)-Sicherheit im Umfang von 3.800 km hinaus ein weiterer AC-Netzausbau an besonders kritischen Stellen im Umfang von 1.078 km notwendig. In Summe haben sich so 4.878 km über den Netzausbau des Szenarios B 2032 des Netzentwicklungsplans [43] hinaus ergeben. Das Netzszenario wird im Folgenden als „KK2-(n-1)-Szenario“ bezeichnet. Ein Netzausbau in diesem Umfang bedeutet noch nicht, dass überhaupt keine Engpässe mehr auftreten. Vielmehr ergaben sich bei den Simulationen die Betriebsmittelbelastungen in allen (n-1)-Szenarien, wobei in vielen Zeitpunkten Engpässe auftauchen (Abbildung 118) und viele Betriebsmittel zu vielen Zeitpunkten Engpässe (Abbildung 119) aufweisen. Detailliertere Engpassauswertungen haben gezeigt, 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, zumal HGÜ weit voneinander entfernte Gebiete miteinander verbinden.

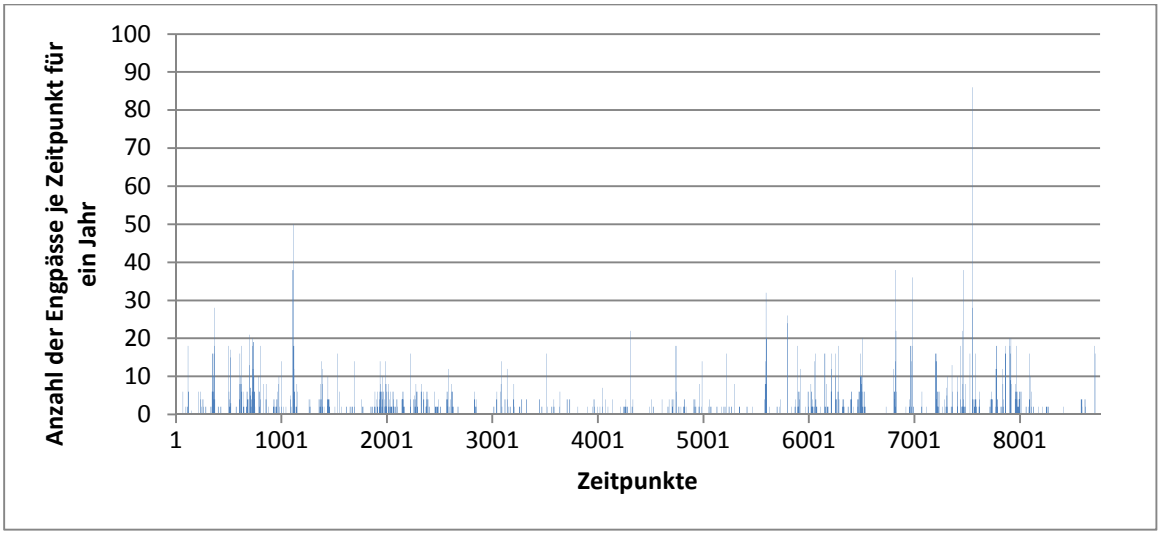


Abbildung 118: Anzahl der Engpässe je Zeitpunkt für ein Jahr im KK2-(n-1)-Szenario

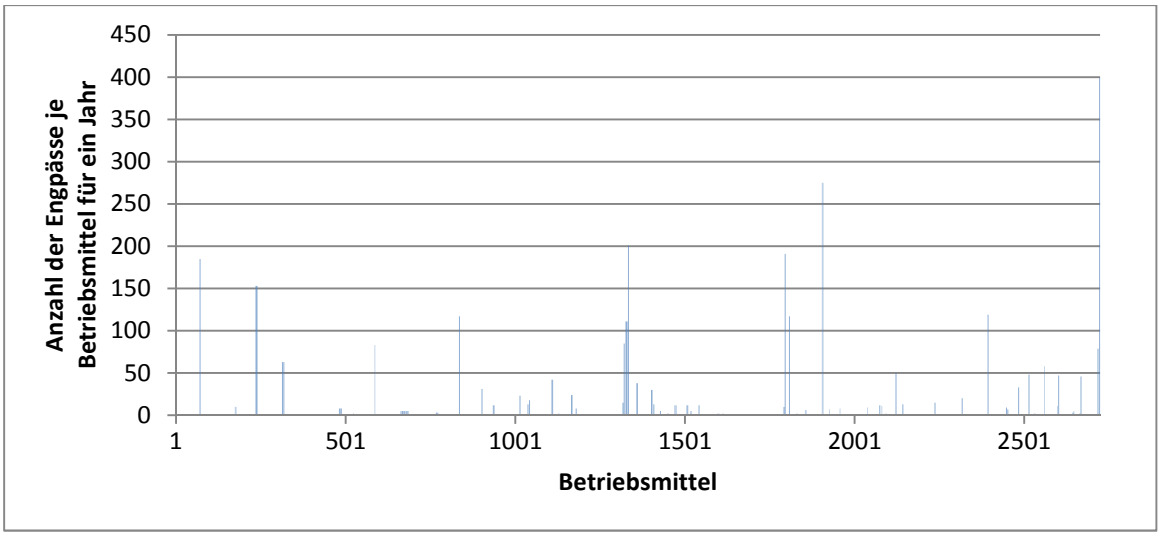


Abbildung 119: Anzahl der Engpässe je Betriebsmittel für ein Jahr im KK2-(n-1)-Szenario

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 (bspw. Power-to-Gas-Anlage oder Pumpspeicher im Pumpbetrieb), welche eine Engpassstelle belastet, 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 Anlage bezeichnet. Schalthandlungen, Transformatorregelungen und weitere netztechnische Maßnahmen werden nicht betrachtet, da diese Entlastungspotenziale in der Regel nicht in der Betriebsprognose, sondern in der Betriebsführung ausgeschöpft werden. Die Betrachtungen im Rahmen des Projekts sind somit auf Sicherheit angelegt.

Die Beseitigung aller (n-0)- und (n-1)-Engpässe zu einem Zeitpunkt ist ein aufwändiges Optimierungsproblem, da jede Redispatch-Maßnahme grundsätzlich auf alle Betriebsmittel im Netz Auswirkungen hat. So kann die für einen Engpass optimale Redispatch-Maßnahme auf andere Engpässe belastend wirken, oder gar neue Engpässe erzeugen. Eine singuläre Beseitigungsstrategie von Engpässen für jede Engpassstelle funktioniert bei kleinen Netzen und einer kleinen Anzahl von Engpässen, scheitert jedoch bei multiplen großen Engpässen. Da jede Redispatch-Maßnahme das optimierte Einsatzszenario (oder ein Marktergebnis) verändert, bedingt diese volkswirtschaftliche Kosten. Es ist daher notwendig, nicht nur eine der möglichen Redispatch-Konfigurationen für multiple Engpässe zu finden, sondern die minimale Redispatch-Konfiguration. Abbildung 120 zeigt die Eingangs- und Ausgangsgrößen für die Optimierung multipler Engpässe eines Zeitpunktes.

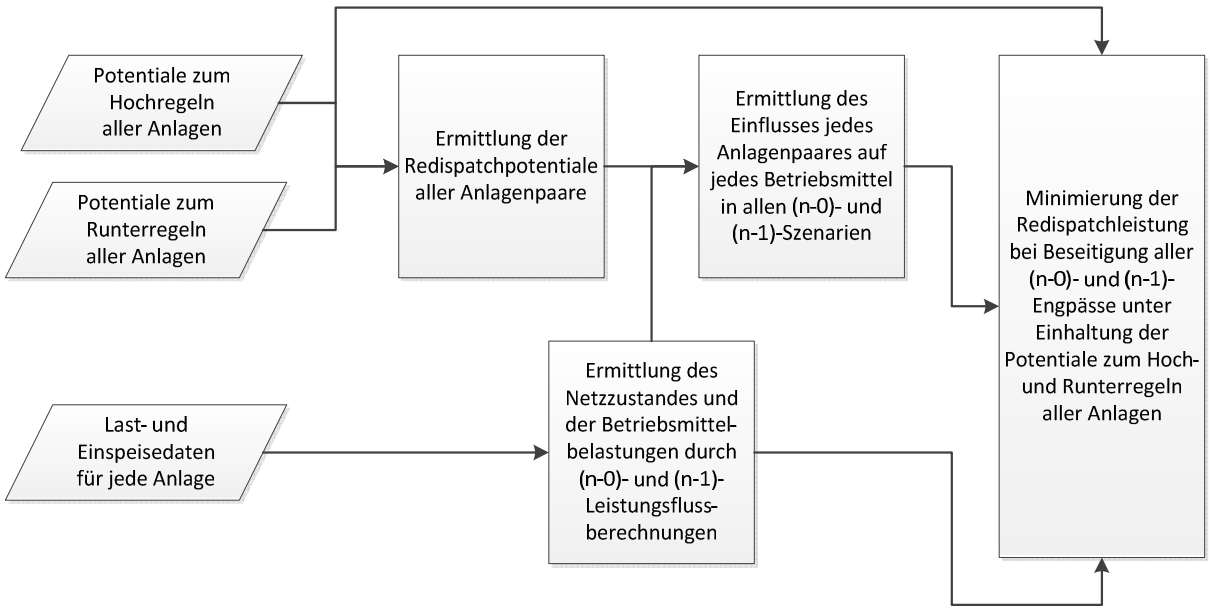


Abbildung 120: Verfahren zur Optimierung multipler Engpässe

Der Einfluss jeder Anlage auf eine Engpassstelle bei einem Redispatch ist nur als grobe Näherung unabhängig von der Wahl der „Partneranlage“. Diese Unabhängigkeitsannahme impliziert nämlich eine unausgeglichene Leistungsbilanz im Netz, die beim Redispatch nicht entstehen darf. Besonders in einem räumlich ausgedehnten und vermaschten Netz, wie es bereits in diesem Modell für das deutsche Übertragungsnetz vorliegt, hat sich die Notwendigkeit ergeben, den Einfluss auf eine Engpassstelle nicht nur für jede Anlage einzeln, sondern für jede Kombination einer Anlage mit allen anderen Anlagen zu ermitteln und im Rahmen der Optimierung auszuwerten. Es unterscheiden sich zudem die Stellpotenziale eines Anlagenpaares in Abhängigkeit der Stellpotenziale der „Partneranlage“. Da hinzukommt, dass durch den Einfluss auf das Spannungsniveau und die Netzverluste die Auswirkungen eines Anlagenpaares, welches an Anlage 1 hoch- und an Anlage 2 herunterregelt, ungleich den entgegengesetzten Auswirkungen desselben Anlagenpaares ist, welches an Anlage 1 herunter- und an Anlage 2 hochregelt, ergibt sich die Anzahl der zu untersuchenden Anlagenpaare als Quadrat der Anlagenanzahl. Für jedes (n-0)- und (n-1)-Szenario muss der Einfluss aller Anlagenpaare auf alle Betriebsmittel separat berechnet und in die Optimierung einbezogen werden.

Neben den maximalen Betriebsmittelbelastungen in allen (n-0)- und (n-1)-Fällen müssen die Aussteuergrenzen der Anlagen als Randbedingungen berücksichtigt werden, da eine Anlage nicht oberhalb ihrer Maximalleistung und unterhalb ihrer Minimalleistung betrieben werden kann. Als weitere Randbedingung eines Redispatches muss stets erfüllt sein, dass die Leistungsbilanz im Netz erhalten bleibt.

