

# **Masterarbeit**

## **Erbringung von Systemdienstleistungen durch dezentrale Erzeugungsanlagen**

**Ancillary Services Provision of Distributed Generation**

verfasst von

**Sina Straußberger**

**Matrikelnummer: 3641990**

Eingereicht am

**Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik**

**Technische Universität München**

bei

**Prof. Dr. rer. nat. Thomas Hamacher**

in Kooperation mit

**SWM Infrastruktur GmbH**

**2014**

**Betreuer:** Dr.-Ing. Peter Tzscheuschler (TU München)  
Dipl.-Ing. Johannes Ney (SWM Infrastruktur GmbH)  
Dipl.-Ing. Christian Gutzmann (SWM Infrastruktur GmbH)

## Kurzfassung

In dem letzten Jahrzehnt ist der Anteil der dezentralen Erzeugungsanlagen an der Stromerzeugung rasant angestiegen und eine weitere Zunahme ist zu erwarten. Das erklärte Ziel der Bundesregierung ist ein Anteil an erneuerbaren Energien von 50 % am Bruttostromverbrauch bis 2030. Damit auch weiterhin die Versorgungssicherheit und die Netzstabilität gewährleistet werden kann, wird eine Übernahme von Systemdienstleistungen durch die dezentralen Erzeugungsanlagen unabdingbar. Das Ziel dieser Arbeit ist, das technische und ökonomische Vermögen dezentraler Erzeugungsanlagen zur Systemdienstleistungsbereitstellung zu erarbeiten. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der Frequenz- und Spannungshaltung. Für das Thema Frequenzhaltung werden Möglichkeiten zur Momentanreserve- und Regelleistungsbereitstellung durch dezentrale Erzeugungsanlagen untersucht. Für das Thema Spannungshaltung werden zur Beurteilung verschiedener Spannungsregelungsverfahren Simulationen durchgeführt und der erweiterte Nutzen der Blindleistungsbereitstellung für die zukünftige Spannungshaltung erläutert. Auch für die Spannungshaltung im Fehlerfall werden Lösungsansätze vorgestellt. Anhand der Messung an einer Photovoltaikanlage werden die wolkenbedingten Leistungseinbrüche analysiert und netzstabilisierende Maßnahmen aufgezeigt. Abgeschlossen wird die Arbeit mit einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Dafür wurde ein Simulationswerkzeug entwickelt, das die Mehrerlöse aus der Vermarktung negativer Sekundärregelleistung gegenüber der reinen Direktvermarktung für eine 1 MW-Photovoltaikanlage ermittelt.

## Abstract

The past decade has seen rapid growth of distributed generation and a further increase is expected in the future. The goal of the German government is to reach a share of 50 % of renewable energies in electricity generation until 2030. In order to ensure security of supply and grid stability with such a large portion of volatile generation, the provision of ancillary services by distributed generation becomes inevitable. The aim of this study is to analyze the different types of distributed generation's technical and economical ability to provide ancillary services with a focus on frequency and voltage stability. The distributed generation's potential of providing inertial and frequency response in the context of frequency stability is examined. In terms of voltage stability, simulations are performed in order to evaluate different voltage control methods. Moreover, the additional benefit of reactive power provision for the future voltage stability is discussed and several guidelines in case of voltage breakdown are presented. Cloud caused power drops of a photovoltaic system are analyzed by means of real measurement data and grid stabilizing options are proposed. Finally, a simulation tool for calculating the economic benefit of a negative secondary control offer compared to direct marketing for a 1 MW-photovoltaic system is developed.

## Aufgabenstellung

Traditionell wird die Versorgungssicherheit und Stabilität des Stromnetzes durch die Verfügbarkeit von konventionellen Kraftwerkskapazitäten bereitgestellt. Der steigende Anteil volatiler, erneuerbarer Energien und der damit verbundene Rückgang der installierten konventionellen Kraftwerksleistung beeinflusst das Stromnetz zunehmend. Um auch zukünftig eine hohe Versorgungssicherheit zu garantieren, ist eine Systemdienstleistungserbringung durch dezentrale Erzeugungsanlagen notwendig. Dies soll im Rahmen einer Masterarbeit mit Fokus auf die Frequenz- und die Spannungshaltung untersucht werden.

Das Ziel der Arbeit besteht darin, Aussagen darüber zu treffen, ob dezentrale Erzeugungsanlagen geeignet sind, Systemdienstleistungen, wie Frequenzhaltung sowie statische und dynamische Spannungshaltung, zu erbringen und ob dies ökonomisch darstellbar ist. Dabei sind folgende Arbeitsschritte vorgesehen:

- Erarbeiten und Darstellen der Charakteristika von dezentralen Erzeugungsanlagen sowie deren Primärenergiedargebot,
- Ermittlung und Bewertung der verschiedenen Netzkopplungstechniken hinsichtlich der Frequenz- und Spannungshaltung,
- Einarbeitung in das Thema Systemdienstleistungen: Frequenzhaltung, statische und dynamische Spannungshaltung,
- Rechtliche Rahmenbedingungen (EnWG, EEG, SDLWindV, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie, TransmissionCode 2007),
- Ermittlung des technischen Vermögens der dezentralen Erzeugungsanlagen zur Erbringung von Systemdienstleistungen,
- Messung und anschließende Simulation einer Photovoltaikanlage mit verschiedenen Spannungsregelungsverfahren,
- Wirtschaftliche Bewertung der Regelleistungsbereitstellung einer Photovoltaikanlage.

Die Arbeit wird in Kooperation mit SWM Infrastruktur GmbH durchgeführt.

Betreuer: Dr.-Ing. Peter Tzscheutschler

Ausgabedatum: 01.04.2014

Betreuender Hochschullehrer:

Prof. Dr. rer. nat. T. Hamacher

# Rechtserklärung

Hiermit erkläre ich,

**Name:**       **Straußberger**

**Vorname:**   **Sina**

**Matr. Nr.:**   **3641990**

dass ich die beiliegende Masterarbeit zum Thema:

**„Erbringung von Systemdienstleistungen durch dezentrale Erzeugungsanlagen“**

selbständig verfasst, keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt sowie alle wörtlichen und sinngemäß übernommenen Stellen in der Arbeit gekennzeichnet und die entsprechende Quelle angegeben habe.

Vom Lehrstuhl und seinen Mitarbeitern zur Verfügung gestellte Hilfsmittel, wie Modelle oder Programme, sind ebenfalls angegeben. Diese Hilfsmittel sind Eigentum des Lehrstuhls bzw. des jeweiligen Mitarbeiters. Ich werde sie nicht über die vorliegende Arbeit hinaus weiter verwenden oder an Dritte weitergeben.

Einer weiteren Nutzung dieser Arbeit und deren Ergebnissen (auch Programme und Methoden) zu Zwecken der Forschung und Lehre stimme ich zu.

Ich habe diese Arbeit noch nicht zum Erwerb eines anderen Leistungsnachweises eingereicht.

München, 24.11.2014

.....

Bearbeiter: Straußberger, Sina

# Inhaltsverzeichnis

|                                                       |     |
|-------------------------------------------------------|-----|
| Kurzfassung.....                                      | II  |
| Abstract .....                                        | II  |
| Aufgabenstellung .....                                | III |
| Rechtserklärung.....                                  | IV  |
| Inhaltsverzeichnis.....                               | V   |
| Abkürzungsverzeichnis .....                           | VII |
| Abbildungsverzeichnis .....                           | IX  |
| Tabellenverzeichnis.....                              | XI  |
| 1 Einleitung.....                                     | 1   |
| 2 Grundlagen der dezentralen Energieerzeugung.....    | 4   |
| 2.1 Primärenergiedargebot.....                        | 4   |
| 2.2 Dezentrale Erzeugungsanlagen.....                 | 13  |
| 2.3 Netzkopplungstechnologien .....                   | 16  |
| 2.3.1 Synchrongenerator.....                          | 17  |
| 2.3.2 Asynchrongenerator .....                        | 20  |
| 2.3.3 Leistungselektronik .....                       | 21  |
| 2.4 Struktur des Energieversorgungsnetzes.....        | 22  |
| 2.5 Zusammenfassung dezentrale Erzeugungsanlagen..... | 24  |
| 3 Grundlagen Systemdienstleistungen.....              | 28  |
| 3.1 Frequenzhaltung .....                             | 28  |
| 3.1.1 Primärregelung .....                            | 29  |
| 3.1.2 Sekundärregelung.....                           | 29  |
| 3.1.3 Minutenreserve .....                            | 30  |
| 3.1.4 Dynamische Frequenzregelung .....               | 30  |
| 3.2 Spannungshaltung.....                             | 31  |
| 3.2.1 Statische Spannungshaltung .....                | 31  |
| 3.2.2 Dynamische Spannungshaltung.....                | 32  |
| 4 Rechtliche Rahmenbedingungen .....                  | 34  |
| 4.1 Energiewirtschaftsgesetz .....                    | 34  |
| 4.2 Erneuerbare-Energien-Gesetz.....                  | 35  |
| 4.3 Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz.....     | 36  |
| 4.3.1 Anforderungen zur Wirkleistungsabgabe.....      | 36  |
| 4.3.2 Anforderungen zur Spannungshaltung.....         | 36  |
| 4.4 TransmissionCode 2007 .....                       | 39  |
| 4.4.1 Anforderungen zur Wirkleistungsabgabe.....      | 39  |

---

|           |                                                                       |     |
|-----------|-----------------------------------------------------------------------|-----|
| 4.4.2     | Anforderungen zur Spannungshaltung.....                               | 41  |
| 4.5       | Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen.....    | 43  |
| 4.6       | Zusammenfassung rechtliche Rahmenbedingungen.....                     | 45  |
| 5         | Frequenzhaltung mit dezentralen Erzeugungsanlagen.....                | 47  |
| 5.1       | Zukünftiger Bedarf an Momentanreserve und Regelleistung.....          | 47  |
| 5.2       | Technisches Vermögen der dezentralen Erzeugungsanlagen.....           | 50  |
| 5.2.1     | Technisches Vermögen: Momentanreserve.....                            | 50  |
| 5.2.2     | Technisches Vermögen: Regelleistung.....                              | 54  |
| 5.3       | Mögliche Änderungen der Marktbedingungen.....                         | 61  |
| 5.4       | Zusammenfassung Frequenzhaltung.....                                  | 64  |
| 6         | Spannungshaltung mit dezentralen Erzeugungsanlagen.....               | 67  |
| 6.1       | Statische Spannungshaltung.....                                       | 67  |
| 6.1.1     | Simulation von Spannungsregelungsverfahren.....                       | 69  |
| 6.1.2     | Blindleistungsbereitstellungspotenzial dezentraler Anlagen.....       | 74  |
| 6.2       | Dynamische Spannungshaltung.....                                      | 81  |
| 6.3       | Zusammenfassung Spannungshaltung.....                                 | 86  |
| 7         | Netzstabilisierende Maßnahmen.....                                    | 87  |
| 8         | Wirtschaftlichkeit der Regelleistungsvermarktung.....                 | 92  |
| 8.1       | Berechnungsgrundlage der Simulation.....                              | 93  |
| 8.2       | Bestimmung der Eingabeparameter.....                                  | 96  |
| 8.3       | Analyse der Simulationsergebnisse.....                                | 99  |
| 8.4       | Kopplung mit einem Speichersystem.....                                | 101 |
| 8.5       | Zusammenfassung Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....                   | 103 |
| 9         | Zusammenfassung und Fazit.....                                        | 104 |
| Anhang    | .....                                                                 | 107 |
| A         | Typische Leistungsgrößen in der Mittelspannung.....                   | 107 |
| B         | Q(U)-Kennlinie für Anlagen in der Mittelspannung.....                 | 108 |
| C         | Auswirkungen der Blindleistungsbereitstellung auf den Netzschutz..... | 108 |
| D         | Eingabeoberfläche des Simulationswerkzeugs.....                       | 109 |
| E         | Weitere graphische Auswertungen der Simulationsergebnisse.....        | 111 |
| Literatur | .....                                                                 | 113 |

## Abkürzungsverzeichnis

|                      |                                                                   |
|----------------------|-------------------------------------------------------------------|
| <b>ASG</b>           | Asynchrongenerator                                                |
| <b>BDEW</b>          | Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft                   |
| <b>BHKW</b>          | Blockheizkraftwerk                                                |
| <b>BMU</b>           | Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Sicherheit     |
| <b>BMWi</b>          | Bundesministerium für Wirtschaft und Energie                      |
| <b>dena</b>          | Deutsche Energie-Agentur                                          |
| <b>DGASG</b>         | Doppelt gespeister Asynchrongenerator                             |
| <b>DNS</b>           | Dynamische Netzstützung                                           |
| <b>EEG</b>           | Erneuerbare-Energien-Gesetz                                       |
| <b>EEX</b>           | European Power Exchange                                           |
| <b>ENTSO-E</b>       | European Network of Transmission System Operators for Electricity |
| <b>EnWG</b>          | Energiewirtschaftsgesetz                                          |
| <b>EZA</b>           | Erzeugungsanlage                                                  |
| <b>f.S.-Regelung</b> | Spannungsregelung auf einen festen Sollwert                       |
| <b>FNN</b>           | Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE                              |
| <b>GT</b>            | Gasturbine                                                        |
| <b>GuD-Anlage</b>    | Gas-und-Dampf-Anlage                                              |
| <b>HöS</b>           | Höchstspannung                                                    |
| <b>HS</b>            | Hochspannung                                                      |
| <b>IGBT</b>          | Insulated Gate Bipolar Transistor                                 |
| <b>IPCC</b>          | Weltklimarat (engl.: Intergovernmental Panel on Climate Change)   |
| <b>IWES</b>          | Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik      |
| <b>KK2</b>           | Kombikraftwerk 2                                                  |
| <b>LE</b>            | Leistungselektronik                                               |
| <b>MPP</b>           | Maximum Power Point                                               |
| <b>MRL</b>           | Minutenreserveleistung                                            |
| <b>MS</b>            | Mittelspannung                                                    |
| <b>NEP</b>           | Netzentwicklungsplan                                              |
| <b>NS</b>            | Niederspannung                                                    |
| <b>NVP</b>           | Netzverknüpfungspunkt                                             |
| <b>o.R.</b>          | Ohne Spannungsregelung                                            |
| <b>ORC</b>           | Organic-Rankine-Cycle                                             |
| <b>PRL</b>           | Primärregelleistung                                               |
| <b>PVA</b>           | Photovoltaikanlage                                                |
| <b>Q(U)-Regelung</b> | Spannungs-Blindleistungs-Regelung                                 |
| <b>SDLWindV</b>      | Systemdienstleistungsverordnung                                   |
| <b>SG</b>            | Synchrongenerator                                                 |
| <b>SMES</b>          | Supraleitender magnetischer Energiespeicher                       |
| <b>SRL</b>           | Sekundärregelleistung                                             |
| <b>SS</b>            | Sammelschiene                                                     |

---

|                |                                                           |
|----------------|-----------------------------------------------------------|
| <b>STATCOM</b> | Static Synchronous Compensator                            |
| <b>SWM</b>     | Stadtwerke München                                        |
| <b>ÜN</b>      | Übertragungsnetz                                          |
| <b>ÜNB</b>     | Übertragungsnetzbetreiber                                 |
| <b>UW</b>      | Umspannwerk                                               |
| <b>VBA</b>     | Visual Basic for Applications                             |
| <b>VDE</b>     | Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik |
| <b>VN</b>      | Verteilnetz                                               |
| <b>WEA</b>     | Windenergieanlage                                         |
| <b>ZVEI</b>    | Zentralverband Elektrotechnik- und Elektroindustrie       |

## Abbildungsverzeichnis

|                                                                                                 |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>Abbildung 1:</b> Ausbauszenario der erneuerbaren Energien in Deutschland bis 2032.....       | 2  |
| <b>Abbildung 2:</b> Tagesgang der globalen Bestrahlungsstärke in Karlsruhe [8] .....            | 6  |
| <b>Abbildung 3:</b> Durchschnittliche jährliche Globalstrahlung in Deutschland [10].....        | 7  |
| <b>Abbildung 4:</b> Windgeschwindigkeit in Deutschland in 10 m über Grund [13].....             | 8  |
| <b>Abbildung 5:</b> Windgeschwindigkeitsverteilung in 10 m Höhe (Nordseeküste) [8].....         | 9  |
| <b>Abbildung 6:</b> Verlauf des Abflusses von Rhein und Neckar im Jahr 1991 [8] .....           | 10 |
| <b>Abbildung 7:</b> Temperaturverlauf in Deutschland in 2000 m und 3000 m Tiefe [18].....       | 12 |
| <b>Abbildung 8:</b> Stromerzeugung in Deutschland für den Monat Mai im Jahr 2014 [28].....      | 16 |
| <b>Abbildung 9:</b> Vereinfachtes Ersatzschaltbild einer Vollpolmaschine .....                  | 18 |
| <b>Abbildung 10:</b> Zeigerdiagramm eines Synchrongenerators.....                               | 19 |
| <b>Abbildung 11:</b> Schematische Zeichnung des DGASG [32] .....                                | 21 |
| <b>Abbildung 12:</b> Selbstgeführter Umrichter mit Zwischenkreiskondensator [34].....           | 22 |
| <b>Abbildung 13:</b> Struktur des Energieversorgungsnetzes [36] .....                           | 23 |
| <b>Abbildung 14:</b> Strahlenförmig betriebene Ringleitungen des Mittelspannungsnetzes.....     | 24 |
| <b>Abbildung 15:</b> Dezentrale Erzeugungsanlagen mit direkter Netzkopplung .....               | 27 |
| <b>Abbildung 16:</b> Über Leistungselektronik gekoppelte dezentrale Erzeugungsanlagen .....     | 27 |
| <b>Abbildung 17:</b> Darstellung der Primär- und Sekundärregelung im f-P-Diagramm.....          | 31 |
| <b>Abbildung 18:</b> Anforderung an die Blindleistungsbereitstellung [47] .....                 | 37 |
| <b>Abbildung 19:</b> Grenzl意思ien für den Spannungseinbruch im Mittelspannungsnetz [22] .....    | 38 |
| <b>Abbildung 20:</b> Anforderung an die Wirkleistung im quasistationären Zeitbereich [22] ..... | 39 |
| <b>Abbildung 21:</b> Anforderung an die Wirkleistung im dynamischen Zeitbereich [22].....       | 40 |
| <b>Abbildung 22:</b> Mindestanforderung an die Blindleistungsbereitstellung [41].....           | 42 |
| <b>Abbildung 23:</b> Spannungsstützung durch Windenergieanlagen bei Netzfehlern [48].....       | 44 |
| <b>Abbildung 24:</b> Momentanreserve bei geringer konventioneller Erzeugung [44] .....          | 48 |
| <b>Abbildung 25:</b> Abschätzung des zukünftigen Regelleistungsbedarfs [44] .....               | 49 |
| <b>Abbildung 26:</b> Energie der rotierenden WEA-Massen [56] .....                              | 51 |
| <b>Abbildung 27:</b> Zusammenhang zwischen Pitchwinkel und Leistungsabgabe [32] .....           | 55 |
| <b>Abbildung 28:</b> Feldtest zur Regelleistungsbereitstellung eines Windparks [62].....        | 56 |
| <b>Abbildung 29:</b> Frequenzabhängige Leistungsänderung einer PVA [64].....                    | 57 |
| <b>Abbildung 30:</b> Regelleistungspotenzial volatiler Erzeugungsanlagen [74].....              | 63 |
| <b>Abbildung 31:</b> Spannungsprofil in Verteilnetzen mit dezentralen Einspeisungen .....       | 68 |
| <b>Abbildung 32:</b> Messdaten einer PVA in einem ländlichen Gebiet .....                       | 68 |
| <b>Abbildung 33:</b> Aufbau der Netztopologie des simulierten MS-Stranges .....                 | 70 |
| <b>Abbildung 34:</b> Spannungsverlauf am NVP bei verschiedenen Regelungsverfahren.....          | 71 |
| <b>Abbildung 35:</b> Blindleistungsverlauf am NVP bei verschiedenen Regelungsverfahren .....    | 71 |
| <b>Abbildung 36:</b> Spannungsverlauf am UW bei verschiedenen Regelungsverfahren .....          | 72 |
| <b>Abbildung 37:</b> Blindleistungsverlauf am UW bei verschiedenen Regelungsverfahren .....     | 73 |
| <b>Abbildung 38:</b> Spannungs- und Blindleistungsverlauf am UW (zus. 15 MW-Last).....          | 74 |
| <b>Abbildung 39:</b> Heutiger und zukünftiger Blindleistungsbedarf sowie -quellen [76] .....    | 75 |

---

|                                                                                                 |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>Abbildung 40:</b> Grenzleistungsdiagramm einer Windenergieanlage von Enercon [91] .....      | 78  |
| <b>Abbildung 41:</b> Nach Netzkopplung sortierte installierte Leistung der Mittelspannung ..... | 82  |
| <b>Abbildung 42:</b> Spannungstrichter bei einem dreipoligen Kurzschluss [95] .....             | 83  |
| <b>Abbildung 43:</b> Ausfalleistung im Jahr 2022 bei Fehlern im Übertragungsnetz .....          | 85  |
| <b>Abbildung 44:</b> Analyse der Leistungseinbrüche einer Photovoltaikanlage .....              | 87  |
| <b>Abbildung 45:</b> Einspeisung mit Spitzenleistungsbegrenzung .....                           | 88  |
| <b>Abbildung 46:</b> Einspeisung mit einer Rampenbegrenzung .....                               | 90  |
| <b>Abbildung 47:</b> Kopplung einer Photovoltaik- und einer Biogasanlage .....                  | 91  |
| <b>Abbildung 48:</b> Durchschnittliche mittlere Leistungspreise für SRL und MRL [42] .....      | 92  |
| <b>Abbildung 49:</b> Differenzerlös bei variierendem Arbeitspreis .....                         | 97  |
| <b>Abbildung 50:</b> Erlösdifferenz bei variierender Regelleistungsvorhaltung .....             | 98  |
| <b>Abbildung 51:</b> Break-Even-Point der Regelleistungsvermarktung .....                       | 99  |
| <b>Abbildung 52:</b> Monatlich erzeugte und vorgehaltene Energie .....                          | 100 |
| <b>Abbildung 53:</b> Monatliche Erlösdifferenz .....                                            | 101 |
| <b>Abbildung 54:</b> Primärregelleistung eines Photovoltaikanlagen-Speichersystems .....        | 102 |
| <b>Abbildung 55:</b> Leistungsklassen der EZA im Mittelspannungsnetz .....                      | 107 |
| <b>Abbildung 56:</b> Q(U)-Kennlinie der SWM für Anlagen in der Mittelspannung [112] .....       | 108 |
| <b>Abbildung 57:</b> Abschirmung und Fehlentstörung [40] .....                                  | 108 |
| <b>Abbildung 58:</b> Screenshot der Eingabeoberfläche .....                                     | 109 |
| <b>Abbildung 59:</b> Regelleistungsabruf bei verschiedenen Arbeitspreisen .....                 | 111 |
| <b>Abbildung 60:</b> Monatliche Erlöse aus der Direkt- und Regelleistungsvermarktung .....      | 111 |
| <b>Abbildung 61:</b> Break-Even-Diagramm .....                                                  | 112 |
| <b>Abbildung 62:</b> Differenzerlös nach Uhrzeit und Monat unterschieden .....                  | 112 |

## Tabellenverzeichnis

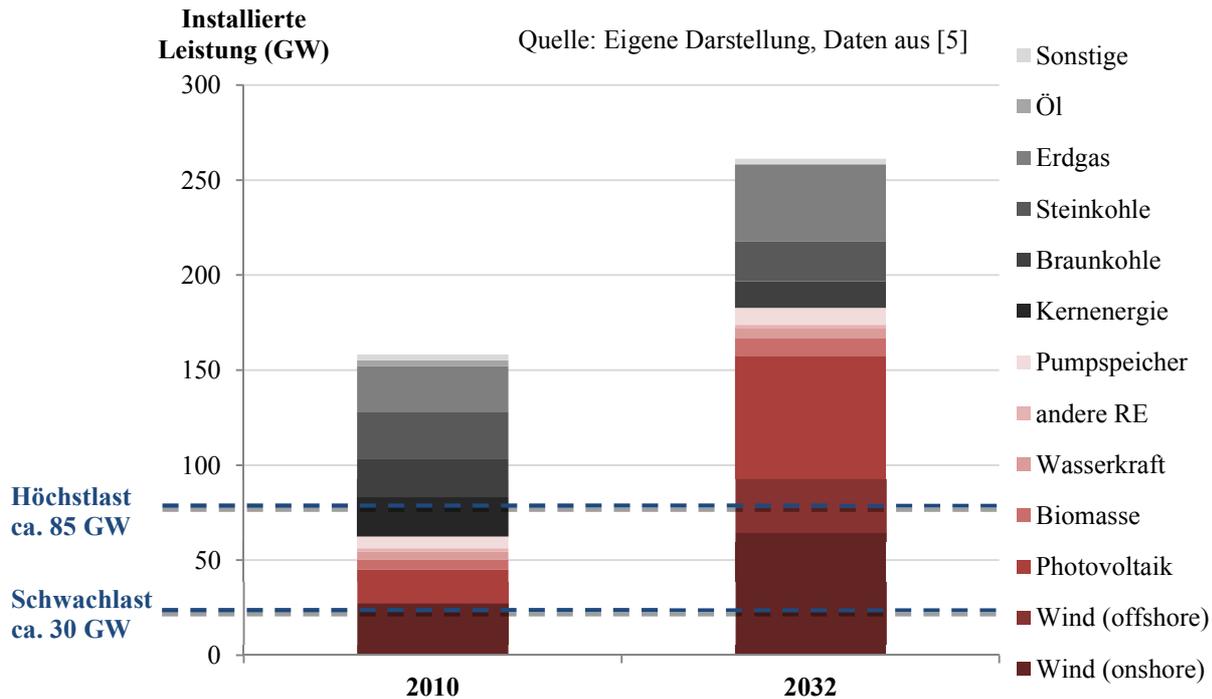
|                                                                                        |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>Tabelle 1:</b> Dezentrale Erzeugungsanlagen .....                                   | 4   |
| <b>Tabelle 2:</b> Vergleich der Netzkopplungstechnologien .....                        | 25  |
| <b>Tabelle 3:</b> Unterschiede der Primär-, Sekundär- und Minutenreserveleistung ..... | 29  |
| <b>Tabelle 4:</b> 5-Stufen-Plan.....                                                   | 40  |
| <b>Tabelle 5:</b> Wesentliche Paragraphen des EnWG und EEG.....                        | 45  |
| <b>Tabelle 6:</b> Vergleich der Anforderungen hinsichtlich der Frequenzhaltung.....    | 45  |
| <b>Tabelle 7:</b> Vergleich der Anforderungen hinsichtlich der Spannungshaltung .....  | 46  |
| <b>Tabelle 8:</b> Marktbedingungen des deutschen Regelleistungsmarktes.....            | 62  |
| <b>Tabelle 9:</b> Möglichkeiten der Anlagenflexibilisierung für die Regelleistung..... | 66  |
| <b>Tabelle 10:</b> Arbeitspreisabhängige Anzahl der Abrufe.....                        | 98  |
| <b>Tabelle 11:</b> Beschreibung der Eingabeparameter.....                              | 110 |

# 1 Einleitung

In dem 2014 erschienenen dritten Teilbericht des Fünften Sachstandsberichts zu „Klimaschutz“ warnt der Weltklimarat IPCC vor den trotz Klimaschutzanstrengungen weltweit gestiegenen Treibhausgas-Emissionen. Der Energiesektor stellt dabei die größte Emissionsquelle von Treibhausgasen dar. Neben weiteren Maßnahmen sieht der Weltklimarat besonders die erneuerbaren Energieträger als unverzichtbar für die zukünftige kohlenstoffarme Energieversorgung und fordert erhöhte Investitionen in Stromversorgungstechnologien mit geringeren Kohlenstoffemissionen [1].

Der Bericht des Weltklimarates erinnert an die Anfänge der in Deutschland beschlossenen Energiewende. Denn die Grundlage für die internationalen Verhandlungen zum Klimaschutz stellten ebenfalls die wissenschaftlichen Aussagen des Weltklimarates dar. Der erste Sachbericht führte zur Klimakonvention, der zweite führte bereits zur Verabschiedung des Kyoto-Protokolls im Jahr 1997. Darin verpflichteten sich die Industrieländer erstmals zu einer Emissionsreduktion [2]. Daraufhin ist im Interesse des Klima- und Umweltschutzes im Jahr 2000 das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Deutschland beschlossen worden. Dieses Gesetz hat das Ziel, eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen und den Beitrag der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung zu erhöhen. Die darin enthaltenen Vergütungen für die eingespeiste Energie aus regenerativen Energien führten zu einem rasanten Ausbau in den folgenden Jahren. So hat sich die regenerative Stromerzeugung bis zum Jahr 2013 mehr als vervierfacht [3].

Mit dem im Jahr 2010 beschlossenen Energiekonzept sieht die Bundesregierung einen weiter steigenden Ausbau der erneuerbaren Energien vor. Der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch soll 50 % bis 2030 und 80 % bis 2050 betragen [4]. In **Abbildung 1** ist das Ausbauszenario B nach dem Netzentwicklungsplan 2012 [5] für das Jahr 2032 zu sehen. Um die Ziele aus dem Energiekonzept erreichen zu können, müssten etwa 180 GW regenerative Leistung im Jahr 2032 in Deutschland installiert sein. Dieser Wert entspricht beinahe dem Doppelten der im Jahr 2010 installierten konventionellen Kraftwerksleistung von 96,47 GW [6]. Wird der Wert mit der Jahreshöchst- und Jahresschwachlast von 85 GW bzw. 30 GW verglichen, so ist ersichtlich, dass es zukünftig auch Tage mit einer rein regenerativen Stromerzeugung geben wird.



**Abbildung 1:** Ausbauszenario der erneuerbaren Energien in Deutschland bis 2032

Doch die neuen Technologien zur Energiegewinnung bringen auch neue Herausforderungen mit sich. Für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und der Netzstabilität benötigen die Netzbetreiber Systemdienstleistungen. Diese umfassen die Frequenzhaltung, die Spannungshaltung, den Versorgungswiederaufbau und die Betriebsführung. Bis heute werden die Systemdienstleistungen überwiegend von den konventionellen Kraftwerken im Übertragungsnetz erbracht. Durch den anhaltenden Ausbau erneuerbarer Energien und deren vorrangiger Netzeinspeisung sinkt der Anteil konventioneller Kraftwerke an der Stromerzeugung, weshalb die Einspeisung zunehmend dezentral in den Verteilnetzen erfolgt. Um die Energiewende mit den geforderten Zielen aus dem Energiekonzept realisieren und auch weiterhin die Netzstabilität gewährleisten zu können, müssen sich die dezentralen Erzeugungsanlagen zukünftig an der Erbringung von Systemdienstleistungen beteiligen [6].

Diese Masterarbeit beschäftigt sich mit den technischen und ökonomischen Aspekten der Systemdienstleistungsbereitstellung durch dezentrale Erzeugungsanlagen. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der Frequenz- und Spannungshaltung. Des Weiteren wird der Fokus insbesondere auf das Mittelspannungsnetz gelegt, da in dieser Spannungsebene die höchste dezentrale Erzeugungsleistung installiert ist. Die Vorgehensweise der Masterarbeit gliedert sich in fünf Teile: Die theoretischen Grundlagen geben zunächst Aufschluss über die dezentrale Energieerzeugung, die Bedeutung von Systemdienstleistungen und die rechtlichen Rahmenbedingungen. Im zweiten Teil werden die Entwicklung der Frequenzhaltung und anschließend das technische Vermögen der dezentralen Erzeugungsanlagen zur Frequenzhaltung beschrieben. Vor diesem Hintergrund werden abschließend mögliche Änderungen der Anforderungen am Regelleistungsmarkt vorgestellt. Der dritte Teil beschäftigt sich sowohl mit der statischen als

---

auch mit der dynamischen Spannungshaltung. Anhand einer Messung an einer Photovoltaikanlage wird das Problem der Spannungsanhebung durch die dezentrale Einspeisung dargestellt. Mögliche Spannungsregelungsverfahren werden anschließend in einer Netzsimulation für die Photovoltaikanlage untersucht. Zudem wird beschrieben, wie die Blindleistungsbereitstellung der dezentralen Anlagen für die zukünftige Spannungshaltung genutzt werden kann. Auch bei der Spannungshaltung im Fehlerfall werden die Probleme einer überwiegend dezentralen Stromerzeugung dargestellt und Lösungsvorschläge gegeben. Anhand der Messdaten der Photovoltaikanlage werden im vierten Teil die wolkenbedingten Leistungseinbrüche analysiert und netzstabilisierende Maßnahmen vorgestellt. Im letzten Teil dieser Arbeit wird ein frei parametrierbares Simulationswerkzeug entwickelt, welches die Mehrerlöse aus der zusätzlichen Vermarktung negativer Sekundärregelleistung gegenüber der reinen Direktvermarktung für eine 1 MW-Photovoltaikanlage ermittelt.

## 2 Grundlagen der dezentralen Energieerzeugung

Laut T. Ackermann et al. in [7] werden unter dezentralen Erzeugungsanlagen (EZA) in der Fläche verteilte elektrische Energieerzeuger verstanden, die direkt an das Verteilnetz oder an die Kundenseite des Zählers angeschlossen werden und damit nahe an den elektrischen Verbrauchern stehen. Die Leistungsgrößen von dezentralen EZA können nicht pauschal angegeben werden, da die maximalen Leistungsgrößen durch die Eigenschaften der lokalen Verteilnetze, wie zum Beispiel das Spannungsniveau, bestimmt werden. Dezentrale EZA umfassen eine Vielzahl von verschiedenen Technologien. Grob einteilen lassen sie sich in regenerativ und konventionell (vgl. **Tabelle 1**).

**Tabelle 1:** Dezentrale Erzeugungsanlagen

| <b>Regenerative EZA</b> | <b>Konventionelle EZA</b> |
|-------------------------|---------------------------|
| Photovoltaikanlagen     | Gasturbinenanlagen        |
| Windkraftanlagen        | Gas-und-Dampf-Anlagen     |
| Wasserkraftanlagen      | Netzersatzanlagen         |
| Biomasseanlagen         |                           |
| Biogasanlagen           |                           |
| Geothermieanlagen       |                           |

Im Folgenden werden die Charakteristika der verschiedenen Primärenergieträger dargestellt. Darauf aufbauend werden die Grundlagen der dezentralen EZA, der Generatoren und der Leistungselektronik genannt und die Struktur des Mittelspannungsnetzes aufgezeigt.

### 2.1 Primärenergiedargebot

Im diesem Kapitel wird die zur Stromerzeugung genutzte Primärenergie betrachtet. Dabei wird besonders auf das zeitlich und geographisch schwankende Angebot der unterschiedlichen Primärenergien eingegangen. Der Grund dafür ist, dass für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch dezentrale EZA neben der rein anlagentechnischen Machbarkeit auch die volatile Einspeisung berücksichtigt werden muss.

#### Sonnenenergie

Die Sonne ist mit einer auf der Erdoberfläche eingestrahnten Energiemenge von  $1,08 \cdot 10^{18}$  kWh im Jahr die weitaus größte erneuerbare Energiequelle. Bei einer Nutzung von lediglich einem Zehntausendstel dieser solaren Energiemenge könnte der weltweite Jahresenergiebedarf gedeckt werden.

Ausgehend von der Strahlungsleistung der Sonne  $\Phi_S$  und der Sonnenoberfläche  $A_S$  errechnet sich ein Wert von 36,11 MW/m<sup>2</sup> für die spezifische Abstrahlung der Sonne  $M_S$ :

$$M_S = \frac{\Phi_S}{A_S} = 63,11 \frac{\text{MW}}{\text{m}^2} \quad (1)$$

Für die Berechnung der solaren Bestrahlungsstärke  $E_0$ , die am Rand der Erdatmosphäre eintrifft, wird der Sonnenradius  $r_S$  und der Abstand zwischen Sonne und Erde  $r_{SE}$  benötigt:

$$E_0 = M_S \cdot \frac{r_S^2}{r_{SE}^2} \approx 1.367 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \quad (2)$$

Aufgrund der sich saisonal ändernden Abstände zwischen Sonne und Erde bewegt sich die extraterrestrische Bestrahlungsstärke zwischen 1.321 W/m<sup>2</sup> und 1.431 W/m<sup>2</sup>. Der globale Mittelwert von 1.367 W/m<sup>2</sup> wird als Solarkonstante bezeichnet [8].

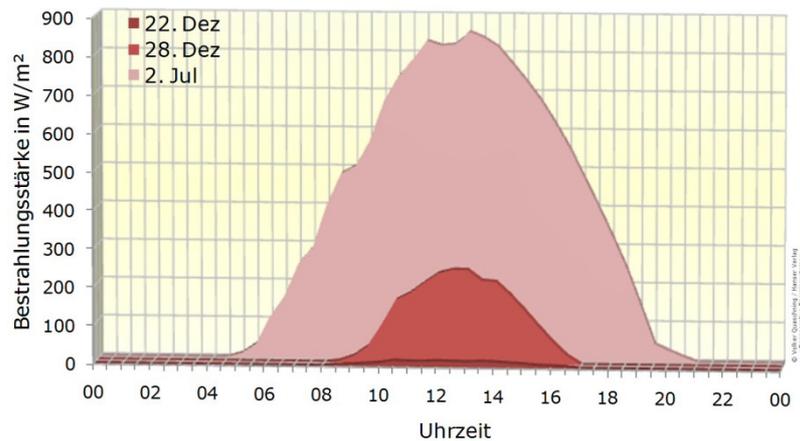
Die extraterrestrische Bestrahlungsstärke wird auf dem Weg durch die Erdatmosphäre durch Streuung und Absorption reduziert. Die Ablenkung der Strahlung aus ihrer Einfallrichtung ohne Energieübertragung wird als Streuung bezeichnet und erfolgt unter anderem an Luftmolekülen, Wassertröpfchen, Eiskristallen und Aerosolpartikeln. Die Streuung wird dabei je nach Teilchenradius in die Rayleigh- oder die Mie-Streuung unterschieden. Der Teilchenradius ist bei der Rayleigh-Streuung wesentlich kleiner und bei der Mie-Streuung größer oder gleich der Wellenlänge des einfallenden Lichtes. Die Absorption bezeichnet die Umwandlung der Strahlung an Partikeln, wie Aerosol-, Wolken- und Niederschlagspartikel, in eine andere Energieform. Zudem werden bestimmte Spektralbereiche der solaren Strahlung von bestimmten Gasen, wie Ozon und Wasserdampf, absorbiert. Die Schwächung der Bestrahlungsstärke innerhalb der Atmosphäre durch die Rayleigh-Streuung  $\tau_{RS}$ , die Mie-Streuung  $\tau_{MS}$ , die Absorption an Partikeln  $\tau_{PA}$  und die selektive Gasabsorption  $\tau_{GA}$  wird durch den Transmissionsfaktor  $\tau_G$  beschrieben:

$$\tau_G = \tau_{RS} \cdot \tau_{MS} \cdot \tau_{PA} \cdot \tau_{GA} \quad (3)$$

Mit der Solarkonstante  $E_0$  und dem Transmissionsfaktor  $\tau_G$  kann die auf der Erdoberfläche eintreffende Globalstrahlung  $E_{G,hor}$  berechnet werden [9]:

$$E_{G,hor} = \tau_G \cdot E_0 \quad (4)$$

Das Angebot der Sonne ist stark von zeitlichen und geographischen Schwankungen geprägt. Dabei sind die zeitlichen Unterschiede an einem Ort einerseits vorhersagbar, andererseits stochastisch, das heißt vom Zufall abhängig. In **Abbildung 2** ist der im Jahr 1991 gemessene Tagesgang der Globalstrahlung am 22. und 28. Dezember und am 2. Juli in Karlsruhe zu sehen.



**Abbildung 2:** Tagesgang der globalen Bestrahlungsstärke in Karlsruhe [8]

Der Tagesgang im Juli sowie der Tagesgang am 28. Dezember zeigen den typischen Verlauf eines wolkenlosen Tages mit einer um die Mittagszeit auftretenden maximalen Bestrahlungsstärke. Wie in **Abbildung 2** zu sehen ist, weist die Bestrahlungsstärke und -dauer im Sommer höhere Werte auf als im Winter. Dies ist auf die geringere Schwächung der Solarstrahlung innerhalb der Erdatmosphäre zurückzuführen, da der Sonnenstand höher ist und sich dadurch der Strahlungsweg verkürzt. Neben den saisonalen Schwankungen kann die Bestrahlungsstärke auch an einzelnen Tagen stark variieren. So weist beispielsweise der 22. Dezember in **Abbildung 2** aufgrund eines bedeckten Himmels einen um beinahe  $250 \text{ W/m}^2$  geringeren Wert auf als der 28. Dezember. Die bereits beschriebenen Effekte können durch Wetterprognosen zu den vorhersagbaren Schwankungen gezählt werden. Starke, kurzzeitige Einbrüche der Bestrahlungsstärke, die besonders durch vorbeiziehende Kumuluswolken verursacht werden, zählen dagegen zu den stochastischen Schwankungen. Neben den zeitlichen Variationen gibt es auch räumliche Unterschiede bei der Solarstrahlung. **Abbildung 3** zeigt die durchschnittliche jährliche Globalstrahlung in Deutschland [8].