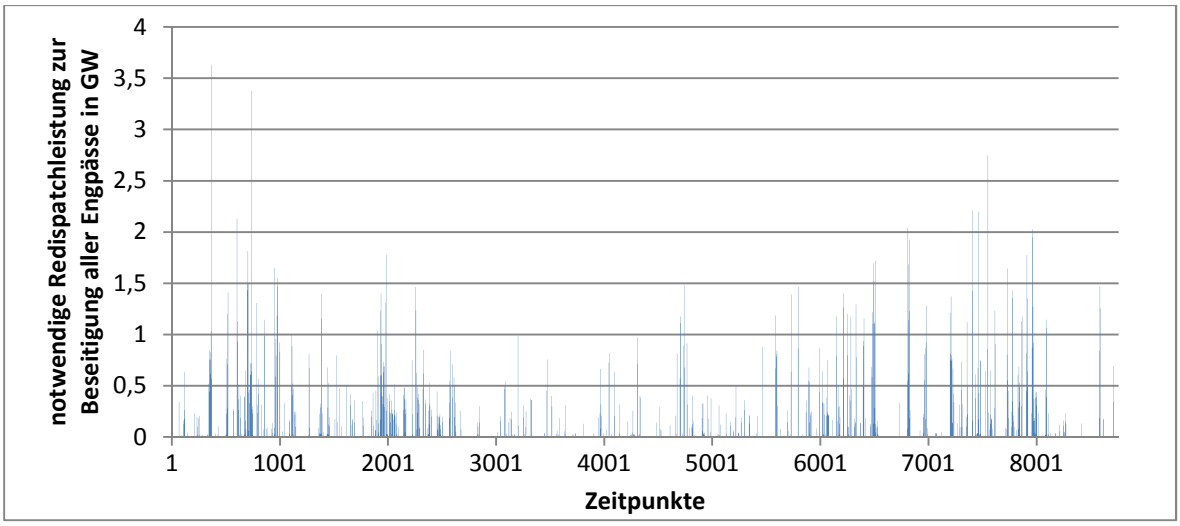


Abbildung 121: notwendige Redispatch-Leistung je Zeitpunkt zur Beseitigung aller (n-0)- und (n-1)-Engpässe im KK2-(n-1)-Szenario

Die Auswertungen in Abbildung 121 zeigen, dass teilweise Redispatch-Leistungen im Umfang von mehreren Gigawatt (GW) notwendig sind, um einen sicheren Systembetrieb sicherzustellen, obwohl im KK2-(n-1)-Szenario noch weitere 4.878 Leitungskilometer zum Szenario B 2032 des Netzentwicklungsplans [43] hinzugebaut worden sind. Ein sicherer Systembetrieb ist jedoch zu allen Zeitpunkten des Jahres möglich, da ausreichend hohe Redispatch-Potenziale zur Verfügung stehen, deren Ausnutzung jedoch mit hohen Kosten verbunden sein kann.

Wie in Kapitel 2 beschrieben, hängt der Netzzustand wesentlich vom Netzausbau und den Eingangsdaten des 100%-EE-Szenarios ab. Somit hängt auch der Redispatch-Bedarf massiv von diesen Daten ab. Es besteht in diesem Punkt umfangreicher Gestaltungs- und Optimierungsspielraum in Wechselwirkung mit allen anderen Energiesektoren, der auf dem Weg zu einer 100 Prozent erneuerbaren Energieversorgung der weiteren Forschung bedarf. Abbildung 122 und Abbildung 123 zeigen die Abhängigkeit der jährlichen Redispatch-Arbeit, sowie der jährlichen Engpassstunden von einem weiteren Netzausbau für das 100%-EE-Szenario.

Zur Einordnung der Größenordnung aus Abbildung 122 und Abbildung 123 können diese mit heutigen Zahlen der Bundesnetzagentur verglichen werden: Für 2010 wurde die Anzahl der Engpassstunden mit 3.671 Stunden und die die Engpassarbeit mit 2.137 GWh angegeben [94]. Für 2011 wurde die Anzahl der Engpassstunden mit ca. 5.000 Stunden angegeben [77]. Für 2012 wurden 4.769 Engpassstunden und 2.566 GWh zur Beseitigung von Netzengpässen benötigt [78].

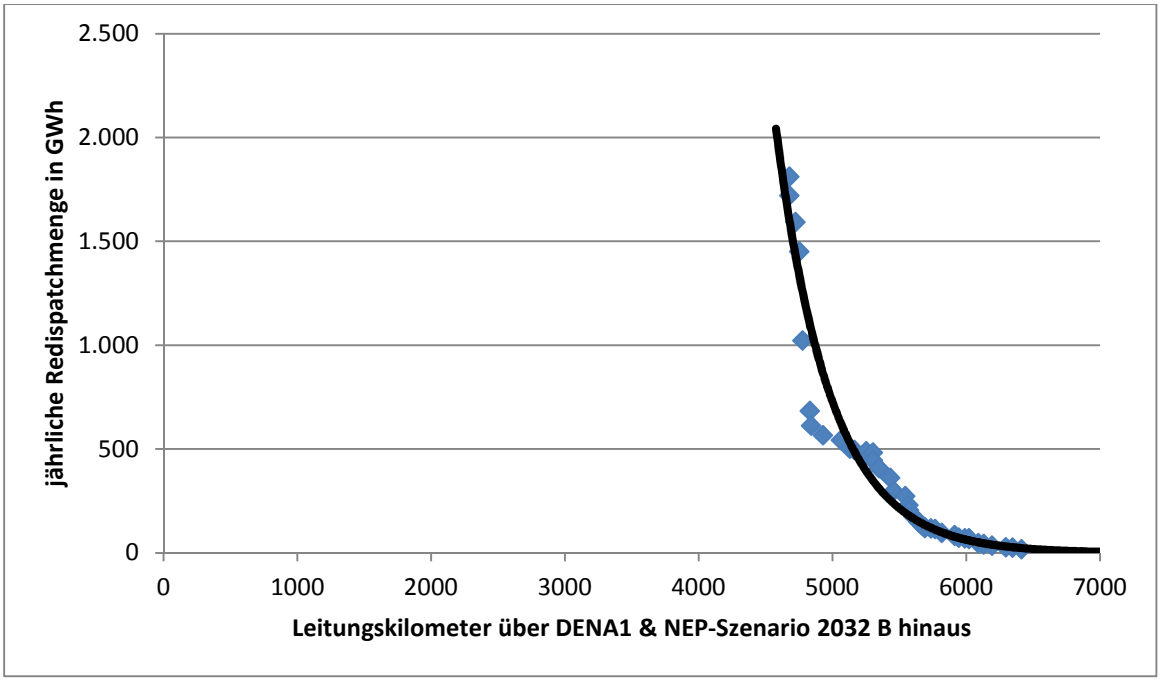


Abbildung 122: jährliche Redispatch-Menge in Abhängigkeit eines weiteren Netzausbaus

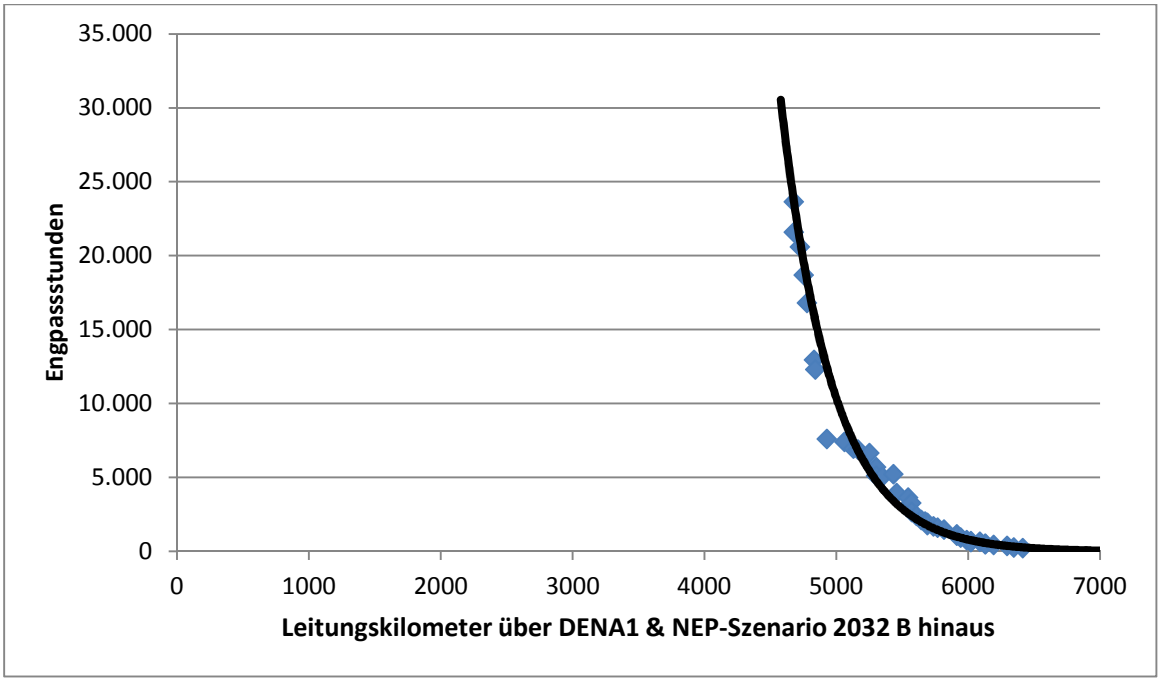


Abbildung 123: jährliche Anzahl der Engpassstunden in Abhängigkeit eines weiteren Netzausbaus

Dass die Zahl der Engpassstunden im 100%-EE-Szenario für den angenommenen Netzausbau höher liegt als die heutigen Zahlen, die jährliche Redispatch-Menge aber niedriger liegt, 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 [77], [78] durch einige besonders betroffene Engpassstellen gekennzeichnet ist,

oder indem Engpässe auf mehreren Betriebsmitteln voneinander abhängen, sodass eine Redispatch-Maßnahme mehreren Engpassstellen zu Gute kommt. Zur Einordnung der Größenordnung muss ebenfalls beachtet werden, dass dem Netzausbau dieses Kapitels bereits der Netzausbau vorausgegangen ist, der in Kapitel 2.5 beschrieben worden ist und zur Herstellung eines (n-0)-sicheren Netzzustandes notwendig war. Des Weiteren liegt durch die Integration von HGÜs in das Drehstromnetz ein stark abweichender Netzzustand als in [77] und [78] vor. In Abbildung 123 ergeben sich Engpassstundenzahlen die größer sind als die Jahresstundenzahl von 8.760. Diese Ergebnisse liegen darin begründet, dass Engpassstunden nicht die Anzahl der engpassbehafteten Stunden angeben, sondern die Summe der Stunden auf denen an beliebigen Betriebsmitteln Engpässe auftreten. Kommt es in einer Vielzahl von Jahresstunden zu Engpässen auf mehr als einem Betriebsmittel, ergeben sich Engpassstundenzahlen die größer sind als die Jahresstundenzahl. Die Auswertungen für das 100%-EE-Szenario zeigen eine stark nichtlineare Abhängigkeit der jährlichen Engpassmenge und der Engpassstunden von durchgeführten Leitungsausbaumaßnahmen, die sich auch für den Bereich mit weniger als 4.878 km Zubau tendenziell fortsetzen würde. Es zeigen sich erneut die massiven gegenseitigen Wechselwirkungen zwischen den Zielwerten für jeden Energieträger, den Speichereinsatz und deren geographische Positionierungen, sowie dem Netzausbau.

3.3.3 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

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 Netzentwicklungsplans [43] hinausgehende Netzzubau schwer abzuschätzen und stark 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 (vgl. Abschnitt 3.2), berücksichtigt werden. Die Spannungshaltung und das Blindleistungsmanagement konnten für die Variantenuntersuchungen in Abschnitt 3.3.2 für alle Netzausbau- und (n-1)-Szenarien sichergestellt werden, jedoch wurde eine Überprüfung der Bereitstellungspotenziale (vgl. Abschnitt 3.2.5) nicht für alle Varianten vorgenommen. Dabei sollte nicht nur das deutsche, sondern das gesamte europäische Netz untersucht und eine kombinierte Engpassmanagementstrategie benutzt werden. Darüber hinaus sollten die Auswirkungen bzw. Entlastungspotenziale der zunehmenden Kopplung des Stromsektors mit dem Wärme- sowie dem Verkehrssektor erforscht 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 heutzutage in Deutschland recht selten vor. Im Durchschnitt sind es derzeit ca. 15 Minuten im Jahr [29], in denen kein Strom beim Verbraucher ankommt. Die Stromausfälle betreffen in den meisten Fällen einzelne Straßenzüge oder Siedlungen, seltener ganze Stadteile oder Ortschaften. Die Ursachen für derartige Stromausfälle sind meist Defekte im Nieder- bzw. Mittelspannungsnetz; die Spannung in den angrenzenden Netzen bleibt hiervon jedoch meist unbeschadet, d.h. stabil und kann zum Aufbau der Stromversorgung im betroffenen Gebiet genutzt werden. Kommt es jedoch zu dem sehr seltenen Ereignis eines überregionalen Stromausfalls, einer Großstörung ([30], [31]), bei dem auch das Hoch- und Höchstspannungsnetz spannungslos sind, gestaltet sich der Versorgungswiederaufbau schwieriger. Die Kraftwerke können dann die Leistung, die sie für ihren Betrieb selbst benötigen, nicht mehr aus dem Netz beziehen. Die Folge ist, dass die Kraftwerke entweder ausfallen oder sich im so genannten Eigenbedarf fangen und nur noch den Strom erzeugen, den sie für ihren eigenen Betrieb benötigen. Die Kraftwerke sind im letzteren Fall vom Versorgungsnetz getrennt und halten lediglich ihr kleines Inselnetz am Laufen. Die Stromversorgung ist dann großflächig zum Erliegen gekommen. Wenn nun auch noch kein benachbartes Netz existiert, das die Spannung vorgibt, bzw. den Kraftwerken für ihren Betrieb keine Netzinformation bezüglich Spannung, Phasenlage und Frequenz vorliegen, muss der Versorgungswiederaufbau durch die Kraftwerke erfolgen, die sich im Eigenbedarfsinselnetzbetrieb befinden oder schwarzstartfähig sind. Unter Schwarzstartfähigkeit versteht man dabei das Vermögen, unabhängig vom Stromnetz anzufahren. Dies können 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, gewissermaßen als Anfahrhilfe, ausgestattet werden. Beim Versorgungswiederaufbau bilden die angefahrenen oder im Eigenbedarf laufenden Kraftwerke zunächst ihr eigenes Inselnetz. Sie kommen ohne externe Spannungs- und Frequenzvorgabe aus, weshalb sie als netzbildend bezeichnet werden. Die wesentliche Herausforderung beim Versorgungswiederaufbau ist nun das koordinierte Zuschalten von Lasten, weiteren Stromerzeugern und Netzbetriebsmitteln. Werden z.B. sehr schnell große Lasten oder Erzeuger hinzugenommen, kann die Frequenz aus ihrem Toleranzbereich geraten und das eben gebildete Netz wieder zusammenbrechen. Um dies zu verhindern, wird von den hinzugenommenen Stromerzeugern gefordert, dass sie inselbetriebsfähig sind und netzstützend wirken ([31], [32]), d.h. zur Frequenz- und Spannungsstabilität beitragen. Somit werden beim Versorgungswiederaufbau sämtliche Anforderungen der Netzstabilität, wenn auch in abgewandelter Form, an die aufgebauten kleineren Netze gestellt. Jedes dieser Netze muss stabil betrieben werden. Beim Zusammenschalten zweier Netze ist darauf zu achten, dass sich die Spanungsamplituden, Phasenlagen und Netzfrequenzen an den Kuppelstellen nicht stark unterscheiden bzw. sich innerhalb der zulässigen Abweichungen gegeneinander befinden. Zur Herstellung dieses Synchronismus dienen sogenannte Synchronisiergeräte.