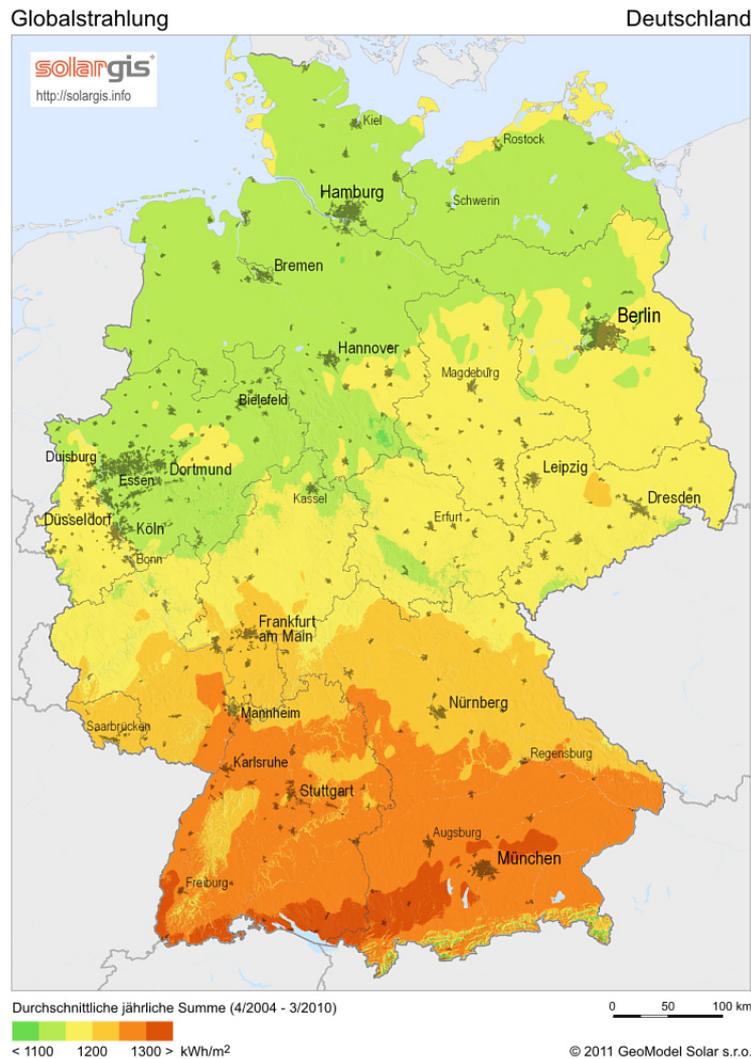


Abbildung 3: Durchschnittliche jährliche Globalstrahlung in Deutschland [10]

Während die Globalstrahlung im Süden von Deutschland Werte von bis zu 1.300 kWh/m<sup>2</sup> erreicht, sind im Norden Werte kleiner als 1.100 kWh/m<sup>2</sup> üblich. Die Ursache für die höheren Strahlungswerte im Süden ist einerseits die größere Nähe zum Äquator und andererseits die durchschnittlich geringere Wolkenbedeckung [9].

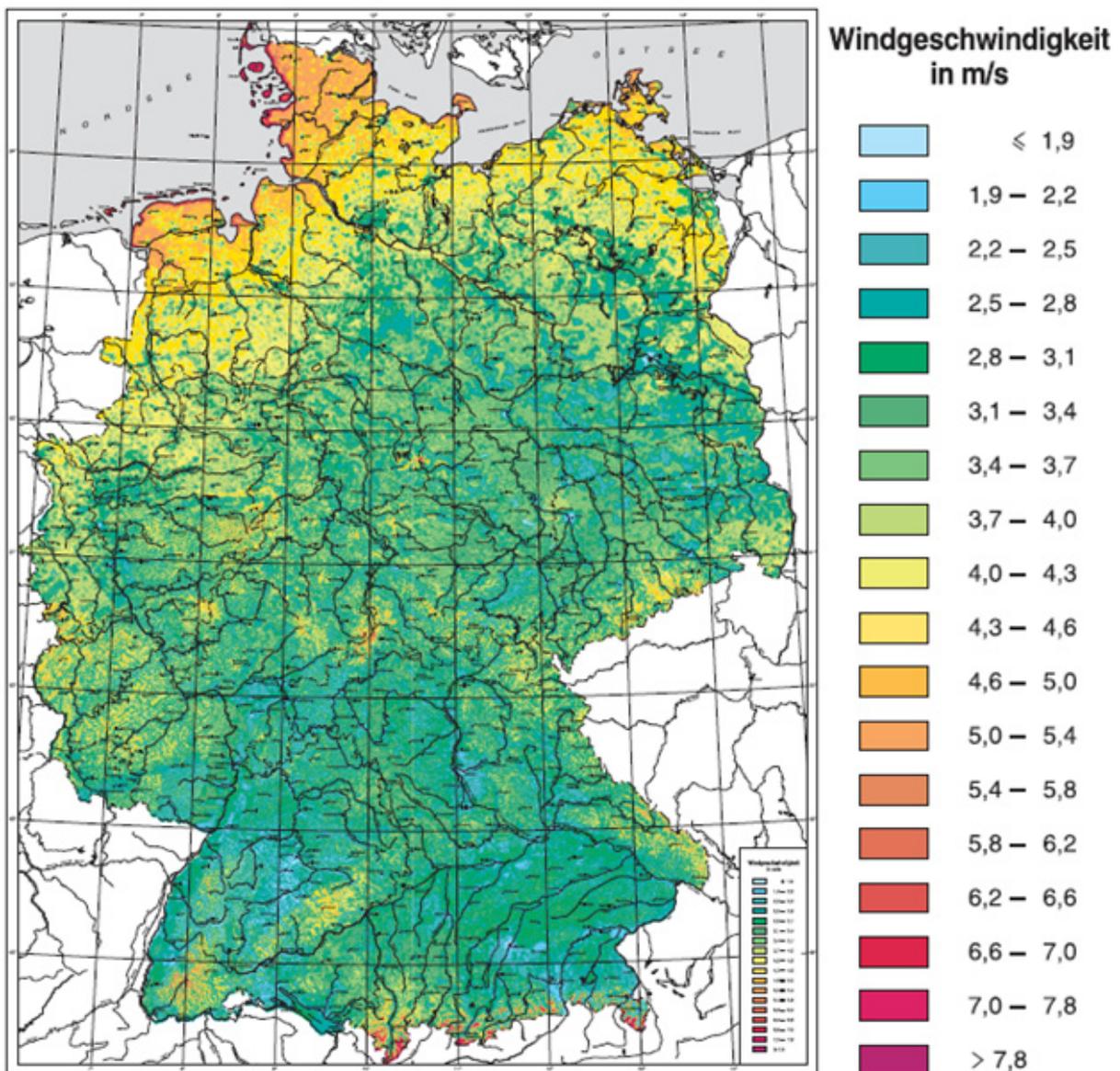
### Windenergie

Der Wind wird durch die Solarstrahlung verursacht. Aufgrund der unterschiedlichen Erwärmung einzelner Gebiete der Erdatmosphäre durch die Sonnenstrahlung entstehen Dichte- und Druckdifferenzen, die sich durch Luftströmungen ausgleichen [11].

Wie die Sonnenenergie ist auch die Windenergie von einer zeitlich und geographisch schwankenden Charakteristik geprägt. Dabei wird die Windleistung  $P_{\text{Wind}}$ , wie in Formel (5) zu sehen ist, von der dritten Potenz der volatilen Windgeschwindigkeit  $v$  beeinflusst. Für die Berechnung der Leistung des Windes werden noch die Luftdichte  $\rho_{\text{Luft}}$  und die durchströmte Fläche  $A$  benötigt [8]:

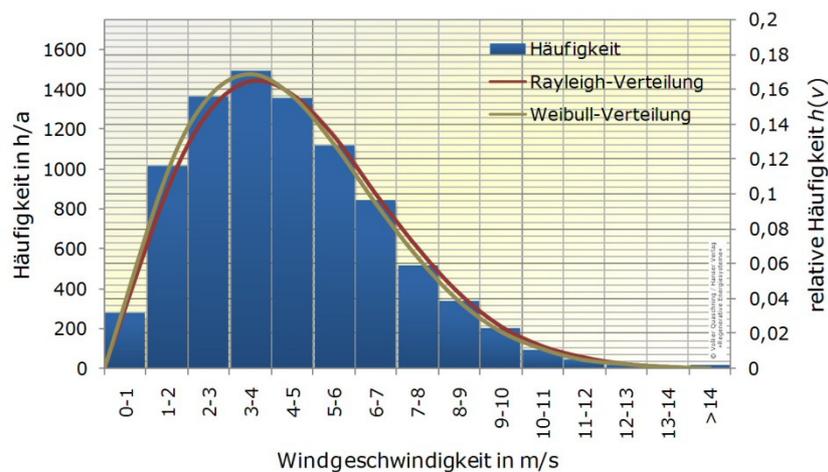
$$P_{\text{Wind}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{Luft}} \cdot A \cdot v^3 \quad (5)$$

Die mittlere Windgeschwindigkeit in Deutschland in 10 m über dem Grund ist in **Abbildung 4** zu sehen. Während in der Küstenregion in Norddeutschland mittlere Windgeschwindigkeiten von über 6 m/s zu erwarten sind, kommt es im Binnenland gerade einmal zu Werten von unter 3 m/s. Höhere Windgeschwindigkeiten treten im Landesinneren in den Mittelgebirgen und im Alpenbereich auf. Werden die Werte der Windgeschwindigkeiten bei 80 m über dem Grund herangezogen, erhöht sich die durchschnittliche Windgeschwindigkeit um 1 m/s bis 2 m/s. So werden im Küstenbereich Windgeschwindigkeiten von über 7 m/s und im Binnenland von 4 m/s bis 5 m/s gemessen [12].



**Abbildung 4:** Windgeschwindigkeit in Deutschland in 10 m über Grund [13]

Durch Statistiken, wie die Häufigkeitsverteilung, können die Windgeschwindigkeiten für einen Standort genauer bestimmt werden als durch die alleinige Angabe der mittleren Windgeschwindigkeit. Sie zeigen, wie oft eine bestimmte Windgeschwindigkeit eintritt. In **Abbildung 5** ist die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit an einem Standort an der deutschen Nordseeküste in 10 m Höhe zu sehen. So weht der Wind an der Nordseeküste in 10 m Höhe am häufigsten mit einer Geschwindigkeit von 3-4 m/s. Die zu erwartenden Windgeschwindigkeiten innerhalb eines Jahres können zwar durch die Häufigkeitsverteilungen ungefähr bestimmt werden, stochastisch auftretende Schwankungen, wie Flauten und Sturmböen, werden jedoch herausgemittelt [8].



**Abbildung 5:** Windgeschwindigkeitsverteilung in 10 m Höhe (Nordseeküste) [8]

Wie stark der Wind zu einem bestimmten Zeitpunkt an einem bestimmten Ort wehen wird, kann daher nur kurzfristig durch Wetterprognosen vorhergesagt werden. Die Windgeschwindigkeit kann dabei zwischen den einzelnen Tagen, Stunden und Minuten, aber auch im Vergleich der verschiedenen Jahre stark variieren [9].

### Wasserkraft

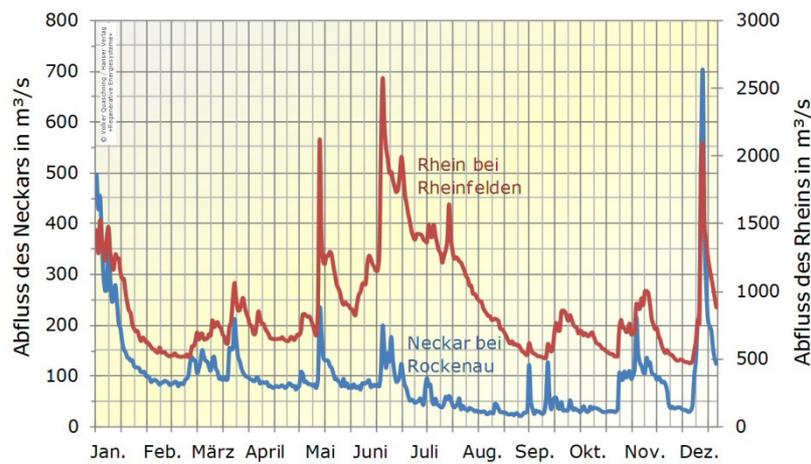
Für den weltweiten Wasserkreislauf, bestehend aus Verdunstung und Niederschlag, werden 21 % der ankommenden Solarstrahlung umgesetzt. Damit kann auch die Wasserkraft auf die Sonnenenergie zurückgeführt werden [9].

Für die Berechnung der Wasserleistung  $P_{\text{Wasser}}$  sind neben der Dichte des Wassers  $\rho_{\text{Wasser}}$  und der Fallbeschleunigung  $g$  besonders der Durchfluss  $q$  und die nutzbare Fallhöhe  $h$  entscheidend [8]:

$$P_{\text{Wasser}} = \rho_{\text{Wasser}} \cdot g \cdot q \cdot h \quad (6)$$

Die Leistung des Wassers wird in den Gebirgen besonders von den großen Fallhöhen und im Flachland durch den Durchfluss, der durch Niederschlags- und Schmelzwassermenge beeinflusst wird, bestimmt. Die mittlere jährliche Niederschlagsmenge in Deutschland beträgt un-

gefähr 766 mm. Aufgrund unterschiedlicher Witterungsverhältnisse kommt es sowohl zwischen als auch innerhalb der einzelnen Jahre bei den Abflüssen des Wassers zu starken Schwankungen. So variiert der Abfluss des Rheins bei Rheinfelden innerhalb des Zeitraumes von 1931 bis 1994 zwischen einem minimalen Wert von  $639 \text{ m}^3/\text{s}$  und einem mehr als doppelt so hohen, maximalen Wert von  $1.487 \text{ m}^3/\text{s}$  [9]. Der Verlauf des Abflusses des Rheins bei Rheinfelden und des Neckars bei Rockenau sind in **Abbildung 6** für das Jahr 1991 dargestellt. In der Grafik lassen sich einige regionale Hochwasserereignisse erkennen, die einen kurzzeitig stark erhöhten Abfluss bewirken. Aufgrund von Schmelzwasser ist der Abfluss beim Rhein im Frühjahr höher.



**Abbildung 6:** Verlauf des Abflusses von Rhein und Neckar im Jahr 1991 [8]

Um Speichermöglichkeiten für das natürlich schwankende Wasserdargebot zu schaffen, können Stauwehre in den Flusslauf eingebaut oder gezielt Speicherseen angelegt werden [8].

## Biomasse

Durch die Photosynthese wandeln Pflanzen die Sonnenenergie in organische Materie um. Die Biomasse ist daher ein organischer, also kohlenstoffhaltiger, Stoff. Darunter werden beispielsweise Energiepflanzen (Chinaschilf, Mais, usw.), Ernterückstände (Stroh, Waldrestholz usw.), organische Nebenprodukte (Gülle, Industrierestholz usw.) und organische Abfälle (Klärschlamm, Schlachthofabfälle usw.) verstanden. Für die Verbrennung zu Kraft- und Wärmezwecken wird die Biomasse aufbereitet und gegebenenfalls umgewandelt, um anschließend als fester, flüssiger oder gasförmiger Brennstoff zur Verfügung zu stehen [14].

Das geographische Angebot der Biomasse hängt von der Sonneneinstrahlung, den Niederschlägen, der Temperatur und der Bodengüte ab. Die Niederschläge und die Temperatur sind in größeren Gebieten in Deutschland nahezu einheitlich; einzig die Bodengüte unterscheidet sich in geringem Maße an verschiedenen Standorten. Damit unterliegt Deutschland keinen großen räumlichen Unterschieden in der Biomasseproduktion. Die unterschiedlichen Kulturpflanzen haben jedoch verschiedene Ansprüche, wodurch sich

die Biomasseproduktivität dennoch lokal unterscheidet. So hat beispielsweise Brandenburg eine mäßige Biomasseproduktion von Winterweizen und Winterraps aufgrund geringer Niederschläge und Sandböden mit minderer Wasserhaltefähigkeit, während Schleswig-Holstein durch eine hohe Bodengüte und ausgeglichene Niederschläge eine höhere Biomasseproduktivität aufweisen kann. Auch der Jahresgang der Biomassebildung variiert abhängig von der Pflanzenart, der Tageslänge und der Temperatur, wodurch saisonale Unterschiede entstehen können. Der Winterweizen hat zum Beispiel seine maximalen Wachstumsraten in Deutschland von Mai bis Juli und Zuckerrüben von Juli bis Oktober [9].

Im Gegensatz zu anderen regenerativen Primärenergien, wie der Sonnen- und Windenergie, ist die Biomasse durch Lagerung speicherbar. Dazu sind abhängig vom Bioenergieträger unterschiedliche Trocknungsmaßnahmen notwendig, um den Wassergehalt zu reduzieren. Die Lagerung kann auf dem Boden im Freien, in Gebäuden oder in der Konversionsanlage selbst stattfinden, ist aber auch mit einigen Risiken, wie Substanzverlust und Selbstentzündung, verbunden [14].

### **Erdwärme**

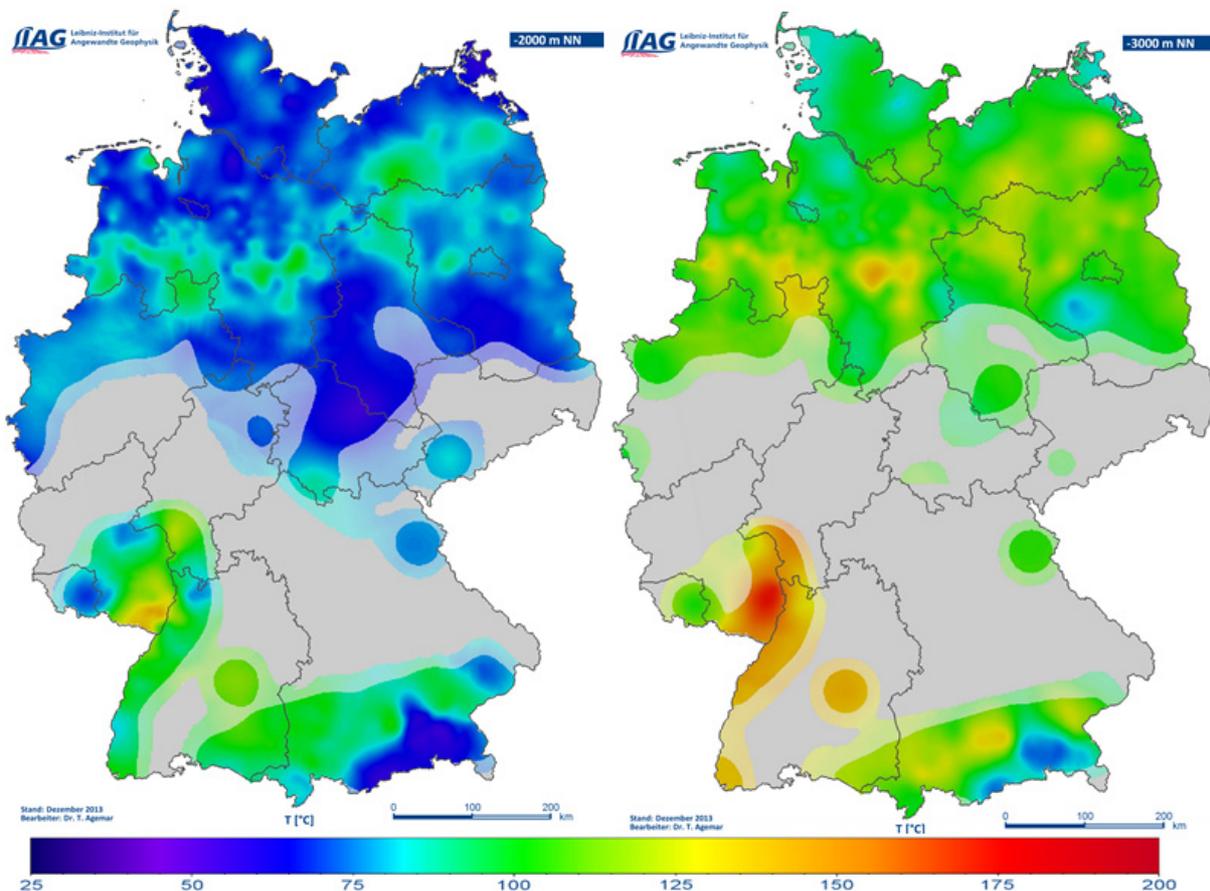
Das Windaufkommen, der Niederschlag und das Wachstum der Biomasse sind von der Sonnenenergie abhängig. Die Geothermie stellt dagegen eine eigene Energiequelle dar. Die innere Energie der Erde kann auf drei Energieanteile zurückgeführt werden, die insgesamt einen Energiegehalt von  $12 - 24 \cdot 10^{30}$  Joule besitzen. Den größten Beitrag zum Wärmestrom liefert mit 70 % der Zerfall natürlicher langlebiger Isotope im Erdinneren. Die von der Kontraktion von Gasen, Staub und Gesteinsbrocken bei der Erdentstehung herrührende Gravitationsenergie beteiligt sich mit 30 %. Den letzten Anteil liefert die von der Erdoberfläche aufgenommene Sonnenstrahlung, welche jedoch nur in den ersten 10 m bis 30 m der Erdschicht zur inneren Energie beiträgt [15]. Der Wärmestrom setzt sich zum einen aus der Wärmeleitung über das feste Gestein zur kalten Erdoberfläche (konduktiver Anteil) und zum anderen aus dem Wärmetransport durch aufsteigende Tiefenwässer oder Gase (konvektiver Anteil) zusammen. Der konduktive Anteil  $Q_{\text{konduktiv}}$ , der in der festländischen Kruste dominiert, kann durch den Temperaturgradienten  $\Delta\theta/\Delta z$  und durch die Wärmeleitfähigkeit  $\lambda$  der Oberkrustengesteine beschrieben werden [8]:

$$Q_{\text{konduktiv}} = \lambda \cdot \frac{\Delta\theta}{\Delta z} \quad (7)$$

Der globale Mittelwert des geothermischen Wärmestromes beträgt nur  $0,06 \text{ W/m}^2$ . Es gibt jedoch auch geothermisch anomale Gebiete mit höheren Temperaturgradienten, die weit über  $100 \text{ K/km}$  liegen, statt der nur  $29 \text{ K/km}$  in der oberen Erdkruste [16]. Für die technische Nutzung der Geothermie sind meist Tiefenbohrungen notwendig, da die Wärmeströme ansonsten zu gering sind [8]. Wird die Geothermie für die Stromproduktion genutzt, so werden technisch sinnvolle Temperaturen des Heißwassers von mindestens  $100^\circ\text{C}$  vorausgesetzt, die ab

einem Tiefenbereich von etwa 3 km erreicht werden. Die technische Bohrgrenze wird mit 7 km erreicht [17].

**Abbildung 7** zeigt die Temperaturverteilung der Bundesrepublik Deutschland in 2.000 m (linkes Bild) und 3.000 m (rechtes Bild) Tiefe. Für die in Grau dargestellten Flächen liegen noch keine Messdaten vor. Es ist klar zu erkennen, dass ab einer Tiefe von 3.000 m Temperaturen von mindestens 100°C erreicht werden. Werden dagegen die Temperaturen in nur 2.000 m Tiefe betrachtet, herrschen dort Temperaturen im Bereich von 70°C. Lediglich geothermisch anomale Gebiete, wie der Oberrheingraben, das Alpenvorland und das norddeutsche Becken, weisen bereits ab 2.000 m Temperaturen von mehr als 100°C auf.



**Abbildung 7:** Temperaturverlauf in Deutschland in 2000 m und 3000 m Tiefe [18]

Der geothermische Wärmestrom ist im tiefen Untergrund an einem bestimmten Ort keinen zeitlichen Schwankungen unterworfen, deshalb unterliegt das Energiedargebot keinen Variationen [9].

## Erdgas

Seit 1970 ist Erdgas ein fester Bestandteil der Energieversorgung in Deutschland. Jedoch stammen gerade einmal 14 % des deutschen Erdgasverbrauches aus heimischer, konventioneller Förderung. Der restliche Anteil wird größtenteils aus den Ländern Russland, Norwegen

und Niederlande importiert. Das Erdgas wird abhängig von der Lagerstätte in konventionell und unkonventionell unterteilt. Das konventionelle Erdgas steigt, ausgehend vom Muttergestein, in darüber liegende Speichergesteine, bis eine gasdichte Deckschicht einen weiteren Aufstieg verhindert. Mithilfe von Tiefenbohrungen kann das Erdgas aus diesen Lagerstätten gewonnen werden. Das unkonventionelle Erdgas ist dagegen noch im Muttergestein oder in dichtem Speichergestein gebunden und kann je nach Gesteinsschicht in Tight Gas, Schiefergas oder Kohleflözgas unterschieden werden. Die Förderung von unkonventionellem Erdgas ist erst seit der Entwicklung spezieller Bohrtechniken mit horizontaler Ablenkung und dem Fracking technisch und wirtschaftlich möglich. Beim Fracking werden Flüssigkeiten unter hohem Druck in das tiefe Gestein gepresst und dadurch Risse erzeugt oder vergrößert, sodass das Erdgas gewonnen werden kann. Das Fracking ist aufgrund der Gefährdung des Grundwassers durch die eingesetzten chemikalienhaltigen Flüssigkeiten in Deutschland umstritten [19, 20]. Dahingegen nutzen die Vereinigten Staaten bereits in großem Umfang ihre unkonventionellen Erdgasvorräte. Der Schiefergasanteil beträgt in den USA etwa 30 % des insgesamt geförderten Erdgases [21].

Der Transport des Erdgases erfolgt meist unterirdisch über Pipelines. Eine weitere Möglichkeit bietet der Erdgastransport über spezielle Tankschiffe, bei dem das Gasvolumen durch Verflüssigung um das Sechshundertfache verringert werden kann. Mittels Untertagespeicher, wie Poren- und Kavernenspeicher, können Einspeisung und Verbrauch durch Zwischenspeicherung des Erdgases entkoppelt werden [19].

## 2.2 Dezentrale Erzeugungsanlagen

Für die spätere Betrachtung der Frequenz- und Spannungshaltung sind insbesondere die Charakteristik des Primärenergiedargebots und die Netzkopplungstechnologie wichtig. Die Erzeugungsanlage (EZA) an sich spielt für diese Betrachtung eine eigentlich untergeordnete Rolle. Da in den folgenden Kapiteln jedoch der übergeordnete Begriff der EZA verwendet wird, werden sie an dieser Stelle kurz beschrieben.

### Photovoltaikanlagen

Die Umwandlung der Strahlungsenergie der Sonne in elektrische Energie erfolgt in Deutschland vor allem durch die Photovoltaik. Bei dem photoelektrischen Effekt werden durch die Bestrahlung dotierter Halbleiter Ladungsträger frei, welche als Gleichspannung abgegriffen werden können. Um die Leistung zu erhöhen, werden mehrere Module in Reihe und parallel zu einem sogenannten Solargenerator zusammengeschaltet [22].

### Windenergieanlagen

Windenergieanlagen setzen die Energie des Windes durch die Rotorblätter in mechanische Rotationsenergie und anschließend in einem Generator in elektrische Energie um [23]. Die

Windkraftanlagen können in Onshore (auf dem Land errichtet) und Offshore (auf See errichtet) unterteilt werden. Offshore-Anlagen haben zwar aufgrund des stärkeren Windaufkommens einen höheren Energieertrag. Die Installation auf See sowie die Wartung sind jedoch aufwendiger.

### **Wasserkraftanlagen**

In Wasserkraftanlagen wird die potenzielle Energie des Wassers genutzt und durch eine Turbine in kinetische Energie umgewandelt. Dabei kann zwischen drei unterschiedlichen Anlagentechnologien unterschieden werden: Laufwasser-, Speicherwasser- und Pumpspeichieranlagen. Bei den Laufwasseranlagen handelt es sich um Fluss- oder Kanalanlagen mit Freiwasserspiegel. Sie werden bei Höhenunterschieden von bis zu 1 m/km errichtet. Ein Wehr muss das Fließwasser aufstauen, um eine nutzbare Fallhöhe im Bereich einiger Meter zu erreichen. Die Fallhöhen bei Speicherwasseranlagen können dagegen bis zu 2.000 m betragen. Dazu wird an einer hochgelegenen Stelle mit Wasserspeicherpotenzial eine Staumauer erbaut, die beispielsweise abfließende Bäche aufstaut. Speicherwasseranlagen haben im Gegensatz zu Laufwasseranlagen den Vorteil, die Stromerzeugung vom Primärenergiedargebot entkoppeln zu können. Dabei können die Anlagen, je nach Auslegung, als Tages-, Monats- oder Jahrespeicher fungieren. Pumpspeicherwerke werden dagegen zu reinen Speicherzwecken erbaut. Hierzu wird bei Schwachlastzeiten das Wasser in ein höher gelegenes Speicherbecken gepumpt und bei Starklastzeiten über eine Turbine abgelassen wird [23, 24].

### **Biomasse- und Biogasanlagen**

Bei den Biomasseanlagen wird Dampf durch die Verbrennung von fester Biomasse erzeugt und einer Dampfturbine mit angekoppeltem Generator zur Verstromung zugeführt. Die meisten Biomasseanlagen nutzen die Kraft-Wärme-Kopplung, um einen höheren Gesamtwirkungsgrad zu erzielen. Wenn neben der reinen Stromerzeugung auch die Wärme genutzt wird, werden die Anlagen auch Biomasseheizanlagen genannt.

Bei den Biogasanlagen wird die Biomasse zunächst anaerob, also unter Sauerstoffabschluss, zu Biogas vergoren. Anschließend wird das Biogas in einer Gasturbine, einem Verbrennungsmotor oder auch in einer Brennstoffzelle verstromt [22]. Da neben der reinen Verstromung in der Regel auch die Wärme ausgekoppelt wird, werden den Biogasanlagen Blockheizanlagen nachgeschaltet [25].

### **Geothermianlagen**

Das technisch nutzbare Potenzial zur geothermischen Stromerzeugung in Deutschland beträgt laut einer Abschätzung von Paschen et al. [17] etwa 300.000 TWh. Das technische Potenzial der Heißwasser-Aquifere liegt nur bei etwa 1 % des technischen Gesamtpotenzials, während 95 % auf kristalline Gesteine entfallen. Bei dem sogenannten Hot-Dry-Rock-Verfahren wird Wasser in eine Tiefenbohrung unter Druck geleitet. Das durchströmende Wasser erwärmt sich an den kristallinen Tiefengesteinen und wird als Heißwasser wieder an die Erdoberfläche ge-

pumpt. Die restlichen 4 % des technischen Potenzials entfallen auf Störungszonen. In Deutschland werden für die Gewinnung von Erdwärme bisher noch keine Störungszonen genutzt. Unter Störungen werden Bruchzonen in Sedimenten, aber auch in kristallinen Gesteinen verstanden, die das hydraulische Leitvermögen der Gesteinsschichten erhöhen [17].

Bei den drei erklärten Möglichkeiten zur Nutzung der Tiefenwärme wird das an die Oberfläche gepumpte Heißwasser über einen Wärmetauscher geleitet und dadurch Dampf erzeugt. Dieser kann anschließend in einer Dampfturbine verstromt werden. Damit das Kraftwerk wirtschaftlich betrieben werden kann, wird zusätzlich das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung angewandt und somit nahegelegene Wärmeabnehmer versorgt [22].

### **Netzersatzanlagen**

Notstromaggregate sind bei Verbrauchern notwendig, die auf eine unterbrechungsfreie Stromversorgung angewiesen sind, da ein Stromausfall zu schweren Folgen führen könnte. Diese sensiblen Verbraucher sind vor allem große Rechenzentren und Krankenhäuser. Eine Netzersatzanlage besteht meist aus einem Kolbenhubmotor, der mit Diesel, Benzin, Gas oder Öl betrieben wird, und einem dadurch angetriebenen Generator. Notstromaggregate haben meist einen niedrigen Wirkungsgrad von 30 % bis 40 % [26].

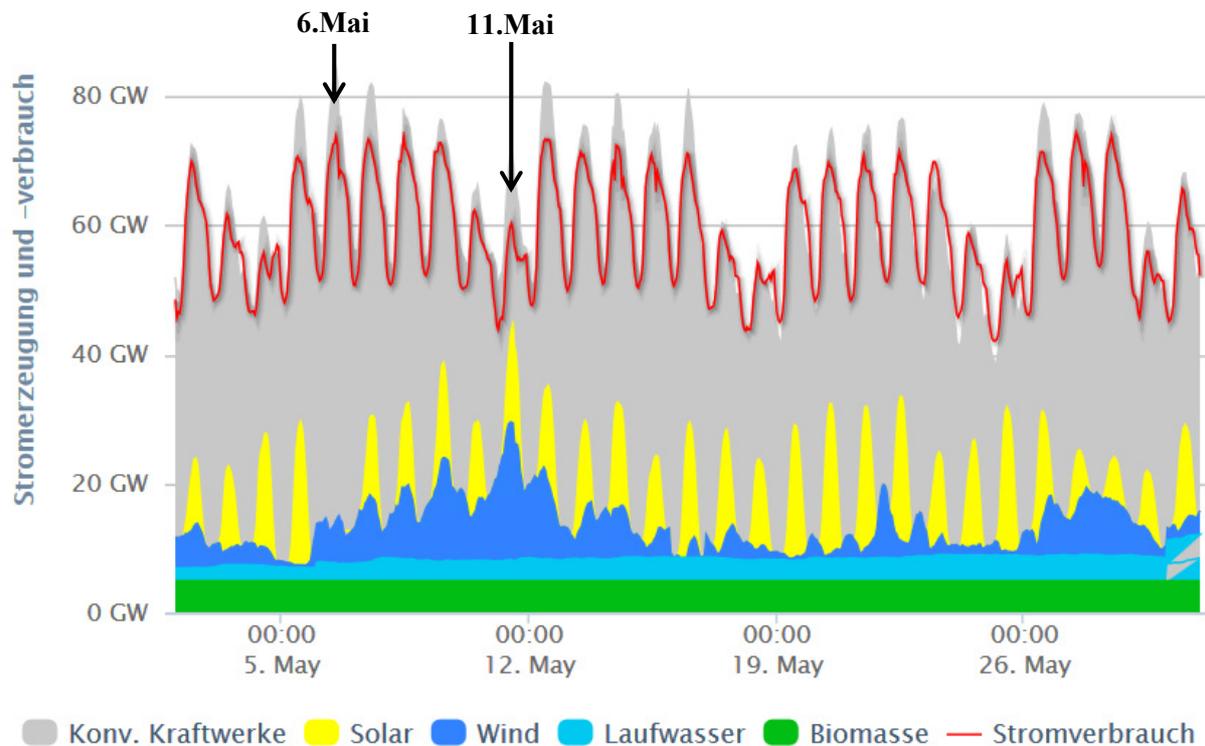
### **Gasturbinenanlagen**

In den meisten Fällen wird bei den Gasturbinenanlagen Erdgas eingesetzt. Es ist jedoch auch möglich, andere Gase wie beispielsweise Biogas oder Grubengas zu nutzen. Bei den Gasturbinenanlagen wird anfänglich Frischluft angesaugt und komprimiert. Die verdichtete Luft wird anschließend mit dem Erdgas zusammen einem Brenner zugeführt und gezündet. Daraufhin strömen die heißen Verbrennungsabgase in die Gasturbine, wodurch der gekoppelte Generator in Bewegung gesetzt wird. Ein wesentlicher Vorteil von Gasturbinenanlagen sind die kurzen Hochlaufzeiten, die aus der dünnwandigeren Konstruktion der Gasturbine im Gegensatz zur Dampfturbine resultieren. So können Gasturbinenanlagen beispielsweise zur Spitzenlastabdeckung schnell ans Netz genommen werden. Gasturbinenanlagen, die in einem zweiten Prozess die Wärme der aus der Gasturbine austretenden Verbrennungsgase nutzen, werden als Gas- und Dampf-Anlagen (GuD-Anlagen) bezeichnet. Ein Wärmetauscher übergibt dazu die Wärme an einen nachgeschalteten Wasser-Dampf-Kreislauf. Durch dieses Prinzip kann ungefähr die halbe Gasturbinenleistung zusätzlich genutzt und somit der Gesamtwirkungsgrad erhöht werden [22]. Zur dezentralen Anwendung werden meist Mikrogasturbinen eingesetzt, die kleine Leistungen von etwa 200 kW aufweisen. Um eine größere Leistung erzielen zu können, werden diese parallel geschaltet. Mikrogasturbinen sind häufig in Verbindung mit der Kraft-Wärme-Kopplung in Blockheizanlagen zu finden [27].

### **Zusammenspiel volatiler und planbarer Erzeugungsanlagen**

Nachdem die einzelnen dezentralen EZA und ihr Primärdargebot beschrieben wurden, soll abschließend ihr gemeinsames Zusammenspiel am Netz betrachtet werden. In **Abbildung 8**

ist die Einspeisesituation aus konventionellen und regenerativen EZA für den Monat Mai im Jahr 2014 in Deutschland zu sehen.



**Abbildung 8:** Stromerzeugung in Deutschland für den Monat Mai im Jahr 2014 [28]

Neben der reinen Stromerzeugung wird anhand der roten Linie auch der Stromverbrauch dargestellt. Der Lastgang zeigt eine maximale Leistungsnachfrage von rund 70 GW unter der Woche und bis zu 60 GW an den Wochenenden. Werden nun die verschiedenen regenerativen Stromerzeugungsanlagen betrachtet, so ist die konstante Einspeisung aus Biomasse und die nahezu konstante Einspeisung aus Wasserkraft zu erkennen. Dahingegen ist die Stromerzeugung aus Wind- und Solaranlagen großen Schwankungen unterworfen. In der Woche um den 12. Mai ist beispielsweise ein hoher Anteil an Windkraftanlagen an der Stromerzeugung beteiligt. Betrachtet man den 11. Mai, einen Sonntag mit geringer Last, so deckt die Stromerzeugung aus regenerativen Energien beinahe die Stromnachfrage. Aufgrund der im EEG geforderten vorrangigen Einspeisung aus regenerativen EZA ist der Beitrag konventioneller Kraftwerke an solchen sonnen- und windreichen Tagen sehr gering. Dahingegen ist zum Beispiel am 6. Mai die Stromnachfrage hoch, der Anteil regenerativer EZA jedoch nur sehr gering. An solchen Tagen müssen zusätzliche konventionelle Kraftwerke aktiviert werden, um die fehlende Leistungsdifferenz zu decken.

### 2.3 Netzkopplungstechnologien

Das technische Vermögen dezentraler Erzeugungsanlagen zur Frequenz- und Spannungshaltung hängt nicht nur vom Einspeiseverhalten, sondern auch von der Netzkopplung ab. Denn je

nachdem, um welchen Generatortyp es sich handelt und ob die Leistung direkt oder über einen Umrichter ins Netz gespeist wird, unterscheidet sich die Fähigkeit zur Blindleistungs- sowie zur Frequenzregelung. Aus diesem Grund sollen in den folgenden Kapiteln die Grundlagen der Generatoren und der Leistungselektronik vorgestellt werden.