3.4.1 Aktuelle Rahmenbedingungen

Das Vorgehen der Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich Großstörungen ist in [31] und [33] festgehalten. Zunächst muss versucht werden, die Großstörung beherrschbar zu halten. Für den Fall von Großstörungen mit Frequenzeinbruch haben die ÜNB den sogenannten „5-Stufen-Plan“ entwickelt, der vorgibt, wieviel Last bei bestimmten Unterfrequenzen abgeworfen wird. Wenn die Netzfrequenz den Wert von 47,5 Hz unterschreitet, werden sämtliche Stromerzeuger vom Netz

getrennt; spätestens dann liegt ein großflächiger Stromausfall vor. Für den anschließenden Versorgungswiederaufbau haben die ÜNB situationsspezifische Konzepte vorbereitet und mit den beteiligten Anlagen- und Verteilungsnetzbetreibern abgestimmt und trainiert. Zunächst wird bei einer Großstörung die Netzsituation analysiert und davon abhängig in Zusammenarbeit mit anderen ÜNB und den Betreibern der Erzeugungseinheiten und unterlagerten Verteilungsnetze ein Netzwiederaufbau-Konzept angewendet. Dabei ist ein störungssicheres Kommunikationssystem von hoher Bedeutung, das auch bei Ausfall des Stromnetzes funktionieren, also eine eigene Stromversorgung haben muss. In [30] und [34] ist das Vorgehen der ÜNB beim Versorgungswiederaufbau genauer beschrieben. Hierin wird zwischen einem Netzwiederaufbau mit und ohne Spannungsvorgabe von außen unterschieden und genauer auf die technischen Probleme beim Netzwiederaufbau hinsichtlich Blind- und Wirkleistungsbilanz und transiente Vorgänge/Schutzauslösungen eingegangen.

Heutzutage erfolgt der Versorgungswiederaufbau üblicherweise durch große Kraftwerke auf Höchstspannungsebene. Diese Kraftwerke geben Spannung, Phasenlage und Frequenz vor, die unterlagerten Netze werden dann sukzessive zugeschaltet. Der Versorgungswiederaufbau erfolgt demnach 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 als heute zu. Zum einen ermöglicht er prinzipiell den stabilen Betrieb von Inselnetzen, wenn das überlagerte Netz noch spannungslos ist. Zum anderen vereinfacht er das Zusammenschalten der Inselnetze, da diese in sich stabil sind und eine ausgeglichenen Erzeugungs- und Verbrauchsbilanz haben.

3.4.2 Labortest

Zur Ermittlung der Anforderungen an den Versorgungswiederaufbau eines Verteilungsnetzes durch erneuerbare Energien wird im Design-Zentrum für modulare Versorgungstechnik (DeMoTec) [53] des Fraunhofer IWES und der Universität Kassel ein Labortest durchgeführt (s. Abbildung 124). Für den Test wurde ein exemplarisches Verteilungsnetz umgesetzt, das während des Versorgungswiederaufbaus im Inselbetrieb funktioniert.

Abbildung 124: Das Design-Zentrum für modulare Versorgungstechnik (DeMoTec)

Der Labortest hat zwar gegenüber einem Feldtest den Nachteil, unter künstlichen Bedingungen stattzufinden und nicht direkt auf den realen Betrieb übertragbar zu sein; er erfüllt jedoch entscheidende Eigenschaften, die für die Demonstration eines Versorgungswiederaufbaus durch EE unerlässlich sind. Diese sind:

In der Laborumgebung können Netzzustände erprobt werden, die außerhalb der zulässigen Grenzen des Verbundnetzes liegen. Insbesondere lässt sich das Labornetz vom Verbundnetz entkoppeln, was Grundvoraussetzung für die Tests zum Versorgungswiederaufbau ist.

Das im Labor nachgebildete Netz kann derart dimensioniert und eingestellt werden, dass der Einfluss der Anlagen auf die Stromflüsse im Netz merkbar ist. Im realen Verbundnetz treten in der Regel derart hohe Stromflüsse auf, dass ein in Relation kleines Kombikraftwerk zu Versuchszwecken kaum Einfluss nimmt.

Die Anlagen des Labortests speisen in dasselbe Verteil-/Labornetz ein. Durch den Inselbetrieb dieses Netzes kann das Zusammenspiel der Anlagen analysiert werden, das im Vordergrund von Untersuchungen zu Kombikraftwerken steht.

Die für den Test verwendeten Komponenten sind neben einer umfangreichen Kommunikations- und Regelungs-Infrastruktur, eine stark vereinfachte Nachbildungen für eine Biogasanlage, Nachbildungen für eine Windenergieanlage und das Netz, regelbare und nicht regelbare Lasten sowie eine Synchronisationsgerät (siehe Abbildung 125). Auf die einzelnen Komponenten und deren Steuerungskonzepte zum Versorgungswiederaufbau wird im Folgenden eingegangen.

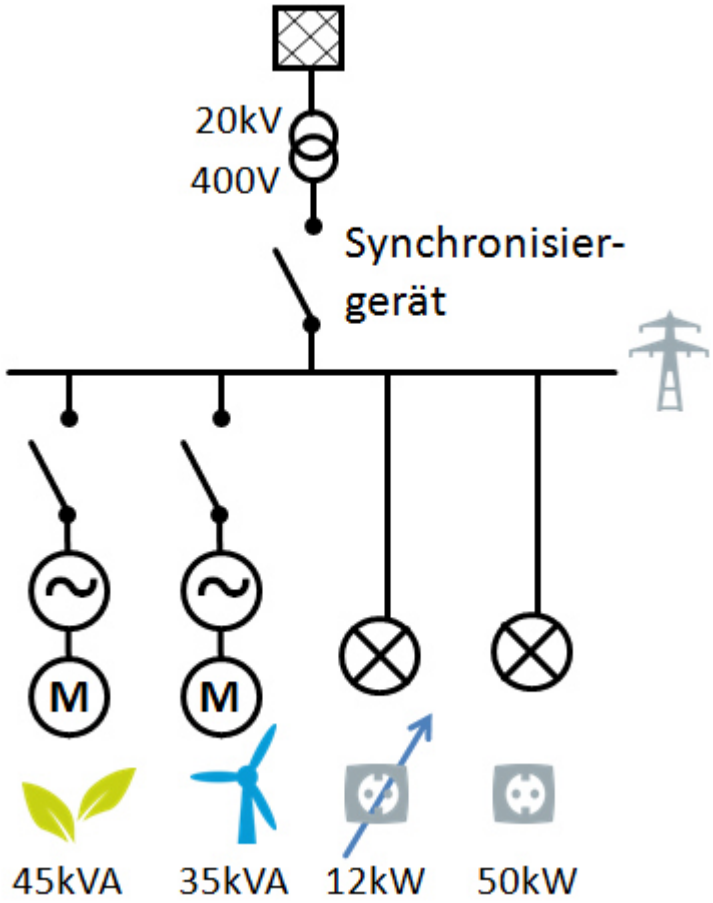


Abbildung 125: Aufbau des Labortests zum Versorgungswiederaufbau

3.4.2.1 Beschreibung der Testumgebung

Im Folgenden wird zunächst der Versuchsaufbau beschrieben. Die Testumgebung besteht aus verschiedenen Anlagen und Lasten, die an das Versuchsnetz angeschlossen sind und über die im kommenden Abschnitt erläuterte Kommunikations- und Regelungs-Infrastruktur überwacht werden.

Kommunikations- und Regelungs-Infrastruktur

Zur Übertragung von Mess- und Sollwerten für den Versorgungswiederaufbau durch EE ist eine umfangreiche Kommunikations- und Regelungs-Infrastruktur (KRI) vonnöten, da alle beteiligten Komponenten abgestimmt aufeinander geregelt werden müssen. Die im Labortest verwendete KRI ist in Abbildung 126 dargestellt. Auf die einzelnen Komponenten der KRI, die sich in das Kommunikationssystem, das Datenerfassungssystem, die Fernbedingungsterminals und das SCADA-System einteilen lassen, wird in den folgenden Punkten eingegangen.

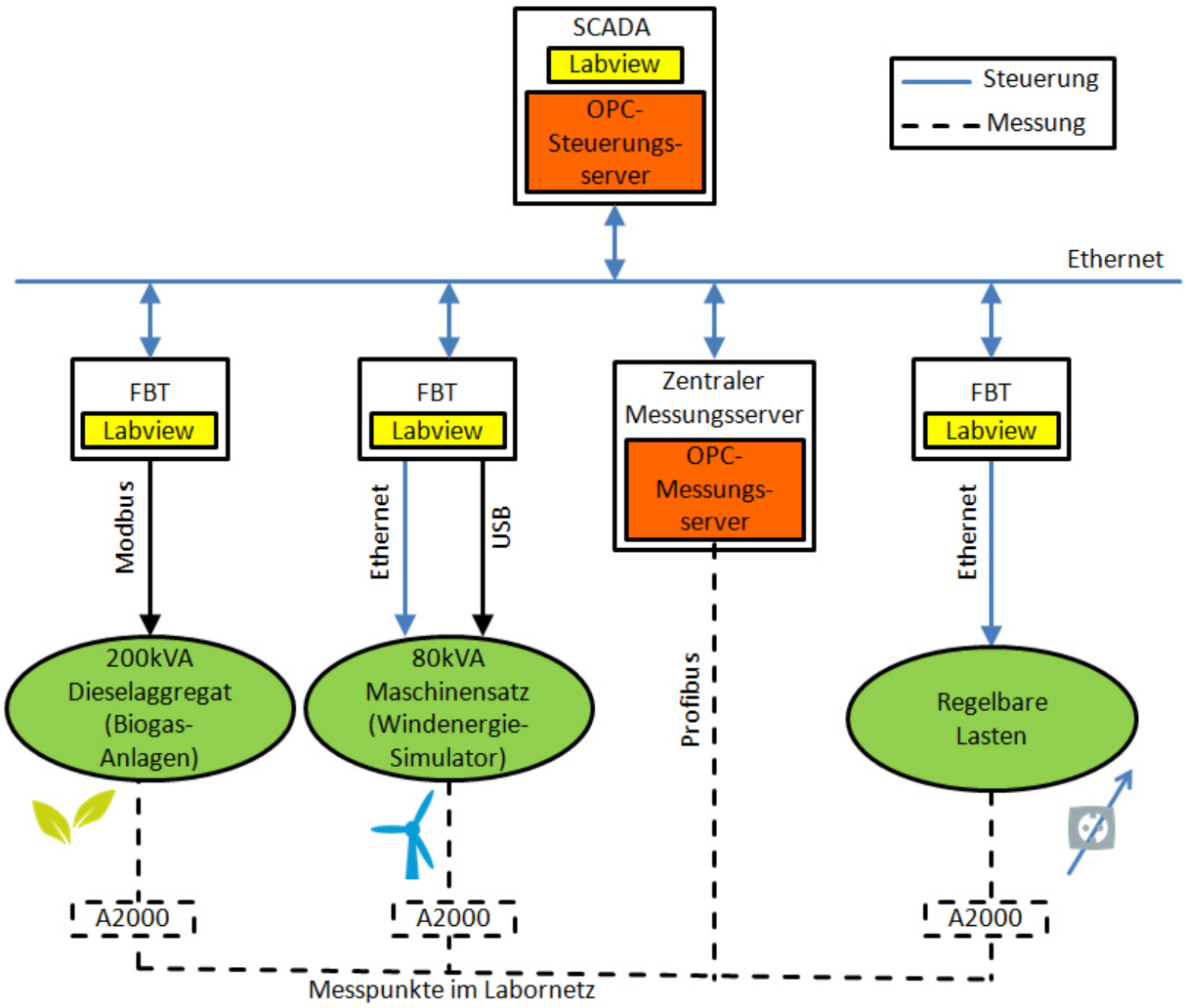


Abbildung 126: Kommunikations- und Regelungs-Infrastruktur des Labortests

Kommunikationssystem

Für die Kommunikation zwischen den Generatoren, Lasten und Steuerungseinheiten wird ein Ethernet/Local Area Network gemäß dem Standard IEEE802.3 umgesetzt. Der Informationsaustausch zwischen den verschiedenen Elementen erfolgt über OPC (Open Process Control)-Schnittstellen. Die Verwendung dieses offenen Schnittstellenformats erlaubt die Integration unterschiedlichster, auf unterschiedlichen Plattformen entwickelter Anwendungen. An das Netzwerk ist ein OPC-Server, der sogenannte Steuerungsserver, angeschlossen, auf den alle Elemente des Netzwerkes zum Schreiben und Lesen von Soll- und Messwerten zugreifen können.