### 2.3.1 Synchrongenerator

Wie bereits der Name „Synchrongenerator“ andeutet, läuft das durch den Rotor erzeugte Drehfeld synchron mit der Netzfrequenz. Dies bedeutet, dass die Netzfrequenz mit der Drehzahl in einem festen Zusammenhang steht. Der Zusammenhang zwischen der Netzfrequenz  $f_{\text{Netz}}$  und der sogenannten synchronen Drehzahl  $n_s$  bestimmt sich durch die Polpaarzahl  $p$ :

$$f_{\text{Netz}} = p \cdot n_s \quad (8)$$

Bei der nahezu konstanten Netzfrequenz von 50 Hz hat die Maschine daher entweder eine hohe Drehzahl oder eine größere Anzahl an Polpaaren. Am häufigsten kommen die sogenannten Vollpol- oder Turbogeneratoren zum Einsatz. Sie sind vor allem in Dampfkraftwerken vorzufinden. Ihr Rotor besteht wegen der hohen Zentripetalkraft aus massivem Eisen und besitzt Nuten für die Gleichstromwicklung. Während Vollpolgeneratoren meist nur ein Polpaar aufweisen, haben sogenannte Schenkelpolgeneratoren hohe Polpaarzahlen. Die Gleichstromwicklung wird hierfür um die einzelnen Pole herumgewickelt. Häufig werden die Schenkelpolgeneratoren in Wasserkraftwerken oder anderen langsam laufenden Kraftmaschinen verwendet. Neben der bereits erwähnten Gleichstromwicklung können auch Permanentmagneten eingesetzt werden, um ein magnetisches Gleichfeld zu erzeugen. Allerdings wird die Permanentenerregung wegen der hohen Rohstoffpreise der Magnete und deren Temperaturempfindlichkeit eher bei kleinen Maschinen eingesetzt. Eine wichtige Größe des Synchrongenerators ist der Polradwinkel  $\vartheta$ , der angibt, um wie viel Grad der Rotor dem Stator-drehfeld vorseilt. Darüber hinaus steht der Polradwinkel in direktem Zusammenhang mit der Belastung und wird daher auch Lastwinkel genannt. Je größer die abgegebene elektrische Leistung ist, desto größer ist auch der Polradwinkel des Generators [29, 30].

Der direkt mit dem Netz gekoppelte, fremderregte Synchrongenerator weist aufgrund seiner stabilisierenden Eigenschaften das gewünschte Verhalten hinsichtlich der Frequenz- und Spannungshaltung im elektrischen Energieversorgungsnetz auf. Daher haben die an den Systemdienstleistungen beteiligten Großkraftwerke ausschließlich Synchrongeneratoren zur Energiewandlung eingebaut. Zwischen der Wirkleistung und der Frequenz sowie zwischen der Blindleistung und der Spannung besteht ein direkter Zusammenhang, der eine Regelung möglich macht. Die Wirk- und Blindleistungssteuerung des Synchrongenerators soll im Folgenden mit Informationen aus [30] erläutert werden. Zu Beginn werden grundlegende Begriffe, wie Wirk- und Blindleistung, anhand von Formeln definiert. Anschließend wird auf das Ersatzschaltbild und das Zeigerdiagramm des Synchrongenerators eingegangen.

Die gesamte Einspeiseleistung einer Erzeugungsanlage, die Scheinleistung  $\mathbf{S}$ , setzt sich sowohl aus der Wirkleistung  $\mathbf{P}$  als auch aus der Blindleistung  $\mathbf{Q}$  zusammen:

$$\mathbf{S} = \sqrt{\mathbf{P}^2 + \mathbf{Q}^2} \quad (9)$$

Da die Spannung  $\mathbf{U}_{\text{Netz}}$  im Stromnetz annähernd konstant ist, wird die Einspeiseleistung einer Anlage im Wesentlichen durch den Strom bestimmt. Der Anteil der dabei abgegebenen Wirk- und Blindleistung wird dementsprechend durch die Wirk- bzw. Blindkomponente des Stromes ( $\mathbf{I}_w, \mathbf{I}_b$ ) festgelegt:

$$\mathbf{P} = \sqrt{3} \cdot \mathbf{U}_{\text{Netz}} \cdot \mathbf{I}_w \quad (10)$$

$$\mathbf{Q} = \sqrt{3} \cdot \mathbf{U}_{\text{Netz}} \cdot \mathbf{I}_b \quad (11)$$

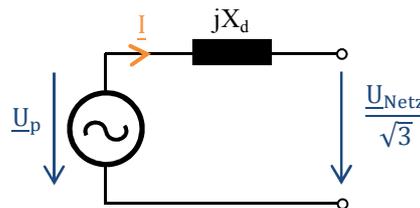
Der komplexe Stromzeiger  $\underline{\mathbf{I}}$  kann demnach folgendermaßen definiert werden:

$$\underline{\mathbf{I}} = \mathbf{I}_w - \mathbf{jI}_b = \mathbf{I} \cdot \cos\varphi - \mathbf{j}(\mathbf{I} \cdot \sin\varphi) \quad (12)$$

Der Wirkanteil der Einspeiseleistung lässt sich durch den Leistungsfaktor  $\cos \varphi$ , auch Verschiebungsfaktor genannt, darstellen:

$$\cos \varphi = \frac{\mathbf{I}_w}{\mathbf{I}} = \frac{\mathbf{P}}{\mathbf{S}} \quad (13)$$

Nachdem für das Grundverständnis die Begriffe „Wirk- und Blindleistung“ sowie „Leistungsfaktor“ erklärt wurden, wird nun die Steuerung der vom Generator abgegebenen Leistung erläutert. Dazu sind in **Abbildung 9** das vereinfachte Ersatzschaltbild einer Vollpolmaschine und in **Abbildung 10** dessen Zeigerdiagramm abgebildet. Beide Abbildungen sind im Erzeugerzählpfeilsystem dargestellt.



**Abbildung 9:** Vereinfachtes Ersatzschaltbild einer Vollpolmaschine

In dem vereinfachten Ersatzschaltbild der Synchronmaschine wird der Wirkwiderstand der Ständerwicklung vernachlässigt. Das Ersatzschaltbild besteht lediglich aus der synchronen Reaktanz  $\mathbf{X}_d$ , in der die Haupt- und Streureaktanzen zusammengefasst werden, der Polradspannung  $\underline{\mathbf{U}}_p$ , dem Klemmenstrom  $\underline{\mathbf{I}}$  und der Netzspannung  $\underline{\mathbf{U}}_{\text{Netz}}/\sqrt{3}$ . Bei der Polradspannung handelt es sich um diejenige Spannung, die der gleichstromdurchflossene Läufer in die Ständerwicklung induziert.

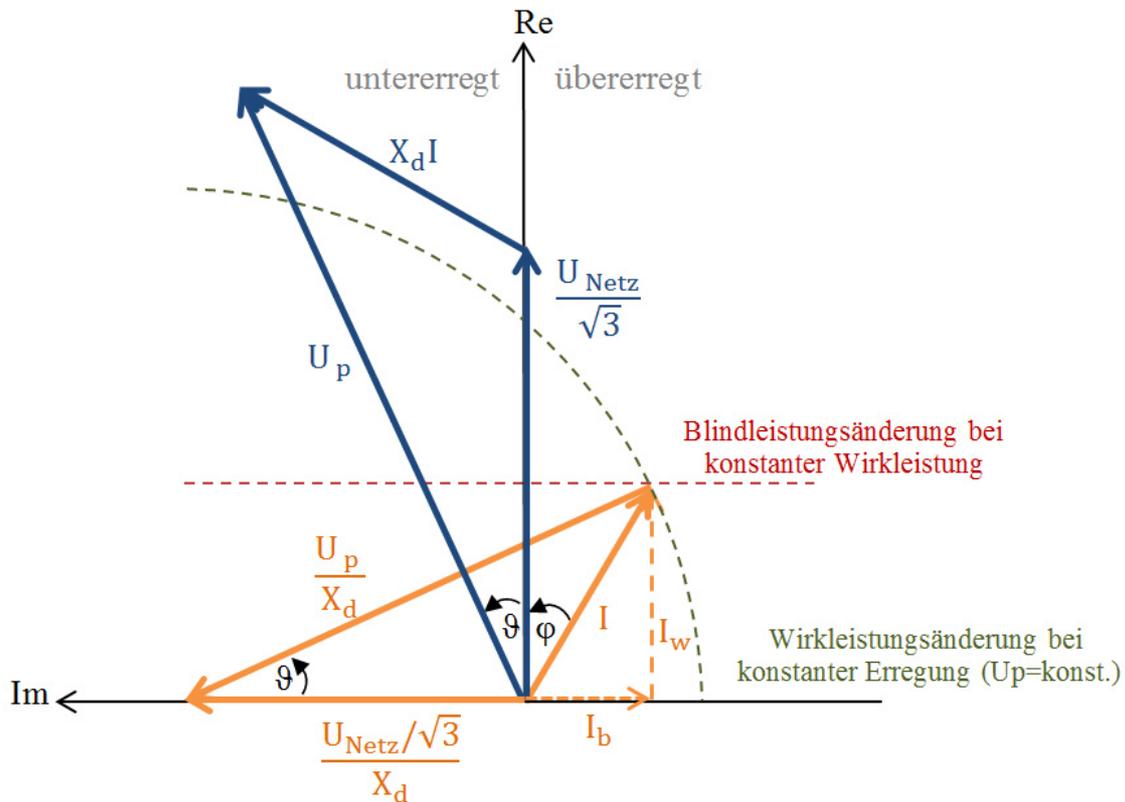


Abbildung 10: Zeigerdiagramm eines Synchrongenerators

Mit der Erhöhung bzw. Reduktion der mechanischen Leistungszufuhr wird auf die elektrische Wirkleistungsabgabe des Generators Einfluss genommen. Wird währenddessen die Gleichstromerregung konstant gehalten, so wandert der Stromzeiger in **Abbildung 10** entlang des grün gestrichelten Kreisstücks mit dem Radius  $U_p/X_d$ . Dabei ändert sich jedoch nicht nur die Wirkkomponente  $I_w$ , sondern auch der Blindanteil  $I_b$ . Damit die elektrische Wirkleistung unabhängig von der Blindleistung variiert werden kann, muss demnach die Erregung entsprechend angepasst werden. Die Anpassung des Erregerstromes würde sich in einer Vergrößerung bzw. Verkleinerung des Radius  $U_p/X_d$  und damit in einem neuen Kreisbogen äußern.

Soll jedoch die Blindleistung unabhängig von der Wirkleistung verändert werden, so ist dies durch eine Veränderung der Polradspannung bei konstanter mechanischer Leistungszufuhr möglich. Da die Polradspannung im direkten Zusammenhang mit dem Erregerstrom steht, muss dazu die Erregung variiert werden. Bei unveränderter Wirkleistungsabgabe ist die Blindleistungsänderung an der rot gestrichelten Linie in **Abbildung 10** ersichtlich. Der Generator des skizzierten Zeigerdiagramms verhält sich beispielsweise übererregt, da sich der Blindstromzeiger auf der negativen Imaginärachse befindet bzw. die Polradspannung größer als die Netzspannung ist. Ein übererregter Generator verhält sich kapazitiv, gibt also induktive Blindleistung ab.

Im realen Betrieb ist die Wirk- und Blindleistungsabgabe noch durch die Belastungsgrenzen des Synchrongenerators eingeschränkt. Diese umfassen die statische Stabilitätsgrenze, die Grenze der Ständer- und Läufererwärmung sowie die Begrenzung durch die Antriebsleistung.

### 2.3.2 Asynchrongenerator

Im Gegensatz zum Synchrongenerator weist der Asynchrongenerator aufgrund der fehlenden Fremderregung eine Drehzahldifferenz  $s$  zwischen dem Stator-  $n_s$  und Rotorfeld  $n$  auf:

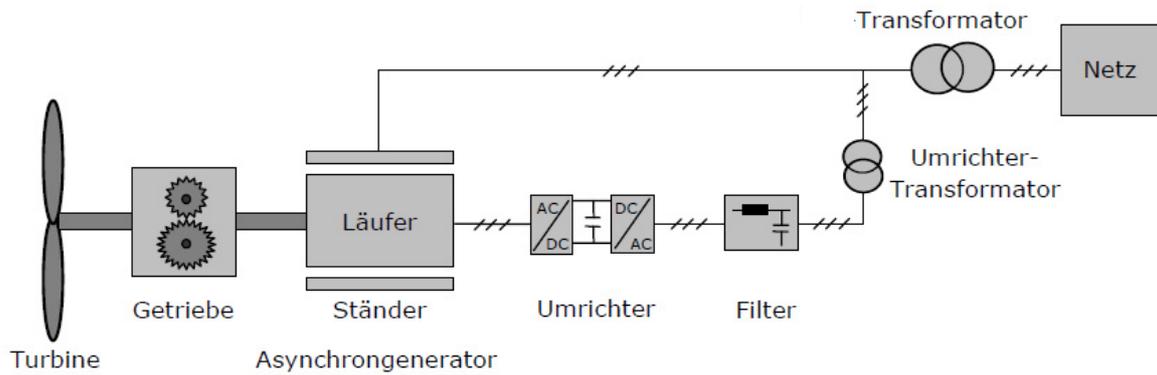
$$s = \frac{n_s - n}{n_s} \quad (14)$$

Entsprechend der Drehzahldifferenz, auch Schlupf genannt, wird eine Spannung im Läufer induziert. Im generatorischen Betrieb dreht das Rotorfeld schneller als das Statorfeld, weshalb der Schlupf einen Wert kleiner Null besitzt.

Beim Asynchrongenerator können zwei Rotorausführungen unterschieden werden. Sind die Leiterstäbe an den Läuferenden kurzgeschlossen, so wird von einem Käfig- oder auch Kurzschlussläufer gesprochen. Der zweite Rotortyp, der Schleifringläufer, hat dagegen eine Drehstromwicklung, die nur auf einer Seite kurzgeschlossen ist. Auf der anderen Seite werden die drei Phasen über Schleifringe herausgeführt und entweder direkt, über Widerstände oder über einen Frequenzumrichter an das Drehstromnetz angeschlossen [29, 30].

Die Asynchrongeneratoren können im Gegensatz zu den Synchrongeneratoren weder zur Frequenz-, noch zur Spannungshaltung beitragen. Bei den Asynchrongeneratoren mit Schleifringläufern besteht jedoch die Möglichkeit, den Erregerstrom zur Frequenz- und Spannungsregelung zu nutzen. Allerdings wäre dazu verglichen mit dem Synchrongenerator ein größerer anlagentechnischer Aufwand nötig [30]. Statt zur Spannungshaltung beizutragen, benötigen die direkt gekoppelten Asynchrongeneratoren vielmehr induktive Blindleistung zur Erregung ihres Magnetfeldes. Diese beziehen sie entweder aus dem Netz oder aus Kompensationselementen wie beispielsweise Kondensatorbatterien [31].

Bei Windenergieanlagen wird häufig der doppelt gespeiste Asynchrongenerator (DGASG) eingesetzt. Beim DGASG ist der Ständer direkt mit dem Stromnetz verbunden, während die Netzanbindung des Rotors über einen Umrichter läuft. Die Schlupfleistung kann dadurch über den Umrichter ins Netz gespeist, anstatt wie bei anderen Konzepten in Widerständen umgesetzt werden. Eine schematische Zeichnung des DGASG ist in **Abbildung 11** zu sehen.



**Abbildung 11:** Schematische Zeichnung des DGASG [32]

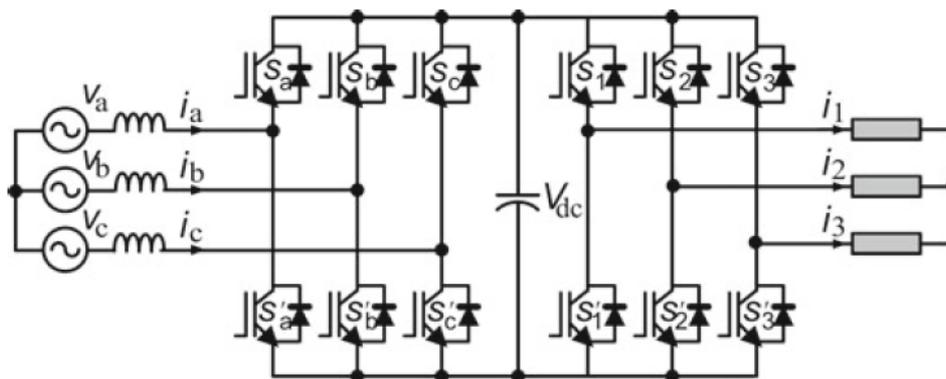
Speist der Umrichter die Leistung vom Läufer zum Netz, so wird von einem übersynchronen Betrieb gesprochen. Der umgekehrte Leistungsfluss, also wenn ein Teil der Statorleistung in den Rotorkreis zurückgespeist wird, wird als untersynchroner Betrieb bezeichnet. Durch die Möglichkeit der Leistungsflusssteuerung über den Umrichter kann die Drehzahl und die Blindleistungsbereitstellung des Asynchrongenerators geregelt werden [29].

### 2.3.3 Leistungselektronik

Damit die Synchron- und Asynchrongeneratoren trotz der fest vorgegebenen Frequenz durch das Stromnetz im gewünschten Drehzahlbereich betrieben werden können, muss der Netzan-schluss über eine entsprechende Leistungselektronik, einen sogenannten Umrichter oder AC/AC-Wandler genannt, erfolgen. Auch Photovoltaikgeneratoren und Batterien benötigen für die Netzkopplung eine geeignete Leistungselektronik, um den Gleichstrom in einen netz-konformen Wechselstrom zu wandeln. Dazu werden Wechselrichter, auch DC/AC-Wandler genannt, eingesetzt. Neben den AC/AC- und DC/AC-Wandlern gibt es auch DC/DC-Wandler, die eine Gleichspannung am Eingang auf eine Gleichspannung mit höherem oder niedrigerem Spannungsniveau am Ausgang konvertieren. Diese Gleichspannungswandler heißen je nach ausgangsseitigem Spannungsniveau Hoch- bzw. Tiefsetzsteller. Eingesetzt werden DC/DC-Wandler beispielsweise zwischen dem Photovoltaikgenerator und dem Wechselrichter. Dies ist notwendig, da die Spannung am Photovoltaikgenerator je nach Wettersituation stark variiert, die Spannung am Wechselrichtereingang jedoch möglichst konstant sein sollte. Die verschiedenen Arten von Stromrichtern können generell bezüglich ihres Steuerverfahrens, ihres Aufbaues und der Art des Zwischenkreises unterschieden werden [29]:

- Steuerverfahren: fremd- oder selbstgeführt,
- Aufbau: mit oder ohne Zwischenkreis,
- Art des Zwischenkreises: Spannungs- oder Stromzwischenkreis.

Traditionell wurden in allen Anwendungsgebieten meist fremdgeführte Stromrichter, bestehend aus Dioden und Thyristoren, mit Gleichstromzwischenkreis eingesetzt. Aufgrund der eher ungünstigen Kurvenform von Spannung und Strom und dem Blindleistungsbedarf der Schaltung werden die fremdgeführten Stromrichter heute nur noch selten eingesetzt [33]. Der selbstgeführte Stromrichter mit Spannungszwischenkreis ist daher das heutzutage gängigste leistungselektronische Netzanschlusskonzept für Erzeugungsanlagen. In dem Zwischenkreis wird dazu ein Kondensator zur Spannungsglättung integriert. Selbstgeführte Stromrichter brauchen im Gegensatz zu fremdgeführten Stromrichtern keine Gegenspannung für die Kommutierung, weshalb die Ventile (z.B. IGBT<sup>1</sup>) zu jedem Zeitpunkt schalten können. Unter Kommutierung wird die Weiterleitung des Stromflusses von einem Ventil auf das andere verstanden. Diese Tatsache ermöglicht eine höhere Schaltfrequenz und dadurch eine verbesserte Spannungsqualität. Zudem können selbstgeführte Stromrichter im Vierquadrantenbetrieb arbeiten und dadurch kapazitive und induktive Blindleistung zur Verfügung stellen sowie einen bidirektionalen Leistungsfluss realisieren [29]. Ein solcher selbstgeführter Umrichter mit Spannungszwischenkreis ist in **Abbildung 12** zu sehen.



**Abbildung 12:** Selbstgeführter Umrichter mit Zwischenkreiskondensator [34]

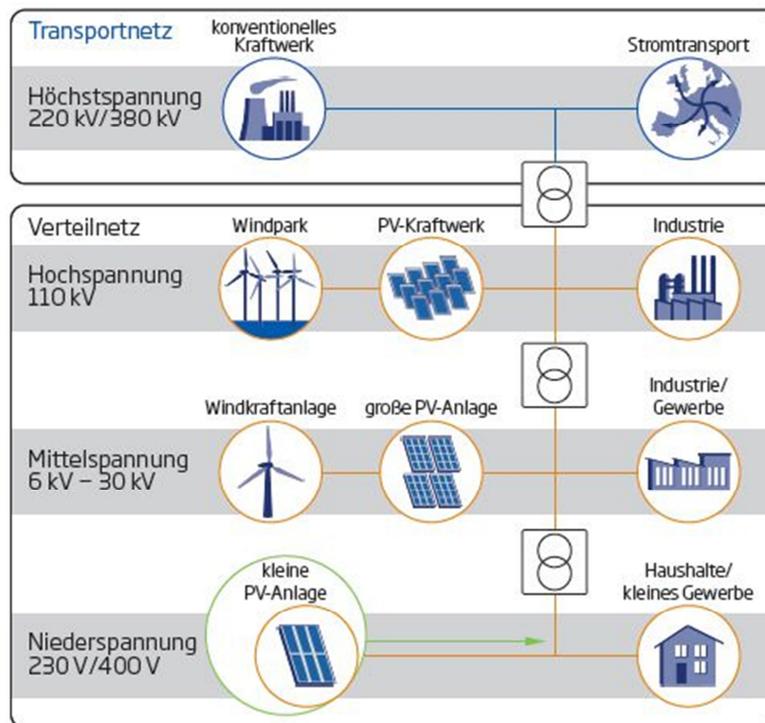
Der Umrichter besteht im Wesentlichen aus einem generatorseitigen Gleichrichter, einem Zwischenkreiskondensator und einem netzseitigen Wechselrichter. Die schaltbaren IGBT werden durch die sogenannte Pulsweitenmodulation angesteuert. Dazu wird eine sinusförmige Referenzspannung mit einer Sägezahnspannung abgetastet und die Schaltsignale für die IGBT gegeben [35]. Durch das mehrmalige Schalten während einer Halbwelle entstehen verschiedenen breite Pulse, aus denen nach einer Filterung eine sinusförmige Grundwelle entsteht [8].

## 2.4 Struktur des Energieversorgungsnetzes

Nachdem die Netzkopplungstechnologien der dezentralen EZA im vorangegangenen Kapitel vorgestellt worden sind, soll an dieser Stelle auf die Struktur des Energieversorgungsnetzes

<sup>1</sup> IGBT: Insulated Gate Bipolar Transistor.

eingegangen werden. Dazu ist in **Abbildung 13** die deutsche Netzstruktur mit den typischen Verbrauchern und Anschlussnehmern einer jeweiligen Spannungsebene abgebildet.



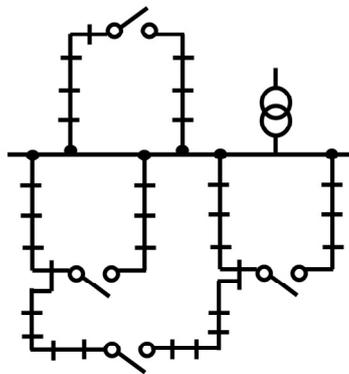
**Abbildung 13:** Struktur des Energieversorgungsnetzes [36]

Klassischerweise werden die konventionellen Großkraftwerke im Höchstspannungsnetz angeschlossen, um von dort die unterlagerten Netzebenen zu versorgen oder den Strom über Landesgrenzen hinweg zu transportieren. Daher wird das Höchstspannungsnetz auch Übertragungsnetz genannt. Zum Verteilnetz können Hoch-, Mittel- und Niederspannung gezählt werden. Sie haben die primäre Aufgabe, die Endverbraucher mit Energie zu versorgen. Mit dem Ausbau der regenerativen Energien wird dem Verteilnetz eine weitere Aufgabe zuteil: So muss das Verteilnetz zunehmend mehr Einspeiseleistung abnehmen und die bidirektionalen Lastflüsse transportieren können. Die Komplexität der Netzführung steigt, da das Verteilnetz zum einen nicht für diese neuen Aufgaben ausgelegt wurde, zum anderen die regenerativen Erzeugungsanlagen derzeit nur geringen Einspeiseanforderungen unterliegen.

Der Fokus dieser Arbeit liegt auf im Mittelspannungsnetz angeschlossenen EZA. Die Anlagen in der Mittelspannungsebene haben eine Leistungsgröße erreicht, die zusätzliche Investitionen zur Systemdienstleistungsbereitstellung tragbar machen könnte. Eigene Auswertungen der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur [37] ergaben, dass der Großteil der in Deutschland installierten EZA in der Mittelspannung eine Nennleistung von etwa 15 MW hat (vgl. **Abbildung 55** in **Anhang A**). Zudem ist die Mittelspannung mit etwa 51,6 % die Spannungsebene mit der höchsten regenerativen Erzeugungsleistung. Ende 2010 betrug die Leistung der EEG-

Anlagen in der HS/MS-Umspannebene rund 4,3 GW und auf Mittelspannungsebene etwa 22,1 GW [38].

Die typischen Spannungen im Mittelspannungsnetz betragen in ländlichen Gegenden mit geringen Lastdichten meist 20 kV und in Städten mit vielen Netzstationen meist 10 kV. Auch Industrienetze können teilweise zur Mittelspannung gezählt werden. Sie weisen des Öfteren Spannungen von 6 kV auf, um den Leistungsbedarf großer Motoren zu decken. Während die städtischen Netze überwiegend aus Kabeln bestehen, sind in den ländlichen Gegenden meist Freileitungen vorzufinden. Das Mittelspannungsnetz besteht aus verzweigten Ringleitungen, wobei jeder Ring offen, also als Strahlennetz, betrieben wird (siehe **Abbildung 14**). Der Vorteil dieser Struktur ist, dass die offen betriebene Trennstelle im Fehlerfall geschlossen und der fehlerbehaftete Zweig freigeschaltet werden kann. Somit können weiterhin alle Netzstationen versorgt werden [22].



**Abbildung 14:** Strahlenförmig betriebene Ringleitungen des Mittelspannungsnetzes

## 2.5 Zusammenfassung dezentrale Erzeugungsanlagen

In Hinblick auf die zeitliche Charakteristik der Primärenergie können die EZA in volatil und planbar unterteilt werden. Während das Primärenergiedargebot der Windkraft- und Photovoltaikanlagen stark volatil ist, kann die Stromerzeugung aus Wasserkraft-, Biomasse-, Geothermie- und erdgasbefeuerten Anlagen geplant werden. Die räumlichen Unterschiede des Primärenergieaufkommens sind im Gegensatz zu der zeitlichen Charakteristik in Deutschland weniger stark ausgeprägt. Lediglich bei dem Windaufkommen, der Sonneneinstrahlung und der Tiefenwärme gibt es regionale Unterschiede. Während im Norden die Windleistung stärker ist, befindet sich die höchste Solarstrahlung im Süden. Die Nutzung der Tiefenwärme in 2.000 - 3.000 m Tiefe beschränkt sich auf bestimmte Gebiete in Nord- und Süddeutschland.

Auch im Hinblick auf die Möglichkeiten der Netzanbindung unterscheiden sich die EZA. Der Großteil der EZA besitzt einen Generator für die Umwandlung der mechanischen in elektrische Energie. Dafür kann entweder ein Asynchron- oder ein Synchrongenerator eingesetzt werden. Während der Synchrongenerator maßgeblich zur Netzstabilität beiträgt, besitzt der

Asynchrongenerator weder die nötige Frequenzabhängigkeit noch die Möglichkeit zur gezielten Blindleistungsbereitstellung. Aufgrund des Vorteils einer variablen Drehzahl werden die Generatoren volatiler EZA heutzutage fast ausschließlich über Umrichter ans Netz angeschlossen. Auch Gleichstromquellen, wie Photovoltaikanlagen, benötigen einen Umrichter zur Umwandlung des Gleichstromes in den netzkonformen Wechselstrom. Heutige Umrichtersysteme ermöglichen sowohl die Frequenz- als auch die Blindleistungsregelung. Die wesentlichen Erkenntnisse aus dem Kapitel „Netzkopplungstechnologien“ sind in **Tabelle 2** dargestellt. Ergänzend sind in der Tabelle die möglichen Kurzschlussstrombeiträge gemäß der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie angegeben [39].

**Tabelle 2:** Vergleich der Netzkopplungstechnologien

| Netzkopplungstechnologie | f-P-Steuerung                                                                      | U-Q-Steuerung                                                                      | Kurzschlussstrom                                               |
|--------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|
| Synchrongenerator        |   |   | ~ 8-facher Nennstrom                                           |
| Asynchrongenerator       |   |   | ~ 6-facher Nennstrom                                           |
| EZA mit Umrichter        |  |  | ~ 1-facher Nennstrom<br>(Außer DGASG:<br>~ 6-facher Nennstrom) |

Mit den Informationen aus den vorangegangenen Kapiteln können die EZA entsprechend ihrer Netzkopplung und Primärenergie klassifiziert werden (vgl. **Abbildung 15** und **Abbildung 16**). Dabei können folgende vier Netzkopplungsarten (NK) unterschieden werden:

- Direkte Netzkopplung von Synchrongeneratoren (**NK 1a**),
- Direkte Netzkopplung von Asynchrongeneratoren (**NK 1b**),
- Leistungselektronische Netzkopplung mit Kurzzeitspeicher (**NK 2a**),
- Leistungselektronische Netzkopplung ohne Kurzzeitspeicher (**NK 2b**).

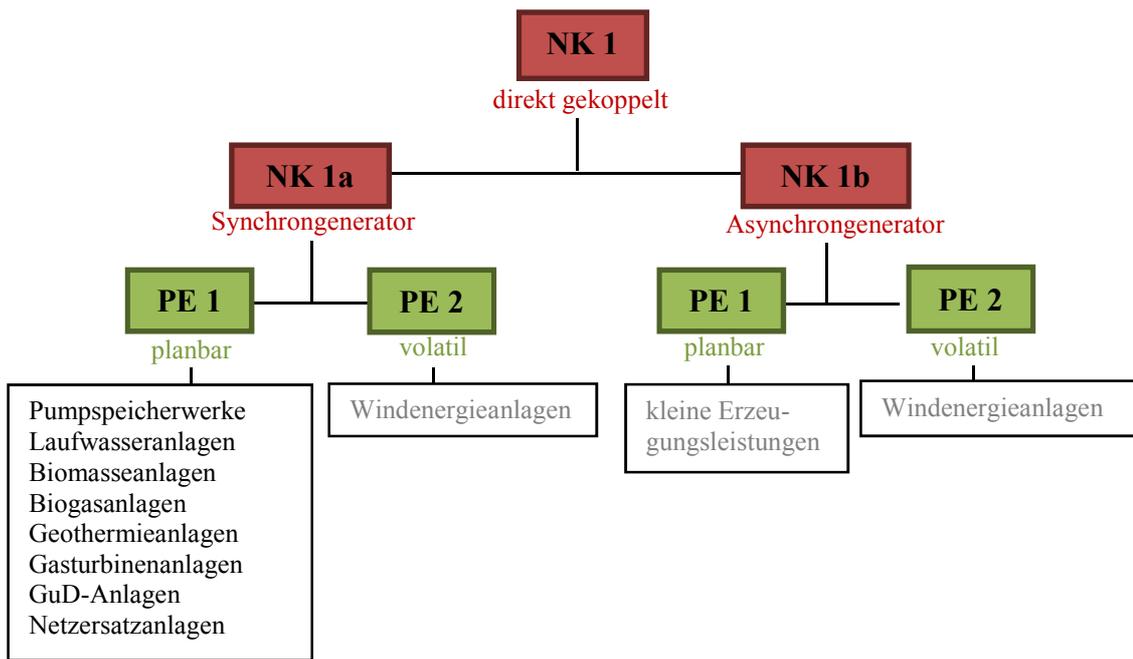
Bei der leistungselektronischen Netzkopplung kann es sich entweder um Synchron- oder Asynchrongeneratoren mit Vollumrichter, doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren oder auch um Photovoltaikanlagen mit einem Wechselrichter handeln. Dieses Netzkopplungskonzept (NK 2) besitzt mit etwa 80 % den heute größten Anteil der installierten dezentralen Erzeugungsleistung. Direkt gekoppelte Synchron- (NK 1a) und Asynchrongeneratoren (NK 1b) weisen dagegen lediglich einen Anteil von jeweils etwa 10 % der installierten dezentralen Erzeugungsleistung auf, wobei bei den direkt gekoppelten Asynchrongeneratoren von einem weiter sinkenden Anteil ausgegangen werden kann [40]. Direkt am Netz angeschlossene Asynchrongeneratoren sind meist nur bei Erzeugungsanlagen mit kleinen Leistungen zu finden, wie z.B. bei älteren Windenergieanlagen bis 500 kW, bei Wasserkraftanlagen bis

300 kW und Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung bis 50 kWel [29, 40], denn sie benötigen während des Betriebes und beim Hochfahren des Generators für ihr Magnetfeld Blindleistung aus dem Netz. Dies kann bei großen Anschlussleistungen zu Stabilitätsproblemen im Netz führen [7]. Da in dieser Arbeit vor allem Erzeugungsanlagen der Mittelspannungsebene betrachtet werden, sind die Erzeugungsanlagen kleinerer Leistungen in den beiden Abbildungen lediglich der Vollständigkeit halber in grauer Farbe mit aufgeführt.

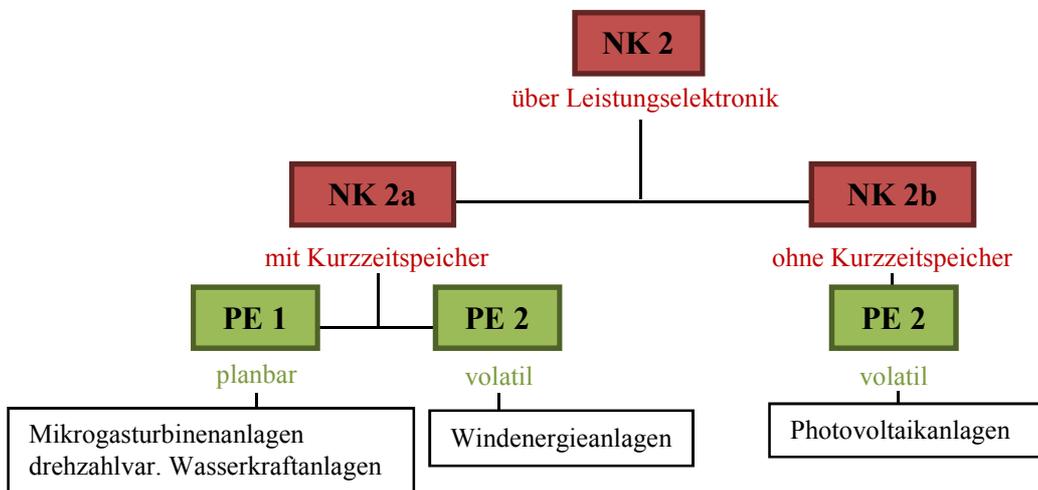
Neben der Netzkopplung kann auch das Primärenergiedargebot nach folgenden Eigenschaften differenziert werden:

- Planbar (**PE 1**),
- Volatil (**PE 2**).

Der Grafik lässt sich entnehmen, dass planbare EZA meist über direkt gekoppelte Synchrongeneratoren mit dem Netz verbunden sind. Die volatilen Erzeugungsanlagen werden dagegen häufig über Umrichter an das Netz angeschlossen. Moderne leistungselektronisch gekoppelte Windenergieanlagen bestehen heute entweder aus über Vollumrichter netzgekoppelten Synchrongeneratoren oder aus doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren (DGASG) [29].



**Abbildung 15:** Dezentrale Erzeugungsanlagen mit direkter Netzkopplung



**Abbildung 16:** Über Leistungselektronik gekoppelte dezentrale Erzeugungsanlagen

## 3 Grundlagen Systemdienstleistungen

Nach dem TransmissionCode 2007 [41] sind Systemdienstleistungen für die Funktionstüchtigkeit des elektrischen Energiesystems unbedingt erforderlich. Diese Dienste werden von den Netzbetreibern zusätzlich zur Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie erbracht, um die Qualität der Stromversorgung zu gewährleisten. Unter den Systemdienstleistungen werden folgende Leistungen verstanden:

- Frequenzhaltung,
- Spannungshaltung,
- Versorgungswiederaufbau,
- Betriebsführung.

In dieser Arbeit liegt der Fokus auf der Frequenz- und Spannungshaltung. Es soll daher nicht weiter auf den Versorgungswiederaufbau und die Betriebsführung eingegangen werden.

### 3.1 Frequenzhaltung

Der Übertragungsnetzbetreiber ist im Sinne der Versorgungssicherheit verpflichtet, zu jeder Zeit ein Leistungsgleichgewicht zwischen der erzeugten und der verbrauchten Wirkleistung zu halten. Kommt es zu einer Leistungsdifferenz infolge einer unvorhergesehenen Lastabweichung, eines Kraftwerksausfalls oder eines Prognosefehlers bei der Einspeisung, entsteht eine Abweichung von der 50 Hz-Sollfrequenz des Netzes. Je nachdem ob die Erzeugungleistung  $P_{\text{Erz}}$  größer oder kleiner als die Verbraucherleistung  $P_{\text{Last}}$  ist, spricht man von Über- bzw. Unterfrequenz:

- **Überfrequenz:**  $P_{\text{Erz}} > P_{\text{Last}} \rightarrow$  negative Regelleistung,
- **Unterfrequenz:**  $P_{\text{Erz}} < P_{\text{Last}} \rightarrow$  positive Regelleistung.

Bei einer Überfrequenz muss der Übertragungsnetzbetreiber negative Regelleistung einsetzen, d.h. die erzeugte Leistung wird reduziert oder aber regelbare Verbraucher werden zur Stromabnahme aktiviert. Ebenso muss bei einer Unterfrequenz zusätzliche Leistung in das Stromnetz eingespeist oder regelbare Lasten müssen abgeschaltet werden. Die Regelleistung wird gemäß ihrer zeitlichen Staffelung in Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung unterschieden (siehe **Tabelle 3**). Da es sich bei der Primär- und Sekundärregelung um eine kurzzeitige Regelung handelt, werden diese auch mit dem Überbegriff „dynamische Frequenzregelung“ betitelt.

**Tabelle 3:** Unterschiede der Primär-, Sekundär- und Minutenreserveleistung

|                                 | <b>Primärregelleistung</b> | <b>Sekundärregelleistung</b>        | <b>Minutenreserveleistung</b> |
|---------------------------------|----------------------------|-------------------------------------|-------------------------------|
| <b>Bereitstellung innerhalb</b> | < 30 Sekunden              | < 5 Minuten                         | < 15 Minuten                  |
| <b>Aktivierung</b>              | Vollautomatisch            | Automatisch                         | Automatisch                   |
| <b>Abzudeckender Zeitraum</b>   | $0 < t < 15 \text{ min}$   | $30 \text{ s} < t < 15 \text{ min}$ | $t < 15 \text{ min}$          |
| <b>Leistungsvorhaltung (D)</b>  | +/- 600 MW                 | +/- 2000 MW                         | +/- 2500 MW                   |
| <b>Anteilnahme</b>              | Verbundnetz                | Regelzone                           | Bilanzkreis                   |

(Quelle: Eigene Darstellung, Daten aus [42])

### 3.1.1 Primärregelung

Die durch ein Leistungsungleichgewicht entstehende Frequenzänderung wird im ersten Augenblick durch die Trägheit der rotierenden Schwungmassen der Synchrongeneratoren gedämpft. Beispielsweise speist der Generator bei einem Frequenzabfall aufgrund des Bremsvorganges kurzfristig eine erhöhte Leistung in das Netz ein. Dieser Vorgang wird auch Momentanreserve genannt. Das Netz wird dabei kurzzeitig stabilisiert, bis die Primärregelung einsatzfähig ist. An der Primärregelung müssen sich zunächst alle Großkraftwerke im Verbundnetz beteiligen, um zügig das Wirkleistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch wiederherzustellen und die Frequenz zu stabilisieren. Die Kraftwerke werden durch die Abweichung von der Nennfrequenz (ab +/- 10 mHz) vollautomatisch durch einen Leistungs-Frequenz-Regler aktiviert. Beispielsweise wird die Frequenzabweichung bei einem Dampfkraftwerk mittels der Drehzahlregelung der Turbine erkannt und die Dampfzufuhr zur Turbine und damit die eingespeiste Leistung gemäß der Reglerkennlinie erhöht bzw. gedrosselt (vgl. Kapitel 3.1.4). Für die Primärregelung halten die deutschen Übertragungsnetzbetreiber ein Leistungsvolumen von etwa 600 MW in positiver und negativer Richtung bereit. Die vorgehaltene Leistung muss innerhalb von 30 Sekunden vollständig zur Verfügung stehen. Derzeit wird die Primärregelung lediglich von den direkt mit dem Netz gekoppelten Synchrongeneratoren der großen Kraftwerke bereitgestellt [42].

### 3.1.2 Sekundärregelung

Die Sekundärregelung löst die Primärregelung ab, damit diese wieder zur Verfügung stehen kann. Zudem kümmert sich die Sekundärregelung um die Rückführung der Netzfrequenz auf den Sollwert von 50 Hz sowie um die Rückführung der vereinbarten Übergabeleistung zwischen den Regelzonen. Diese Regelung wird automatisch mittels einer leit- und kommunikationstechnischen Anbindung durch den zentralen Leistungs-Frequenz-Regler des Anschlussübertragungsnetzbetreibers kostenoptimal abgerufen und muss innerhalb von fünf Minuten verfügbar sein. An der Sekundärregelung können sich wie bei der Primärregelung Kraftwerke durch Vorhaltung eines Leistungsbandes, aber auch schnellstartfähige Gasanlagen, Speichervwasseranlagen und Pumpspeicherwerke beteiligen [42].

### 3.1.3 Minutenreserve

Bei größeren, länger anhaltenden Regelabweichungen setzt die Minutenreserveleistung, oder auch Tertiärregelleistung, nach spätestens fünfzehn Minuten in vollem Umfang ein. Sie hat die Aufgabe, die Sekundärregelleistung wieder herzustellen und zu ergänzen. Seit Mitte 2012 wird die Minutenreserve nicht mehr telefonisch, sondern elektronisch über einen Merit-Order-Listen-Server (MOL-Server) nach kostenoptimalen Gesichtspunkten von den Übertragungsnetzbetreibern angefordert [42].

### 3.1.4 Dynamische Frequenzregelung

Die Funktionsweise der dynamischen Frequenzregelung soll anhand der in **Abbildung 17** dargestellten Wirkleistungskennlinien noch einmal genauer erklärt werden. Im linken Bild ist eine typische Erzeugerkennlinie mit proportionalem Verhalten abgebildet. Diese Kennlinien werden auch „statisch“ genannt, da sie die stabile Lastaufteilung im Parallelbetrieb ermöglichen. Die statische Kennlinie  $f(\mathbf{P})$  lässt sich aus folgender Geradengleichung mit der Betriebsfrequenz  $f_0$  und der dazugehörigen Betriebsleistung  $\mathbf{P}_0$  berechnen:

$$f(\mathbf{P}) = f_0 + \mathbf{K}^{-1} \cdot (\mathbf{P} - \mathbf{P}_0) \quad (15)$$

Der reziproke Wert der Leistungszahl  $\mathbf{K}$  entspricht der Steigung der Erzeugerkennlinie. Die Leistungszahl  $\mathbf{K}$  und auch die Statik  $\mathbf{S}$  werden in der Kraftwerkstechnik als Maß für das Proportionalverhalten genutzt.  $\mathbf{P}_N$  bezeichnet die Nennleistung und  $f_N$  die Nennfrequenz:

$$\mathbf{K} = \frac{\Delta \mathbf{P}}{\Delta f} \quad \text{und} \quad \mathbf{S} = -\frac{\Delta f}{\Delta \mathbf{P}} \cdot \frac{\mathbf{P}_N}{f_N} \cdot 100 \% = -\frac{1}{\mathbf{K}} \cdot \frac{\mathbf{P}_N}{f_N} \cdot 100 \% \quad (16)$$

Je kleiner der Wert der Statik ist, desto flacher verläuft die Leistungskennlinie. Damit übernimmt der jeweilige Erzeuger einen entsprechend größeren Anteil der Wirkleistungsdifferenz im Netz.

In **Abbildung 17** wird vereinfacht nur eine einzige Erzeugerkennlinie betrachtet. Der Punkt A beschreibt den stationären Betrieb mit der Nennfrequenz von 50 Hz. Erhöht sich beispielsweise die Verbraucherlast sprunghaft von  $\mathbf{P}_1$  auf  $\mathbf{P}_2$ , so sinkt die Drehzahl des Generators bzw. die Frequenz gemäß der Erzeugerkennlinie von Punkt A auf Punkt B, um die zusätzliche Last  $\Delta \mathbf{P}$  auszugleichen. Aufgrund des Proportionalverhaltens der Erzeugereinheit entsteht dadurch eine bleibende Frequenzänderung  $\Delta f$  im Netz. Die Frequenz wird von der Sekundärregelung durch erhöhte Einspeisung von Wirkleistung (Parallelverschiebung der Leistungskennlinie) wieder auf die Nennfrequenz zurückgeführt (siehe Punkt C). Dabei übernehmen automatisch abgerufene sekundärregelfähige Erzeuger die Leistungsdifferenz  $\Delta \mathbf{P}$ . So können die restlichen an der Primärregelung beteiligten Erzeuger an ihrer Kennlinie zu ihren ursprünglichen Betriebspunkten zurückkehren und sind wieder für die Primärregelung einsatzbereit [23, 43].

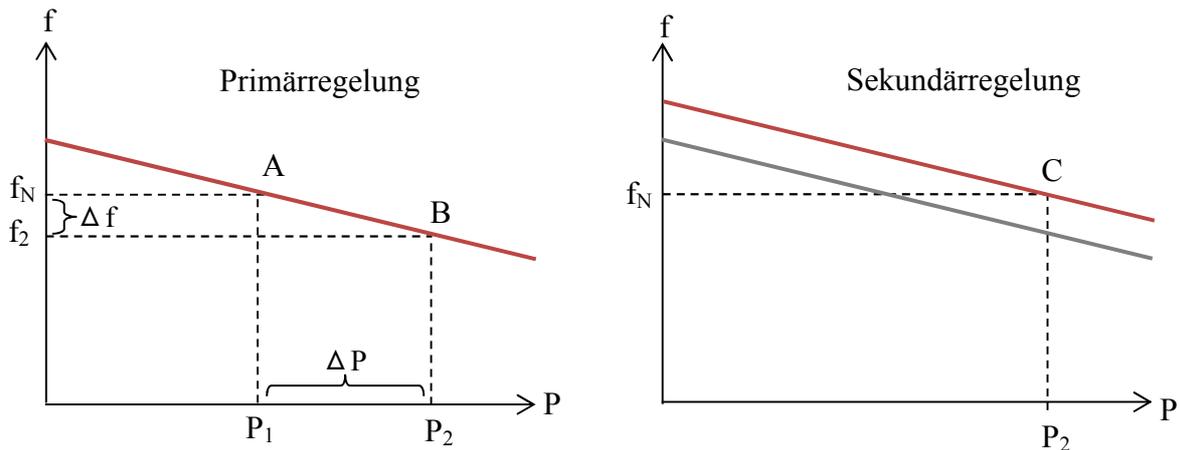


Abbildung 17: Darstellung der Primär- und Sekundärregelung im f-P-Diagramm

## 3.2 Spannungshaltung

Die EZA müssen sich während des Netzbetriebes an der Spannungshaltung beteiligen. Die Spannungshaltung kann in statisch und dynamisch unterschieden werden. Während die statische Spannungshaltung langsame Spannungsänderungen während des Normalbetriebes beschreibt, handelt es sich bei der dynamischen Spannungshaltung um schnelle Spannungsänderungen, die häufig durch Spannungseinbrüche in den Übertragungsnetzen verursacht werden.

### 3.2.1 Statische Spannungshaltung

Zur Aufrechterhaltung einer sicheren und stabilen Versorgung sind die Netzbetreiber neben der Frequenzhaltung auch für die Spannungshaltung verantwortlich. In der DIN EN 50160 ist die Einhaltung eines Spannungstoleranzbandes vorgeschrieben. Damit an das Netz angeschlossene Geräte nicht beschädigt werden, dürfen die Effektivwerte der Knotenspannungen gemäß DIN EN 50160 in den Verteilnetzen nur um maximal +/-10 % der vorgegebenen Nennspannung abweichen.

Aufgrund von Wirk- und Blindflüssen kommt es zu Spannungsfällen auf den Leitungen, was zu starken Spannungsabweichungen vom Sollwert führen kann. Um die Spannungsschwankungen gering zu halten, sorgen die Netzbetreiber für ein Gleichgewicht zwischen Blindleistungsbedarf und -bereitstellung. Der Großteil der im Energieversorgungsnetz angeschlossenen Verbraucher sind motorische Lasten, deren Magnetfelder Blindleistung benötigen. Auch die im Netz befindlichen Betriebsmittel, wie Leitungen und Transformatoren, haben je nach Auslastung einen gewissen Blindleistungsbedarf. Zwischen der Blindleistung und der Spannung gilt dabei folgender Zusammenhang:

- **Induktives Verhalten** (z.B. untererregte Generatoren, motorische Lasten, Transformatoren) **senkt** die Spannung,

- **Kapazitives Verhalten** (z.B. übererregte Generatoren, lange Leitungen bei geringer Belastung) **erhöht** die Spannung.

Um dem schwankenden Bedarf an Blindleistung gerecht zu werden und damit die Spannung in ihren Grenzen halten zu können, stehen dem Netzbetreiber folgende Möglichkeiten zur Verfügung [41]:

- Erzeugungsanlagen,
- Blindleistungskompensationsanlagen,
- Stufung von Transformatoren,
- Änderung der Netztopologie.

Mit einer rechnergestützten Vorgehensweise ermitteln die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Spannungs-Blindleistungs-Optimierung den optimalen Einsatz der oben genannten Möglichkeiten abhängig vom jeweiligen Netzzustand. Neben der Einhaltung des Spannungsbandes hat die Spannungs-Blindleistungs-Optimierung auch die Reduzierung der Wirkleistungsverluste, die Minimierung der Blindleistungsflussdistanzen und die Entlastung der Generatoren durch eine geringere Blindleistungseinspeisung zum Ziel [32].

### 3.2.2 Dynamische Spannungshaltung

Um das Netz während eines Fehlers zu stützen, muss die EZA zum einen den Fehler durchfahren und zum anderen die Spannung durch die Einspeisung eines Kurzschlussstromes mit hohem Blindleistungsanteil anheben. Konventionelle Großkraftwerke mit direkt netzgekoppelten Synchrongeneratoren speisen bei Netzfehlern im Gegensatz zu leistungselektronisch gekoppelten EZA einen sehr hohen Kurzschlussstrom ein. Ein wichtiges Beurteilungskriterium ist die Kurzschlussleistung, die im direkten Zusammenhang mit dem Kurzschlussstrom der EZA steht. Bei der Kurzschlussleistung  $S''_k$  handelt es sich um eine fiktive Rechengröße, da ein gleichzeitiges Auftreten des Anfangs-Kurzschlusswechselstromes  $I''_k$  und der Nennspannung  $U_n$  in Realität nicht vorkommt. Die Kurzschlussleistung kann auch durch die Netzipedanz  $Z_{\text{Netz}}$  und den Spannungsfaktor  $c$ , der für eine Abschätzung zur sicheren Seite meist mit  $c = 1,1$  angenommen wird, berechnet werden:

$$S''_k = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I''_k = \frac{c \cdot U_n^2}{Z_{\text{Netz}}} \quad (17)$$

Der Wert der **maximalen** Kurzschlussleistung dient dabei der Netzplanung und der Auslegung der Netzbetriebsmittel. So müssen die Netzkomponenten den thermischen und mechanischen Beanspruchungen während des Kurzschlusses standhalten und die Leistungsschalter ein entsprechendes Schaltvermögen besitzen [23]. Doch auch die Größenordnung der **minimalen** Kurzschlussleistung wird benötigt. So ist der Übertragungsnetzbetreiber für eine entsprechend

hohe Kurzschlussleistung zuständig, um Kurzschlüsse zuverlässig feststellen und die Ausbreitung des Spannungseinbruchs in Grenzen halten zu können [44].

Im Rahmen dieser Masterarbeit wird untersucht, ob die dezentralen EZA technisch in der Lage sind, die benötigte Blindleistung für sowohl die statische als auch die dynamische Spannungshaltung bereitzustellen. Welche Mindestanforderungen der Netzbetreiber derzeit bereits bezüglich der Blindleistungsbereitstellung verlangen kann, wird im nächsten Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ geklärt.

## 4 Rechtliche Rahmenbedingungen

Die Systemdienstleistungserbringung ist traditionell die Aufgabe der im Übertragungsnetz angeschlossenen konventionellen Kraftwerke. Aus diesem Grund werden die relevanten technischen Anforderungen aus dem TransmissionCode 2007 beschrieben. Auch für die dezentralen EZA gibt es erste Anforderungen bezüglich der Systemdienstleistungen. Diese sind für die Anlagen der Mittelspannung in der technischen Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) enthalten. Für die Windenergieanlagen gibt es seit 2009 sogar eine eigene Verordnung hinsichtlich der Systemdienstleistungen, die Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV). Zu Beginn soll erst die Gesetzesgrundlage geschildert werden, bevor im Anschluss die technischen Anforderungen der Richtlinien vorgestellt werden.

### 4.1 Energiewirtschaftsgesetz

Grundlegende Aussagen über den Anschluss von EZA an das öffentliche Elektrizitätsnetz liefert das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) [45]. Darin sind die Rahmenbedingungen für eine „sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche“ Versorgung mit Strom und Gas beschrieben. Durch die Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze soll ein wirksamer und unverfälschter Wettbewerb sichergestellt werden (§ 1 Abs. 1&2 EnWG).

#### **Aufgaben der Netzbetreiber**

Nach § 11 Abs. 1 EnWG sind die Betreiber von Energieversorgungsnetzen verpflichtet, ein „sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist“.

Um den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb gewährleisten zu können, müssen die Übertragungsnetzbetreiber die Energieübertragung durch das Netz unter Berücksichtigung des Verbundnetzes regeln, notwendige Informationen an direkt angeschlossene Netze weitergeben und geeignete technische Anlagen etwa zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung installieren (§ 12 Abs. 1-3 EnWG).

Bei gefährdeter oder gestörter Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Stromnetzes muss der Übertragungsnetzbetreiber durch zuerst netzbezogene und dann marktbezogene Maßnahmen eingreifen (§ 13 Abs. 1 EnWG). Eine Gefährdung liegt vor, „wenn örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe zu besorgen sind oder zu besorgen ist, dass die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch den Übertragungsnetzbetreiber nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann“ (§ 13 Abs. 3 EnWG). Laut dem Trans-

missionCode 2007 basiert die nach § 13 definierte Systemverantwortung auf der Sicherstellung des Leistungsgleichgewichts durch den Übertragungsnetzbetreiber sowie auf der Einhaltung der Spannungsgrenzwerte und der Betriebsmittelbelastung durch den jeweiligen Netzbetreiber, wobei die erforderlichen Maßnahmen beginnend bei dem Übertragungsnetz kaskadiert über die Netzebenen erfolgen soll.

Gemäß § 14 Abs. 1 EnWG gelten ebenfalls die Regelungen der §§ 12 und 13 für Verteilnetzbetreiber im Rahmen ihrer Verteilungsaufgaben. Zudem sind die angeschlossenen Verteilnetzbetreiber verpflichtet, den vorgelagerten Betreiber nach dessen Vorgaben zu unterstützen (§ 14 Abs. 1c EnWG).

### **Sicherheit und Zuverlässigkeit der Energieversorgung**

„Die Energieanlagen sind so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist“. Dazu sind die „allgemein anerkannten Regeln der Technik“ zu beachten (§ 49 Abs. 1 EnWG). Damit sind die in der Praxis erprobten und bewährten Regeln der Technik gemeint, die von der Mehrheit der Fachleute anerkannt werden. In § 49 Abs. 2 EnWG wird als eine Möglichkeit auf die Einhaltung der „technischen Regeln des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.“ verwiesen.

## **4.2 Erneuerbare-Energien-Gesetz**

In dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 (EEG) [46] wird die vorrangige Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien sowie deren Einspeisevergütung bzw. deren geförderte Direktvermarktung (vgl. Kapitel 8) festgelegt. Damit soll der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung erhöht werden. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas unverzüglich vorrangig an ihr Netz anzuschließen (§ 8 Abs. 1 EEG), auch wenn dies erst durch Optimierung, Verstärkung oder Ausbau ihres Netzes möglich ist (§ 8 Abs. 4 EEG). Weiterhin sind die Netzbetreiber verpflichtet, den erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien unverzüglich vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen (§ 11 Abs. 1 EEG).

Im Hinblick auf die Stabilität der Netze beinhaltet das EEG Regelungen hinsichtlich des Einspeisemanagements, der Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen und des Flexibilitätszuschlages für Biogasanlagen:

Von den Anlagenbetreibern wird ab einer installierten Leistung von mehr als 100 kW eine technische Einrichtung zur ferngesteuerten Einspeisereduzierung gefordert (§ 9 Abs. 1 EEG), die durch den Netzbetreiber bei Netzüberlastung genutzt werden darf (§ 14 Abs. 1 EEG).

In § 9 Abs. 6 EEG wird von den Betreibern von Windenergieanlagen an Land die Erfüllung der Anforderungen aus der Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV) am Verknüpfungspunkt gefordert (vgl. Kapitel 4.5).

Im Rahmen der bedarfsorientierten Stromerzeugung können die Betreiber von Biogasanlagen ergänzend zur Marktprämie einen sogenannten Flexibilitätszuschlag für zusätzlich installierte Leistung für eine Dauer von 20 Jahren vom Netzbetreiber verlangen (§ 53 Abs. 1&3 EEG).

### **4.3 Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz**

Die im EnWG geforderten technischen Mindestanforderungen werden in der technischen Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ des BDEW [39] detaillierter betrachtet und erweitert. Die Anforderungen der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie sind seit dem 1.1.2009 bzw. seit dem 1.1.2010 für die dynamische Netzstützung von neu anzuschließenden EZA sowie von bestehenden EZA mit wesentlichen Änderungen (z.B. Repowering) einzuhalten. In dieser Richtlinie werden bereits einige Anforderungen hinsichtlich der Systemdienstleistungen gestellt, auf welche in diesem Kapitel näher eingegangen wird.

#### **4.3.1 Anforderungen zur Wirkleistungsabgabe**

Bei einem systemgefährdenden Frequenzanstieg, einer Gefährdung der statischen oder dynamischen Netzstabilität etc. kann der Netzbetreiber eine vorübergehende Begrenzung der Einspeiseleistung verlangen oder eine Anlagenabschaltung vornehmen. Die Wirkleistung der Anlage muss in Stufen von bis zu maximal 10 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung unverzüglich, jedoch innerhalb höchstens einer Minute, beginnen und ohne Netztrennung reduzierbar sein. Der Netzbetreiber gibt dazu einen Sollwert vor. Derzeit typische Sollwerte sind 100 %, 60 %, 30 % und 0 %.

Bei einer Frequenz von mehr als 50,2 Hz müssen alle EZA ihre Wirkleistung mit einem Gradienten von 40 % der momentan verfügbaren Leistung je Hertz reduzieren und diese erst wieder erhöhen, wenn die Frequenz einen Wert kleiner gleich 50,05 Hz erreicht hat.

#### **4.3.2 Anforderungen zur Spannungshaltung**

##### **Zulässige Spannungsänderung**

Die Richtlinie fordert im ungestörten Netzbetrieb, dass der Betrag der Spannungsänderung durch alle im Mittelspannungsnetz angeschlossenen EZA an keinem Verknüpfungspunkt größer als 2 % gegenüber der Spannung ohne EZA ist.

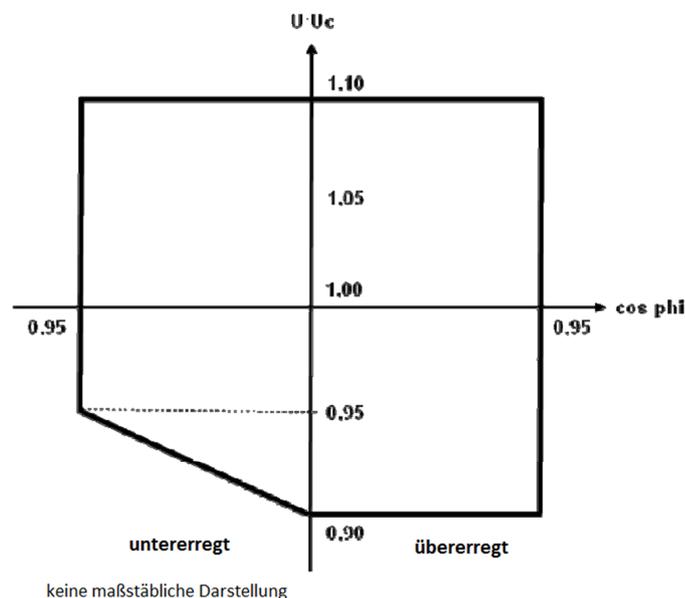
##### **Statische Spannungshaltung**

Während des Normalbetriebes muss die EZA neben der Wirkleistung ebenfalls Blindleistung bereitstellen, um die Spannung in dem geforderten Toleranzband zu halten. Von der EZA wird gefordert, dass in jedem Betriebspunkt mindestens ein Leistungsfaktor zwischen 0,95 untererregt und 0,95 übererregt einstellbar ist. Weichen die Werte davon ab, so ist dies ver-

traglich zu vereinbaren. Der Blindleistungsbereich muss von der EZA innerhalb weniger Minuten und beliebig oft durchfahren werden können.

Der vom Netzbetreiber vorgegebene Sollwert ist fest oder variabel per Fernwirkanlage einstellbar und kann ein fester Leistungsfaktor  $\cos \varphi$  oder ein fester Blindleistungswert in Mvar sein. Der Netzbetreiber hat jedoch auch die Möglichkeit, eine Kennlinie vorzugeben, wobei sich jeder aus der Kennlinie ergebende Blindleistungswert automatisch und innerhalb einer bestimmten Zeitdauer einstellen muss. Die Vorgabe kann entweder eine  $\cos \varphi$  (P)-Kennlinie oder eine netzspannungsabhängige Blindleistungskennlinie  $Q(U)$  sein.

In der 4. Ergänzung der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie [47] sind zusätzliche Regelungen bezüglich der Blindleistungsbereitstellung definiert. So muss die EZA im Bereich von 0,9 bis 1,1 der vereinbarten Versorgungsspannung  $U_c$  gemäß **Abbildung 18** dauerhaft betrieben werden können. Die Wirkleistung darf nun zugunsten der Blindleistung in bestimmten Spannungsbereichen reduziert werden. Im Teillastbereich zwischen 0 % und 10 %  $P_n$  dürfen die EZA nur noch maximal 10 % des Betrages der vereinbarten Anschlusswirkleistung als Blindleistung aufnehmen oder liefern. Die Dimensionierung der Anlage hinsichtlich der geforderten Blindleistungsbereitstellung liegt grundsätzlich in der Verantwortung des Anlagenbetreibers.



**Abbildung 18:** Anforderung an die Blindleistungsbereitstellung [47]

### Dynamische Spannungshaltung

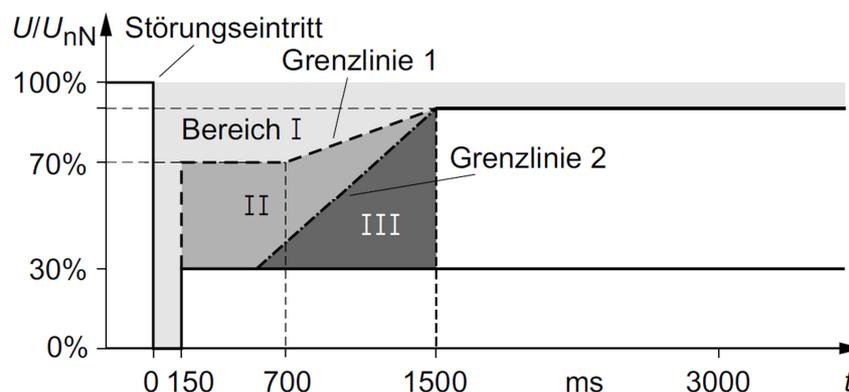
Um Netzzusammenbrüche zu verhindern, müssen sich alle EZA an der dynamischen Netzstützung beteiligen. Dazu muss die EZA bei allen Kurzschlussarten technisch in der Lage sein:

- Sich nicht vom Netz zu trennen,

- Einen Blindstrom zur Spannungsstützung einzuspeisen,
- Nach Fehlerklärung nicht mehr induktive Blindleistung zu entnehmen als vorher.

Gemäß dem TransmissionCode 2007 werden die EZA in Typ 1- (direkt gekoppelte Synchrongeneratoren) und Typ 2-Anlagen (alle anderen Anlagen) zusammengefasst. Die Grenzlinien für den Spannungsverlauf am Netzanschlusspunkt für eine EZA vom Typ 1 (Bereich I) und Typ 2 (Bereich I-III) sind in **Abbildung 19** zu sehen.

Bei Spannungseinbrüchen auf 0 % mit einer Dauer von bis zu 150 ms muss jede EZA am Netz bleiben. Danach können die Anforderungen in drei Bereiche unterteilt werden. Innerhalb des Bereichs I, also bei Spannungseinbrüchen oberhalb der Grenzlinie 1, dürfen sich weder Typ 1- noch Typ 2-Anlagen vom Netz trennen oder instabil werden. Die definierten Anforderungen für die Bereiche II und III gelten lediglich für EZA von Typ 2. In Bereich II wird von den Anlagen gefordert, dass sie den Fehler ohne Netztrennung durchfahren können. In Absprache mit dem Netzbetreiber ist jedoch eine kurzzeitige Netztrennung erlaubt, vorausgesetzt die Anlage kann spätestens nach 2 s wieder synchronisiert werden und daraufhin die Wirkleistung mit einem Gradienten von mindestens 10 % der Nennleistung pro Sekunde erhöhen. Dagegen ist innerhalb von Bereich III eine kurzzeitige Netztrennung in jedem Fall zulässig. In diesem Bereich sind unter Absprache mit dem Netzbetreiber auch längere Resynchronisationszeiten sowie kleinere Wirkleistungsgradienten möglich. Innerhalb des weißen Bereichs bestehen keine Anforderungen hinsichtlich des Verbleibens am Netz.



**Abbildung 19:** Grenzlinien für den Spannungseinbruch im Mittelspannungsnetz [22]

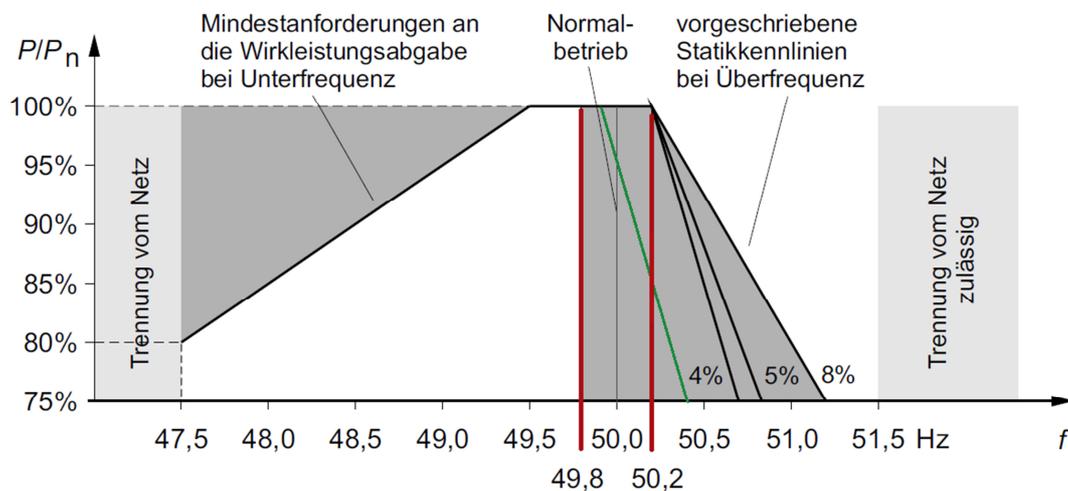
Für alle EZA gelten während der Dauer des Netzfehlers bestimmte Vorgaben für den Blindstrom, dessen Notwendigkeit und Maß durch den Netzbetreiber festgelegt wird. Allgemein ist bei symmetrischen Fehlern ein Strom gemäß des TransmissionCode 2007 einzuspeisen. Bei unsymmetrischen Fehlern darf die Blindstromeinspeisung während des Netzfehlers keine Spannungen größer 10 % der vereinbarten Versorgungsspannung in den fehlerfreien Phasen am Netzverknüpfungspunkt hervorrufen.

## 4.4 TransmissionCode 2007

Der TransmissionCode 2007 [41] legt die technischen Mindestanforderungen für die Netzanschlussnehmer im Übertragungsnetz fest. Da die Spannungs- und Frequenzhaltung traditionell die Aufgabe der Großkraftwerke ist, sind diesbezügliche Anforderungen im Transmission-Code 2007 zu finden.

### 4.4.1 Anforderungen zur Wirkleistungsabgabe

Falls nicht anders mit dem Übertragungsnetzbetreiber vereinbart, muss jede Erzeugungseinheit bei quasistationären Frequenzänderungen ( $\Delta f \leq 0,5 \text{ %/min}$ ,  $\Delta U = 5 \text{ %/min}$ ) gemäß **Abbildung 20** bzw. bei dynamischen Frequenzeinbrüchen gemäß **Abbildung 21** die geforderte Abgabeleistung erbringen. Der Frequenzbereich von 49,8 % bis 50,2 Hz stellt dabei den Normalbetrieb dar und ist in der Abbildung durch zwei rote Linien abgegrenzt. Grundsätzlich müssen alle EZA ihre Leistung mit mindestens 1 % der Nennleistung pro Minute reduzieren und ebenso mit reduzierter Leistungsabgabe betrieben werden können. Außerdem gelten in Abhängigkeit von Netzfrequenz und Netzspannung bestimmte Mindestzeitdauern, in welchen die geforderte Abgabeleistung eingehalten werden muss.



**Abbildung 20:** Anforderung an die Wirkleistung im quasistationären Zeitbereich [22]

Ab einer Überfrequenz von 50,2 Hz muss die Leistung mit einer Statik im Bereich von 4 % bis 8 % reduziert werden können. Liegt wiederum eine Unterfrequenz vor, so darf die abgegebene Leistung zwischen einer Frequenz von 49,5 Hz bis 47,5 Hz nicht in den Bereich unterhalb der eingezeichneten Geraden fallen. Ab einer Unterfrequenz von 49,8 Hz gilt zudem der 5-Stufen-Plan (vgl. **Tabelle 4**). So wird in der ersten Stufe das Personal alarmiert und die vorgehaltene Regelleistung aktiviert. Bei einer anhaltenden Frequenzabsenkung werden in den nächsten Stufen Lasten abgeworfen, bis es bei 47,5 Hz zu einer Trennung aller EZA vom Netz kommt, dem sogenannten Blackout. Dann müssen sich die EZA in ihren Eigenbedarf

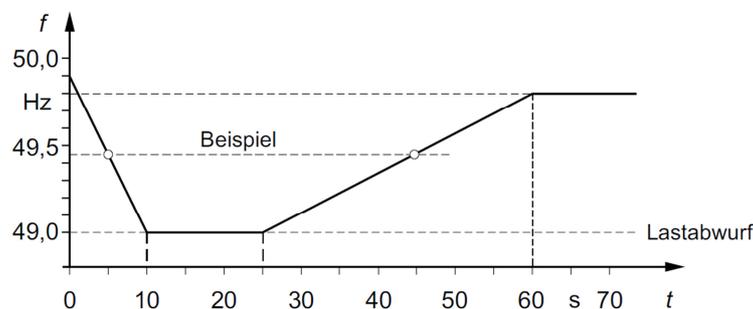
abfangen, um beim darauffolgenden Versorgungswiederaufbau selbständig anfahren zu können.

**Tabelle 4:** 5-Stufen-Plan

|                |         |                                                                    |
|----------------|---------|--------------------------------------------------------------------|
| <b>Stufe 1</b> | 49,8 Hz | Alarmierung des Personals und Mobilisierung von Erzeugungsleistung |
| <b>Stufe 2</b> | 49,0 Hz | Unverzögerter Lastabwurf von 10 – 15 % der Netzlast                |
| <b>Stufe 3</b> | 48,7 Hz | Unverzögerter Lastabwurf von weiteren 10 – 15 % der Netzlast       |
| <b>Stufe 4</b> | 48,4 Hz | Unverzögerter Lastabwurf von weiteren 10 – 20 % der Netzlast       |
| <b>Stufe 5</b> | 47,5 Hz | Abtrennen aller Erzeugungsanlagen vom Netz                         |

(Quelle: Eigene Darstellung, Daten aus [41])

Auch bei dynamischen Frequenzeinbrüchen müssen sich die EZA kurzzeitig an der Netzstützung beteiligen. Der Frequenzverlauf in **Abbildung 21** zeigt, in welcher Zeit nach dem plötzlichen Frequenzabfall die EZA wieder die vorgegebene Wirkleistung einspeisen muss. In dem eingezeichneten Beispiel von Heuck et al. [22] sinkt die Frequenz auf einen Wert von 49,45 Hz. Laut dem Frequenzverlauf muss die vorgegebene Wirkleistungsabgabe spätestens nach 4 s wieder erlangt sein und darf 40 s lang nicht mehr reduziert werden. Sollte nach dieser Zeit das Leistungsungleichgewicht nicht behoben sein, werden die quasistationären Anforderungen nach **Abbildung 20** wirksam.



**Abbildung 21:** Anforderung an die Wirkleistung im dynamischen Zeitbereich [22]

Für die EZA des EEG gelten im TransmissionCode 2007 gesonderte Anforderungen hinsichtlich der Wirkleistungsabgabe. So müssen die regenerativen EZA steuerbar sein und die Leistung mit mindestens 10 % der Netzanschlusskapazität pro Minute auf einen vorgegebenen Sollwert verringern können. Außerdem müssen sie, wie auch in der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie gefordert, ab einer Überfrequenz von 50,2 Hz die Leistungsabgabe mit 40 % der momentanen Wirkleistung pro Hertz reduzieren.

### Primärregelung

Jede Erzeugungseinheit mit einer Nennleistung von  $\geq 100$  MW muss bzw.  $< 100$  MW kann primärregelfähig sein. Regenerative EZA können jedoch von dieser Forderung befreit werden.

Für die Primärregelfähigkeit muss die EZA ein Primärregelband von mindestens  $\pm 2\%$  der Nennwirkleistung für einen möglichen Abruf durch den Übertragungsnetzbetreiber bereithalten. Die gesamte vertraglich vereinbarte Primärregelleistung muss dabei ab einer Frequenzabweichung von  $\pm 0,2$  Hz gleichmäßig innerhalb von 30 s aktiviert werden und für einen Zeitraum von 15 min zur Verfügung stehen. Die gleiche Leistungsänderungsgeschwindigkeit wird auch bei kleineren Frequenzabweichungen gefordert. Die Statik der Arbeitslinie wird durch den Übertragungsnetzbetreiber vorgegeben und muss einstellbar sein. In **Abbildung 20** ist beispielsweise eine Arbeitslinie für die Primärregelung mit einer Statik von 4 % in Grün eingezeichnet. Die Anforderungen der Präqualifikation sind im TransmissionCode 2003 Anhang D1 zu finden.

### **Sekundär- und Tertiärregelung**

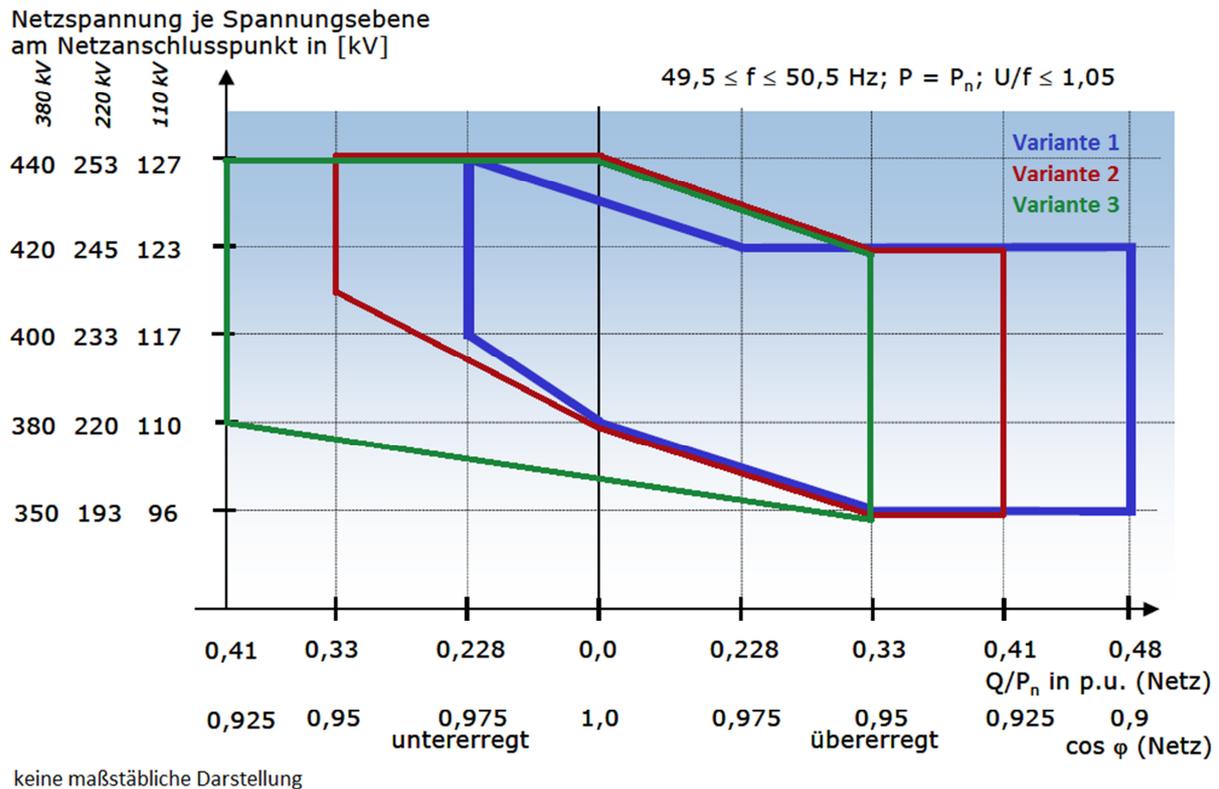
Erfüllen die EZA die notwendigen Präqualifikationsanforderungen (vgl. TransmissionCode 2007 Anhang D2 und D3) und haben sie einen Rahmenvertrag zur Vorleistungserbringung abgeschlossen, so können sie an der Sekundär- und Tertiärregelung teilnehmen.

## **4.4.2 Anforderungen zur Spannungshaltung**

### **Statische Spannungshaltung**

Der TransmissionCode 2007 gibt bestimmte Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung vor, um die Spannung im Netz in den vorgegebenen Grenzen zu halten. Als Grundvoraussetzung wird daher gefordert, dass die Generatorspannungsregelung bei Spannungsänderungen direkt eingreift und den vorgegebenen Sollwert der Generatorspannung einhält. Auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers ist der Maschinentransformator mit einem unter Last stufbaren Schalter auszustatten. In diesem Fall werden die nachfolgend beschriebenen Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung über die Stufung des Maschinentransformators und über die direkt eingreifende Generatorspannungsregelung eingestellt.

Der Übertragungsnetzbetreiber wählt für jede Erzeugungseinheit eine der in **Abbildung 22** dargestellten drei Varianten zur Blindleistungsbereitstellung. Diese Varianten geben an, welcher Leistungsfaktorbereich bei einer bestimmten Netzspannung einstellbar sein muss. Bei einem stark belasteten Netz empfiehlt sich eine eher übererregte Fahrweise, wie etwa Variante 1. Der untererregte Betrieb (z.B. Variante 3) würde sich bei gering belasteten Netzen anbieten. Innerhalb der eingezeichneten Bereiche muss eine Änderung der Blindleistungsvorgabe jederzeit möglich sein. Grundsätzlich muss der Blindleistungsbereich wiederholt innerhalb weniger Minuten durchfahrbar sein und ist im Nennbetrieb ( $P = P_n$ ) zu erbringen. Damit die Blindleistungsbereitstellung durchführbar ist, muss die EZA gegebenenfalls mit entsprechenden zusätzlichen Einrichtungen ausgerüstet werden.



**Abbildung 22:** Mindestanforderung an die Blindleistungsbereitstellung [41]

Im Teillastbereich ( $P < P_n$ ) besteht die Anforderung, dass der Generator der Erzeugungseinheit in jedem Betriebspunkt nach dem Leistungsdiagramm betrieben werden kann. Die jeweilige Blindleistung ist unverzüglich zu erbringen, wobei sich je nach Netzsituation sogar eine vorrangige Blindleistungsbereitstellung vor der Wirkleistungsabgabe ergeben kann.

Auch die regenerativen Anlagen müssen oben genannte Anforderungen erfüllen. Wie in der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie festgelegt, kann der Netzbetreiber einen Sollwert vorgeben, der innerhalb weniger Minuten eingestellt werden muss. Dafür kommt entweder ein Leistungsfaktor oder ein Blindleistungs- bzw. Spannungswert in Frage. Dieser kann fest vereinbart, über eine Kennlinie oder online vorgegeben werden.