Datenerfassungssystem

Das zentrale Datenerfassungssystem des Tests dient zur Messung der Leistungen und anderer Werte des Labortests. Das Datenerfassungssystem besteht aus mehreren Messgeräten (A2000), einem Profibus Netzwerk und einem Profibus/OPC-Server, dem sogenannten Messungsserver. Die Messgeräte, welche sich an den Anschlusspunkten der Erzeugungseinheiten und den steuerbaren Lasten befinden, messen folgende Größen:

- Wirk- und Blindleistung jeder Phase
- Frequenz
- Spannung jeder Phase

Durch das Profibus-Netzwerk werden die Daten aller Messgeräte an den zentralen Messungsserver übertragen. Dieser zentrale Messungsserver erfasst alle Messdaten und speichert sie in einem OPC-Server, der sich im selben Gehäuse befindet.

Fernbedienungsterminals

Die Fernbedienungsterminals (FBT) dienen als Schnittstelle zwischen dem Steuerungsserver und den stromerzeugenden Einheiten bzw. den steuerbaren Lasten. und wurden mit dem Programmiersystem Labview entwickelt. Sie sind an die speziellen Eigenschaften der stromerzeugenden Einheiten und der verschiebbaren Lasten angepasst und werden in den entsprechenden Abschnitten erläutert.

SCADA-System

Das SCADA-System steuert die Einspeisung der Erzeuger und erfasst die Messdaten der FBT und des Messungsservers. Seine Funktionen sind:

- Zentrale und synchrone Steuerung der Wirk- und Blindleistung der Anlagen durch Sollwertvorgabe. Diese Vorgaben werden aus Text-Dateien gelesen.
- Zugriff auf die Messdaten des Messungsservers und der FBTs und Synchronisierung der Messdaten.
- Visualisierung und
- Mensch-Maschine-Schnittstellen-Funktionen

Das SCADA-System kommuniziert mit dem Steuerungsserver, um die Generatoren und die Lasten über ihre FBTs zu kontrollieren. Außerdem kommuniziert das SCADA-System mit dem Messungsserver, um die Daten aus den Messgeräten zu erfassen.

Biogasanlage

Die Biogasanlage wird im Labortest durch ein 200 kVA Diesel-Aggregat nachgebildet und besteht im Wesentlichen aus einem Verbrennungsmotor und einem Generator. Um die Biogasanlage in der Größenordnung der anderen Test-Komponenten zu halten, werden von den möglichen 200 kVA nur maximal 45 kVA genutzt. Der Biogasanlage kommt beim Versorgungswiederaufbau-Test eine wesentliche Bedeutung zu, da sie die netzbildende Einheit darstellt und in der Lage ist, Frequenz und Spannung zu steuern. Sie verfügt über eine Batterie, mit deren Hilfe sie schwarzstartfähig ist. Die Batterie dient zum einen als Starterbatterie für die Biogasanlage sowie als Energieversorgung für die gasführenden Komponenten wie Verdichter, Messtechnik usw. Die Biogasanlage ist über einen Schalter mit den Verbrauchern bzw. dem Insel-/Labornetz verbunden. Die Biogasanlage verfügt über eine vom Hersteller integrierte Regelung (IR) mit dem Modbus-Protokoll als Kommunikationsprotokolltyp. Um auf die integrierte Regelung der Biogasanlage zugreifen zu können, ist eine Schnittstelle vonnöten, die zwischen dem Modbus-(RS-232) und OPC-Protokoll übersetzt. Hierzu dient das Fernbedienungsterminal der Anlage, das auch

dazu benutzt wird, die Regelungsmöglichkeiten der Biogasanlage hinsichtlich des Versorgungswiederaufbaus zu erweitern.

Das FBT der Biogasanlage ermöglicht folgende Grundfunktionen.

Netzgekoppelter Betrieb

Beim netzgekoppelten Betrieb werden die Wirk- und Blindleistung des Aggregates durch die integrierte Regelung gesteuert. Netzgekoppelter Betrieb kann entweder direkt nach dem Start oder nach dem Inselbetrieb stattfinden. Nach dem Starten, sobald die Anlage fehlerfrei läuft und die Spannungs- und Frequenz-Istwerte korrekt sind, wird die Anlage ans Netz geschaltet. Dasselbe gilt für den Inselbetrieb, aber in diesem Fall bekommt die integrierte Regelung ein Synchronisierungs-Genehmigungssignal bevor das Synchronisieren ans Netz stattfindet.

- Wirkleistungs-Regelung

  Das FBT kontrolliert die Einspeisung der Wirkleistung, wenn das Aggregat im netzgekoppelten Betrieb ist. In diesem Fall wird der Sollwert vom SCADA-System zur integrierten Regelung der Anlage übertragen.

- Blindleistungs-Regelung

  Für die Blindleistungsregelung werden zwei Pulssignale an die integrierte Regelung geschickt; ein Signal für die Erhöhung, ein Signal für die Verringerung der Blindleistungsversorgung. Durch diese Signale wird die Blindleistung von der integrierten Regelung gesteuert. Die Grenze des Betriebs bezüglich der Erzeugung von Blind- und Wirkleistung wurde im Fernbedienungsterminal gemäß folgender Abbildung definiert.

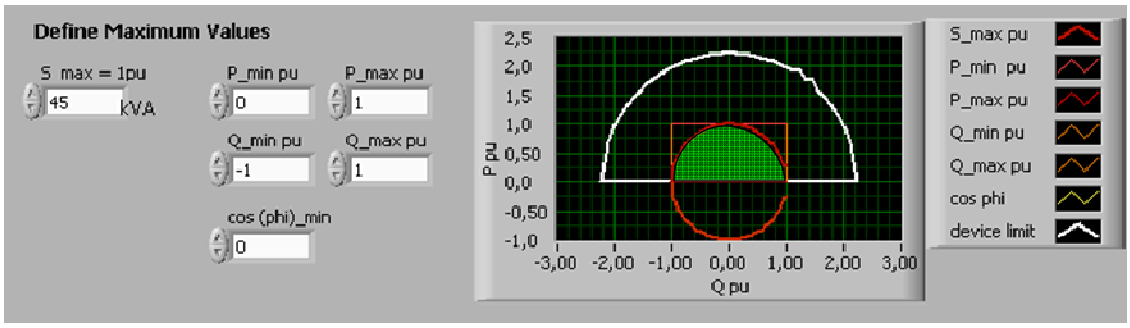


Abbildung 127: Angesetztes P/Q-Diagramm der Biogasanlage

Der grüne Bereich (Schnittfläche) ist der Bereich, in dem während des Versuchs der Betrieb der Biogas-Anlage möglich ist. Die weiße Linie ist die eigentliche physikalische Grenze des Diesel-Aggregats. In Abbildung 127 ist auch zu sehen, dass die Grenzen bezüglich des cos(φ), der Blindleistung und der Wirkleistung vorgegeben werden können.

Inselbetrieb (Uf-Betrieb)

Beim Inselbetrieb bildet das Aggregat das Netz durch die Frequenz- und Spannungsregelung nach.

- Frequenzregelung

  Über das FBT der Anlage kann eine Δf/P-Statik (englisch: „droop“) zur Frequenzregelung vorgegeben werden. Somit kann festgelegt werden, welche Frequenz die Anlage dem Netz in Abhängigkeit der Belastung ihres Generators vorgibt. Dadurch, dass z.B. der Anschluss weiterer Generatoren zu einer Entlastung des Generators der Biogasanlage führt, wird für die Frequenzregelung über die Statik zunächst keine Kommunikationstechnik zwischen den unterschiedlichen Generatoren benötigt.

  Im oberen Bild von Abbildung 128 ist die eingestellte Δf/P-Statik der Biogasanlage gezeigt. Die Frequenz des Netzes wird abhängig von der Belastung der Biogasanlage geregelt. Wenn die erzeugte Wirkleistung der Anlage 45 kW ist, wird die Frequenz auf 10 Prozent unter den Sollwert geregelt. Für den Leerlauf wird eine Frequenz von 52,5 Hz vorgegeben.

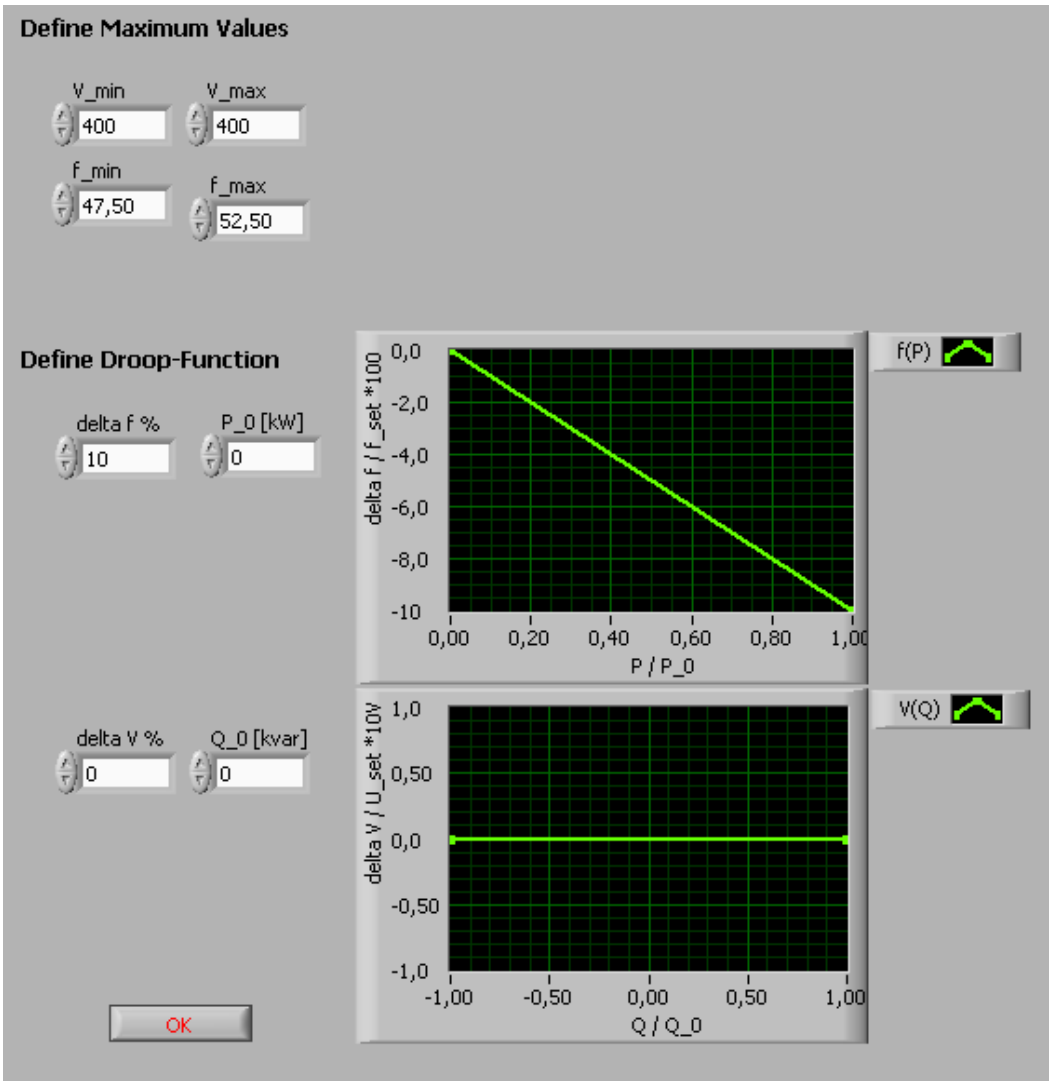


Abbildung 128: Angesetzte Statiken der Biogasanlage

Spannungsregelung

Ein vergleichbares Verhalten kann für die Spannungsregelung realisiert werden. Abhängig von der Blindleistungsversorgung kann die Spannung nach vorgegebener Blindleistungs-Statik (ΔV/Q-Statik) geändert werden. Im unteren Bild von Abbildung 128 ist die eingestellte Blindleistungs-Statik angegeben. Es ist ersichtlich, dass keine Regelung über die Blindleistungs-Statik realisiert wurde.

Messwertübertragung

Alle Messungen der Biogasanlage werden durch ihre integrierte Regelung aufgenommen und von dem FBT gelesen. Danach werden die Messungen an die KRI übertragen.

Überwachung

Das FBT dient auch zum Auslesen der Zustandsinformationen über die Biogasanlage aus der integrierten Regelung, welche in einem 32 Bit Long Word kodiert sind. Hierzu zählen Informationen über Alarme, Trip-Bedingungen, Meldungen, den aktuellen Betrieb-Modus und den Schalter-Zustand. Für die Koordination des Versorgungswiederaufbaus ist es sehr wichtig, jederzeit den Zustand der netzbildenden Einheiten zu kennen, um Probleme während des Versorgungswiederaufbaus zu vermeiden.

Schalter-Steuerung

Das FBT erlaubt auch die Möglichkeit, Schalter zu steuern. Hierfür gibt es ein Bit vor; steht es auf 1, wird der Schalter geschlossen, steht es auf 0, wird der Schalter geöffnet. Auch das Synchronisiergerät, das einen Schalter zwischen Labornetz und Verbundnetz darstellt, wird auf diese Weise geschaltet.

Windenergieanlage

Die Windenergieanlage wird durch einen 80 kVA Maschinensatz nachgebildet, von dem aber nur 35 kVA genutzt werden, um die Windenergieanlage in der Größenordnung der anderen Test-Komponenten zu halten. Der Maschinensatz besteht aus einem drehzahlvariablen DC-Elektromotor, der von einem vier-Quadranten-Umrichter gesteuert wird. Der DC-Motor ist mit einem Schwungrad und einem Synchrongenerator gekoppelt. Die nachgebildete Windenergieanlage fungiert beim Versorgungswiederaufbau-Test als netzstützende Einheit. Sie kann Wirk- und Blindleistung ins Netz einspeisen und die frequenzabhängige Leistungsregelung einer Windturbine nachbilden.

Abbildung 129: Der 80 kVA-Maschinensatz als Nachbildung einer Windenergieanlage

Wie bei der Biogasanlage ermöglicht das FBT auch bei der Windenergieanlage eine Reihe von Grundfunktionen.

Die Windenergieanlage kann über das FBT gestartet und gestoppt werden. Ebenso kann über das FBT der Windenergieanlage die Einspeisung von Blind- und Wirkleistung gesteuert werden. Hierzu wird auf eine speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) zugegriffen, welche die Drehzahl und das Drehmoment des DC-Motors über den Umrichter reguliert. Die Erregung des Synchrongenerators wird durch digitale Signale gesteuert. Der Zustand des Schalters wird durch digitale Signale überwacht. Neben der Steuerung der Wirk- und Blindleistung dient das FBT auch zur Darstellung ihrer zeitlichen Verläufe, aber auch der Frequenz und der Spannung.

Außerdem wird im Fernbedienungsterminal ein P/Q-Diagramm für die Anlage vorgegeben, das sich an den Eigenschaften von [55] orientiert (siehe Abbildung 130).

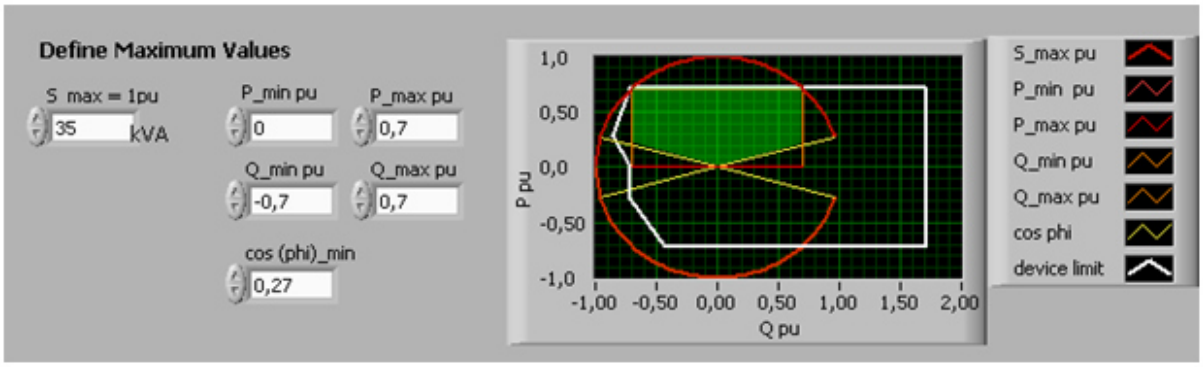


Abbildung 130: Angesetztes PQ-Diagramm der Windenergieanlage

Die grüne Fläche bezieht sich auf die möglichen Betriebspunkte der Windenergieanlage. Falls sich während des Tests Sollwerte ergeben, die außerhalb dieser Fläche liegen, werden zuerst die Wirkleistung und dann die Blindleistung auf den nächstgelegenen gültigen Wert begrenzt.

In Abbildung 131 ist die angesetzte Wirkleistungsregelung der nachgebildeten Windenergieanlage zu sehen.

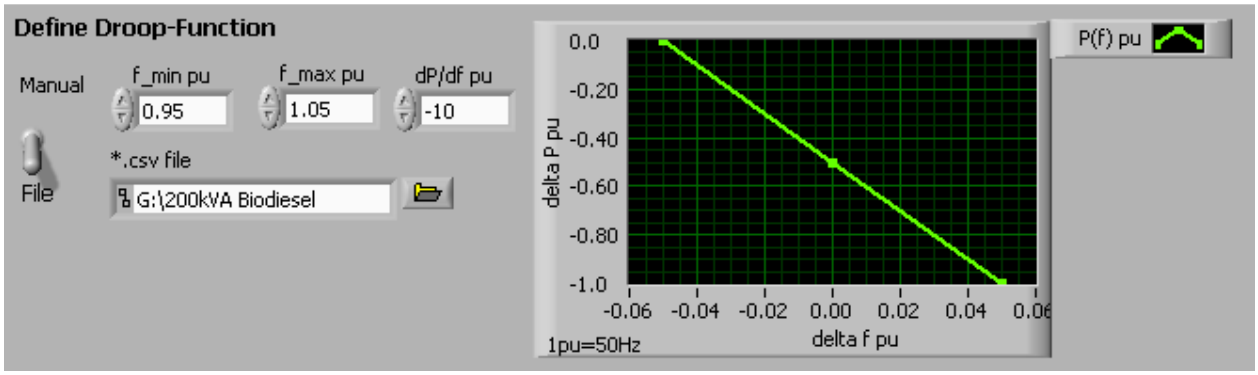


Abbildung 131: Angesetzte ΔP/Δf-Statik der Windenergieanlage

Es ist aus der Abbildung ersichtlich, dass die Windturbine permanent abgeregelt wird. Nur wenn die Frequenz an der unteren Grenze ist, wird die volle Windleistung eingespeist. Wenn der Wert der Frequenz an der oberen Grenze ist, speist die Windenergieanlage keine Leistung mehr ein.

Befindet sich die Anlage im Leerlauf, übernimmt das FBT auch ihre Synchronisation mit dem Labornetz und das Zuschalten bei Synchronismus. Hierbei wird im Labortest ein Synchonisiergerät verwendet. In der Realität kann die Synchronisierung durch die Umrichter von Windenergieanlagen umgesetzt werden. Wenn die Windenergieanlage mit dem Netz synchronisiert ist, fängt sie an, Strom einzuspeisen - analog zu dem gemessenen Verlauf einer echten Windenergieanlage.

Der Programmablauf der Windenergieanlage, bei dem auch die Signale vom Steuerungs-OPC-Server verarbeitet werden, ist in Abbildung 132 dargestellt. Je nachdem, ob die Anlage ans Netz angebunden ist oder nicht und ob der Stoppvorgang aktiviert wurde oder nicht, werden verschiedene Betriebsmodi eingestellt.

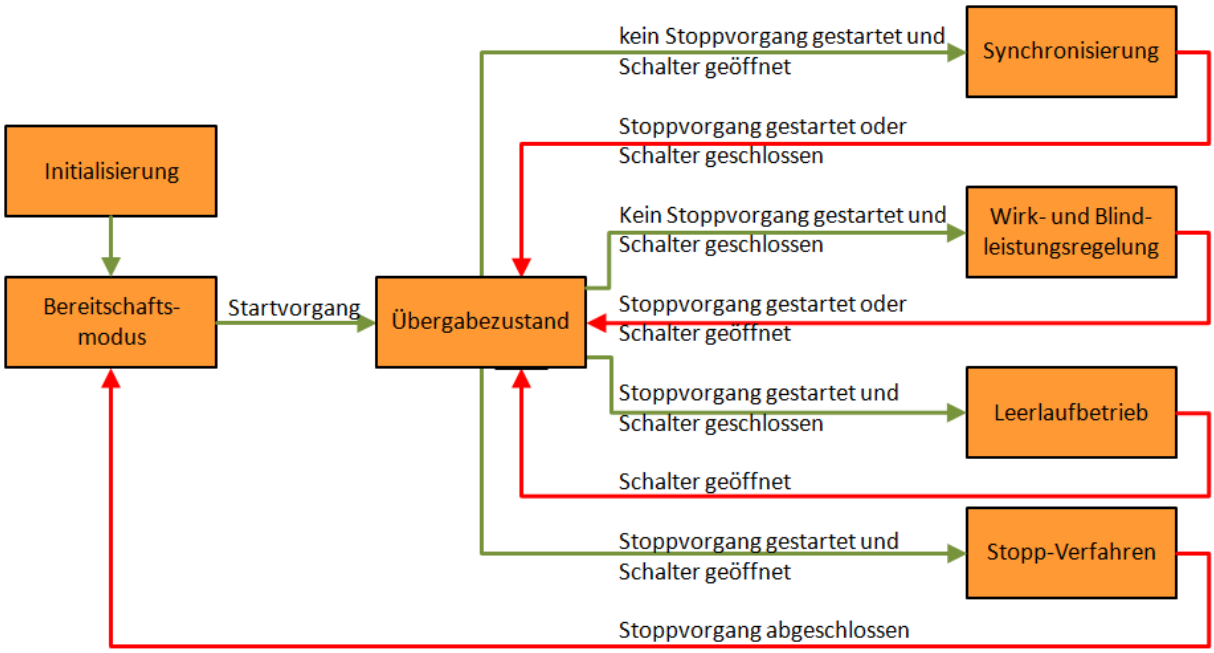


Abbildung 132: Zustandsübergangsdiagramm der Windenergieanlage

Elektrisches Netz

Das Stromnetz wird beim Versorgungswiederaufbau-Test durch ein einfaches Koppelfeld (Kreuzschienenverteiler) repräsentiert. Seine Leitungsimpedanzen sind von nachrangiger Bedeutung, da das Zusammenspiel der Erzeuger und Verbraucher (nicht die Spannungshaltung) im Vordergrund der Untersuchungen stehen. Das Koppelfeld besteht aus drei Sammelschienen von jeweils 630 A, an die die Erzeuger und Verbraucher mittels einer individuellen Leitung angeschlossen sind. Die Nennspannung des Netzes ist 400 Volt in allen drei Phasen.

Nicht regelbare Last

Die Verbraucher werden beim Versorgungswiederaufbau-Test durch ohmsche Lasten repräsentiert. Diese werden nach regelbaren und nicht regelbaren Lasten unterschieden. Mit den nicht regelbaren Lasten von insgesamt 50 kW ohmscher Last werden die Stromverbraucher nachgebildet, die nicht durch Lastmanagement-Maßnahmen beeinflusst werden können. Im Labortest werden zwei nicht regelbare Lasten von je 20 kW und eine von 10 kW realisiert.

Regelbare Last

Die regelbaren Lasten haben eine maximale Leistung von 12 kW, die in Stufen von 300 W gesteuert werden können. Sie repräsentieren zeitlich verschiebbare Lasten, die durch Lastmanagement kontrolliert werden können. Wie bei den anderen Einheiten des Versorgungswiederaufbau-Tests wird auch bei den regelbaren Lasten eine Schnittstelle in Labview, in diesem Fall zwischen dem Interbus-OPC-Server der Lasten und dem Steuerung-OPC-Server der KRI, entwickelt. In Labview ist auch die Lastregelung programmiert, deren Grundidee es ist, die Lasten abhängig von der Frequenz zu machen.