### Dynamische Spannungshaltung

Wie auch in der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie gefordert, dürfen sich die EZA bei einem kraftwerksnahen Kurzschluss bei Fehlerklärungszeiten bis 150 ms weder vom Netz trennen noch instabil werden. Dies ist zu erfüllen, solange die Netzkurzschlussleistung nach Fehlerklärung noch mindestens sechsmal so groß ist wie die Nennleistung aller am Netzanschlusspunkt einspeisenden Generatoren. Bleibt die Spannungsabsenkung während eines Kurzschlusses oberhalb von 85 % des Nennwertes, so darf sich die EZA auch bei einer Fehlerabschaltedauer von bis zu 5 s nicht vom Netz trennen. Auch Polrad- und Netzpendelungen dürfen weder zu einer Schutzauslösung noch zu einer Wirkleistungsverringerung führen.

Für regenerative Anlagen, die über einen Synchrongenerator direkt mit dem Netz gekoppelt sind (Typ 1), gelten ebenfalls die oben genannten Anforderungen. Alle anderen EEG-Anlagen (Typ 2) müssen, ähnlich den Anforderungen der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie, abhängig von der Netzspannung und der Zeitdauer seit dem Störungseintritt bestimmte Anforderungen erfüllen. Zudem müssen die EZA vom Typ 2 ab einer Spannungsabweichung von 10 % einen definierten Blindstrom von mindestens 2 % des Nennstromes je Prozent Spannungsverringern, wie auch in **Abbildung 23** dargestellt, einspeisen. Falls erforderlich, muss eine Blindstromeinspeisung von mindestens der Höhe des Nennstromes möglich sein.

#### 4.5 Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen

Aufgrund des hohen Anteils der Windenergieanlagen an der Stromerzeugung hat die Bundesregierung zur besseren Netzintegration eine Verordnung zur Erbringung von Systemdienstleistungen (SDLWindV) [48] erlassen. Darin werden die technischen und betrieblichen Vorgaben für Windenergieanlagen geregelt (§ 1 SDLWindV). Für die Bereitstellung der Systemdienstleistungen bekommen die Anlagenbetreiber für fünf Jahre eine Ausgleichszahlung, den sogenannten Systemdienstleistungs-Bonus (SDL-Bonus).

In § 2 Abs. 1 SDLWindV wird für den Anschluss einer Windenergieanlage an das Mittelspannungsnetz auf die Erfüllung der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie (vgl. Kapitel 4.3) verwiesen, sofern in der Verordnung nichts Abweichendes geregelt wird. Darüber hinaus wird die Blindstromeinspeisung während eines Netzfehlers in § 2 Abs. 2 SDLWindV genauer spezifiziert. Dazu wird auf Bild 3.5 des TransmissionCode 2007 verwiesen, in welchem der Spannungseinbruch ähnlich wie in **Abbildung 19** durch Grenzlinien in drei Bereiche unterteilt ist. Je nach Bereich ist die Blindstromeinspeisung gemäß **Abbildung 23** und Formel (18) einzuhalten ( $U_N$  Nennspannung,  $I_N$  Nennstrom,  $\Delta I_b$  Blindstromdifferenz):

$$\frac{\Delta I_b}{I_N} = K \cdot \frac{\Delta U}{U_N} \quad (18)$$

Abweichungen davon sind abhängig vom Netzanschlusskonzept erlaubt, außerdem sind kurzzeitige Netztrennungen zugelassen. Die Konstante  $K$  muss zwischen null und zehn einstellbar sein. Während bei einem 3-poligen Fehler ein Blindstrom von mindestens 100 % des Nennstromes möglich sein muss, werden bei 1- bzw. 2-poligem Fehler nur mindestens 40 % gefordert. Die Reduktion des Wirkstromes zugunsten des Blindstromes ist generell zulässig.

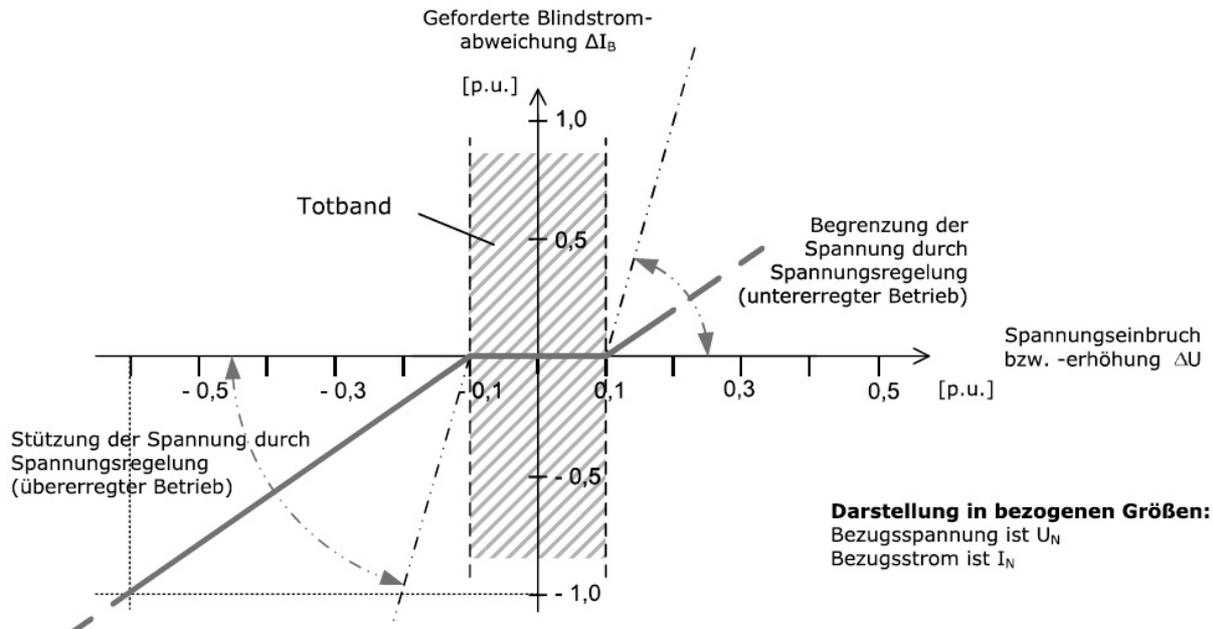


Abbildung 23: Spannungsstützung durch Windenergieanlagen bei Netzfehlern [48]

Neben dem Anschluss an das Mittelspannungsnetz wird in § 3 SDLWindV der Anschluss an das Hoch- und Höchstspannungsnetz festgelegt. Darin wird auf die Anforderungen des TransmissionCode 2007 verwiesen, wobei unter anderen folgende abweichende Regelungen gelten:

- Die Windenergieanlagen sind von der Pflicht der Primärregelung befreit.
- Im Teillastbetrieb gelten Mindestanforderungen an die Blindleistungsbereitstellung gemäß der Bilder 3.3d bis 3.3f der SDLWindV.
- Während eines Netzfehlers gelten die Anforderungen an den Blindstrom gemäß **Abbildung 23**.

## 4.6 Zusammenfassung rechtliche Rahmenbedingungen

In dem Kapitel „rechtliche Rahmenbedingungen“ wurden die grundlegenden Informationen aus dem Energiewirtschafts- und Erneuerbare-Energien-Gesetz entnommen. Die wichtigsten Paragraphen dieser beiden Gesetze sind in **Tabelle 5** zusammengefasst.

**Tabelle 5:** Wesentliche Paragraphen des EnWG und EEG

| Energiewirtschaftsgesetz                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | Erneuerbare-Energien-Gesetz                                                                                                                                                                                                                                                                      |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sicherer und zuverlässiger Netzbetrieb (§ 11)</li> <li>• Regelverantwortung bei Energieübertragung (§ 12)</li> <li>• Sicherstellen der Netzfähigkeit und der Übertragungskapazität (§ 12)</li> <li>• Ergreifung netz- und marktbezogener Maßnahmen bei Störung (§ 13)</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Vorrangige Netzeinspeisung (§ 11)</li> </ul> <p><b>Netzstabilitätsmaßnahmen:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Einspeisemanagement (§ 14)</li> <li>• SDLWindV (§ 9)</li> <li>• Flexibilitätszuschlag für Biogasanlagen (§ 53)</li> </ul> |

Die technischen Anforderungen, welche die EZA bezüglich der Frequenz- und Spannungshaltung einhalten müssen, sind für die Großkraftwerke des Übertragungsnetzes im Transmission-Code 2007 und für die dezentralen EZA des Mittelspannungsnetzes in der Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ beschrieben. Die wesentlichen Anforderungen der beiden Richtlinien sind in **Tabelle 6** für die Frequenzhaltung und in **Tabelle 7** für die Spannungshaltung gegenübergestellt.

**Tabelle 6:** Vergleich der Anforderungen hinsichtlich der Frequenzhaltung

|                                          | TransmissionCode 2007                                                         | Mittelspannungsrichtlinie            |
|------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------|
| <b>Überfrequenz<br/>(ab 50,2 Hz)</b>     | Leistungsreduktion mit<br>4-8 % Statik                                        | Leistungsreduktion mit<br>5 % Statik |
| <b>Unterfrequenz<br/>(unter 49,8 Hz)</b> | Mindestanforderungen zur<br>Aufrechterhaltung des Betriebs<br>& 5-Stufen-Plan | Keine Aussage                        |
| <b>Primärregelung</b>                    | Verpflichtend für EZA<br>ab 100 MW                                            | Keine Aussage                        |

**Tabelle 7:** Vergleich der Anforderungen hinsichtlich der Spannungshaltung

|                                                                                        | <b>TransmissionCode 2007</b>                                                                                    | <b>Mittelspannungsrichtlinie</b>                                                                        |
|----------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Statisch<br/>cos <math>\varphi</math> - Bereich<br/>(unter- bis<br/>übererregt)</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• 0,925 – 0,95</li> <li>• 0,95 – 0,925</li> <li>• 0,975 - 0,9</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• 0,95 – 0,95</li> </ul>                                         |
| <b>dynamisch</b>                                                                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Keine Netztrennung</li> <li>• Blindstromeinspeisung</li> </ul>         | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Keine Netztrennung</li> <li>• Blindstromeinspeisung</li> </ul> |

Die Gegenüberstellungen zeigen, dass die generellen Anforderungen für die Spannungshaltung im Mittelspannungsnetz ähnlich denen des Übertragungsnetzes sind. Jedoch sind für das Mittelspannungsnetz noch keine Anforderungen bezüglich des Verhaltens bei Unterfrequenz und den damit verbundenen Regelleistungseinsatz definiert. Die Notwendigkeit diesbezüglicher Anforderungen und die Möglichkeit der technischen Realisierung folgen im Kapitel „Frequenzhaltung mit dezentralen Erzeugungsanlagen“.

## 5 Frequenzhaltung mit dezentralen Erzeugungsanlagen

Zu Beginn wird der zukünftig benötigte Bedarf an Momentanreserve und Regelleistung aufgezeigt. Daraufhin werden die dezentralen Erzeugungsanlagen (EZA) auf ihre Fähigkeit zur Momentanreserve- und Regelleistungsbereitstellung untersucht. Abschließend werden Änderungsvorschläge hinsichtlich der Anforderungen am Regelleistungsmarkt gegeben, um den Eintritt dezentraler EZA in diesen Markt zu ermöglichen.

### 5.1 Zukünftiger Bedarf an Momentanreserve und Regelleistung

Im Februar 2014 hat die Deutsche Energieagentur (dena) eine Studie veröffentlicht, die in Zusammenarbeit mit der Technischen Universität Dortmund den Bedarf an Systemdienstleistungen ermittelt [44]. Als Datengrundlage diente für Deutschland das Szenario B des Netzentwicklungsplans 2012 [5] und für Europa der „Scenario Outlook and Adequacy Forecast“ [49]. Im Folgenden soll der Bedarf an Momentanreserve und Regelleistung für das Jahr 2033 gezeigt werden.

Hinsichtlich der Momentanreserve wurde ein mathematisches Modell in Matlab/Simulink erstellt, welches den Frequenzverlauf nach einem extremen Leistungsausfall von 3.000 MW untersucht. Dieser Wert entspricht dem Ausfall zweier Großkraftwerke. **Abbildung 24** stellt die kinetische Energie im Jahr 2033 dar, die dem ENTSO-E Verbundnetz bei einem plötzlichen Leistungsausfall von 3.000 MW entnommen würde. Das dargestellte Szenario IV geht von einem hohen Anteil an Windkraftanlagen und einem geringen Anteil konventioneller Erzeugungsanlagen aus. Die kinetische Energie, die dem Verbundnetz bei diesem Großausfall entzogen würde, beträgt in diesem Szenario 6,95 MWh. Das wichtigste Kriterium für ein stabiles Netz ist die Einhaltung einer maximalen dynamischen Frequenzabweichung von 800 mHz. Dies bedeutet, dass eine Netzfrequenz von 49,2 Hz nicht unterschritten werden darf. Der kritische Wert von 49,2 Hz wird nach den Berechnungen erst ab einer dem Verbundnetz entnommenen kinetischen Energie von 10 MWh erreicht. Somit wäre für das ENTSO-E Netz bis zum Jahr 2033 ein stabiler Netzbetrieb gewährleistet. Betrachtet man allerdings den Beitrag Deutschlands zur Netzstützung, so würde dieser von 0,95 MWh im Jahr 2011 auf 0,27 MWh im Jahr 2033 sinken. Möchte Deutschland seinen Beitrag zur Systemstützung auch weiterhin beibehalten, sind alternative Möglichkeiten zur Momentanreservebereitstellung notwendig. Zwei dieser Möglichkeiten werden in Kapitel 5.2 vorgestellt.

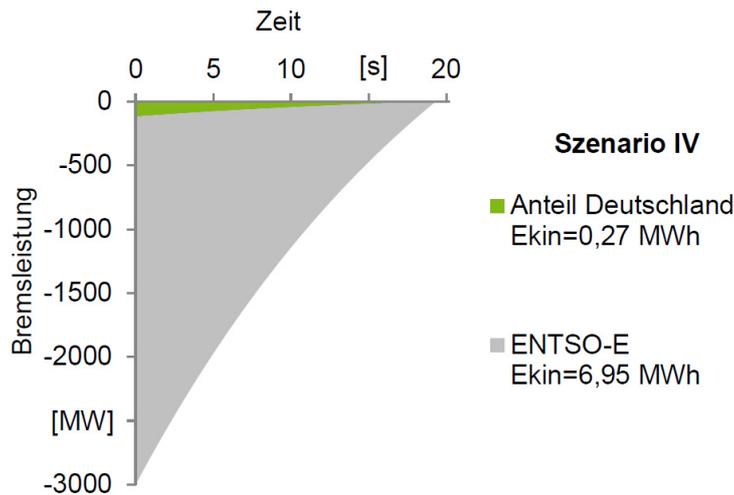
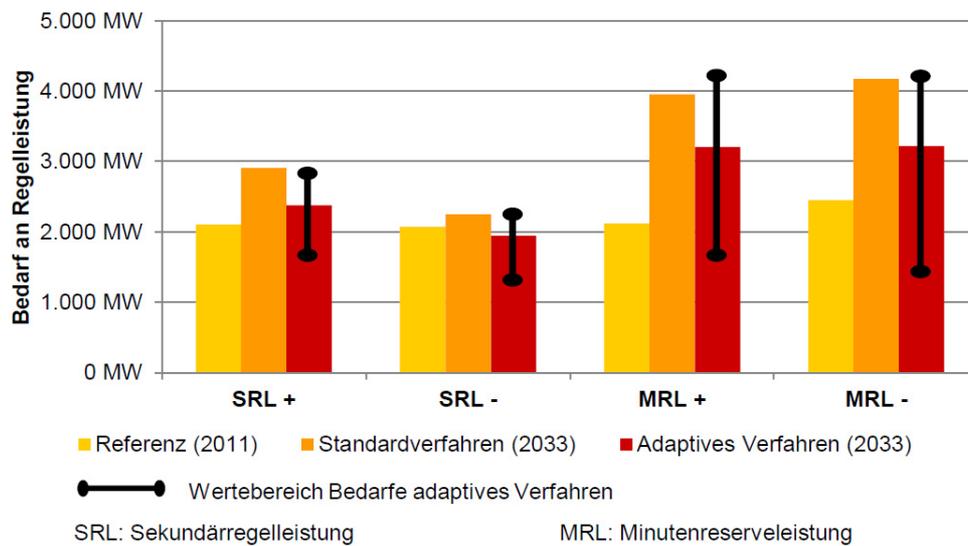


Abbildung 24: Momentanreserve bei geringer konventioneller Erzeugung [44]

Des Weiteren wurde in der Studie untersucht, inwieweit die derzeitigen Erbringer von Primärregelleistung, also hydraulische und thermische Kraftwerke, den Bedarf im Jahr 2033 noch decken können. Hierzu wurden die Leistungsgradienten der Kraftwerkstechnologien ermittelt. Innerhalb der von der Primärregelung geforderten 30 Sekunden können die thermischen Kraftwerke 3 % bis 6 % und Pumpspeicherwerke 50 % ihrer Nennleistung bereitstellen. Unter der Annahme, dass jede Kraftwerkstechnologie ihre maximale gradientenspezifische Leistung für die Primärregelung vorhält, kommt es im Jahr 2033 in 30 % der Jahresstunden zu einem nur teilweise bis überhaupt nicht gedeckten Primärregelleistungsbedarf. Bei diesem Ergebnis wurden jedoch die aktuell geltenden Vorlaufzeiten von einer Woche nicht berücksichtigt. Wird die einwöchige Vorlaufzeit einkalkuliert, kann laut den Berechnungen zu keinem Zeitpunkt die benötigte Primärregelleistung vorgehalten werden. Demzufolge sind alternative Erbringungsmöglichkeiten sowie eine Änderung der Richtlinien für die künftige Netzstabilität unabdingbar.

Der Bedarf an Sekundärregelleistung und Minutenreserve wird von den Übertragungsnetzbetreibern durch ein faltungsbasiertes Verfahren quartalsweise bestimmt. Dabei wird das Wahrscheinlichkeitsdichteverhalten der verschiedenen Einflussgrößen, wie z.B. kurzfristige Lastauschläge, Prognosefehler und das Kraftwerksausfallverhalten, durch die Methode der Faltung in eine gemeinsame Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Bilanzabweichung übertragen [50]. **Abbildung 25** zeigt den ermittelten Bedarf an Sekundärregelleistung und Minutenreserve für das Jahr 2033 im Vergleich zum Referenzjahr 2011. Zunächst soll das Standardverfahren (gelb und orange) betrachtet werden, das den Regelleistungsbedarf quartalsweise berechnet. Während beim Sekundärregelleistungsbedarf nur eine geringe Zunahme bis zum Jahr 2033 zu beobachten ist, steigt der Bedarf an positiver und negativer Minutenreserve fast um das Doppelte an. Der Grund für den hohen Minutenreserveleistungsbedarf liegt vor allem an dem höheren absoluten Prognosefehler aufgrund der steigenden Anzahl volatiler EZA. Die Ergebnis-

se hinsichtlich des Reservebedarfs im Jahr 2033 decken sich mit den Ergebnissen der Studie des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt [51].



**Abbildung 25:** Abschätzung des zukünftigen Regelleistungsbedarfs [44]

Eine Möglichkeit, den Regelleistungsbedarf zu reduzieren, wäre, die quartalsweise Bedarfsausschreibung durch eine tägliche, auf Prognosen basierende Ausschreibung zu ersetzen. Dies wird als adaptives Verfahren bezeichnet. Der Grafik kann entnommen werden, dass mit dieser Art der Kalkulation der zukünftige Bedarfsanstieg reduziert werden könnte. Auch die TU Dortmund [52] hat ein adaptives Modell entwickelt, um den zukünftigen Bedarf an Reserveleistung abschätzen zu können. Durch diese flexible Methode wird der Bedarf entsprechend der aktuellen Energieerzeugungssituation berechnet. So kommt es, insbesondere bei der Minutenreserveleistung, an Tagen mit einer stark volatilen Einspeisung zu einem entsprechend höheren Bedarf als an Tagen ohne volatile Einspeisung. Die Ergebnisse des zukünftigen Bedarfs sind hierbei nahezu identisch mit denen der dena-Studie.

Weitere Möglichkeiten, den Anstieg des Regelleistungsbedarfs einzuschränken, sind eine Verbesserung der Prognosegüte, die Ausweitung des Netzregelverbundes auf internationaler Ebene und Maßnahmen zur gleichmäßigeren Einspeisung volatiler Erzeugungsanlagen (vgl. Kapitel 7). Des Weiteren kann der Regelenergiebedarf durch die Umstellung von Stunden- auf Viertelstundenprodukte am Spotmarkt gesenkt werden. Dadurch können die systematischen Einspeiseabweichungen, die bei steilen Photovoltaik- und Windenergieanlagen auftreten, reduziert werden. Nach Angaben des Geschäftsführers der TransnetBW GmbH gibt es bereits Überlegungen hinsichtlich eines Viertelstundenhandels am Spotmarkt [53].

## 5.2 Technisches Vermögen der dezentralen Erzeugungsanlagen

Im letzten Kapitel wurde gezeigt, dass es zu Engpässen in der Regelleistungsversorgung kommen kann. Zudem sinkt der Beitrag Deutschlands an der Momentanreserve im ENTSO-E Netz. Aufbauend auf den eingangs beschriebenen Grundlagen soll nun das technische Vermögen der dezentralen EZA zur Frequenzhaltung aufgezeigt werden. Im Fokus stehen insbesondere die Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Sie stellen keinen natürlichen Beitrag zur Momentanreserve zur Verfügung. Außerdem erschwert die volatile Primärenergiecharakteristik die Regelleistungsvorhaltung. Gleichzeitig sind Windkraft- und Photovoltaikanlagen diejenigen EZA, die zukünftig einen Großteil der Stromerzeugung erbringen werden.

### 5.2.1 Technisches Vermögen: Momentanreserve

Bevor die vorgehaltene Regelleistung bei einer Störung im Netz zum Einsatz kommt, wirkt die Massenträgheit des Maschinensatzes der Großkraftwerke durch Ein- oder Ausspeicherung von Rotationsenergie stabilisierend auf die Netzfrequenz. Im Zuge des weiteren Ausbaus regenerativer Energien und der damit verbundenen Abschaltung konventioneller Kraftwerke reduziert sich der Anteil direkt gekoppelter Synchronmaschinen am Netz. Dies führt zu wesentlich höheren Frequenzgradienten bei Netzstörungen und erhöht damit die Gefahr von Verbraucher- oder Kraftwerksabschaltungen [54]. Um den Verlust der natürlichen Schwungmassen zu kompensieren, gibt es verschiedene Möglichkeiten [44]:

- Bereitstellung einer künstlichen Momentanreserve durch volatile EZA,
- Nutzung von Speichertechnologien,
- Beibehaltung des Phasenschieberbetriebs bei stillgelegten Kraftwerken,
- Erhöhung der Frequenzabhängigkeit von Lasten,
- Steigerung der Kraftwerksdynamik,
- Unterstützung durch „must-run“ Kraftwerke.

Der Fokus dieser Arbeit liegt auf den dezentralen EZA. Daher wird nun die Möglichkeit der Bereitstellung einer künstlichen Momentanreserve durch volatile EZA untersucht.

#### Windenergieanlagen

Bei den Windenergieanlagen besteht die Möglichkeit, die Rotoren elektronisch einzubinden. Dadurch können moderne Anlagen ähnlich wie Synchrongeneratoren bei Unterfrequenz zusätzliche Leistung als Momentanreserve bereitstellen. Laut dena stellt die elektronische Einbindung der Windenergieanlagenträgheit das größte Potenzial zur zukünftigen Momentanreservebereitstellung dar, da es sich um die wirtschaftlich attraktivste Möglichkeit handelt [44].

In [55] wird die Massenträgheit von verschiedenen Windenergieanlagenkonzepten analysiert. Damit drehzahlvariable Windenergieanlagen in der Lage sind, Momentanreserve bereitzustellen, brauchen sie eine geeignete Regelung sowie eine entsprechende Auslegung des Generators, des Umrichters und der mechanischen Komponenten. Die als Momentanreserve abgebbare Leistung ist von der Anfangsgeschwindigkeit des Rotors  $\omega_0$  in U/min, der Änderung der Rotorgeschwindigkeit ( $\Delta\omega = \omega_0 - \omega_1$ ) und der Frequenzeinbruchsdauer  $\Delta t$  abhängig ( $J$  = Massenträgheit des Windrotors in  $\text{kg}\cdot\text{m}^2$ ). Dieser Zusammenhang kann mit untenstehenden Formeln nachvollzogen werden:

$$\Delta E = \frac{1}{2} \cdot J \cdot (\omega_0^2 - \omega_1^2) = \frac{1}{2} \cdot J \cdot (2 \cdot \omega_0 \cdot \Delta\omega + \Delta\omega^2) \quad (19)$$

$$\Delta P = \frac{\Delta E}{\Delta t} \quad (20)$$

Wird beispielsweise eine drehzahlvariable 1,5 MW-Windenergieanlage mit einer Anfangsgeschwindigkeit von  $\omega_0 = 20$  U/min um  $\Delta\omega = 5$  U/min abgebremst, könnte sie bis zu 200 kW aus der Trägheit des Rotors für fünfzehn Sekunden abgeben. Muljadi et al. zeigen in ihrer Simulation, dass die Frequenz durch die kurzzeitige Erhöhung der WEA-Einspeiseleistung temporär stabilisiert werden kann. Damit die Drehzahl dabei nicht zu stark sinkt, sollte die Dauer der Bremsenergieeinspeisung jedoch nicht mehr als zehn bis fünfzehn Sekunden betragen. Denn nach der kurzzeitig erhöhten Leistungsabgabe arbeitet die Turbine nicht mehr in ihrem optimalen Arbeitspunkt, wodurch die Leistungsabgabe geringer ist als vor der Frequenzabweichung. Dieser Zusammenhang wird in **Abbildung 26** verdeutlicht. Ob sich diese Form der künstlichen Momentanreserve bei einem hohen Anteil an Windenergieanlagen bewährt, ist Gegenstand weiterer Untersuchungen [56].

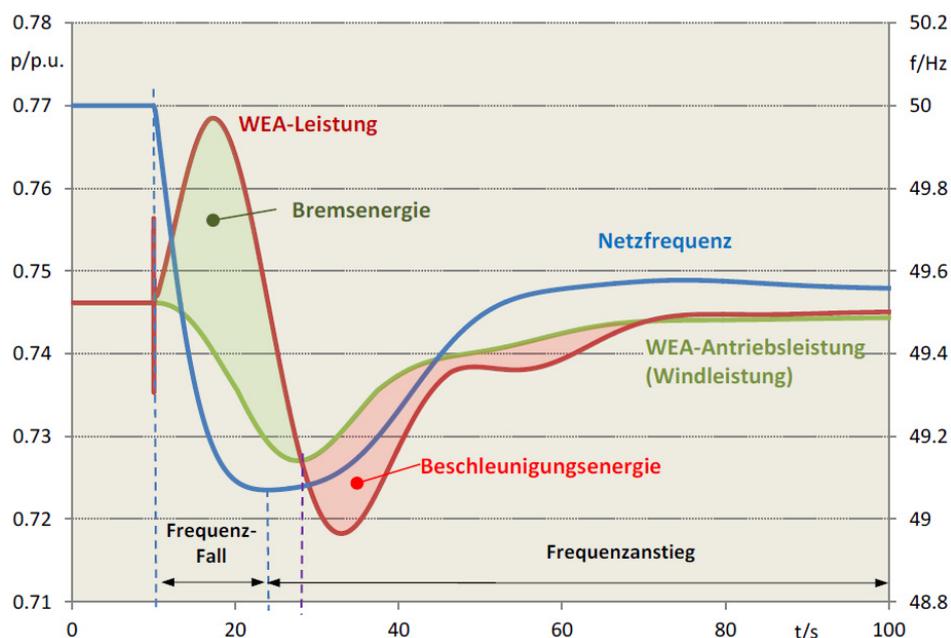


Abbildung 26: Energie der rotierenden WEA-Massen [56]

Einige Anlagenhersteller bieten diese Funktion bereits an. So hat General Electric die Regelung „WindINERTIA“ entwickelt, die Frequenzabweichungen erkennt und für einige Sekunden eine zusätzliche Leistung von 5 % bis 10 % der Turbinenleistung liefert. Dabei wird keine zusätzliche Hardware benötigt und es entstehen keine Nachteile bezüglich der Turbinenlebensdauer und des jährlichen Energieertrages [57]. Enercon hat ebenfalls ein Anlagenkonzept entworfen, das den Namen „Inertia Emulation“ trägt. In einem Betriebsbereich von 4 % bis 100 % der Nennwirkleistung kann die WEA um bis zu 10 % der Nennleistung für eine Dauer von zehn Sekunden zur Verfügung stellen. Die zehn Sekunden sind hier bewusst von Enercon gewählt worden, um einen Strömungsabriss an den Rotorblättern zu vermeiden [58]. In einigen Ländern, z.B. in Spanien, Irland und Dänemark, ist die elektronische Einbindung der Rorträgheit der Windenergieanlagen bereits weit fortgeschritten [55]. In Kanada gilt bereits die Bestimmung, dass Windenergieanlagen mit einer Nennleistung von größer als 10 MW Momentanreserve bereitstellen müssen [44].

### Photovoltaikanlagen

Die heutige, selbstgeführte Leistungselektronik ist in der Lage, den Wirkleistungsfluss sowohl bei statischen als auch bei dynamischen Frequenzabweichungen zu steuern. Die Taktfrequenz des Wechselrichters, welche zumeist bei einigen Kilohertz liegt, entscheidet dabei über die Reaktionszeit [54]. Im Folgenden wird berechnet, wieviel kinetische Energie aus den Schwungmassen eines Generators bei einem Frequenzabfall frei wird. Diese Energiemenge müsste demnach eine Photovoltaikanlage als künstliche Momentanreserve z.B. durch einen Speicher bereitstellen, um zur Netzstabilität beizutragen zu können.

Die Berechnung der benötigten Energiemenge wird in Anlehnung an [59] durchgeführt. Die Nennleistung  $P_n$  eines Generators hängt mit dem Nennmoment  $M_n$  und der Nennwinkelgeschwindigkeit  $\omega_n$  folgendermaßen zusammen:

$$P_n = \omega_n \cdot M_n \quad (21)$$

Die Anlaufzeitkonstante  $T_A$  beschreibt die Dauer, welche ein leerlaufender Generator-Turbinen-Satz mit einer Trägheit  $J$  bei wirkendem Nennmoment  $M_n$  zur Beschleunigung aus dem Stillstand auf Nennwinkelgeschwindigkeit  $\omega_n$  benötigt. Mit Formel (22) ergibt sich die Anlaufzeitkonstante zu:

$$T_A = \omega_n \cdot \frac{J}{M_n} = \omega_n^2 \cdot \frac{J}{P_n} \quad (22)$$

Bei einer Leistungsdifferenz  $\Delta P$  kommt es zu einem Ungleichgewicht zwischen dem Antriebs- und dem Gegenmoment. Dies äußert sich in einer Änderung der Winkelgeschwindigkeit nach Formel (23):

$$\frac{\Delta\omega}{\Delta t} = \frac{M}{J} = \frac{\omega_n^2 \cdot M}{T_A \cdot P_n} = \frac{\omega_n \cdot \Delta P}{T_A \cdot P_n} \quad \text{bzw.} \quad \frac{\Delta f}{\Delta t} = \frac{f_n \cdot \Delta P}{T_A \cdot P_n} \quad (23)$$

Mit einer maximalen Frequenzabsenkung auf 47,5 Hz und einer im ENTSO-E Verbundnetz typischen Anlaufzeitkonstante von zehn Sekunden [54, 59] ergibt sich nach Umformung der Gleichung (23) folgender Wert für die Abschätzung der Speichergröße:

$$\frac{\Delta P \cdot \Delta t}{P_n} = \frac{T_A}{f_n} \cdot \Delta f = \frac{10 \text{ s}}{50 \text{ Hz}} \cdot (50 \text{ Hz} - 47,5 \text{ Hz}) = 0,5 \frac{\text{MWs}}{\text{MW}_{\text{inst}}} \quad (24)$$

Eine 1 MW-EZA müsste demnach eine zusätzliche Energie von 500 kW<sub>s</sub>, also etwa 0,14 kWh, bereitstellen, um auf eine maximale Frequenzabweichung von 2,5 Hz reagieren zu können.

In einem weiteren Schritt soll die maximale Leistung ermittelt werden, mit der ein dynamischer Frequenzeinbruch ausgeregelt werden könnte. Der maximale Frequenzgradient kann dazu mit Gleichung (23) für die Auslegungsstörleistung der ENTSO-E von  $\Delta P = 3.000 \text{ MW}$  bei einer schwachen Last im europäischen Netz von  $P_n = 150 \text{ GW}$  [54] zu  $df/dt = 0,1 \text{ Hz/s}$  bestimmt werden:

$$\frac{\Delta f}{\Delta t} = \frac{f_n \cdot \Delta P}{T_A \cdot P_n} = \frac{50 \text{ Hz} \cdot 3 \text{ GW}}{10 \text{ s} \cdot 150 \text{ GW}} = 0,1 \frac{\text{Hz}}{\text{s}} \quad (25)$$

Das bedeutet, dass bei diesem Frequenzgradienten die Grenzfrequenz von 47,5 Hz innerhalb von 25 Sekunden nach Formel (26) erreicht wäre. Eine Photovoltaikanlage mit einer installierten Leistung von  $P_{\text{inst}} = 1 \text{ MW}$  und einer künstlichen Momentanreserve nach Formel (24) von  $\Delta E_{\text{MomRe}} = 0,5 \text{ MWs}$  müsste demnach eine zusätzliche Leistung von 20 kW, also 2 % ihrer Nennleistung, für die Systemstützung bereitstellen:

$$\frac{\Delta f}{\Delta t} = \frac{50 \text{ Hz} - 47,5 \text{ Hz}}{\Delta t} = 0,1 \frac{\text{Hz}}{\text{s}} \rightarrow \Delta t = 25 \text{ s} \quad (26)$$

$$\Delta P_{\text{MomRe}} = \frac{\Delta E_{\text{MomRe}}}{\Delta t} = \frac{0,5 \text{ MWs}}{25 \text{ s}} = 0,02 \text{ MW} \quad (27)$$

Es bestehen nun zwei Möglichkeiten, wie die Photovoltaikanlage diese Momentanreserve zur Verfügung stellen könnte. Einerseits könnte die Anlage stets um 2 % abgeregelt betrieben werden, andererseits könnte ein zusätzlicher Speicher entweder über einen DC/DC-Wandler an den DC-Zwischenkreis des Photovoltaikwechselrichters oder mit einem eigenen Wechselrichter installiert werden [54]. Für die Wahl eines geeigneten Speichers sollten einige Kriterien beachtet werden. Da die Netzfrequenz ständigen Schwankungen unterworfen ist, was ein häufiges Laden und Entladen des Speichers zur Folge hat, sollte die Speichertechnologie eine hohe Zyklenzahl aufweisen. Darüber hinaus sollte der Speicher eine kurze Ansprech- und

Entladezeit haben, also in kürzester Zeit aktivierbar sein. Derzeit verfügbare Technologien, die diese Eigenschaften erfüllen können, wären Kondensatoren, Ultracaps, Schwungräder und supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES) [59]. Da jedoch Schwungräder und insbesondere SMES relativ teuer sind, wären für diese Anwendung eher die Kondensatoren und Ultracaps zu empfehlen [60, 61].

### 5.2.2 Technisches Vermögen: Regelleistung

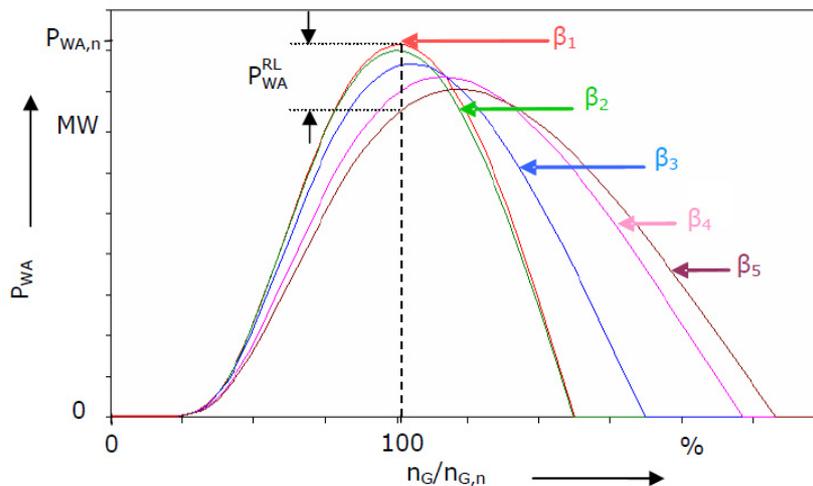
Wie in Kapitel 5.1 besprochen, könnte der Regelleistungsbedarf zukünftig stark steigen. Zugleich sinkt der Anteil typischer Regelleistungsanbieter an der Stromerzeugung. Aus diesem Grund ist die Teilnahme alternativer Regelleistungserbringer am Regelleistungsmarkt zwingend notwendig. Diese alternativen Erbringer können dezentrale EZA, aber auch Batteriespeicher, steuerbare Lasten sowie Power-to-X-Technologien sein. Unter „steuerbaren Lasten“ werden beispielsweise Wärmepumpen, Stromheizungen und Elektroautos oder auch gesamte Haushalte und Industrien verstanden, deren Strombezug markt- und bedarfsorientiert gesteuert wird. Der Begriff „Power-to-X-Technologien“ bezeichnet verschiedene Möglichkeiten zur Umwandlung von Überschussstrom in eine andere Energieform. Der nicht benötigte Strom kann dabei beispielsweise in Gas (Power-to-Gas) oder Wärme (Power-to-Heat) gewandelt werden. Schließlich zählen auch die dezentralen EZA zu den alternativen Regelleistungserbringern. Im Folgenden werden nun energieträgerspezifische Möglichkeiten zur Flexibilisierung der einzelnen dezentralen EZA besprochen.

#### Windkraftanlagen

Der Primärregelleistungsbedarf im Jahr 2033 könnte laut dena zu 99 % gedeckt werden, wenn zusätzlich zu den konventionellen Erbringern alle Windenergieanlagen 2 % ihrer Einspeiseleistung zur Abregelung bereithalten bzw. 2 % ihrer Einspeiseleistung vorhalten würden. Am sinnvollsten wäre jedoch eine Abregelung bzw. Vorhaltung von etwa 1,5 % der aktuellen Einspeiseleistung, da bis zu diesem Wert der Grenznutzen aufgrund der zeitlichen Entsprechung von Windaufkommen und Primärregelleistungsbedarf am größten ist. Der Deckungsgrad des Primärregelleistungsbedarfs läge dann bei circa 96 % [44].

In der Dissertation von Al-Awaad [32] wurden die Windenergieanlagen auf die Fähigkeit der Regelleistungsbereitstellung untersucht. Die abgegebene Leistung einer Windkraftanlage kann durch die Verstellung des Pitchwinkels mit Hilfe der Pitchregelung verändert werden. Die Pitchregelung dreht zum Schutz der Anlage beispielsweise das Rotorblatt leicht aus dem Wind, sobald die dargebotene Windleistung größer als die Nennleistung ist. Für die Regelleistung könnte die gleiche Technik verwendet werden. Bei konstanter Windgeschwindigkeit könnte die Windkraftanlage mit gedrosselter Leistung betrieben werden, indem beispielsweise der Pitchwinkel  $\beta_5$  statt  $\beta_1$  gewählt wird (siehe **Abbildung 27**). Somit könnte die Anlage eine positive Regelleistung von bis zu  $P_{WA}^{RL}$  bereitstellen. Analog dazu könnte die Anlage mit  $\beta_1$

betrieben werden und im Bedarfsfall durch einen größeren Pitchwinkel (z.B.  $\beta_5$ ) negative Regelleistung zur Verfügung stellen.



**Abbildung 27:** Zusammenhang zwischen Pitchwinkel und Leistungsabgabe [32]

Um das Präqualifikationsverfahren für die Primärregelleistung bestehen zu können, müssen die Anlagen automatisch auf eine Frequenzabweichung reagieren und ihre vorgehaltene Leistung innerhalb von 30 Sekunden vollständig zur Verfügung stellen. Zur Untersuchung der Reaktionsgeschwindigkeit hat Al-Awaad ein Simulationsmodell einer Windkraftanlage mit einem doppelt gespeisten Asynchrongenerator und ein Modell einer Anlage mit einem Synchrongenerator erstellt. In dem Test laufen die 2 MW-Windkraftanlagen bei Nennwindgeschwindigkeit gedrosselt mit 1,9 MW und sollen eine positive Regelleistung von 0,05 MW liefern. Laut Al-Awaad würden beide Windkraftanlagentypen die nötige Regelleistung in fast fünfzehn Sekunden aktivieren können und damit das Präqualifikationsverfahren bestehen.

Auch das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) kommt aufgrund eines Feldtests mit zwei Windparks von insgesamt 40 MW in Brandenburg zu dem Schluss, dass die Aktivierungszeit von 30 Sekunden in jedem Falle eingehalten werden kann [62]. In **Abbildung 28** ist das Ergebnis des Feldtests für einen der beiden Windparks dargestellt. Im oberen Bild ist die theoretisch mögliche Einspeisung (gelb) sowie der Sollwert (rot) und Istwert (blau) der Einspeisung zu sehen. Die absoluten Werte der Regelleistungseinspeisung sind im unteren Bild dargestellt. Ein Toleranzband markiert im unteren Bild den zulässigen 30s-Bereich nach dem Sollwertsprung für die Bewertung der Reaktionsgeschwindigkeit und den 10%-Bereich der Regelleistungsübererbringung zur Bewertung der Genauigkeit. Getestet wurden im Feldtest zum einen der Abruf der vorgehaltenen Leistung von 3 MW in negativer und positiver Richtung und zum anderen die Fähigkeit des Windparks, der realen Netzfrequenz zu folgen. Es ist deutlich erkennbar, dass der Windpark sehr schnell auf die vorgegebenen Leistungssprünge reagiert und damit das Geschwindigkeitskriterium leicht einhält. Allerdings kann der Windpark eine Genauigkeit von 10 % Maximalabweichung vom

Sollwert nicht einhalten. Dies liegt an einer zeitlichen Verzögerung bei der Sollwertübermittlung von der Leitwarte zum Windpark sowie an der sich rapide ändernden Windeinspeisung und den damit verbundenen Ungenauigkeiten bei der Bestimmung der möglichen Einspeisung. Somit schlussfolgern die Autoren, dass unter diesen Gegebenheiten einzelne Windparks keine Primär- und Sekundärregelleistung erbringen können. Allerdings könnte die Genauigkeit durch schnellere Windparkregler, windparkinterne Berechnungen der möglichen Einspeisung und Windparkpooling zur Nutzung von Ausgleichseffekten verbessert werden. Anders verhält es sich für die Minutenreserve. Betrachtet man die Abweichungen über einen Zeitraum von einer Minute, so gleichen sich die Abweichungen innerhalb dieser Zeitspanne aus. Windparks könnten somit ihren Beitrag zur Minutenreserve leisten.

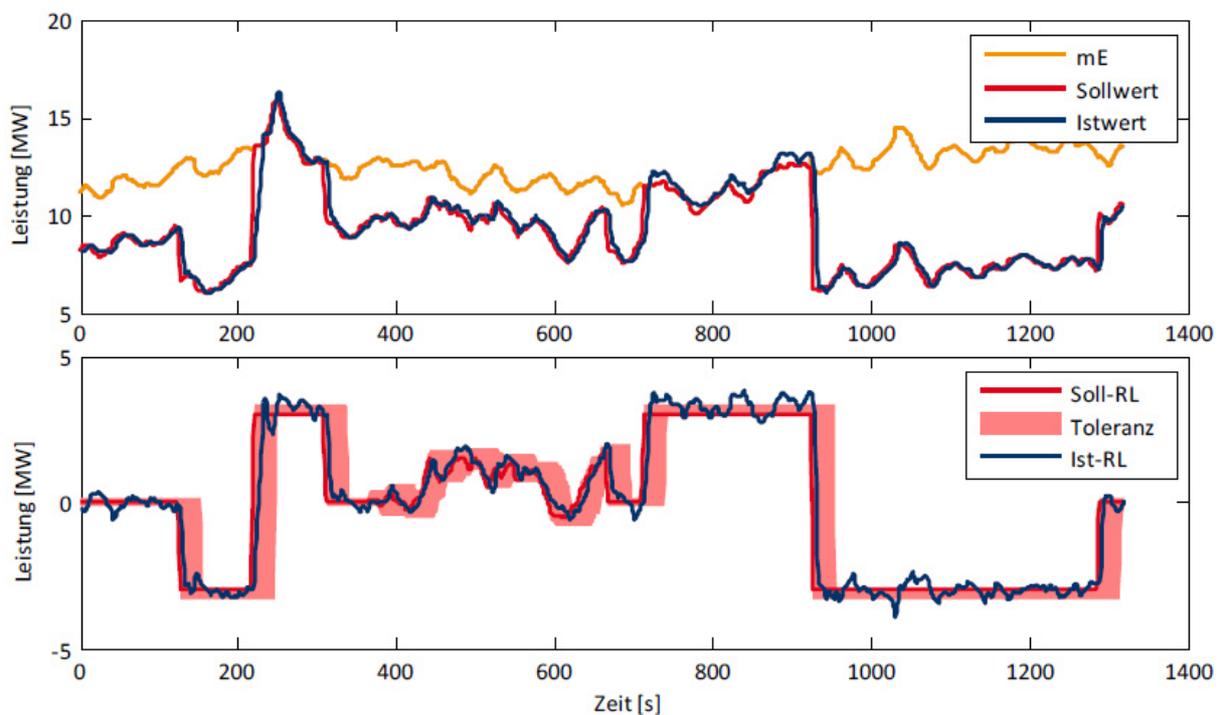


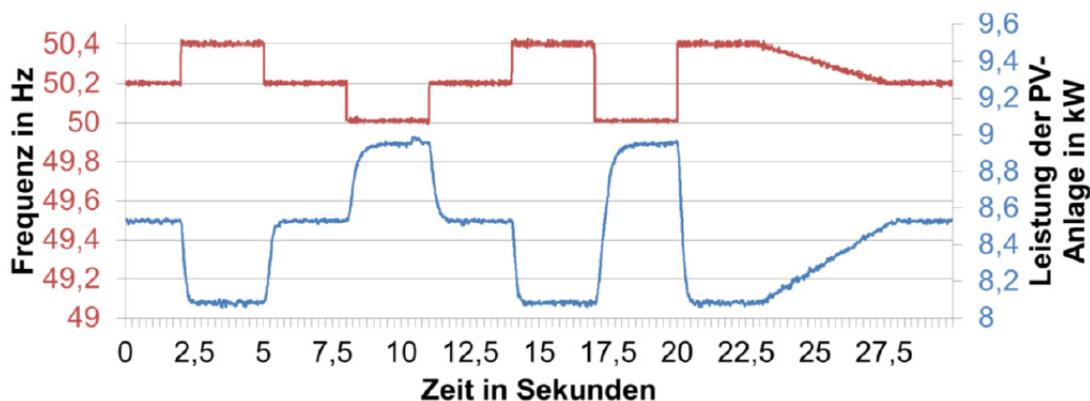
Abbildung 28: Feldtest zur Regelleistungsbereitstellung eines Windparks [62]

Der gedrosselte Betrieb der Windenergieanlage für die Bereitstellung positiver Sekundärregelleistung und positiver Minutenreserve ist zu hinterfragen. Windenergieanlagenbetreiber würden durch die gedrosselte Fahrweise weniger Energie einspeisen und damit an Vergütung verlieren.

### Photovoltaikanlagen

Ebenso wie bei den Windkraftanlagen, kann negative Regelleistung durch die gezielte Abregelung der Anlage bzw. positive Regelleistung mit einer durchgängig gedrosselten Fahrweise erzielt werden. Die Drosselung der Photovoltaikanlage kann durch die Wahl eines vom Maximum Power Point (MPP) abweichenden Arbeitspunktes erzielt werden [63]. Der im Wechselrichter implementierte MPP-Algorithmus setzt den Arbeitspunkt abhängig von der Tempe-

ratur und der Einstrahlung so, dass die Anlage die maximal mögliche Leistung liefert. Dazu stellt er die Spannung abhängig von der höchsten Leistungsabgabe ein. Indem nun eine etwas höhere Spannung gewählt wird, kann die Photovoltaikanlage gedrosselt betrieben werden und somit eine Reserveleistung vorhalten. In einer Simulation haben Zarina et al. [63] dargestellt, dass Photovoltaikanlagen bei einer Frequenzabweichung innerhalb weniger Sekunden den vorgegeben Sollwert annehmen können. Darüber hinaus haben Unger et al. [64] das tatsächliche Regelverhalten eines Wechselrichters für Photovoltaikanlagen untersucht. Ein Netzsimulator gab dafür einen sowohl sprunghaften als auch rampenförmigen Verlauf der Frequenz vor. In **Abbildung 29** ist die Reaktion der Photovoltaikanlage auf den Frequenzverlauf zu sehen. Bei Nennfrequenz, welche abweichend von der im Verbundnetz üblichen Frequenz hier mit 50,2 Hz festgelegt ist, wird die 9 kW-Photovoltaikanlage um 5 % gedrosselt betrieben. Es ist erkennbar, dass die Photovoltaikanlage bei konstanter Einstrahlung sehr schnell ihre Leistung entsprechend dem vorgegebenen Frequenzverlauf ändern kann.



**Abbildung 29:** Frequenzabhängige Leistungsänderung einer PVA [64]

Auch die Studie „Kombikraftwerk 2“ [65] hat in einem Feldtest die Möglichkeit der Regelleistungsbereitstellung von Photovoltaikanlagen getestet. Die Autoren der Studie sehen bei den Photovoltaikanlagen zukünftig ein hohes Potenzial, die Genauigkeit der Regelleistungsbereitstellung innerhalb eines Verbundes verschiedener Erzeugungsanlagen zu steigern. Der Grund dafür ist, dass die Photovoltaikanlagen besonders schnelle Einspeiseänderungen durchführen können. Allerdings sind bei den Feldtests, wie auch bei den Windenergieanlagen, Abweichungen von den vorgegebenen Werten aufgetreten. Bevor die Schnelligkeit der Photovoltaikanlagen zum Ausgleich von Regelleistungsschwankungen genutzt werden kann, müssen daher weitere Untersuchungen und Verbesserungen der Technik vorgenommen werden.

Laut dena können die Photovoltaikanlagen zur Deckung der Defizitstunden der Primärregelleistung im Jahr 2033 im Gegensatz zu den Windenergieanlagen nur in geringem Maße beitragen. Der Grund dafür ist die zeitliche Abweichung zwischen dem Primärregelleistungsbedarf und der zeitlich begrenzten Photovoltaikeinspeisung [44]. Dennoch könnten die Photovoltaikanlagen bei der Sekundär- und Minutenreserveleistung unter der Annahme geänderter

Marktbedingungen (vgl. Kapitel 5.3) vor allem für die negative Regelleistungsbereitstellung einen Beitrag liefern. Die positive Sekundär- und Minutenreserveleistung ist aufgrund der hohen Opportunitätskosten, wie auch bei den Windenergieanlagen, weniger attraktiv.

### **Wasserkraftanlagen**

Wasserkraftanlagen sind bereits heute einer der großen Stützpfeiler der Frequenzhaltung. Aktuell sind 60 % der präqualifizierten Primärregelleistungserbringer Wasserkraftanlagen [44]. Auch für die Zukunft werden Pumpspeicher-, Speicherwasser- und Laufwasseranlagen eine wichtige Rolle für die Regelleistung spielen.

Pumpspeicherwerke werden aufgrund ihrer hohen Leistungsgradienten von 100 % der Nennleistung pro Minute und der ausreichend großen Speicherkapazität der Wasserreservoirs bevorzugt für die Primär- und Sekundärregelleistung eingesetzt. Allerdings erfüllen Pumpspeicherwerke auch eine weitere wichtige Funktion. So wird bei einem Energieüberangebot durch volatile EZA der Pumpbetrieb und zu Spitzenlastzeiten der Generatorbetrieb des Pumpspeicherwerks genutzt. Soll zukünftig das volle Potenzial der Pumpspeicherwerke zur Deckung der Regelleistung eingesetzt werden, so müsste auf die energiemarktorientierte Betriebsweise verzichtet werden [44].

Laufwasseranlagen können durch Schwellbetrieb, auch Schwallbetrieb genannt, Regelleistung erbringen. Dazu wird das Wasser kurzzeitig aufgestaut oder die Durchflussmenge erhöht. Dieses Verfahren birgt noch weiteres Regelleistungspotenzial. So wurden im Jahr 2006 am Lech zehn Staustufen mit Schwellbetriebsfunktion präqualifiziert, die zusammen eine Primärregelleistung von 30 MW erbringen können [66]. Würden alle größeren Laufwasseranlagen auf ihre halbe Nennleistung gedrosselt werden, bestünde ein gesamtes Regelleistungspotenzial von etwa +/-1,3 GW. Jedoch unterliegen die Laufwasseranlagen hohen ökologischen Auflagen und Restriktionen bezüglich der Schifffahrt und der Fischerei. Pegelabsenkungen sind für gewöhnlich nur um 0,15 m bis 0,24 m erlaubt. Bei einem Regelleistungsangebot der halben Nennleistung bedeutet dies eine Bereitstellungsdauer von 10 - 30 Minuten. Das Regelleistungspotenzial von Laufwasseranlagen könnte durch weitere Speicherreservoirs und durch eine Änderung der Auflagen zur Pegelhöhe noch erweitert werden. Da die Bereitstellungsdauer begrenzt ist, aber die nötige Leistung sekundenschnell aktiviert werden kann, werden Laufwasseranlagen besonders für Primär- und Sekundärregelleistung genutzt [26].

### **Biomasseanlagen**

Die Fähigkeit, Regelleistung zu erbringen, variiert abhängig von der jeweiligen Technologie der Biomasseanlagen. Dabei kann es sich zum einen um Biogasanlagen, meist Blockheizkraftwerke (BHKW) mit Kolbenhubmotoren (Gas-Otto-Motor, Zündstrahlmotoren) oder Gasturbinen, handeln. Zum anderen gibt es auch Biomasseanlagen mit Dampf- oder Organic-Rankine-Cycle-Prozessen (ORC), die im Gegensatz zu den BHKW mit fester Biomasse befeuert werden [56]. Bei den derzeit installierten Biomasseanlagen handelt es sich zu etwa

zwei Drittel um gasbetriebene und zu etwa einem Drittel um mit fester Biomasse betriebene Anlagen [26].

Damit eine Biogasanlage flexibel betrieben werden kann, benötigt sie einen größeren bzw. zusätzlichen Gas- und Wärmespeicher sowie eine erhöhte Stromerzeugungskapazität. Für auf Vollaststundenbetrieb ausgelegte Anlagen sind die Speicher bisher nur zum Ausgleich der Gasproduktionsschwankungen konzipiert. Durch die Speichergröße ist auch die Höhe und Dauer der anzubietenden Regelleistung begrenzt. Soll die Anlage beispielsweise negative Regelleistung erbringen, müsste das bei Regelleistungsabruf kontinuierlich weiterproduzierte Biogas entsprechend zwischengespeichert werden. Der Wärmespeicher ist wiederum nötig, damit die Stromproduktion vom Wärmebedarf entkoppelt werden kann. Statt die Flexibilität durch einen größeren Gas- und Wärmespeicher zu erhöhen, könnte auch in das öffentliche Erdgas- und Fernwärmenetz eingespeist werden. Dazu müsste das Biogas mittels Gasaufbereitungsanlagen zu Biomethan in Erdgasqualität gewandelt werden. Damit die produzierte Gasmenge in kürzerer Zeit verstromt werden kann, ist zudem eine dementsprechende Erhöhung der Leistung notwendig [26]. Aufgrund der geringen Turbinen- bzw. Motor- sowie Generatormassen sind die BHKW flexibel kontrollierbar und große Lastgradienten können erzielt werden. Ein Kaltstart auf Nennleistung dauert bei den meisten BHKW mit Gasmotoren zwischen zwei und zehn Minuten und bei BHKW mit Mikrogasturbinen zwischen ein und zehn Minuten. Die Möglichkeit des schnellen Kalt- und Warmstartes setzt einige BHKW in die Lage, ihre gesamte Leistung für die Sekundärregelleistung anzubieten. Da die zeitlichen Anforderungen bei der Minutenreserveleistung geringer sind, könnte dafür ein jedes BHKW seine Gesamtleistung offerieren [56]. Mit einer passenden Konzeption und Regelungstechnik sowie einer regelbaren Treibstoffzufuhr können sich Biogasanlagen mit Gasturbinen sehr schnell regeln lassen und damit auch an der Primärregelung teilnehmen. Die Regelgeschwindigkeit von Mikrogasturbinen beträgt etwa 50 % der Nennleistung pro Minute. Unter der Mindestleistung von 50 % der Nennleistung sollten die Biogasanlagen mit Gasturbinen aufgrund steigender Verluste nicht betrieben werden [67].

Wie bei den Biogasanlagen müsste auch bei den Biomasseanlagen mit festen Brennstoffen ein entsprechender Wärmespeicher und eine erhöhte Anlagenleistung installiert und unter Umständen das Brennstofflager vergrößert werden. Biomasseanlagen mit Feststoffen reagieren vergleichsweise langsam auf angeforderte Laständerungen und sollten nur zwischen ihrer Mindest- und Höchstlast geregelt werden [26]. Die Teilnahme am Sekundärregelmarkt und damit auch am Minutenreservemarkt ist im Teillastbetrieb möglich [56].

Mit dem Flexibilitätszuschlag (vgl. Kapitel 4.2) hat die Politik einen Anreiz gegeben, die Biogasanlagen bedarfsorientiert zu betreiben und in den Regelleistungsmarkt zu integrieren. Derzeit sind insgesamt 800 MW an Biomasseanlagen für die Sekundär- und Minutenreserveleistung präqualifiziert [68].

## **Geothermieranlagen**

Die Regelleistungsbereitstellung durch Geothermieranlagen ist aufgrund der sensiblen Pumpen, des hohen Umrüstungsaufwandes und der derzeit hohen EEG-Vergütung aus ökonomischer Sicht weniger geeignet. Technisch gesehen wäre jedoch eine Teilnahme vor allem am Minutenreservemarkt möglich. Die technische Mindestleistung, auf die eine Geothermieanlage minimal abgeregelt werden könnte, bestimmt sich durch die von den Wärmetauschern benötigte minimale Thermalwassermenge. Diese beträgt etwa die Hälfte des Nenndurchflusses. Da die Maximalleistung der Geothermieranlagen von der Außentemperatur abhängt, ergibt sich abhängig von der Jahreszeit ein anderes Regelleistungspotenzial. So beträgt beispielsweise die Maximalleistung der Geothermieanlage in Sauerlach im Winter etwa 6 MW und im Sommer etwa 3,8 MW. Das mögliche Regelleistungsband wäre demnach im Winter beinahe doppelt so hoch wie im Sommer. Für die Leistungsrosselung stehen zwei Möglichkeiten zur Verfügung. So könnte die Fördermenge der Pumpe reduziert werden. Diese Möglichkeit ist jedoch nur schwer umzusetzen, da zum einen die benötigte Regelgeschwindigkeit nicht erzielt werden kann und zum anderen die Pumpe sehr sensibel auf Lastwechsel reagiert. Alternativ könnten daher Bypässe in den Kreisprozess eingebaut werden. Der Turbinenbypass, bei dem der Dampf an der Turbine vorbei an die Umgebung abgegeben wird, ist jedoch aufgrund der damit verbundenen Primärenergieverschwendung keine Option. Denkbar wäre allerdings ein Thermalwasserbypass. Dabei wird ein Teil des heißen Thermalwassers an den Wärmetauschern vorbei geleitet und wieder zurück ins Erdreich gepumpt. Da eine für die Regelleistung notwendige Umrüstung der in Betrieb befindlichen Geothermieranlagen mit hohen Investitions- und Opportunitätskosten verbunden ist und das Ausfallrisiko der teuren Pumpen erhöht wird, empfiehlt sich die Teilnahme am Regelleistungsmarkt für bereits installierte Anlagen weniger [69].

## **Netzersatzanlagen**

Die in Deutschland installierte Leistung aller Netzersatzanlagen mit Regelleistungspotenzial liegt bei etwa 5 GW bis 8 GW. Bereits heute werden die Netzersatzanlagen gebündelt auf dem Regelleistungsmarkt angeboten. Besonders die Vermarktung von positiver Sekundärregelung und positiver Minutenreserveleistung bietet sich bei den Netzersatzanlagen an, da die Anlagentechnik für die Stromerzeugung im Notfall ohnehin vorhanden ist. Außerdem kann die Anlage innerhalb weniger Minuten auf Nennleistung hochgefahren werden und besitzt eine hohe Zuverlässigkeit [26].

## **Gasturbinenanlagen**

Konventionelle Gasturbinenanlagen oder auch Gas-und-Dampf-Anlagen (GuD-Anlagen) haben ein erprobtes Flexibilitätspotenzial und sind daher bereits in den Regelleistungsmarkt integriert. Die Laständerungsgeschwindigkeiten nach heutigem Technikstand liegen im Teillastbetrieb bei den GuD-Anlagen bei 4 % und bei den Gasturbinenanlagen bei 12 % der Nennleistung in der Minute. Während die Gasturbinenanlagen sehr schnelle Anlaufzeiten von etwa

sechs Minuten aufweisen, verhalten sich die GuD-Anlagen mit kalt- bzw. warmstartabhängigen Anlaufzeiten von einer bis drei Stunden als relativ träge. Das Flexibilitätspotenzial kann bei den Anlagen durch Retrofitmaßnahmen wie die Absenkung der Mindestleistung und eine Erhöhung der Regelfähigkeit verbessert werden [26].

### **Verbund dezentraler Erzeugungsanlagen**

Die dezentralen EZA können darüber hinaus in einem Verbund zusammengefasst werden. Dies wird häufig auch virtuelles Kraftwerk genannt. Neben den EZA werden in einem virtuellen Kraftwerk zudem Speicher und flexible Lasten integriert. Dadurch kann Regelleistung auch dann erbracht werden, wenn die dargebotsabhängigen EZA nicht zur Verfügung stehen. Ein Energiemanagementsystem steuert die verschiedenen Teilnehmer über eine Kommunikationsinfrastruktur. Durch den Verbund von Anlagentechnologien mit unterschiedlichen Eigenschaften ergibt sich ein erhöhtes und zuverlässigeres Regelleistungspotenzial und weitere Vorteile [70]:

- Erbringung weiterer Systemdienstleistungen (z.B. Inselnetzfähigkeit),
- Planbarere Einspeisung gegenüber einzelnen volatilen EZA,
- Ausregelung von Erzeugungs- und Nachfragespitzen,
- Vermeidung lokaler Netzengpässe,
- Erhöhung der regionalen Versorgungssicherheit.

Eine der ersten im Geschäft mit virtuellen Kraftwerken ist das Kölner Unternehmen „Next Kraftwerke GmbH“ mit einer gebündelten Leistung von 765 MW im Jahre 2013. Aufgrund exakter Einspeiseprognosen und der flexiblen Biogasanlagen zum Ausgleich von Einspeiseschwankungen kann ein erheblicher Anteil von 304 MW als Sekundärregelleistung vermarktet werden [71]. Ein weiterer großer virtueller Kraftwerksbetreiber ist energy2market mit insgesamt 3.230 MW. Darin sind über 2.700 dezentrale EZA aus den Bereichen Biogas, Biomasse, Wasserkraft, Windenergie, Photovoltaik und Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung in ganz Deutschland zusammengefasst. Im Dezember 2013 wurde energy2market sogar für den Primärregelleistungsmarkt präqualifiziert [72].

## **5.3 Mögliche Änderungen der Marktbedingungen**

Im vorhergehenden Kapitel wurde gezeigt, dass dezentrale EZA ausreichend Flexibilitätspotenzial haben, um in Zukunft verstärkt Regelleistung anbieten zu können. Nun ist es wichtig, diese meist regenerativen Anlagen an die Strommärkte heranzuführen, anstatt sie mit einer festen Einspeisevergütung gesondert zu betreiben. Dieses Problem hat auch die Politik erkannt. Seit dem im EEG 2012 eingeführten Marktprämienmodell vermarkten mittlerweile

Anlagen aus erneuerbaren Energien mit insgesamt etwa 32 GW ihren Strom direkt an der Börse [73]. Da direktvermarktete regenerative Energien nicht dem Doppelvermarktungsverbot unterliegen, besteht für diese Anlagen bereits heute die Möglichkeit, dem Regelleistungsmarkt beizutreten. Virtuelle Kraftwerke, Biomasse- und Laufwasseranlagen bieten bereits Regelleistung an. Der Großteil der Stromerzeugung wird zukünftig jedoch aus fluktuierenden EZA bestehen. Daher ist es wichtig, die entsprechenden Barrieren für deren Eintritt in den Regelleistungsmarkt zu beseitigen. In **Tabelle 8** sind die derzeitigen Bedingungen des deutschen Regelleistungsmarktes zusammengefasst. Die Vorlaufzeit gibt dabei die Zeit an, die zwischen der Vermarktung des Produktes und der tatsächlichen Lieferung liegt. Mit der Produktlänge wird der Zeitraum der Regelleistungsvorhaltung beschrieben. Im Folgenden werden nun die notwendigen Änderungen dieser Marktbedingungen besprochen.

**Tabelle 8:** Marktbedingungen des deutschen Regelleistungsmarktes

|                               | Primärregelleistung | Sekundärregelleistung                                        | Minutenreserveleistung          |
|-------------------------------|---------------------|--------------------------------------------------------------|---------------------------------|
| <b>Mindestangebotsgröße</b>   | ± 1 MW              | 5 MW                                                         | 5 MW                            |
| <b>Pooling</b>                | regelzonenintern    | regelzonenintern <sup>2</sup>                                | regelzonenintern <sup>3</sup>   |
| <b>Vorlaufzeit</b>            | wöchentlich         | wöchentlich                                                  | täglich <sup>3</sup>            |
| <b>Produktlänge</b>           | gesamte Woche       | Hochtarif (HT) <sup>4</sup><br>Niedertarif (NT) <sup>5</sup> | täglich 6 x 4-<br>Stundenblöcke |
| <b>Produktdifferenzierung</b> | symmetrisch         | positiv/ negativ                                             | positiv/negativ                 |
| <b>Zeitverfügbarkeit</b>      | 100 %               | 95 %                                                         | 100 %                           |

(Quelle: Eigene Darstellung, Daten aus [74])

In einer Studie des Fraunhofer-Institutes IWES [74] wurde das Potenzial zur Bereitstellung von Regelleistung unter realen und idealen Marktbedingungen für volatile EZA untersucht und Handlungsempfehlungen für Marktänderungen gegeben. **Abbildung 30** zeigt das Regelleistungspotenzial eines 5 GW-Windenergieanlagenpools (blau) und eines 5 GW-Photovoltaikanlagenpools (gelb) für verschiedene Zuverlässigkeitswerte (vgl. Helligkeitsstufen) im Jahr 2013. Die grauen Flächen stellen das Potenzial unter idealen<sup>6</sup> Marktbedingungen dar, sollen jedoch vorerst nicht betrachtet werden. Der Fokus soll zuerst auf die farbigen Balken gelegt werden, welche die anbietbare Regelleistungsmenge unter realen Minutenreserveleistungsbedingungen (vgl. Minutenreserveleistung in **Tabelle 8**) darstellen. In der Abbildung ist

<sup>2</sup> Für Mindestangebotsgröße auch regelzonenübergreifend.

<sup>3</sup> Jedoch nicht an Wochenenden und Feiertagen.

<sup>4</sup> Montag bis Freitag von 8 – 20 Uhr.

<sup>5</sup> Restlicher Zeitraum.

<sup>6</sup> Keine Mindestangebotsgröße, tägliche Ausschreibung, regelzonenübergreifendes Pooling, Nachweisverfahren mittels „möglicher Einspeisung“.

deutlich erkennbar, dass das Regelleistungspotenzial mit einer geringeren Zuverlässigkeit und kürzeren Produktlängen steigt.

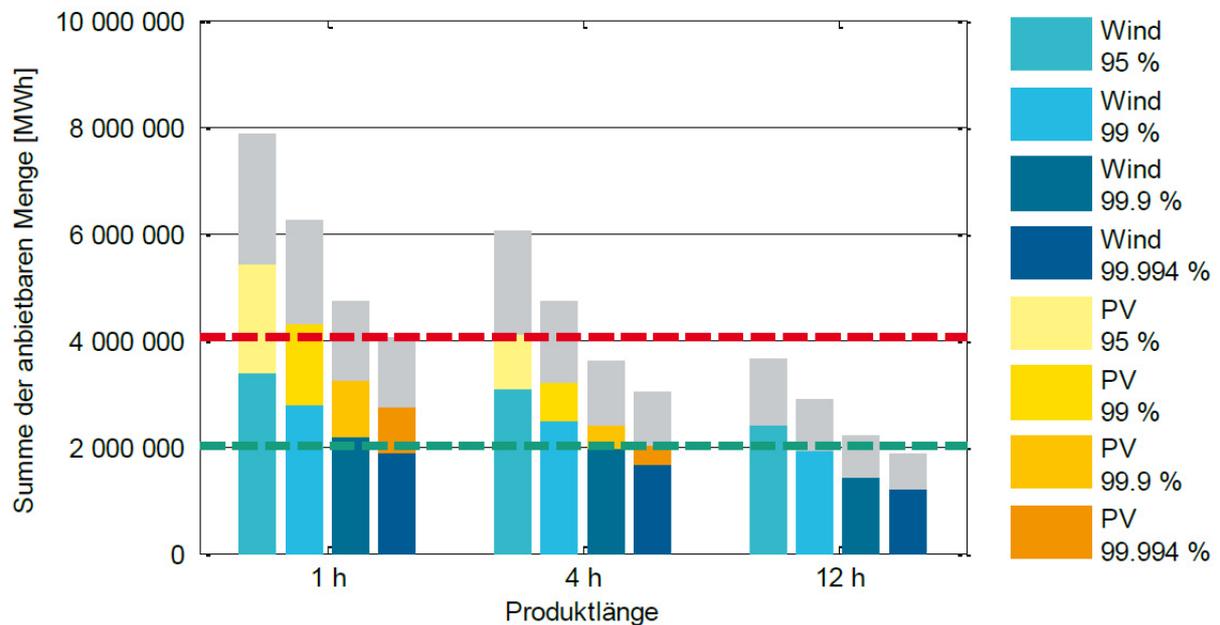


Abbildung 30: Regelleistungspotenzial volatiler Erzeugungsanlagen [74]

Damit auch weiterhin die Systemsicherheit gewährleistet bleibt, sollte trotz des höheren Regelleistungspotenzials eine geringere **Zuverlässigkeit** nicht angestrebt werden. Statt der geforderten 100 % sieht der Autor allerdings ein Sicherheitslevel von 99,994 % als ausreichend an. Grund dafür sind vom Übertragungsnetzbetreiber durchgeführte Untersuchungen hinsichtlich der Zuverlässigkeit konventioneller Anbieter, die ebenfalls einen Wert von 99,994 % nicht überstiegen haben. Die Zuverlässigkeit einer Angebotsprognose kann bei volatilen EZA durch eine probabilistische Prognose (z.B. Kerndichteschätzung, Quantile Regression, Physikalisch-Probabilistisches Modell) bestimmt werden, welche jedem Leistungswert eine Wahrscheinlichkeit zuordnet. Bei der Angebotserstellung sollte neben dem technischen Fehler daher zukünftig auch die Prognoseungenauigkeit anerkannt werden.

Betrachtet man den Einfluss der **Produktlänge** auf das Regelleistungspotenzial, so ist eine kürzere Vorhaltezeit besonders für die Photovoltaik ein wichtiges Kriterium für ein hohes Regelleistungsangebot. Bei einer Produktlänge von zwölf Stunden, wie es bei der Sekundärregelung üblich ist, kann die Photovoltaik aufgrund der begrenzten täglichen Sonnenscheindauer keine Regelleistung anbieten. Bei einer Produktlänge von einer Stunde würde sich das Regelleistungspotenzial der Photovoltaik im Gegensatz zu einer vierstündigen Angebotslänge mehr als verdoppeln. Auch für Biomasse- und Laufwasseranlagen bieten sich aufgrund der begrenzten Speicherkapazität und ggf. vorhandener Wärmekopplung kürzere Produktlängen an.

Als Nächstes soll das mögliche Regelleistungspotenzial unter idealen Marktbedingungen (grau) betrachtet werden. Werden ideale Marktbedingungen vorausgesetzt, so kann das Regelleistungspotenzial bei den jeweiligen Produktlängen um etwa 50 % gegenüber den realen Marktbedingungen gesteigert werden. Um ideale Marktbedingungen zu erreichen, müsste das regelzonenübergreifende **Pooling** gestattet, die **Mindestangebotsgröße** herabgesetzt und das **Nachweisverfahren** „mögliche Einspeisung“ [62] akzeptiert werden. Dieses vom Fraunhofer-Institut IWES entwickelte Verfahren stellt eine Alternative zum konventionellen Nachweisverfahren nach Fahrplan dar. Dabei wird diejenige Leistung berechnet, die ohne eine Anlagendrosselung möglich gewesen wäre. Ein weiterer wichtiger Punkt für ideale Marktbedingungen sind außerdem verkürzte **Vorlaufzeiten**. Dadurch kann eine zuverlässigere Prognose erstellt und damit ein höheres bzw. überhaupt ein Angebot abgegeben werden. Auch wenn eine noch kürzere Vorlaufzeit als die tägliche Ausschreibung das Angebotspotenzial der fluktuierenden EZA weiter erhöhen könnte, so würde dies gleichzeitig das Regelleistungspotenzial konventioneller Anbieter aufgrund oft langer Anlaufzeiten vermindern. Der Autor empfiehlt daher eine Vorlaufzeit von einem Tag für alle drei Produktqualitäten. Als letzter Punkt ist eine unsymmetrische Ausschreibung (**Produktdifferenzierung**) der Primärregelleistung anzustreben, da somit auch weitere Anbieter teilnehmen könnten.

Abschließend soll nun noch einmal das Regelleistungspotenzial volatiler EZA betrachtet werden, das sich unter idealen Marktbedingungen (rote gestrichelte Linie) im Vergleich zu den heutigen Bedingungen des Minutenreservemarktes (grüne gestrichelte Linie) ergeben würde. Dabei muss auch bedacht werden, dass der Minutenreservemarkt bereits denjenigen Markt mit den besten Voraussetzungen für fluktuierende EZA darstellt. Aus der Grafik ist ersichtlich, dass das Regelleistungspotenzial unter idealen Marktbedingungen von 2 TWh auf 4 TWh, also um etwa das Doppelte, gesteigert werden kann.

Ein ganz anderer Ansatz ist, dass fluktuierende EZA abhängig von ihrer Einspeisung Regelleistung verpflichtend bereitstellen müssen. Diese Möglichkeit hätte den Vorteil, dass die benötigte Regelleistung unabhängig von den konventionellen Erbringern sichergestellt wäre und der in diesen Zeiten erhöhte Regelleistungsbedarf gedeckt werden könnte [74]. Der irische Übertragungsnetzbetreiber, EirGrid, fordert bereits eine verpflichtende Teilnahme der Windenergieanlagen an der Frequenzhaltung, um den stabilen Netzbetrieb in dem relativ kleinen Inselnetz bewahren zu können. Die Windenergieanlagen werden bei Sollfrequenz gedrosselt betrieben und müssen gemäß einer Kennlinie ihre Leistung bei Unterfrequenz erhöhen bzw. bei Überfrequenz drosseln [56].

## 5.4 Zusammenfassung Frequenzhaltung

Der Beitrag Deutschlands zur Systemstabilität im Verbundnetz könnte sich laut den Untersuchungen der dena aufgrund des hohen Anteils leistungselektronisch gekoppelter EZA verrin-

gern. Dennoch könnten geeignete Maßnahmen ergriffen werden, um auch zukünftig die gleiche Menge an Momentanreserve bereitstellen zu können. Hinsichtlich der EZA könnten dazu die Rotoren der Windenergieanlagen elektronisch eingebunden werden. Bei den Photovoltaikanlagen wäre die Integration eines Speichers in den Zwischenkreis des Umrichters denkbar. Eigenen Berechnungen zufolge wäre eine Speicherkapazität von etwa 500 kW<sub>s</sub>/MW<sub>inst</sub> ausreichend. Eignen würden sich hierfür insbesondere Kondensatoren und Ultracaps.

Auch bezüglich der zukünftigen Entwicklung der Regelleistung hat die dena Simulationen durchgeführt. Die Primärregelleistung wird durch die traditionellen Erbringer zukünftig nicht mehr vollständig gedeckt werden können. Außerdem wird der Bedarf an vorzuhaltender Regelleistung insbesondere bei der Minutenreserveleistung, aber auch bei der Sekundärregelleistung stark ansteigen. Grund dafür sind vor allem die durch den Ausbau der volatilen EZA zunehmenden absoluten Prognoseabweichungen. Damit die Regelleistung auch weiterhin zuverlässig bereitgestellt werden kann, müssen auch die dezentralen EZA in zunehmendem Maße diese Aufgabe übernehmen. Die energieträgerspezifischen Möglichkeiten der dafür notwendigen Anlagenflexibilisierung sind in **Tabelle 9** zusammengefasst. Mit Modifikationen in der Anlagentechnik sind die dezentralen EZA, rein technisch gesehen, in der Lage, Regelleistung anzubieten. Einige dezentrale EZA sind schon heute in den Regelleistungsmarkt integriert. Da zukünftig ein besonders hoher Anteil volatiler EZA an der Stromerzeugung beteiligt sein wird, sollten insbesondere diese Anlagen in den Regelleistungsmarkt eingebunden werden. Dafür müssen die auf konventionelle Kraftwerke ausgelegten Marktbedingungen entsprechend angepasst werden. Folgende Änderungen wären dafür zu empfehlen:

- Anerkennung der probabilistisch bestimmten Zuverlässigkeitsprognose von 99,994 %,
- Verkürzung der Vorlaufzeit auf einen Tag,
- Verringerung der Produktlänge auf eine Stunde,
- Herabsetzung der Mindestgebotsgröße,
- Gestattung des regelzonenübergreifenden Poolings,
- Anerkennung des Nachweisverfahrens „mögliche Einspeisung“,
- Unsymmetrische Ausschreibung der Primärregelung.

Nachdem die Entwicklung der Regelleistung und die Möglichkeiten der Regelleistungserbringung durch dezentrale EZA besprochen wurden, sollen im folgenden Kapitel die zukünftigen Schwierigkeiten bei der Spannungshaltung aufgezeigt und darüber hinaus Möglichkeiten der gezielten Nutzung dezentraler EZA als Blindleistungsquellen besprochen werden.

**Tabelle 9:** Möglichkeiten der Anlagenflexibilisierung für die Regelleistung

| Anlagentechnik                                                                | Möglichkeiten der Anlagenflexibilisierung und weitere Anmerkungen                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|-------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Windenergieanlagen</b>                                                     | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verstellen des Pitchwinkels</li> <li>• Hohe Reaktionsgeschwindigkeit, jedoch niedrige Genauigkeit</li> <li>• Änderung der Marktbedingungen notwendig</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                            |
| <b>Photovoltaikanlagen</b>                                                    | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Einstellen eines vom MPP abweichenden Spannungswertes</li> <li>• Sehr hohe Reaktionsgeschwindigkeit, jedoch niedrige Genauigkeit</li> <li>• Änderung der Marktbedingungen notwendig</li> </ul>                                                                                                                                                                                                             |
| <b>Pumpspeicherwerke</b>                                                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pumpenbetrieb für negative Regelleistung</li> <li>• Generatorbetrieb für positive Regelleistung</li> <li>• Leistungsgradient: <math>\sim 100 \% P_n/\text{min}</math></li> <li>• Volles Potenzial bei Verzicht auf energiemarktorientierte Fahrweise</li> </ul>                                                                                                                                            |
| <b>Laufwasseranlagen</b>                                                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Nutzung des Schwellbetriebs und zusätzliche Speicherreservoirs</li> <li>• Hohe ökologische Auflagen und Restriktionen bezüglich der Pegelhöhe</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                   |
| <b>Biogasanlagen (BHKW)</b><br>- mit Kolbenhubmotor<br>- mit Gasturbinen (GT) | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Zusätzlicher Gas- und Wärmespeicher</li> <li>• Alternativ: Einspeisung ins Erdgas-<sup>7</sup> und Fernwärmenetz</li> <li>• Erhöhte Stromerzeugungskapazität</li> <li>• Kaltstart: <math>\sim 1 - 10</math> Minuten</li> <li>• Hohe Leistungsgradienten bei Anlagen mit GT: <math>\sim 50 \% P_n/\text{min}</math></li> <li>• Flexibilitätszuschlag (EEG) für eine bedarfsorientierte Fahrweise</li> </ul> |
| <b>Biomasseanlagen</b><br>- mit Dampfprozess<br>- mit ORC-Prozess             | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Zusätzlicher Wärmespeicher oder Einspeisung ins Fernwärmenetz</li> <li>• Erhöhte Stromerzeugungskapazität</li> <li>• Ggf. Vergrößerung des Brennstofflagers</li> <li>• Sehr träge bei Lastwechsel</li> </ul>                                                                                                                                                                                               |
| <b>Geothermieanlagen</b>                                                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Nutzung eines Thermalwasserbypasses</li> <li>• Beachtung der vom Wärmetauscher benötigten Mindestdurchflussmenge</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| <b>Netzersatzanlagen</b>                                                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Nutzung von ohnehin vorhandenem Potenzial</li> <li>• Kaltstart innerhalb weniger Minuten möglich</li> <li>• Hohe Zuverlässigkeit</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                |
| <b>Gasbetriebene Anlagen</b><br>- GuD-Anlagen<br>- GT-Anlagen                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Leistungsgradienten: <ul style="list-style-type: none"> <li>○ GuD-Anlagen: <math>\sim 4 \% P_n/\text{min}</math></li> <li>○ GT-Anlagen: <math>\sim 12 \% P_n/\text{min}</math></li> </ul> </li> <li>• Startzeiten: <ul style="list-style-type: none"> <li>○ GuD-Anlagen: <math>\sim 6</math> Minuten</li> <li>○ GT-Anlagen: <math>\sim 1 - 3</math> Stunden</li> </ul> </li> </ul>                         |

<sup>7</sup> Nur in Verbindung mit Gasaufbereitungsanlagen möglich.