Die regelbaren Lasten werden über das Fernbedienungsterminal mit einer ΔP/Δf-Statik versehen (siehe Abbildung 133), durch welche die Last abhängig von der Frequenz geregelt wird. Wenn der Frequenzwert größer als 50 Hz ist, wird zusätzliche Last bis 12 kW (1,2 PU), hinzugenommen. Im Gegensatz wird die Last reduziert, wenn die Frequenz unter 50 Hz ist.

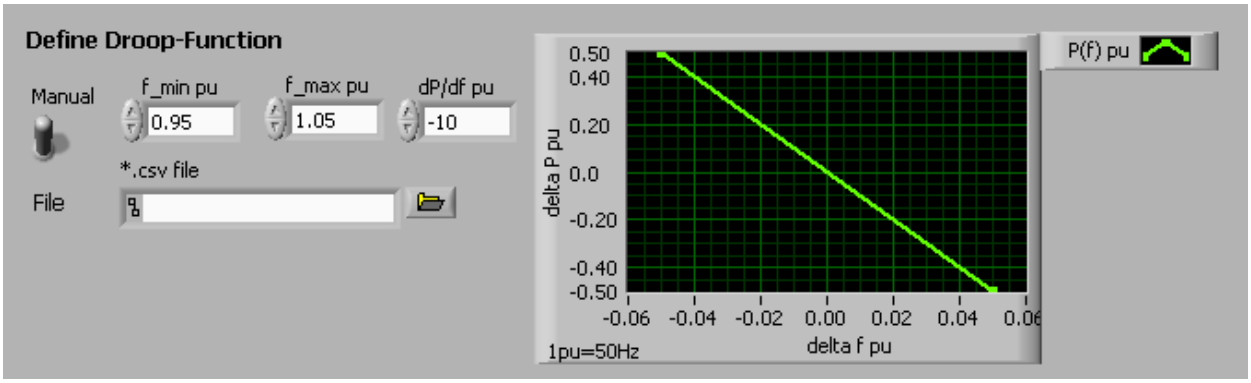


Abbildung 133: Angesetzte ΔP/Δf-Statik der regelbaren Lasten

Wenn die Frequenz außerhalb des in der Statik vorgegebenen Bereichs gelangt, wird ein Lastabwurf-/Lasthinzunahmekonzept angewendet. Lastabwurf ist eine Strategie, die eingesetzt wird, wenn die Last eines Netzes zu groß ist, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Durch den Abwurf gewisser Lasten kann der Ausfall des Netzes vermieden werden [54]. Es gibt viele Möglichkeiten, ein solches Lastabwurf-Konzept zu implementieren wie z.B. die Verwendung von verschiedenen Stufen

an Last, die auf verschiedener Frequenzstufe abgeschaltet werden. Die richtige Auslegung eines Lastabwurf-Konzeptes ist abhängig von den Anforderungen und den Eigenschaften des entsprechenden Netzes.

Das für den Versorgungswiederaufbau-Test implementierte Lastabwurf-Konzept benötigt die Definition von drei verschiedenen Parametern: die Frequenzgrenzen (obere und untere Grenze), die Zeitverzögerung und die Größe der Laststufen. Wenn die Frequenz im Test unter die untere Grenze von 48,5 Hz fällt und die Zeit dieser Unterfrequenz mehr als 10 Sekunden dauert, wird eine Laststufe abgeworfen. Im Gegenzug wird eine Laststufe eingeschaltet, wenn sich die Frequenz für mehr als 10 Sekunden über der oberen Grenze von 52,5 Hz befindet. Die Größe der Laststufen wurde zu einem Wert von 2,1 kW der maximalen Last festgelegt. Abbildung 134 verdeutlicht das Vorgehen des Lastabwurfes.

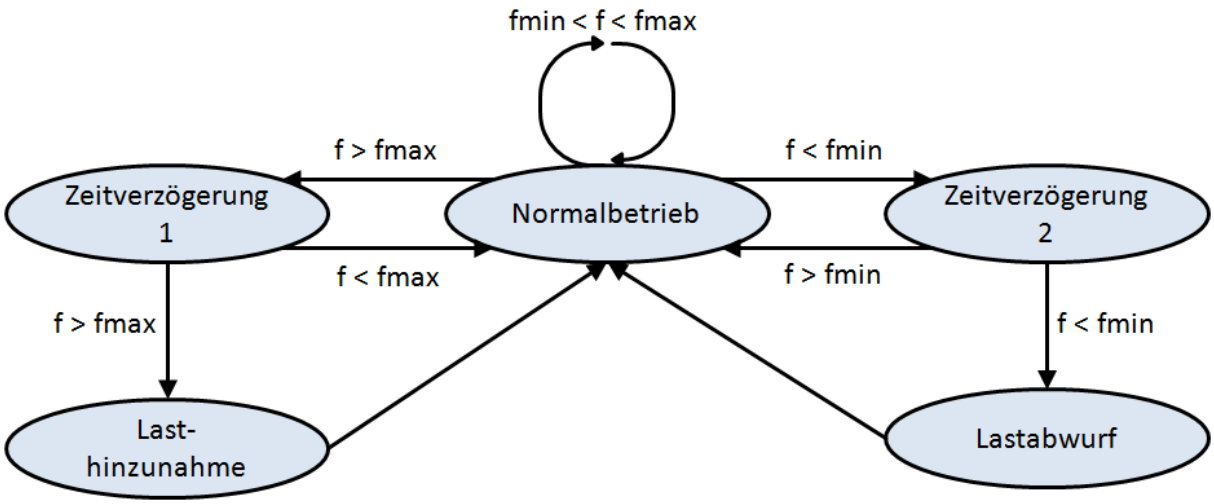


Abbildung 134: Zustandsübergangsdiagramm des Lastabwurf-Verfahrens

Synchronisiergerät

Das Synchronisiergerät dient zum Wiederanschluss des Inselnetzes ans Verbundnetz. Der Wiederabschluss erfolgt, wenn das Verbundnetz (wieder) verfügbar ist und die Labornetzbedingungen bezüglich Frequenz, Spannung und ausbleibenden Alarmen erfüllt sind. Hierzu schickt die zentrale Steuerung ein Erlaubnis-Signal an das Synchronisiergerät. Dieses führt dann die Synchronisation durch und schaltet das Labornetz wieder ans Verbundnetz.

3.4.2.2 Testverlauf und -ergebnisse

Zu Beginn des Versorgungswiederaufbau-Tests ist das Labornetz vom Verbundnetz getrennt und spannungslos. Die Biogasanlage startet mit Hilfe ihrer Batterie und beginnt im Inselbetrieb, ein Inselnetz nachzubilden. Nun wird bereits eine Stufe der passiven, nicht regelbaren Last, die sogenannte Kaltlast, gedeckt. Auch die regelbaren Lasten werden aktiv. Bei der Windenergieanlage liegt jetzt Spannung an. Sie startet, synchronisiert sich mit dem Labor-/Inselnetz und schaltet sich an dieses. Ihre $\Delta P/\Delta f$-Regelung beginnt. Der folgende zeitliche Verlauf, bei dem weitere Lasten abhängig von der Frequenz zu- oder auch wieder abgeschaltet werden, ist in Abbildung 135 dargestellt. Es ist hier ersichtlich, wie die verschiedenen Einheiten zur Frequenzhaltung während des Versorgungswiederaufbaus interagieren.

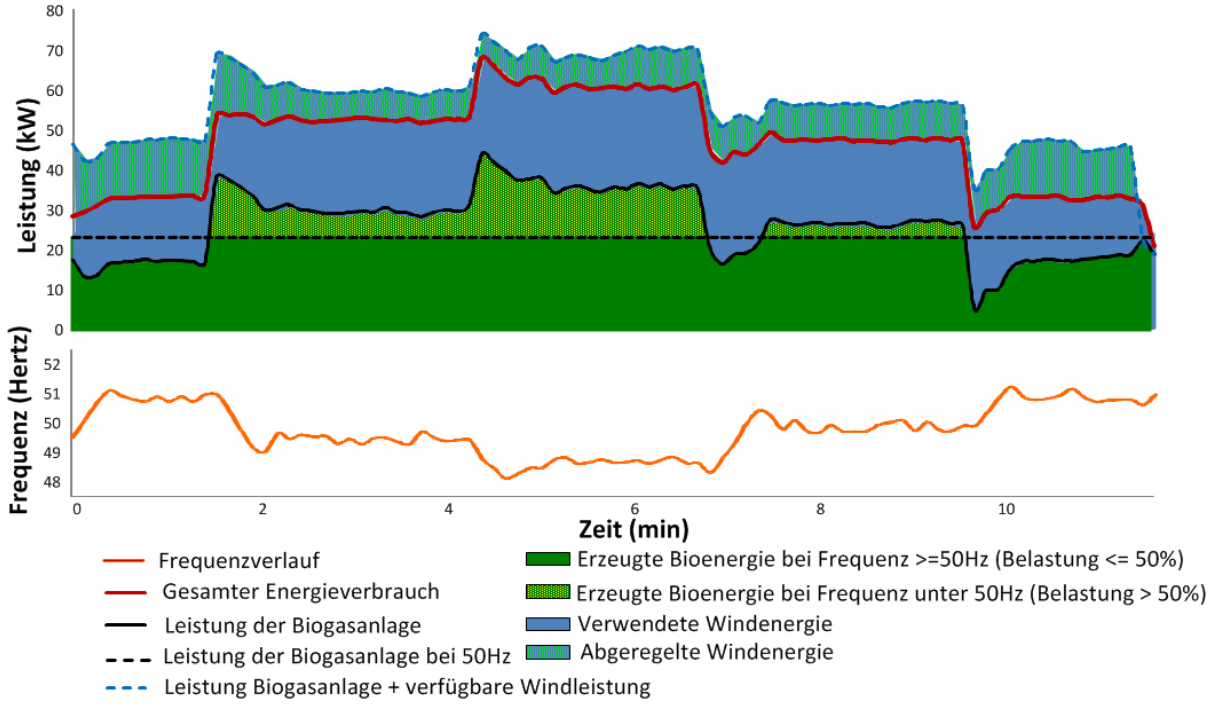


Abbildung 135: Verlauf des Versorgungswiederaufbau-Tests

Wenn die Belastung der Biogasanlage unter 50 Prozent liegt, wird die Netzfrequenz erhöht, um den Bedarf zur Abregelung an die anderen Erzeuger sowie den Bedarf zur Lasthinzunahme an die regelbaren Lasten zu kommunizieren. Dieser Zusammenhang wird durch die Statik der Bioenergieanlage vorgegeben und kann hierüber auch geändert werden. Bei der Festsetzung dieser Eigenschaft spielen die Wirkungsgrad-Kurve und die Überlastungskapazität der Bioenergieanlage eine entscheidende Rolle.

Bei der Windenergieanlage ist zu erkennen wie sich ihre Reserve abhängig von dem Verlauf der Frequenz ändert. Mit steigender Frequenz geht ein Wachstum der Leistungsreserve der Windenergieanlage einher, mit sinkender Frequenz eine Verkleinerung. Bei hohen Frequenzen wird demzufolge ein geringerer Anteil der verfügbaren Windenergie genutzt als bei niedrigen Frequenzen.

Abbildung 136 zeigt den Verlauf der von den Lasten verbrauchten Leistung. Die nicht regelbaren Lasten haben einen entscheidenden Einfluss auf die Belastung des gesamten Systems, wie es anhand des Verlaufs der Frequenz zu bemerken ist.

Der Beitrag der regelbaren Lasten zur Frequenzhaltung ist auch ersichtlich. Gegen Mitte des Tests wird ein Teil der regelbaren Last wegen Unterfrequenz abgeworfen. Wenn die Frequenz dann wieder steigt, aber auch schon zu Testbeginn, wird zusätzliche Last hinzugenommen.

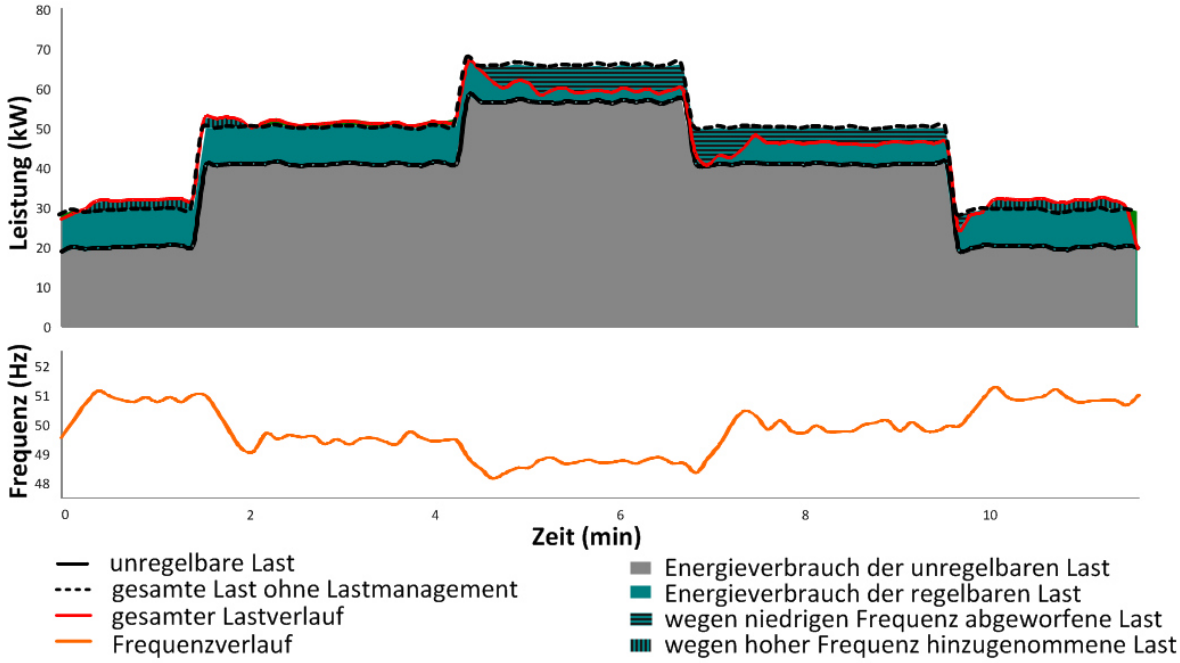


Abbildung 136: Verlauf des Energieverbrauchs

Am Ende des Tests sind Frequenz und Spannung des Labornetzes im Toleranzbereich. Das Synchronisiergerät schaltet das Labor-/Inselnetz wieder ans Verbundnetz. Die Biogasanlage schaltet daraufhin in den netzgekoppelten Betrieb um. Der Frequenz- und Spannungsreglungsmodus wird dann deaktiviert.

3.4.3 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Der Labortest zum Versorgungswiederaufbau konnte 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 Verbrauchstrukturen stark unterschiedlich. Ein Verteilungsnetz kann sich nach 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.

Beim Hinzuschalten von Stromerzeugern und Stromverbrauchern zur netzbildenden Einheit muss diese ein ausreichend großes Frequenz- und Spannungshaltungsvermögen haben, um die 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.

Hilfreich beim Versorgungswiederaufbau mit erneuerbaren Energien ist es auch, deren mögliche Einspeisung (siehe 3.1.2.1) zu kennen, um abschätzen zu können, wieviel Wirk- und Blindleistung von ihnen zu erwarten ist. Die notwendigen Größenverhältnisse von netzbildenden und netzstützenden Stromerzeugern und von schaltbaren und nicht schaltbaren Stromverbrauchern für einen Versorgungswiederaufbau wurden im Test zwar anhand eines Beispiels aufgezeigt, nicht jedoch variiert oder optimiert und können für reale Verteilungsnetze stark unterschiedlich sein. Diesbezüglich besteht für die Übertragung auf die Verteilungsnetze in Deutschland noch weiterer Forschungsbedarf.

Weiterer Forschungsbedarf besteht auch hinsichtlich des Verhaltens und der Parameter von Schutzeinrichtungen beim Inselbetrieb, sowie der notwendigen Anzahl an Synchronisiergeräten im deutschen Stromnetz. Zu untersuchen ist auch die Rolle der zunehmenden Anzahl von KWK-Anlagen und Speichern und insbesondere von Batterien beim Versorgungswiederaufbau. Diese könnten die Schwarzstartfähigkeit des Stromversorgungssystems deutlich erhöhen und zur Bildung von kleinen Inselnetzen, wie etwa bei einzelnen Gebäuden, beitragen. Durch den Test wurde deutlich, dass ein Versorgungswiederaufbau durch einen hohen Kommunikationsaufwand gekennzeichnet ist, was sich auf reale Netze übertragen lässt.

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. Grundvoraussetzung ist natürlich das Vorhandensein der Kommunikationsinfrastruktur. 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.

Weiterer Entwicklungsbedarf besteht bei der technischen Umsetzung der Inselnetzbildung bei Biogasanlagen. Zwar gibt es bereits Biogas-BHKW die inselnetzfähig sowie für den Netzersatzbetrieb ausgelegt sind; Biogasanlagen besitzen jedoch noch unterschiedliche Lasten, wie Rührwerke, Pumpen, Verdichter, die entsprechend gemanaged werden müssen. Dies gilt es in die Biogasanlagensteuerung mit zu implementieren.

4 Zusammenfassung, Empfehlungen und Ausblick

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 und angebracht 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 vorliegenden Forschungsvorhaben ein konsistentes Szenario und einzugehöriges Modell einer zukünftigen, rein erneuerbaren Stromversorgung Deutschlands entwickelt. Das Modell zeichnet sich durch eine hohe energiegeographische 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, wie in den Schlussfolgerungen und Empfehlungen zum Szenario in Kapitel 0 dargestellt. Das Szenariomodell wurde mittels gängiger/akzeptierter und z.T. innovativer wissenschaftlicher Methoden hinsichtlich wichtiger, jedoch nicht aller, Aspekte der Netzstabilität untersucht. Die Schlussfolgerungen, welche sich aus den Netzstabilitätsberechnungen ziehen lassen, sind in den jeweiligen Abschnitten 3.1.8, 3.2.6, 3.3.3 und 3.4.3 zu finden.

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.

Die vollständige Gewissheit diesbezüglich kann natürlich kein Modell liefern, sondern muss sich in der Praxis erweisen. Weitere vorausschauende Untersuchungen zur Beurteilung der zukünftigen Netzstabilität in Deutschland sind dennoch 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 nichtaggregiertem Modell und die daraus ermittelbaren Oszillationen.

Weitere Aufschlüsse zur Ausgestaltung der Energiewende würde auch eine Erweiterung des hier entwickelten Szenarienmodells liefern. Neben der Modellierung weiterer 100%-EE-

Stromversorgungsszenarien auf Basis der weiteren Optimierung bestimmter Größen und Verhältnisse, würde die Modellierung der Entwicklung der Stromversorgung vom heutigen Stand bis zu m Zielzustnad 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 in Kapitel 3.4) und zum anderen an realen EE-Anlagen (für Regelenergieerbringung in Abschnitt 3.1.2) getestet. Insbesondere die Tests und die abschließende Demonstration der Regelenergieerbringung 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. Es wurde in dem vorliegenden Vorhaben aber auch deutlich gemacht (Abschnitt 3.1.8), dass die Rahmenbedingungen zur Markt- und Systemintegration dafür angepasst werden müssen.

Die viel diskutierten Nachteile für die Systemstabilität durch den Rückgang der Rotationsenergien im System lassen sich durch die technischen Fähigkeiten der EE-Anlagen, diezum Teil über die heutigen Anforderungen zur Systemdienstleistungsbereitstellung hinaus gehen zum Großteil kompensieren.

Allen vorgenommenen Untersuchungen zum Einsatz der EE-Anlagen – sei es für die Versorgungssicherheit, sei es für die Systemdienstleistungserbringung und für die Netzstabilität – ist jedoch gemein, dass er aktiv erfolgen können muss.

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. Die weitergehende Flexibilisierung der Biomasseanlagen wäre aus diesem Grunde notwendig. Ohne einen entsprechend angepassten Ausbau des Netzes mit all seinen Komponenten, einer Anpassung der Regularien und der Schaffung ausreichender Flexibilitäten sowie eines Stromspeichersystems wird der Wandel der Stromversorgung nicht gelingen. Als Lohn für diese Anstrengungen winkt eine moderne, saubere und stabile Stromversorgung.

5 Begriffsklärung

Der Begriff **Kombikraftwerk** ist bisher nicht eindeutig definiert. Die Bedeutungen der Wortbestandteile, aus denen er sich zusammensetzt, legen nahe, ihn für ein Kraftwerk zu verwenden, das entweder verschiedene Prozesse oder verschiedene Energiequellen miteinander verbindet. Aus diesem Grund wird er bisweilen für „Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke“ (GuD-Kraftwerke) oder Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), aber auch synonym zu einem „virtuellen Kraftwerk“, insbesondere im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien verwendet. Der Begriff „virtuelles Kraftwerk“ (engl. „virtual power plant“) hat sich in der Wissenschaft für einen Verbund aus dezentralen Anlagen, der zentral über eine Leitwarte gesteuert wird, etabliert, auch wenn es einige Mühe kostete, ihn zu definieren [56], und der Begriff „virtuell“ irreführend ist, da es sich um reale Kraftwerke handelt, die tatsächlichen Strom ins Netz einspeisen. Aus diesem Grund wird in dem vorliegenden Projekt an dem Begriff „Kombikraftwerk“, der ja auch der Name des Forschungsprojektes ist, festgehalten. Wenn ein Kombikraftwerk aufgebaut wurde, das sich ausschließlich aus erneuerbaren Energien zusammensetzt, erweitert sich der Begriff zum „Regenerativen Kombikraftwerk“. Kombikraftwerke entstehen heutzutage meist dadurch, dass der Betreiber eines Anlagentyps (etwa eines Windparks) zusätzliche Anlagentypen (etwa Photovoltaik- oder Biogasanlagen) in sein Portfolio aufnimmt, um seine Handlungsoptionen zu erweitern. Die Anlagen werden dabei in der Regel zu Wartungs- und Überwachungszwecken kommunikationstechnisch an eine zentrale Leitwarte angebunden, wodurch die Grundvoraussetzung für den Betrieb eines Kombikraftwerks gegeben ist. Zu den typischen Betreibern von Kombikraftwerken zählen insbesondere auch kommunale Energieversorgungsunternehmen wie z.B. Stadtwerke, denen meist ein komplettes Mittelspannungsnetz zugeordnet werden kann. Durch den Zusammenschluss verschiedener EE-Anlagen in einem Kombikraftwerk können die individuellen Stärken von Wind- und Sonnenenergie, Biomasse, Geothermie und Wasserkraft, Speichern und Backupkraftwerken kombiniert werden. Solch ein regeneratives Kombikraftwerk kann nicht nur verlässlich Strom erzeugen, sondern auch Systemdienstleistungen wie z.B. Regelleistung bereitstellen. Ein weiterer Vorteil dieses Zusammenschlusses ist der räumliche Ausgleich – wenn beispielsweise Windparks aus verschiedenen Regionen vernetzt sind, ist in den seltensten Fällen an allen Standorten gleichzeitig Flaute, zudem lässt sich das Wetter für größere Gebiete mit geringeren Fehlern prognostizieren.

6 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] A. Schwab: „Elektroenergiesysteme – Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie“, 3., neu bearbeitete und erweiterte Auflage, Springer DE, 20.07.2009, ISBN 978-3-540-92226-1

[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] BMU, BMWi: „Energiekonzept – für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) und Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), September 2010

[6] DLR, Fraunhofer IWES, InfE: „Leitstudie 2010 - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“, Schlussbericht BMU - FKZ 03MAP146, 2010

[7] Th. Klaus et al.: „Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen“, Publikation des (Deutschen) Umweltbundesamtes. Dessau-Roßlau, 2010.