## 6 Spannungshaltung mit dezentralen Erzeugungsanlagen

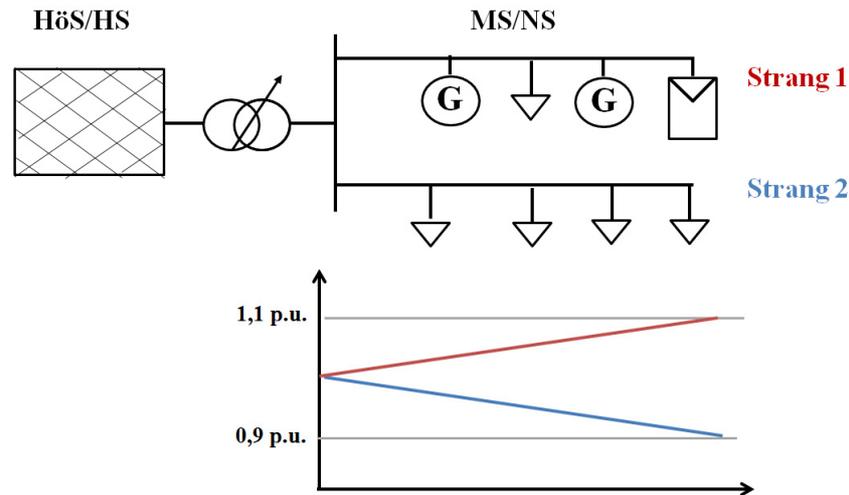
In diesem Kapitel werden die durch dezentrale Einspeisungen entstehenden Probleme bei der Spannungshaltung im Verteilnetz dargestellt. Dazu wurde eine Simulation mit einer Photovoltaikanlage durchgeführt, um die Auswirkungen verschiedener Spannungsregelungsverfahren zu untersuchen. Im Anschluss wird auf den zukünftigen Blindleistungsbedarf und die möglichen Blindleistungsquellen eingegangen, wobei der Fokus auf die Blindleistungsbereitstellung dezentraler Erzeugungsanlagen (EZA) gerichtet ist. Abschließend werden die Entwicklung der Kurzschlussleistung besprochen und die technischen Möglichkeiten einer verbesserten Netzstützung durch volatile EZA erläutert.

### 6.1 Statische Spannungshaltung

Im Gegensatz zur Frequenzhaltung ist die Spannungshaltung ein lokales Problem, das abhängig von dem jeweiligen Netzabschnitt, den EZA und den Lasten technisch untersucht werden muss. Dabei muss die Spannung an jedem Netzknoten innerhalb des vorgegebenen Toleranzbandes von  $\pm 10\%$  bleiben. Das Stromnetz wurde klassischerweise für einen Lastfluss von hohen zu niedrigen Netzebenen konzipiert. Daher genügte in den meisten Fällen die Veränderung der Stufenstellung des HS/MS<sup>8</sup>-Transformators, um als letzte Instanz die Spannung im Verteilnetz entsprechend der Netzsituation einzustellen. Der Spannungswert am Umspannwerk wurde dabei so gewählt, dass weder der letzte Abnehmer das Spannungstoleranzband unterschreitet, noch der erste Abnehmer einer Überspannung ausgesetzt ist. Aufgrund des starken Zubaus von EZA in den Verteilnetzen kommt es zunehmend zu einer Änderung der Lastflussrichtung und damit zu Spannungsanhebungen. Ein solches Extrembeispiel ist schematisch in **Abbildung 31** dargestellt. Während es in Strang 1 zu einer starken Spannungsanhebung aufgrund der hohen dezentralen Einspeisung kommt, führt die starke Lastsituation in Strang 2 zu einem großen Spannungsfall bis zum Leitungsende. Bei beiden Netzstrangenden schneidet der Spannungswert die Toleranzbandgrenze. Es ist klar ersichtlich, dass in solchen Situationen die Regelbarkeit des Transformators stark begrenzt ist.

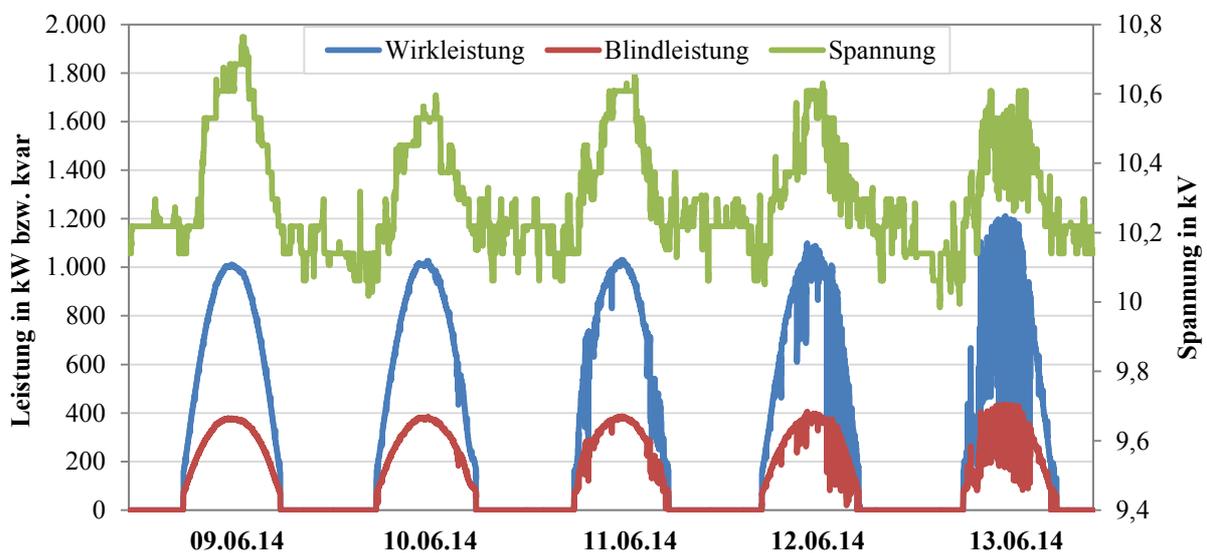
---

<sup>8</sup> HS/MS: Umspannebene zwischen dem Hochspannungsnetz (HS) und dem Mittelspannungsnetz (MS).



**Abbildung 31:** Spannungsprofil in Verteilnetzen mit dezentralen Einspeisungen

Um den Effekt der Spannungsanhebung durch die dezentrale Einspeisung in einem realen Netz darzustellen, wurde eine zweiwöchige Messung am Netzverknüpfungspunkt (NVP) einer in Bayern befindlichen 1,2 MW-Photovoltaikanlage durchgeführt. In **Abbildung 32** sind die Messergebnisse der Wirk- und Blindleistung sowie der Spannung für fünf charakteristische Wochentage im Juni 2014 zu sehen. Die im Mittelspannungsnetz angeschlossene Photovoltaikanlage regelt die Spannung auf der Niederspannungsseite des Transformators mit einer maximalen Blindleistung von 0,523 Mvar auf einen festen Spannungswert.



**Abbildung 32:** Messdaten einer PVA in einem ländlichen Gebiet

In der Graphik ist an den Leistungseinbrüchen zu erkennen, dass zum Ende der Woche zunehmend mehr Wolkenzug auftritt. Dadurch kommt es zu starken Spannungsschwankungen. Die Leistungseinbrüche werden in Kapitel 7 analysiert und sollen an dieser Stelle nicht weiter betrachtet werden.

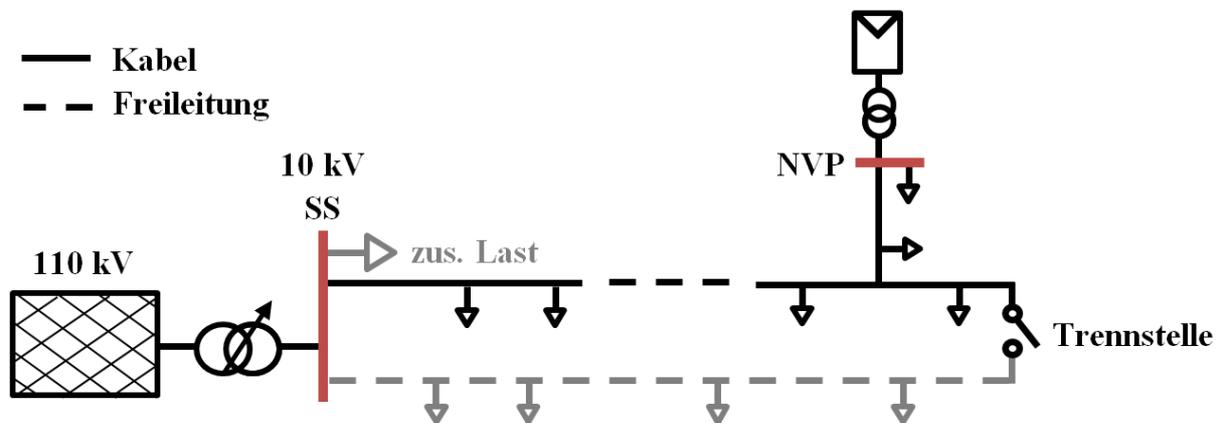
In der Abbildung ist sehr deutlich das Verhalten der Spannung in Abhängigkeit von der Einspeisung zu beobachten. So hat die Spannung bei maximaler Einspeisung einen Wert von bis zu 10,7 kV und ohne Einspeisung einen Wert von 10,2 kV. Dies entspricht einer Spannungsänderung von bis zu 5 %. Der Grund für den starken Spannungshub liegt vor allem am NVP, da sich dieser an einem Netzausläufer in einem ländlichen Gebiet befindet. Die große elektrische Entfernung zum Umspannwerk, aber auch die geringen Leitungsquerschnitte führen zu einer relativ großen Netzimpedanz und dadurch zu einem hohen Spannungsfall entlang der Leitung. Zur Beurteilung des Spannungsanstieges kann auch die Kurzschlussleistung herangezogen werden, welche nach Formel (17) des Kapitels 3.2.2 von der Netzimpedanz abhängt. Bei der Photovoltaikanlage verringert sich die Kurzschlussleistung von etwa 170 MVA am Umspannwerk auf nur noch etwa 21 MVA am NVP. Einen wesentlichen Einfluss auf den Spannungsanstieg haben auch die im selben Netzzweig angeschlossenen Verbraucher. Dies ist in der Abbildung z.B. am Pfingstmontag, dem 9.6.2014, ersichtlich. Da es sich bei den Anschlussnehmern in der Mittelspannung meist um Betriebe handelt, ist an diesem Feiertag mit einer besonders schwachen Last zu rechnen. Aufgrund der schwachen Last kommt es an diesem Tag zu einem vergleichbar höheren Anstieg der Spannung.

Die durch die dezentrale Einspeisung entstehenden Probleme bei der Spannungshaltung stellen die Verteilnetzbetreiber vor neue technische Herausforderungen. Mit der Forderung zur Blindleistungsfähigkeit dezentraler EZA hat die Politik einen ersten wichtigen Schritt unternommen, um die Spannungsproblematik in den Verteilnetzen anzugehen. Welcher der möglichen Sollwertvorgaben zur Blindleistungsbereitstellung dabei zu empfehlen ist und wie sich die Blindleistungseinspeisung der dezentralen EZA auf das Spannungsprofil im jeweiligen Netzzweig und am Umspannwerk auswirkt, soll im folgenden Kapitel anhand einer Netzsimulation am Beispiel der Photovoltaikanlagen-Messung untersucht werden.

### 6.1.1 Simulation von Spannungsregelungsverfahren

In der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie wird bereits gefordert, dass EZA blindleistungsfähig sein müssen. Jedoch ist vielen Netzbetreibern der Nutzen der Blindleistungsbereitstellung durch dezentrale EZA nicht bekannt. Am Beispiel der 1,2 MW-Photovoltaikanlage sollen Simulationen mit und ohne Blindleistungseinspeisung mit der Netzberechnungssoftware Integral durchgeführt werden. Daraufhin soll die Wirkung des elektrischen Verhaltens der Photovoltaikanlage auf die Spannung und die Blindleistung am NVP und am Umspannwerk diskutiert werden. Die Anlage wird dazu anfangs mit einer reinen Wirkleistungseinspeisung, anschließend mit einer Spannungsregelung auf einen festen Sollwert und zuletzt mit einer  $Q(U)$ -Kennlinie simuliert. Mit den weiteren in der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie vorgeschlagenen Möglichkeiten, also die feste Blindleistungs- bzw. Leistungsfaktorvorgabe und die  $\cos \varphi (P)$ -Kennlinie, werden keine Simulationen durchgeführt. Denn bei diesen Möglichkeiten wird die Netzlast trotz des starken Einflusses auf die Spannung nicht berücksichtigt.

In **Abbildung 33** ist schematisch der offen betriebene Mittelspannungsring mit der Photovoltaikanlage abgebildet. Für die Analyse des Einspeiseverhaltens wird lediglich der Netzstrang berücksichtigt, an dem die Anlage angeschlossen ist. Aus diesem Grund ist die andere Hälfte des Ringes in Grau dargestellt. Die in grau abgebildete zusätzliche Last an der Sammelschiene (SS) wird vorerst ebenfalls nicht betrachtet. Die geringe Last des Netzstranges bewirkt eine konstante Stufenstellung des HS/MS-Transformators, wodurch die Ergebnisse einfacher interpretiert werden können. Der dargestellte Mittelspannungsstrang besteht zu 86 % aus Kabeln und zu 14 % aus Freileitungen. Die Leitungslänge von der Sammelschiene des Umspannwerks bis zum NVP der Anlage beträgt etwa 13,9 km und hat mit  $R = 3,9 \Omega$  und  $X = 2,6 \Omega$  eine hohe Impedanz. Die Summe der am Netzstrang angeschlossenen Lasten beträgt 2,258 MW.



**Abbildung 33:** Aufbau der Netztopologie des simulierten MS-Stranges

**Abbildung 34** und **Abbildung 35** zeigen den Spannungs- und Blindleistungsverlauf am NVP ohne Regelung (**o.R.**), mit einer Spannungsregelung auf einen festen niederspannungsseitigen Sollwert von 412 V (**f.S.**) und mit einer Spannungs-Blindleistung-Regelung (**Q(U)**, vgl. **Abbildung 56** in **Anhang B**). Die Wirkleistungseinspeisung der Anlage ist dabei entweder maximal (**100 %**) oder nur gering (**5 %**). Auch der Fall ohne Einspeisung (**0 %**) wird betrachtet.

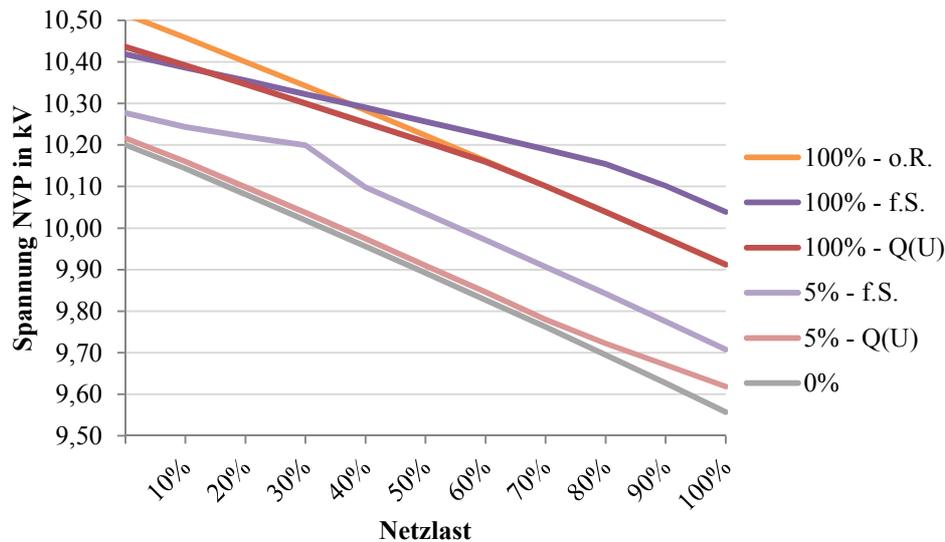


Abbildung 34: Spannungsverlauf am NVP bei verschiedenen Regelungsverfahren

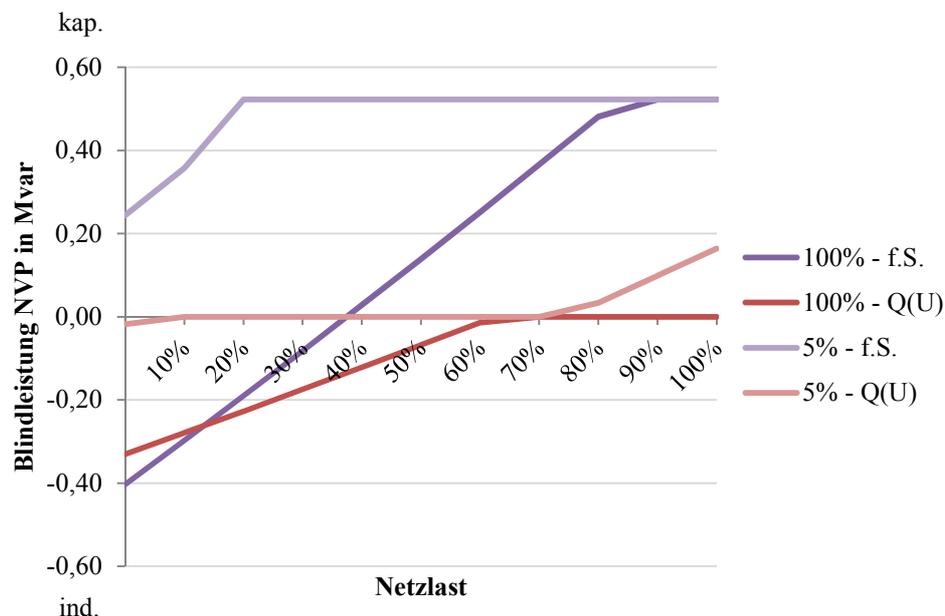
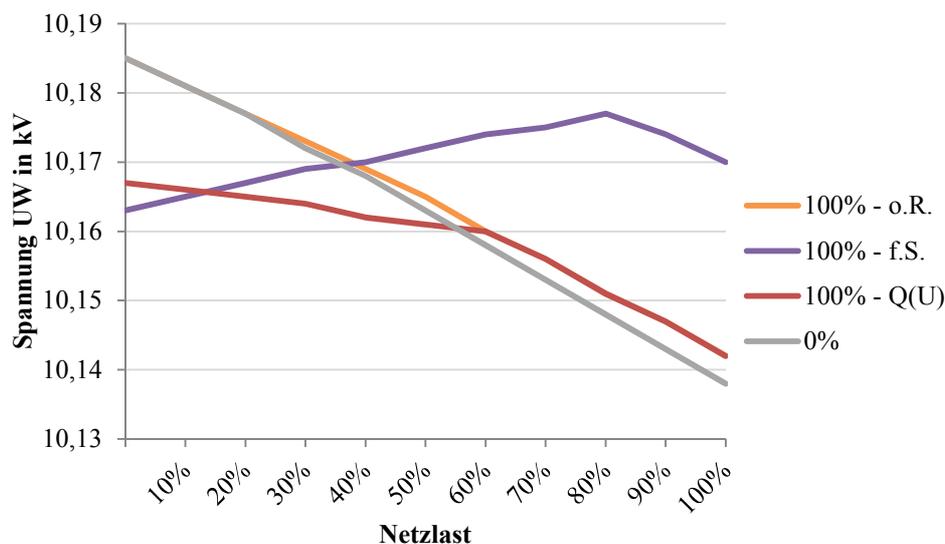


Abbildung 35: Blindleistungsverlauf am NVP bei verschiedenen Regelungsverfahren

Der durch die Einspeisung hervorgerufene Spannungsanstieg ist beim Vergleich der 0 %-Kennlinie mit den 100 %-Kennlinien in **Abbildung 34** deutlich erkennbar. Der höchste Spannungswert tritt bei maximaler Einspeisung und minimaler Last auf. Hierbei handelt es sich um den „worst case“, da es in diesem Fall zu einer Überschreitung der oberen Spannungstoleranzbandgrenze kommen kann. Ohne Spannungsregelung beträgt der Spannungshub für diesen Fall 3 % und ist damit höher als der in der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie geforderte Wert von 2 % (vgl. Kapitel 4.3.2). Sowohl der f.S.- als auch der Q(U)-Regelung gelingt es, den Spannungsanstieg auf 2 % zu reduzieren. Dazu wirkt die Anlage induktiv, bezieht also induktive Blindleistung (vgl. **Abbildung 35**). Der große Nachteil der f.S.-Regelung ist jedoch die übermäßige Blindleistungseinspeisung. Dadurch steigen die Netzverluste und die Betriebsmittel werden stärker belastet. Die übermäßige Blindleistungseinspeisung ist besonders

deutlich bei einer hohen Netzlast zu sehen. So stellt die Anlage mit einer f.S.-Regelung bei maximaler Wirkleistungseinspeisung ab einer Last von 90 % und bei einer geringen Einspeisung bereits ab einer Last von 20 % die maximal mögliche Blindleistung von 0,523 Mvar zur Verfügung. Dadurch wird auch die Spannung am NVP unnötig angehoben (vgl. **Abbildung 34**). Im Gegensatz dazu setzt die Anlage mit Q(U)-Regelung die Blindleistung gezielt ein. Die Anlage wirkt dabei nur dann kapazitiv, wenn die Spannung am NVP sehr niedrig ist. Dies trifft meist bei einer geringen Einspeisung und einer starken Last zu.

In **Abbildung 36** und **Abbildung 37** sind der Spannungs- und Blindleistungsverlauf an der 10-kV-Sammelschiene des Umspannwerks (UW) abgebildet. Es soll die Wirkung des Einspeiseverhaltens mit und ohne Spannungsregelung der Photovoltaikanlage auf das UW beurteilt werden. Während die Spannung am NVP durch die reine Wirkleistungseinspeisung stark angehoben wird, bleibt die Spannung am UW nahezu unverändert (vgl. graue und orangene Kennlinie in **Abbildung 36**). Wird die Photovoltaikanlage allerdings mit einer Spannungsregelung betrieben, wirkt sich die geänderte Blindleistungsbilanz relativ stark auf die Spannung am UW aus. Dieser Effekt wird ersichtlich, wenn der qualitative Verlauf der Spannung in **Abbildung 36** mit dem Verlauf der Blindleistung in **Abbildung 37** verglichen wird. Bei der f.S.-Regelung dreht sich der Blindleistungsverlauf im Gegensatz zu der Anlage ohne Regelung sogar um (vgl. lila Kennlinie in **Abbildung 37**). Dadurch wirkt das Verteilnetz an der Sammelschiene des UW mit einer steigenden Last zunehmend kapazitiver. Die Spannung am UW ist somit bei der f.S.-Regelung im Starklastfall vergleichsweise hoch. Wird noch einmal die Blindleistung am Umspannwerk ohne Blindleistungseinspeisung der Photovoltaikanlage betrachtet, so wird die kapazitive Wirkung der langen Leitungen bei einer geringen Last deutlich. Da es sich bei den Leitungen größtenteils um Kabel handelt, wirkt sich deren kapazitives Verhalten auf den Blindleistungsverlauf am Umspannwerk aus.



**Abbildung 36:** Spannungsverlauf am UW bei verschiedenen Regelungsverfahren

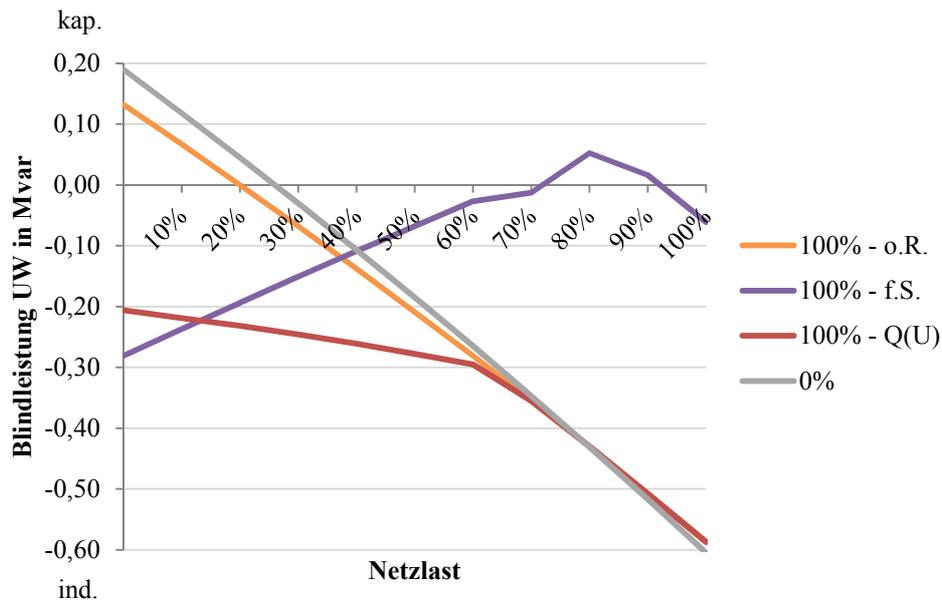
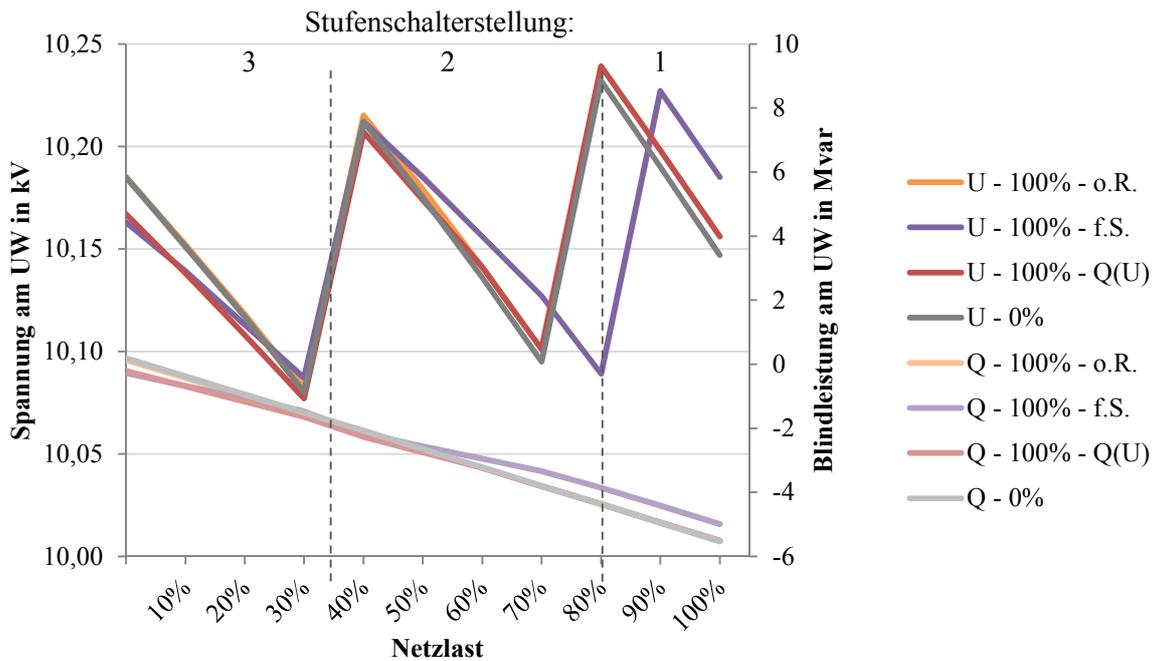


Abbildung 37: Blindleistungsverlauf am UW bei verschiedenen Regelungsverfahren

Abschließend wurden die gleichen Simulationen noch einmal mit einer zusätzlichen 15 MW-Last an der Sammelschiene des UW durchgeführt. Dadurch kann der tatsächliche lastabhängige Spannungsverlauf am Umspannwerk betrachtet werden. In **Abbildung 38** ist deutlich zu sehen, dass die Spannung am Umspannwerk mit einer größeren Last entsprechend schneller sinkt. Damit die Spannung wieder angehoben wird, muss der regelbare HS/MS-Transformator bei einer Netzlast um die 35 % bzw. 80 % eine niedrigere Stufenschalterstellung einnehmen. Die zuvor besprochene Spannungsanhebung der f.S.-Regelung bei einer hohen Netzlast ist auch in dieser Graphik ersichtlich. So schaltet der HS/MS-Transformator verglichen mit den anderen Kennlinien erst bei einer um 10 % höheren Netzlast auf Stufe eins.

In der Abbildung ist auch der induktive Blindleistungsbezug der Last erkennbar. Bei der etwa siebenmal größeren Netzlast wirkt das Verteilnetz im Starklastfall mit -6 Mvar in **Abbildung 38** zehnmals induktiver als mit nur -0,6 Mvar in **Abbildung 37**. Dadurch fällt der Einfluss der Blindleistungseinspeisung durch die Photovoltaikanlage entsprechend geringer aus. In der Realität sind meist jedoch mehr EZA an einer Sammelschiene angeschlossen, wodurch die gewählten Spannungsregelungen wohl einen Einfluss auf die elektrischen Größen am UW haben.



**Abbildung 38:** Spannungs- und Blindleistungsverlauf am UW (zus. 15 MW-Last)

Anhand von Simulationen konnte der Einfluss der festen-Sollwert-Regelung und der Q(U)-Regelung auf die Spannung und Blindleistung bewertet werden. Generell erfüllen sowohl die feste-Sollwert- als auch die Q(U)-Regelung die primäre Aufgabe, den größtmöglichen Spannungsanstieg zu reduzieren. Dennoch ist die Q(U)-Regelung mit einer geeigneten, den Netzverhältnissen angepassten Parametrierung zu empfehlen, da der Einsatz der Blindleistung gezielter erfolgt. Den Berechnungen an einem realen Mittelspannungsnetz in [75] zufolge weist die Q(U)-Regelung ein gutmütiges Verhalten auf. Mit Stabilitätsproblemen dürfte daher nicht zu rechnen sein.

Was für einen übergeordneten Stellenwert die Blindleistung zukünftig hat und warum der gezielte Blindleistungseinsatz so wichtig ist, wird im nächsten Kapitel besprochen.

### 6.1.2 Blindleistungsbereitstellungspotenzial dezentraler Anlagen

Laut dena [44] wird der Blindleistungsbedarf in Zukunft auf allen Netzebenen stark ansteigen (vgl. **Abbildung 39**). Im Übertragungsnetz liegt das vor allem an den hohen zu übertragenden Leistungen und den großen Transportdistanzen. Dies ist beispielsweise bei hoher Windenergieeinspeisung der Offshore-Anlagen im Norden und gleichzeitig großem Energiebedarf im Süden der Fall. Auch im Verteilnetz wird der Blindleistungsbedarf steigen. Der Grund dafür ist der steigende Verkabelungsgrad aufgrund des anhaltenden Ausbaues der dezentralen EZA.

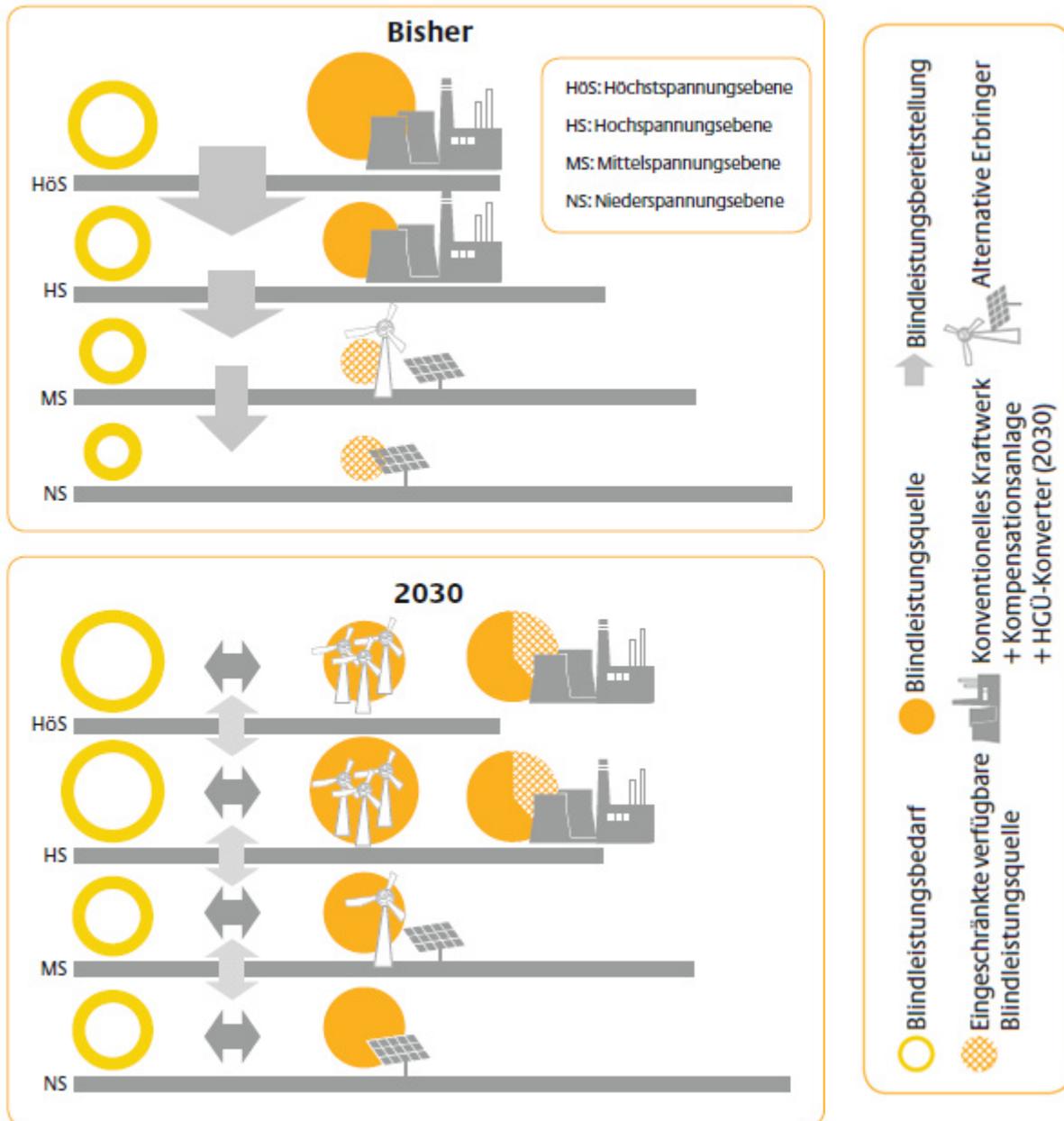


Abbildung 39: Heutiger und zukünftiger Blindleistungsbedarf sowie -quellen [76]

Dem erhöhten Bedarf an Blindleistung könnte in Zukunft ein Mangel an Blindleistungsquellen gegenüberstehen. Traditionell sind vor allem die konventionellen Kraftwerke für eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz zuständig. Derzeit benötigen die Übertragungsnetzbetreiber Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von mindestens 15 GW, um die notwendige Blindleistung bereitzustellen [77]. Die konventionellen Kraftwerke sind jedoch aufgrund der zunehmend regenerativen Stromerzeugung immer seltener in Betrieb. Daher müssen in Zukunft weitere Möglichkeiten der Blindleistungsbereitstellung in Betracht gezogen werden. Da es sich bei der Spannungshaltung je nach Netzzustand um ein sehr individuelles Problem handelt, wird es nicht nur eine einzige Lösung geben. Jeder Netzabschnitt sollte individuell betrachtet und die dafür wirtschaftlichste Lösung gewählt werden. Eine Auflistung der Möglichkeiten ist im Folgenden dargestellt. Je nach Einsatzort kann dabei zwischen dem Übertra-

gungsnetz (ÜN) und dem Verteilnetz (VN) unterschieden werden. Die neueren Ansätze zur Spannungshaltung (fett markiert) sollen anschließend kurz beschrieben werden:

- Phasenschieberbetrieb stillgelegter Kraftwerke (ÜN),
- Zusätzliche Kompensationsanlagen (ÜN, VN),
- Verstärkter Netzausbau (ÜN, VN),
- **Umrichter der geplanten HGÜ-Leitungen (ÜN),**
- **Regelbare Ortsnetztransformatoren (VN),**
- **Elektronische Spannungsregler (VN),**
- **Blindleistungskompensierende Betriebe (VN),**
- **Leistungselektronisch gekoppelte Erzeugungsanlagen (ÜN, VN).**

Die **Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)** bietet den Vorteil der verlustarmen Übertragung. Daher wird die HGÜ besonders bei der Anbindung der Offshore-Windparks an das Stromnetz und für die Fernübertragung großer Leistungen eingesetzt. Der Netzentwicklungsplan 2014 sieht auf Basis seiner Szenarienrechnungen einen HGÜ-Ausbaubedarf von etwa 2.000 km vor [78]. Bei der Verwendung von selbstgeführten HGÜ-Konvertern kann die Wirk- und die Blindleistung ähnlich einer Synchronmaschine schnell und unabhängig voneinander geregelt werden [79]. Außerdem benötigt die Gleichstromübertragung im Gegensatz zum Wechselstrom keine Blindleistung. Dadurch kann auch der zukünftige Blindleistungsbedarf verringert werden.

**Regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT)** bieten im Gegensatz zu den regulären Ortsnetztransformatoren die Möglichkeit einer aktiven Spannungsregelung durch die Änderung der Stufenschalterstellung. In Niederspannungsnetzen mit einer hohen dezentralen Einspeisung können sie eine Alternative zum Netzausbau darstellen, sofern die Auslastungsgrenze der Kabel noch nicht erreicht ist [80].

Eine weitere Möglichkeit zur direkten Spannungsregelung bieten **elektronische Spannungsregler**. Marktführer in dieser Technik ist nach eigenen Angaben die Firma ABB mit dem Produkt „PCS100 AVR“, das aus zwei Wechselrichtern, einem Bypass und einem Boost-Transformator besteht [81]. Der elektronische Spannungsregler kann entweder seriell in das Mittel- bzw. Niederspannungsnetz oder aber auch in eine vorhandene Ortsnetzstation integriert werden. Dadurch würde sich das Verhalten eines RONT ergeben [82]. Laut ABB könnten durch den Einsatz einer 8-MVA-Einheit im Mittelspannungsnetz etliche RONT eingespart werden [83]. Außerdem weist das Konzept aufgrund der stufenlosen Ausführung eine hohe Regelgeschwindigkeit im Millisekundenbereich, eine hohe Regelgenauigkeit von +/- 2 - 3 % sowie einen Wirkungsgrad von 99 % auf [81, 82]. Eine Weiterentwicklung dieser Technolo-

gie ist die Weitbereichsspannungsregelung. Dazu wird die Spannung an kritischen Netzausläufern oder an Ortsnetzstationen gemessen und abhängig davon der Stufensteller des HS/MS-Transformators eingestellt [82]. Die Weitbereichsspannungsregelung kann zwar die Spannungsschwankungen im Netz um beinahe 30 % reduzieren und hat verglichen mit anderen Regelmöglichkeiten geringere Netzverluste; jedoch steigen die Schalthandlungen des HS/MS-Transformators vergleichsweise stark an [84, 85]. Eine Alternative dazu bietet die Stromkompoundierung. Dabei wird die Spannung am Umspannwerk abhängig von der Lastflussrichtung angepasst. Der wesentliche Vorteil der Stromkompoundierung ist, dass keine zusätzliche Übertragungstechnik benötigt wird. Einen solchen Regler mit Stromkompoundierung bietet beispielsweise die Firma A. Eberle mit dem Produkt REG-D [85].