[8] BDEW, „Verteilung des Netto-Stromverbrauchs in Deutschland auf die Kundengruppen in Mio. kWh“, http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten

[9] Statistische Ämter des Bundes und der Länder: „Regionaldatenbank Deutschland“, https://www.regionalstatistik.de/genesis/online

[10] Entso-E, „Consumption Data“, https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/consumption/

[11] S. Bofinger, D. Callies, M. Scheibe, Y.-M. Saint-Drenan, K. Rohrig: „Studie zum Potential der Windenergienutzung an Land“ – Kurzfassung, Kassel, 2011

[12] K. Einig et al.: „Wieviel Platz braucht die Windkraft“, neue energie – das magazin für erneuerbare energien, Nr. 8/2011, http://www.neueenergie.net/fileadmin/ne/ne_inhalte/dokumente/neue_energie_08_2011_S.34-37.pdf

[13] S. Bofinger et al.: „Potenzial der Windenergie an Land - Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land“, Umweltbundesamt, September 2013, http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/potenzial-windenergie-an-land

[14] 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

[15] M. Baldauf, J. Förster et al.: „Kurze Beschreibung des Lokal-Modells Kürzestfrist COSMO-DE (LMK) und seiner Datenbanken auf dem Datenserver des DWD“, Deutscher Wetterdienst (DWD), Offenbach, 31.03.2011

[16] „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

[17] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), 2011, www.bsh.de

[18] Offshore-Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm (Offshore~WMEP) , 2011, www.offshore-wmep.de

[19] Bundesverband WindEnergie: „Potenzial der Windenergienutzung an Land“ – Langfassung, http://www.wind-energie.de/shop-potenzial-der-windenergienutzung-land, Artikelnummer: ST-PO-13, ISBN: 978 3 94257993

[20] UpWind – “Design Limits and Solutions for Very Large Wind Turbines”, März 2011, http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/upwind/21895_UpWind_Report_low_web.pdf

[21] N.O. Jensen: “A Note of Wind Generator Interaction”, Technical Report M-2411, Risø National Laboratory, Roskilde, Dänemark, 1983

[22] M. Braun et al.: „Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung“, Studie im Auftrag des BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V., Berlin

[23] EEG-Anlagenstammdaten, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: „EEG / KWK-G“, http://www.eeg-kwk.net/de/Anlagenstammdaten.htm

[24] Solar Radiation Data: „Einstrahlungsdaten“, Paris, http://www.soda-is.com, letzter Zugriff: 3. Mai 2010

[25] S. Bofinger: „Rolle der Solarstromerzeugung in zukünftigen Energieversorgungs-strukturen - Welche Wertigkeit hat Solarstrom?“, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, 2008

[26] T. M. Klucher: “Evaluation of Models of Predict Insolation on Tilted Surfaces”, Solar Energy, 23:111-114, 1979

[27] H. Schmidt, D. U. Sauer: „Wechselrichter-Wirkungsgrade“, 1996, Sonnenenergie 4, 43-47. Berlin

[28] Beyer et al.: “A Robust Model for the MPP Performance of Different Types of PV-modules Applied for the Performance Check of Grid Connected Systems”, EUROSUN 2004, ISES Europe Solar Congress, Unter Mitarbeit von G. Heilscher, S. Bofinger und H.G. Beyer, Freiburg, 2004

[29] Bundesnetzagentur: „Versorgungsqualität - SAIDI-Wert“, 2012, http://www.bundesnetzagentur.de

[30] F. Prillwitz, M. Krüger: "Netzwiederaufbau nach Großstörungen." Universität Rostock, Institut für Elektrische Energietechnik, 2007

[31] Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW: „TransmissionCode 2007 Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“, Berlin, 8.2007

[32] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): „Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlage am Mittelspannungsnetz“, Berlin, Juni 2008

[33] UCTE: "Operation Handbook", 2004, https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/

[34] M. Krüger, H. Weber, Harald et al.: "Wiederaufbau von Übertragungsnetzen nach Großstörungen", ETG-Fachbericht-Netzregelung und Systemführung, 2008

[35] Fachverband Biogas: „Branchenzahlen 2011 und Branchenentwicklung 2012/2013"

[36] J. Witt, C. Hennig, N. Rendsberg, A. Schwenker, F. Scholwin: „Monitoring zur Wirkung des EEG auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse", Deutsches Biomasse Forschungszentrum (DBFZ), 2010

[37] BMVBS: „Globale und regionale Verteilung von Biomassepotenzialen, Status-quo und Möglichkeiten der Präzisierung", BMVBS-Online-Publikation, 27/2010, 2010

[38] ITAD - Interessengemeinschaft der thermischen Abfallbehandlungsanlagen in Deutschland e.V.: „Übersichtskarte der ITAD-Mitglieder-Anlagen", http://www.itad.de/itad/mitglieder/79.Mitglieder.html

[39] H. Paschen, D. Oertel, R. Grünwald: „Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland.", Sachstandsbericht Deutscher Bundestag, Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung, TAB-Arbeitsbericht 84, 2003

[40] ENTSO-E Grid Map, European Network of Transmission System Operators for Electricity, http://www.entsoe.eu, 1.7.2011

[41] Verband der *Elektrotechnik,* Elektronik und Informationstechnik e.V.: „Deutsches Höchstspannungsnetz – Übersichtsplan", 1.1.2012

[42] Deutsche Energie Agentur: „dena-Netzstudie I - Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020", Berlin, 2005

[43] 50Hertz Transmission GmbH/ Amprion GmbH/ EnBW Transportnetze GmbH/ TenneT TS0 GmbH: „Netzentwicklungsplan Strom 2012 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber", 30.5.2012

[44] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: „Liste der Stromnetzbetreiber„ 1.8.2012

[45] B. R. Oswald: „Skript Freileitungen-Vorlesung elektrische Energieversorgung I.", Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik, Universität Hannover, 2005

[46] D. Heide, L. von Bremen, M. Greiner, C. Hoffmann, M. Speckmann, S. Bofinger: „Seasonal Optimal Mix of Wind and Solar Power in a Future, Highly Renewable Europe", Renewable Energy 35 (11), 2010, 2483 - 2489

[47] P. Kundur et al.: "Definition and Classification of Power System Stability", IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 3, S. 1387-1401, 8.2004

[48] TransmissionCode 2003. Anhang D 1: „Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Primärregelleistung für die ÜNB", Stand August 2003

[49] T. Mezger, S. von Roon:" Informationsbasis für die Bereitstellung von Sekundärregelleistung", Studie im Auftrag der Stadtwerke München, 2007

[50] Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.: „Stromversorgung 2020 – Wege in eine moderne Energiewirtschaft, Strom-Ausbauprognose der Erneuerbaren-Energien-Branche“, Berlin, 2009

[51] E. Wagner, U. Rindelhardt: „Stromgewinnung aus regenerativer Wasserkraft in Deutschland – Überblick“, In: ew - das Magazin für die Energiewirtschaft, Jg. 106(25-26), 2007, S. 52-57

[52] GtV – Bundesverband Geothermie: „Tiefe Geothermieprojekte in Deutschland, Liste der tiefen Geothermieprojekte in Deutschland 2013 nach Projektname“, http://www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/in-deutschland.html, Stand: Oktober 2013

[53] M. Braun, R. Estrella Navarro, M. Jentsch, und C. Bünsow, „Specification of Laboratory Test“, Kassel, Deliverable, 11.2008

[54] S. Hirodontis, H. Li, und P. A. Crossley, „Load Shedding in a Distribution Network“, in Sustainable Power Generation and Supply, SUPERGEN'09 - International Conference, 2009, S. 1–6

[55] ENERCON GmbH, Datenblatt, Enercon Windenergieanlagen, E-101 / 3050 kW / FTQ, Netztechnische Leistungsmerkmale, 2011

[56] C. Kieny, B. Berseneff, N. Hadjsaid, Y. Besanger, J. Maire: “On the Concept and the Interest of Virtual Power Plant: Some Results from the European Project FENIX”, IEEE PES Gen. Meet. 2009

[57] F. Steinke, P. Wolfrum, C. Hoffmann: „Grid vs. Storage in a 100% Renewable Europe“, Renewable Energy 50, 2013, S.826-832

[58] VDE, Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.:“ Entwurf - Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“, Berlin, 7.2010

[59] Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW: „DistributionCode 2007 – Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen“, Berlin, 8.2007

[60] Fraunhofer IWES, Amprion, TenneT, Enercon, Energiequelle: „Regelenergie durch Windkraftanlagen. Abschlussbericht“, 2013

[61] P. Sorknæs, A. N. Andersen; J. Tang, S. Strøm:”Market Integration of Wind Power in Electricity System Balancing”, In: Energy Strategy Reviews (0), 2010, Online verfügbar unter http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X13000072

[62] BM Intermittent Gen WG: “BM Uni Data from Intermittent Generation - final”, Working Group Report, 2010

[63] D. Schneider, K. Kaminski, M. Siefert, M. Speckmann: “Available Active Power Estimation for the Provision of Control Reserve by Wind Turbines”, EWEA 2013, Wien, 4.2. - 7.2.2013

[64] ACER: „Framework Guidelines on Electricity Balancing“, 2012

[65] Bundesnetzagentur: „Eckpunktepapier zur Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreissystems, BK6-12-024“, 2012

[66] M. Jansen, M. Speckmann: “Wind Turbine Participation on Control Reserve Markets”, EWEA 2013, Wien, 2013

[67] M. Jansen, M. Speckmann: “Participation of Photovoltaic Systems in Control Reserve Markets”, 22nd International Conference on Electricity Distribution, Stockholm, 10.6. - 13.6.2013

[68] Consentec: „Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs“, Im Auftrag der BNetz-A, 2008

[69] Consentec: „Gutachten zur Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs unter dem NRV“, Untersuchung im Auftrag der BNetz-A, 2010

[70] P. Zolotarev, D. Schlipf: “Marktseitige und technische Maßnahmen zur gesamtwirtschaftlichen Optimierung der Lastdeckung im liberalisierten Strommarkt“, 9. Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft 2011 - VDI, 2011

[71] A. W. Bowman, A. Azzalini: “Applied Smoothing Techniques for Data Analysis. The Kernel Approach with S-Plus Illustrations”, Oxford, New York, Clarendon Press, Oxford University Press, 1997

[72] EEX-Tranzparenzplattform, Online verfügbar unter http://www.transparency.eex.com/de/, zuletzt geprüft am 06.01.2013

[73] Bundesnetzagentur: „Bilanzkreisvertrag - Anlage zum Beschluss BK6-06-013“, 2011

[74] UCTE: “P1 - Policy 1: Load-Frequency Control and Performance”, 2009

[75] regelleistung.net: „Ausschreibungsübersicht“, Online verfügbar unter https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public, zuletzt geprüft am 04.12.2012

[76] Fraunhofer IWES: „Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem“, Endbericht, 2010

[77] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt: „Monitoringbericht 2012. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3GWB“, 3. Auflage, 5.2.2013

[78] 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

[79] K. Schaber, F. Steinke und T. Hamacher: “Managing Temporary Oversupply from Renewables Efficiently: Electricity Storage Versus Energy Sector Coupling in Germany”, 32nd International Energy Workshop (IEW 2013), Paris, Frankreich, 2013

[80] Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, http://www.bundesnetzagentur.de, Stand: 16. Oktober 2013

[81] Bundesnetzagentur: „Statistikbericht EEG - Jahresendabrechnung 2011“, http://www.bundesnetzagentur.de

[82] Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat): „Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“, Stand Juli 2013

[83] M. Scheftelowitz, J. Daniel-Gromke, M. Beil, W. Beyrich, W. Peters: „Stromerzeugung aus Biomasse – Zwischenbericht 2013“, Deutsche Biomasse Forschungszentrum (DBFZ), 2013

[84] Verbundprojekt: DEA-Stabil: „Beitrag der Windenergie und Photovoltaik im Verteilungsnetz zur Stabilität des deutschen Verbundnetzes Teilvorhaben: Bewertung und Abhilfemaßnahmen“, Laufendes Forschungsvorhaben des BMU, FKZ 0325585

[85] Bundesnetzagentur - Beschlusskammer 6 (2011a): „Festlegung zu Verfahren und Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Minutenreserve“, 2011

[86] Bundesnetzagentur - Beschlusskammer 6 (2011b): „Festlegung zu Verfahren zu Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Primärregelleistung“, 2011

[87] Bundesnetzagentur - Beschlusskammer 6 (2011c): „Festlegung zu Verfahren zu Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Sekundärregelung“, 2011

[88] FNN: „TransmissionCode 2007. Anhang D2 Teil 2: Anforderungen für die Umsetzung des SRL-Poolkonzepts zwischen ÜNB und Anbietern“, 2009

[89] regelleistung.net: „Minutenreserveleistung. Gemeinsame Ausschreibung Minutenreserveleistung“, Online verfügbar unter https://www.regelleistung.net/ip/action/static/ausschreibungMrl, zuletzt geprüft am 04.12.2012

[90] J. Dobschinski, E.D. de Pascalis, A. Wessel, L. von Bremen, B. Lange, K. Rohrig, Y.-M. Saint-Drenan: “The Potential of Advanced Shortest-term Forecasts and Dynamic Prediction Intervalls for Reducing the Wind Power Induced Reserve Requirements”, In: European Wind Energy Conference and Exhibition, 2010

[91] F. Sandau: „Entwicklung einer Simulationsumgebung zur dynamischen Berechnung des Regelleistungsbedarfs, sowie deren Anwendung auf ein Szenario mit einer erneuerbaren Energieversorgung“, Masterarbeit an der TU Berlin, 2013

[92] P. Andres, M. Spiwoks: „Prognosegütemaße: State of the Art der statistischen Ex-post-Beurteilung von Prognosen“, Sofia-Studien zur Institutionenanalyse Nr.00-1, Darmstadt, 2000

[93] B. Lange et al.: „Prognosen der zeitlich-räumlichen Variabilität von Erneuerbaren. Transformationsforschung für ein nachhaltiges Energiesystem“, FVEE-Themen, 2011, S. 95-96

[94] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt: „Monitoringbericht 2011. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs.3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3GWB“, 3. Auflage, 5.2.2013

[95] DVGW: Arbeitsblatt DVGW-G 260 „Gasbeschaffenheit “, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Bonn, 2008

[96] 50hertz u.a.: „Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2013 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5“, Online verfügbar unter http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/J-L/leistungsbilanzbericht-2013,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf, Stand 30.09.2013