Bereits vorhandene Blindleistungsquellen stellen **blindleistungskompensierende Betriebe** dar. Dafür müssten diese Betriebe in ein Blindleistungsmanagement aufgenommen werden, um deren Kompensationselemente gemäß der Netzsituation und der jeweiligen Betriebslast steuern zu können. So könnten die Betriebe z.B. mit der Reduzierung ihres Kompensationsgrades die durch dezentrale Einspeisungen verursachten Spannungsanhebungen im gleichen Netzstrang verhindern. In manchen Situationen wird die Kompensationsleistung der Betriebe nicht vollständig ausgenutzt oder bleibt, z.B. aufgrund einer Umstellung auf drehzahlgeregelte Motoren, ungenutzt. In diesen Fällen könnten die Betriebe ebenfalls ein kapazitives Verhalten anbieten [86].

Wie bereits zu Beginn dieses Kapitels angesprochen wurde, können auch **leistungselektronisch gekoppelte EZA** zur Spannungshaltung beitragen. Damit sie trotz maximaler Wirkleistungseinspeisung auch Blindleistung bereitstellen können, ist eine größere Dimensionierung des Umrichters erforderlich. Für einen Leistungsfaktor von  $\cos \varphi = 0,95$  gemäß der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie muss der Umrichter auf eine etwa 5 % größere Scheinleistung  $S$  ausgelegt werden, um zusätzlich circa 30 % Blindleistung  $Q$  einspeisen zu können. Dies ergibt sich aus folgendem Zusammenhang ( $\varphi$  = Phasenwinkel):

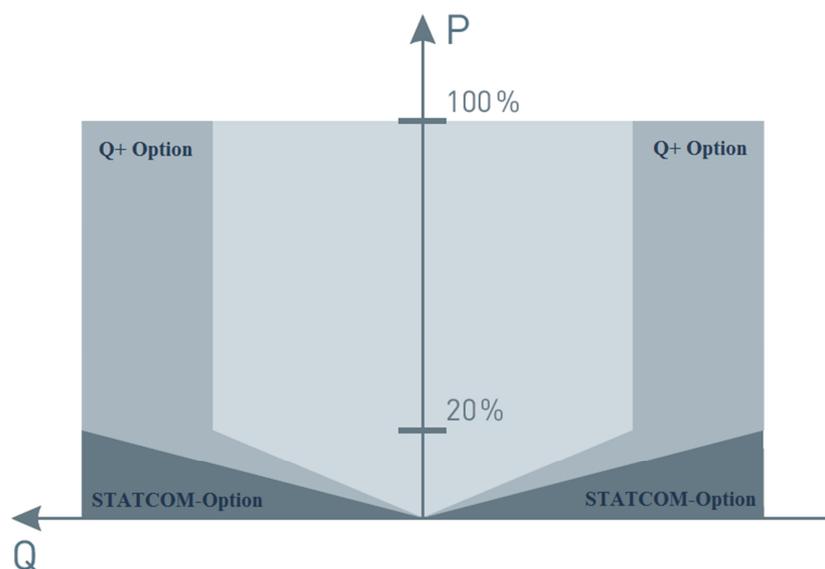
$$\frac{Q}{S} = \sin(\varphi) = \sin(\arccos(0,95)) = 0,31 \quad (28)$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{1^2 + 0,312^2} = 1,05 \quad (29)$$

Die zusätzliche Blindleistungsbereitstellung führt durch die höhere thermische Belastung zu einer Verminderung des Wirkungsgrades. Im Rahmen einer Umfrage gaben Hersteller von Umrichtern an, dass sich der Wirkungsgrad aufgrund der Wärmeentwicklung um 1 % bis 2 % reduzieren kann [87]. Über das Jahr gesehen treten die zusätzlichen Blindstromeinspeisungen allerdings nur selten auf und können daher vernachlässigt werden [88]. Leistungselektronisch gekoppelte EZA könnten allerdings einen größeren Blindleistungsbereich bereitstellen als derzeit in den Richtlinien gefordert wird. Analog zu Synchrongeneratoren im Phasenschieberbetrieb, besteht auch bei Umrichtern die Möglichkeit, Blindleistung ohne Wirkleistungs-

einspeisung zur Verfügung zu stellen. So könnten die EZA unabhängig von ihrem Primärenergiedargebot (z.B. nachts, bei Wolkenzug oder Windflauten) die Spannung regeln und Blindleistung kompensieren. Auch im Fehlerfall kann dann die Spannung unabhängig vom Primärenergiedargebot gestützt werden. Diese Funktion basiert auf dem Prinzip der sogenannten Static Synchronous Compensators (STATCOM). STATCOM sind Pulsstromrichter mit IGBT aus der Gruppe der Flexible-AC-Transmission-Systems, welche den Blindleistungsfluss über die Spannungsamplitude innerhalb von etwa 40 ms flexibel steuern können [23, 89]. Die Umrüstkosten auf die STATCOM-Funktion sind moderat; allerdings sind die Betriebskosten nicht zu vernachlässigen, da die Anlage auch bei Nicht-einspeisung weiterhin in Betrieb ist. Der durchgehende Betrieb hat außerdem eine häufigere Wartung zur Folge und könnte die Lebensdauer des Umrichters herabsetzen [77].

Die STATCOM-Funktion wird von Herstellerseite bereits beworben. So bietet der Windenergieanlagenhersteller Enercon neben einem erweiterten Blindleistungsstellbereich (Q+ Option) auch die Möglichkeit, Blindleistung ohne Wirkleistung bereitzustellen (STATCOM-Option, siehe **Abbildung 40**). Auch im Photovoltaikbereich hat beispielsweise der Wechselrichterhersteller SMA für seine Zentralwechselrichter eine Lösung für die Blindleistungsbereitstellung ohne Wirkleistungseinspeisung im Produktangebot [90].



**Abbildung 40:** Grenzleistungsdiagramm einer Windenergieanlage von Enercon [91]

Nach den Berechnungen der dena könnte dem zukünftig erhöhten Blindleistungsbedarf (vgl. **Abbildung 39**) durch noch aktive Großkraftwerke, bereits existierende Kompensationsanlagen, geplante HGÜ-Umrichter und den Einbezug dezentraler EZA größtenteils nachgekommen werden [44]. Das dafür zur Verfügung stehende Blindleistungspotenzial von dezentralen EZA im Verteilnetz wird im nächsten Abschnitt besprochen.

### **Potenzial der Blindleistungsbereitstellung von Anlagen im Verteilnetz**

Die dena hat anhand von Lastflusssimulationen das mögliche Blindleistungspotenzial des Verteilnetzes für das Jahr 2033 bestimmt. Dabei wurde von einer einspeisungsunabhängigen Blindleistungsbereitstellung aller dezentralen EZA ausgegangen. Zur Bestimmung der maximal möglichen Blindleistungsbereitstellung der EZA wurden Last, Wirk- und Blindleistungseinspeisung schrittweise und separat für jede Spannungsebene erhöht, bis es entweder zu einer Verletzung des Spannungstoleranzbandes oder einer thermischen Überlastung von Leitung bzw. Transformator kam. Ein zentrales Ergebnis der Simulation ist, dass ein blindleistungsneutraler Betrieb durch die lokale Kompensation auf allen drei Verteilnetzspannungsebenen (HS, MS, NS) realisierbar wäre. Dadurch könnte das Übertragungsnetz entlastet werden. Darüber hinaus erlaubt jedes Netz einen gewissen Stellbereich der Blindleistungsbereitstellung für die überlagerte Netzebene. Dieser Stellbereich wird jedoch mit der steigenden Anzahl dezentraler EZA insbesondere im kapazitiven Verhalten aufgrund von Spannungsbandüberschreitungen begrenzt. Der induktive Stellbereich wird unabhängig von der Durchdringung der dezentralen Anlagen entweder durch Verletzungen der unteren Spannungstoleranzgrenze (NS, MS) oder durch thermische Überlastungen der Leitungen (MS) eingeschränkt. Für ein beispielhaftes Verteilnetz (HS, MS, NS) mit einer Erzeugungsleistung von 655 MW und einer gleichgroßen Last würde sich ein möglicher Blindleistungsstellbereich von 327,5 Mvar untererregt bis 262 Mvar übererregt ergeben. Bei einer auf die Last bezogen dreimal so hohen installierten Erzeugungsleistung würde sich der untererregte Stellbereich noch etwas erhöhen, der übererregte Bereich wäre jedoch aufgrund von Spannungsbandüberschreitungen um etwa ein Drittel geringer. In einer weiteren Simulation untersuchte die dena das Blindleistungspotenzial der Anlagen im HS-Netz ohne Mitwirkung der EZA im NS- und MS-Netz. Der Stellbereich würde sich hierbei zwar verringern, wäre jedoch bei einer entsprechend hohen Anzahl an HS-Anlagen hinsichtlich der Blindleistungsbereitstellung für das Übertragungsnetz noch ausreichend. Da nicht in jedem Netzgebiet genügend HS-Anlagen installiert sind, werden sich besonders in solchen Gebieten auch die unterlagerten Netzebenen beteiligen müssen [44].

Auch die Studie „Kombikraftwerk 2“ (KK2) beschäftigt sich mit Systemdienstleistungen, jedoch bei einer rein regenerativen Stromerzeugung. Ihren Ergebnissen zufolge können die Spannungstoleranzbänder im Übertragungsnetz durch neue Spannungshaltungsstrategien eingehalten werden. Nach ihren Berechnungen werden dabei vor allem HGÜ-Leitungen, leistungselektronisch gekoppelte EZA hoher Spannungsebenen, zusätzliche Kompensationsanlagen und Generatoren im Phasenschieberbetrieb eine große Rolle spielen. Falls zu bestimmten Zeiten die Möglichkeit der Blindleistungsbereitstellung aus den hohen Spannungsebenen nicht ausreicht, könnten dezentrale EZA aus unterlagerten Ebenen einbezogen werden. Nach den Schätzungen von KK2 könnte das gesamte Verteilnetz etwa 35 Gvar sowohl kapazitiv als auch induktiv liefern. Dadurch könnte der Blindleistungsbedarf des Höchstspannungsnetzes

von zukünftig etwa 25 Gvar kapazitiv und etwa 10 Gvar induktiv<sup>9</sup> befriedigt werden. Allerdings hätte die dezentrale Blindleistungsbereitstellung einen negativen Einfluss zum einen auf die örtlichen Spannungsbänder und zum anderen auf die Netzverluste. Zudem wären ein erhöhter Automatisierungsgrad des Verteilnetzes und regelbare Transformatoren notwendig. Um eine genaue Aussage über das Potenzial der dezentralen Blindleistungsbereitstellung für das Übertragungsnetz treffen zu können, verweist KK2 auf noch ausstehende tiefergehende Untersuchungen [65].

### **Blindleistungsmanagement**

Die Voraussetzung für eine koordinierte Blindleistungsbereitstellung der verschiedenen Blindleistungsquellen stellt ein Blindleistungsmanagement dar. Der Begriff Blindleistungsmanagement „bezeichnet den sinnvollen und sorgsam Umgang mit Blindleistung (...) und umfasst Funktionen der Netzplanung und Netzführung“ [92]. Die Anlagen werden dabei optimal eingesetzt, sodass es weder zu Spannungsbandverletzungen noch zu thermischen Überlastungen kommt. Auch die Netzverluste, die durch eine erhöhte Blindleistungsbereitstellung anfallen, könnten dadurch minimal gehalten werden. Anlagen in höheren Spannungsebenen und nahe am Umspannwerk gelegene Anlagen sollten dazu zuerst einbezogen werden. Damit die Anlagen optimal gesteuert werden können, ist eine Anbindung an die Netzleittechnik und damit die Erweiterung der Messtechnik in den Netzen notwendig [44]. Auch die direkte Steuerbarkeit der dezentralen EZA ist erforderlich. Größere Anlagen besitzen gemäß EEG bereits eine Fernwirkanlage und können Blindleistungssollwertvorgaben empfangen. Die Aufgabe des Blindleistungsmanagements würde vor allem der Verteilnetzbetreiber übernehmen müssen. So sollte er zum einen sein eigenes Netzgebiet blindleistungsneutral betreiben, zum anderen könnte er dem Übertragungsnetzbetreiber Blindleistung als Systemdienstleistung anbieten [93]. Nicht nur dem überlagerten Netz, sondern auch unterlagerten Netzen kann diese Systemdienstleistung angeboten werden. So könnten z.B. Anlagen im Mittelspannungsnetz ein aufgrund vieler Photovoltaikanlagen und Lasten stark induktiv wirkendes Niederspannungsnetz kompensieren [77]. Für eine erfolgreiche Koordination ist eine entsprechende Kommunikationsmöglichkeit zwischen den Verteil- und den Übertragungsnetzbetreibern erforderlich [44].

Damit eine wirkleistungsunabhängige Blindleistungsbereitstellung möglich wird, bedarf es regulatorischer Änderungen. Vor allem sollte ein finanzieller Ausgleich für die erweiterte Blindleistungsbereitstellung angestrebt werden, da diese Möglichkeit mit höheren Betriebs-, Investitions- und Wartungskosten verbunden ist [77]. Ein grundsätzlich neuer Gedanke wäre ein regionaler Blindleistungsmarkt. Ein denkbare Konzept wird vom Zentralverband Elektrotechnik- und Elektroindustrie (ZVEI) in [86] vorgeschlagen. Der Blindleistungsmarkt in Ver-

---

<sup>9</sup> Der geringe induktive Blindleistungsbedarf ist in dieser Simulation auf die geplanten HGÜ-Leitungen zurückzuführen. Im Gegensatz zum Wechselstrom benötigt die Gleichstromübertragung keine induktive Blindleistung.

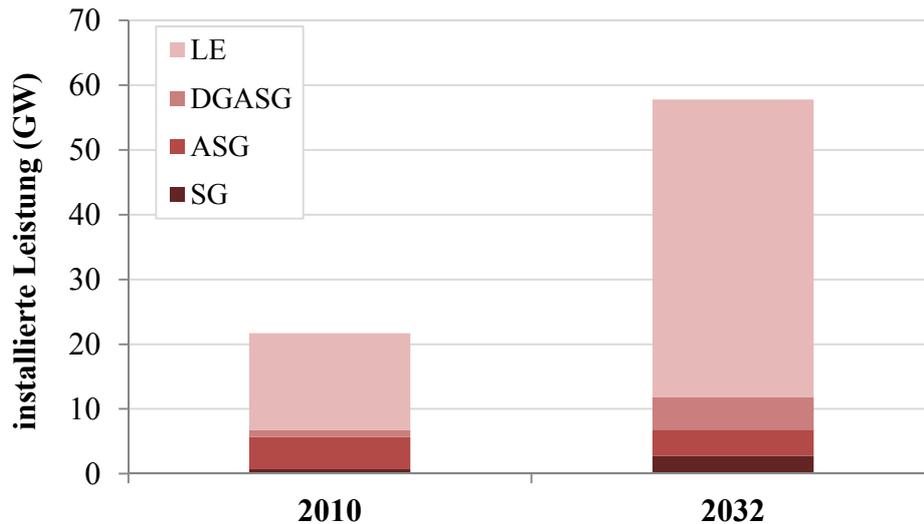
bindung mit einem Blindleistungsmanagement hat das Ziel, die Blindleistungsflüsse netzzustandsabhängig zu optimieren. Als Grundvoraussetzung schlägt der ZVEI einen Leistungsfaktor von  $\cos \varphi = 1$  für alle Anschlussnehmer vor. Als Anschlussnehmer werden vor allem dezentrale EZA und Betriebe verstanden. Für die ausgeglichene Blindleistungsbilanz soll einzig der Verteilnetzbetreiber verantwortlich sein. Dazu kann dieser entweder zu herkömmlichen Maßnahmen, wie Netzausbau und zusätzlichen Kompensationsanlagen, greifen oder aber auch ein bestimmtes Blindleistungsverhalten von den Anschlussnehmern mittels bilateraler Vereinbarungen oder über regionale Blindleistungsmärkte monetär erwerben. Nach den Vorschlägen des ZVEI sollte zudem die Möglichkeit bestehen, dass der Übertragungsnetzbetreiber vom Verteilnetzbetreiber Blindleistung erwerben kann. Falls keine speziellen Regelungen getroffen wurden, sollte ein unmittelbarer Zugriff des Übertragungsnetzbetreibers auf die Blindleistungsquellen aus Systemsicherheitsgründen nicht möglich sein.

## 6.2 Dynamische Spannungshaltung

Wie bei der statischen Spannungshaltung, stehen die Netzbetreiber auch bei der dynamischen Spannungshaltung vor neuen Herausforderungen, insbesondere hinsichtlich der Kurzschlussleistung. Eine Studie des Fraunhofer-Institutes IWES [94] prognostiziert eine Verringerung der Kurzschlussleistung um etwa 20 % bis zum Jahr 2032 gegenüber dem Vergleichsjahr 2010 über alle Spannungsebenen hinweg. Dazu hat das Fraunhofer-Institut die im Jahr 2032 installierte Leistung nach dem Ausbauszenario B des NEP 2012 (vgl. **Abbildung 1** in Kapitel 1) auf die verschiedenen Spannungsebenen übertragen. Anschließend wurden diese den Netzkopplungstechnologien<sup>10</sup> zugeordnet und mit den entsprechenden Kurzschlussleistungen (vgl. **Tabelle 2** in Kapitel 2.5) gewichtet. Auf Mittelspannungsebene sagt das Fraunhofer-Institut IWES eine Reduktion des Kurzschlussstromes um bis zu 25 % im Jahr 2032 im Vergleich zum Jahr 2010 voraus. Wie in **Abbildung 41** dargestellt, könnte zwar die installierte Leistung im Mittelspannungsnetz um etwa 36 GW bis zum Jahr 2032 steigen, jedoch handelt es sich dabei vor allem um leistungselektronisch gekoppelte EZA mit einem sehr geringen Kurzschlussstrombeitrag.

---

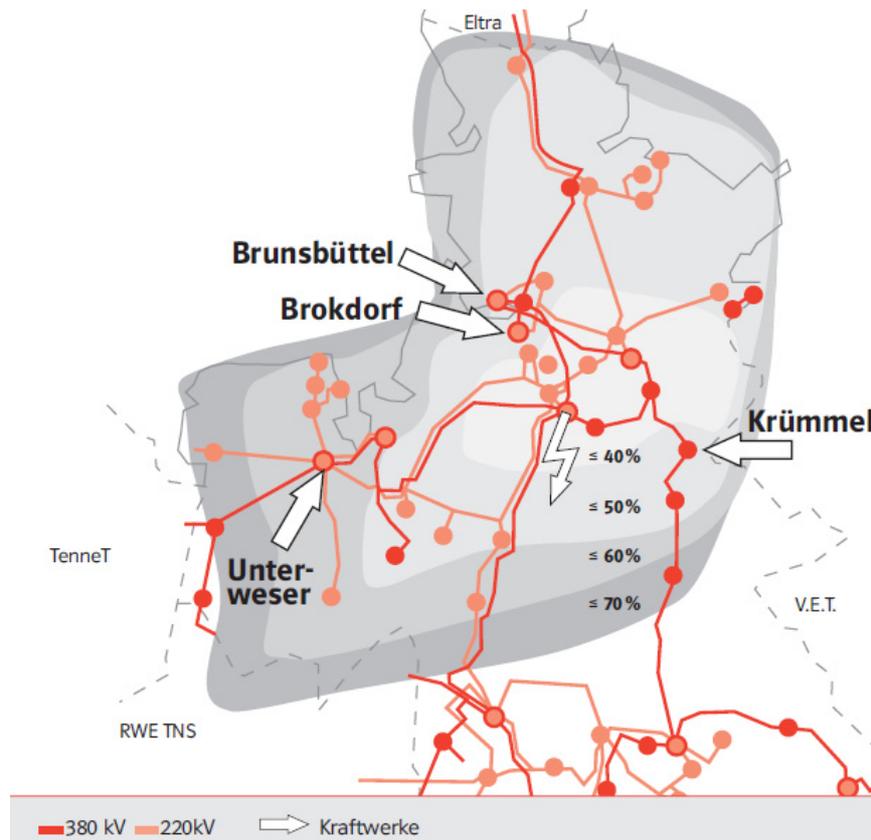
<sup>10</sup> **LE**: leistungselektronisch gekoppelte EZA,  
**DGASG**: Doppelt gespeister Asynchrongenerator,  
**ASG**: direkt gekoppelter Asynchrongenerator,  
**SG**: direkt gekoppelter Synchrongenerator.



(Quelle: Eigene Darstellung, Daten aus [94] )

**Abbildung 41:** Nach Netzkopplung sortierte installierte Leistung der Mittelspannung

Auch die dena hat in [44] die Entwicklung der Kurzschlussleistung bis zum Jahr 2033 untersucht. Die minimalen und maximalen Kurzschlussstrombeiträge bleiben laut ihren Berechnungen in der Größenordnung von 2011. Allerdings kommt die Studie zu dem Schluss, dass die Kurzschlussleistung im Mittel um etwa 20 % gegenüber 2011 steigen wird. Der Grund für diese im ersten Moment gegensätzlich scheinende Aussage liegt in der zusätzlichen Berücksichtigung der Netztopologie sowie der genau angenäherten Last- und Erzeugungssituation. Dabei ist eine Abflachung des Spannungstrichters, d.h. eine Ausweitung des Spannungseinbruchs, zu erkennen. Dies liegt vor allem an der eingeschränkten Spannungsstützung, da in Fehlernähe die verfügbare Kurzschlussleistung wegen des hohen Anteils an leistungselektronisch gekoppelten Anlagen zukünftig geringer ausfallen wird. In Folge des ausgedehnten Spannungstrichters werden weiter entfernte EZA herangezogen und liefern einen Kurzschlussstrom. Der verstärkte Netzausbau und die höhere Vermaschung der Netze, etwa durch weitere Transformatoren und Netzkupplungen, verstärken diesen Effekt. Der Grund dafür ist, dass die elektrische Entfernung zur Fehlerstelle abnimmt. Dies kann insbesondere bei Fehlern in den Verteilnetzen zu größeren Beiträgen des Kurzschlussstromes aus dem überlagerten Netz führen. **Abbildung 42** zeigt die Ausbreitung des Spannungseinbruchs bei einem dreipoligen Kurzschluss am Umspannwerk Dollern in Niedersachsen, einer Region mit einem hohen Anteil an Windenergieanlagen. In diesem Beispiel würde die Netzspannung um mindestens 20 % abfallen. Das würde zu einer plötzlichen Abschaltung nahezu der gesamten Windenergieanlagen in diesem Gebiet führen [95]. Der Grund dafür liegt vor allem in den Abschaltbedingungen der Altanlagen. Denn vor dem Jahr 2003 installierte Windkraftanlagen schalten sich bereits bei einer Klemmenspannung unter 80 % der Nennspannung ab. Die schlagartig abgeschaltete Leistung kann in einigen Regionen Deutschlands über der im europäischen Verbundnetz vorgehaltenen Primärregelleistung von 3.000 MW liegen. Dadurch wäre die Systemsicherheit stark gefährdet [89].



**Abbildung 42:** Spannungstrichter bei einem dreipoligen Kurzschluss [95]

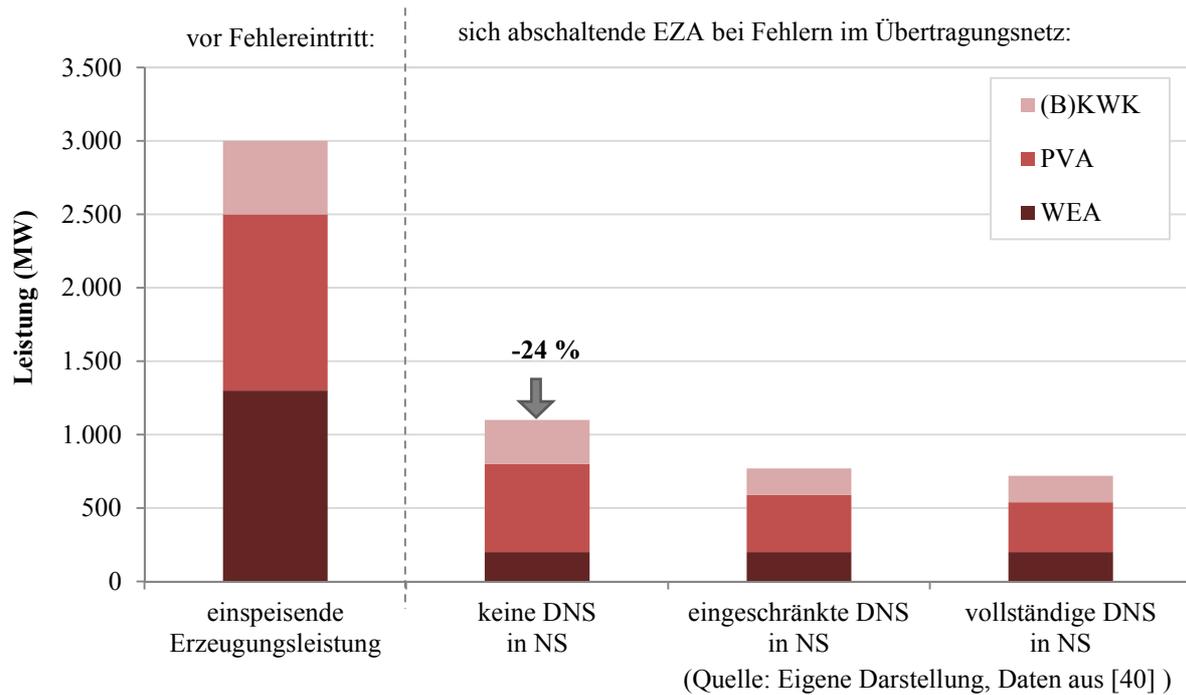
Mit dem Ausbau dezentraler EZA verlagert sich die Kurzschlussleistung zunehmend vom Übertragungsnetz in die Verteilnetze. Ein wichtiger, nicht zu verachtender Aspekt liegt in der hohen Anzahl an Anlagen mit einer volatilen Einspeisung. Dies kann in den Verteilnetzen zu starken wetter- und zeitabhängigen Differenzen des Kurzschlussstrombeitrags führen. Nach den Untersuchungen der dena kann es im Jahr 2033 z.B. im 110-kV-Netz abhängig vom Wind- und Sonnendargebot zu Schwankungen der Kurzschlussleistung im Bereich von 30 % bis 40 % kommen. Dieses Verhalten wirkt sich besonders erschwerend auf die Schutzauslegung aus. Eine Möglichkeit, die Netzstützung von Tageszeit und Wetter zu entkoppeln, stellt ein stetiges Verbleiben der volatilen EZA am Netz dar. Wie in Kapitel 6.1.2 erklärt, können selbstgeführte Umrichter auch ohne Wirkleistung einen Blindstrom einspeisen und damit Kurzschlussleistung bereitstellen. Diese Möglichkeit bedingt jedoch Wirkleistungsverluste durch die Halbleiterventile und die Zwischenkreiskapazität. Die Wirkleistung für diese Umrichterverluste muss aufgrund des fehlenden Primärenergiedargebots aus dem Stromnetz bezogen werden. Neben der Forderung zum kontinuierlichen Verbleiben der volatilen EZA am Netz sollte daher festgelegt werden, wer für die benötigten Wirkleistungsbezüge aufkommt. Zudem sollte das bestehende Schutzkonzepte unter dem Aspekt der veränderten geographischen Verteilung der Kurzschlussleistung neu bewertet werden [44].

In einer Studie [40] der Technischen Universität Delft unter Begleitung des FNN<sup>11</sup>-Experten-netzwerks wurden die Auswirkungen der dynamischen Netzstützung von EZA im Mittel- und insbesondere im Niederspannungsnetz unter derzeitigen und erweiterten Anforderungen untersucht. Die dynamische Netzstützung wurde dabei in „eingeschränkt“ und „vollständig“ unterteilt. Während die **eingeschränkte** dynamische Netzstützung vor allem das Verbleiben der EZA am Netz während des Fehlers und den begrenzten Blindleistungsbezug aus dem Netz nach Fehlerklärung beschreibt, umfasst die **vollständige** dynamische Netzstützung zusätzlich die Blindstrombereitstellung während des Fehlers. Nach Angaben der im FNN vertretenen Verteilnetzbetreiber beteiligen sich lediglich die Anlagen in der Hochspannungsebene und in der HS/MS-Umspannebene an einer vollständigen dynamischen Netzstützung. Die Anlagen in den Mittelspannungssträngen unterliegen nur der eingeschränkten dynamischen Netzstützung. Zwar müssen alle Anlagen in der Mittelspannung nach der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie zur Blindstromeinspeisung während des Fehlers in der Lage sein; dies würde jedoch zu einer kostspieligen Angleichung des Netzschutzes führen. In der Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 ist dagegen definiert, dass sich die Anlagen in der Niederspannung bei Spannungseinbrüchen auf unter 80 % der Nennspannung vom Netz trennen müssen. Da bereits heute ein Großteil der dezentralen Erzeugungsleistung in den Mittel- und Niederspannungsnetzen installiert ist, kann es bei Netzfehlern zu einer Gefährdung der Systemstabilität aufgrund von Anlagenabschaltungen kommen. Dies soll anhand von **Abbildung 43**<sup>12</sup> genauer untersucht werden. Der linke Balken stellt die dezentrale Erzeugungsleistung für einen windig-klaren Frühlingssonntag im Jahr 2022 dar. Die drei Balken auf der rechten Seite zeigen die nach Netzstützungskonzept unterteilte Größenordnung der Erzeugungsleistung in der Niederspannung, die sich aufgrund eines Kurzschlusses im Übertragungsnetz trennen würde. Die Anlagen in der Hoch- und Mittelspannung unterliegen in der Graphik der vollständigen dynamischen Netzstützung. Ohne eine dynamische Netzstützung der EZA in der Niederspannung würde sich demnach eine Erzeugungsleistung in der Größenordnung von rund 1.100 MW vom Netz trennen. Dieser Wert entspricht etwa 37 % der einspeisenden dezentralen Erzeugungsleistung. Die Ausfalleistung ist damit um 24 % geringer gegenüber der Größenordnung, wenn sich die Anlagen in den Mittelspannungssträngen lediglich an einer eingeschränkten dynamischen Netzstützung beteiligen. Würden die Anlagen in der Niederspannung einer eingeschränkten dynamischen Netzstützung unterliegen, so könnte die Ausfalleistung auf etwa 770 MW reduziert werden. Das entspricht etwa 26 % der einspeisenden dezentralen Erzeugungsleistung. Eine kleine Verbesserung ließe sich noch durch eine vollständige dynamische Netzstützung der EZA in der Niederspannung erzielen.

---

<sup>11</sup> FNN: Forum Netztechnik/Netzbetrieb im Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE).

<sup>12</sup> DNS: Dynamische Netzstützung,  
B(KWK): Biogasanlagen und Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung,  
PVA: Photovoltaikanlagen,  
WEA: Windenergieanlagen.



**Abbildung 43:** Ausfalleistung im Jahr 2022 bei Fehlern im Übertragungsnetz

Die Autoren der Studie empfehlen daher, in einem ersten Schritt die vollständige dynamische Netzstützung sowohl bei Neuanlagen als auch bei Bestandsanlagen in den Mittelspannungssträngen zu aktivieren. Darüber hinaus schlagen die Autoren netzkopplungsspezifische Mindestanforderungen an die dynamische Netzstützung von Neuanlagen in der Niederspannung vor. So sollten die leistungselektronisch gekoppelten EZA oberhalb von 30 % der Nennspannung als Mindestanforderung die eingeschränkte dynamische Netzstützung durchführen können. Darüber hinaus empfehlen sie die vollständige dynamische Netzstützung für dreiphasig angeschlossene Anlagen. Für die direkt gekoppelten Synchron- und Asynchrongeneratoren ist ihrer Meinung nach eine Netztrennung bei Spannungseinbrüchen unterhalb von 60 % bis 80 % der Nennspannung anzuraten. Die Gründe dafür sind die negativen Auswirkungen auf das bestehende Schutzkonzept, der hohe Blindstrombezug der Generatoren nach Fehlerklärung und der schnelle Verlust der transienten Stabilität der Synchrongeneratoren aufgrund der geringen Massenträgheitsmomente. Der erstgenannte Grund soll an dieser Stelle kurz erläutert werden. In den Verteilnetzen werden insbesondere in Strahlennetzen meist einfache Überstromschutzrelais verwendet. Sofern diese Schutzsysteme keine Richtungserkennung besitzen, kann es bei einer vollständigen dynamischen Netzstützung der dezentralen Anlagen mit Generatoren zu Problemen wie „Abschirmung“ oder „Fehlentstörung“ (vgl. **Abbildung 57** in **Anhang C**) bei generatornahen Fehlern kommen. Dies liegt vor allem an dem hohen, schwer beeinflussbaren Kurzschlussstrombeitrag der Generatoren. Aus diesem Grund sehen die Autoren für dezentrale Anlagen mit Generatoren die Trennung vom Netz bei generatornahen Fehlern als sinnvollste Lösung an.

### 6.3 Zusammenfassung Spannungshaltung

Bei der Spannungshaltung kann zwischen statisch und dynamisch, also zwischen dem normalen und dem gestörten Betrieb, unterschieden werden. Hinsichtlich der statischen Spannungshaltung könnte der Blindleistungsbedarf auf allen Netzebenen steigen. Gleichzeitig verringert sich der Anteil klassischer Blindleistungsquellen. Um dies zu kompensieren, gibt es verschiedene Möglichkeiten. Eine Möglichkeit stellen leistungselektronisch gekoppelte EZA dar. Dazu müssen sie in der Lage sein, Blindleistung auch unabhängig von der Wirkleistung einspeisen zu können. Nach Berechnungen der dena wäre dann ein blindleistungsneutraler Betrieb auf allen Netzebenen möglich. So könnte der Wegfall der Großkraftwerke im Übertragungsnetz ausgeglichen werden. Darüber hinaus könnte sogar Blindleistung aus dem Verteilnetz für die Spannungshaltung im Übertragungsnetz angeboten werden. Für den gezielten Blindleistungseinsatz wäre die Einführung eines Blindleistungsmanagements in den Verteilnetzen notwendig. Auch sollte über ein Vergütungsmodell bis hin zu einem regionalen Blindleistungsmarkt nachgedacht werden. Dies würde dem zukünftig erhöhten Stellenwert der Blindleistung Rechnung tragen.

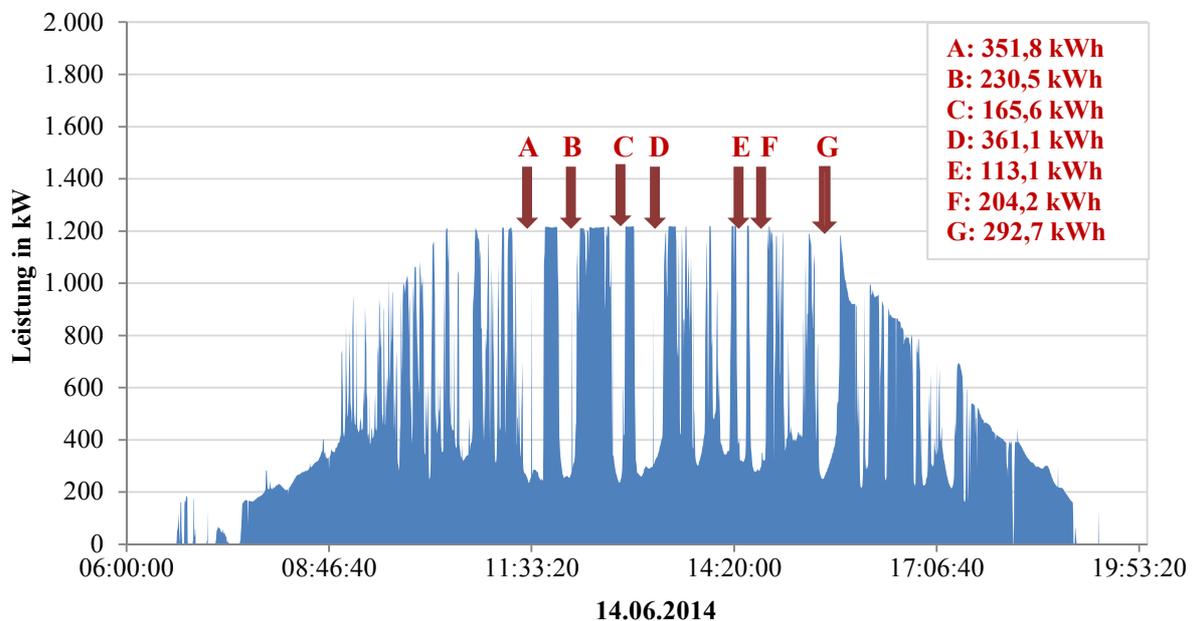
Bei der dynamischen Spannungshaltung ist eine Veränderung der Kurzschlussleistung zu beobachten. Besonders kritisch wird die Ausweitung des Spannungstrichters aufgrund der fehlenden Netzstützung gesehen. Dabei kann es zu Abschaltungen von EZA bis hin zur Höhe der vorgehaltenen Primärreserve kommen, wodurch die Systemsicherheit stark gefährdet wäre. Abhilfe kann der stärkere Einbezug dezentraler EZA hinsichtlich der dynamischen Netzstützung leisten. So sollte vor allem bei den Anlagen in den Mittelspannungssträngen die vollständige dynamische Netzstützung, also die Möglichkeit der Blindleistungsbereitstellung während eines Fehlers, aktiviert werden. Dies ist bereits Stand der Technik, wird jedoch aufgrund der kostenintensiven Schutzanpassung derzeit nicht genutzt. Die Netzstützung der Anlagen im Niederspannungsnetz soll dagegen abhängig von der Netzkopplungstechnologie durchgeführt werden. Daher sollten die leistungselektronisch gekoppelten EZA als Mindestanforderung den Fehler auch bei tiefen Spannungseinbrüchen bis oberhalb von 30 % der Nennspannung durchfahren können. Dahingegen wird bei direkt gekoppelten Generatoren die Netztrennung aus insbesondere netzschutztechnischen Gründen bei Spannungseinbrüchen unterhalb von 60 % bis 80 % der Nennspannung für die sinnvollste Lösung gehalten. Problematisch wird auch der hohe Anteil volatiler EZA in den Verteilnetzen gesehen. Hierbei kann es zu starken wetter- und zeitabhängigen Schwankungen der Kurzschlussleistung kommen. Ein stetiges Verbleiben der volatilen EZA am Netz könnte diesem Problem entgegenwirken. Somit könnten die Umrichter das Netz durch die Blindleistungsbereitstellung im Fehlerfall stützen. Bei dieser Möglichkeit sollte über eine Vergütung nachgedacht werden, da durch das kontinuierliche Verbleiben des Umrichters am Netz zusätzliche Verluste entstehen.

## 7 Netzstabilisierende Maßnahmen

Die volatile Einspeisung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen wirkt sich in vielerlei Hinsicht negativ auf die Netzstabilität aus. Aus diesem Grund ist zu überlegen, ob neue Einspeisemaßnahmen für fluktuierende EZA getroffen werden sollten. Statt zahlreiche netzseitige Maßnahmen treffen zu müssen, würde so lediglich der Verursacher herangezogen werden.

### Analyse der Leistungseinbrüche

In einem ersten Schritt sollen die Leistungseinbrüche und die steilen Flanken der volatilen Einspeisung am Beispiel einer Photovoltaikanlage untersucht werden. Dazu wurde ein charakteristischer Tag aus den Messdaten der 1,2 MW-Photovoltaikanlage (vgl. Kapitel 6.1) gewählt (vgl. **Abbildung 44**). In der Abbildung sind deutlich die durch den Wolkenzug verursachten Leistungseinbrüche zu erkennen. Die Leistung bricht dabei stets nur bis auf etwa 300 kW ein. Dies ist ein für Photovoltaikanlagen typisches Verhalten, da die Leistung direkt von der Einstrahlung abhängt. Befindet sich eine Wolke zwischen dem Modul und der Sonne, so trifft zwar weniger direkte Strahlung auf die Moduloberfläche, dennoch aber die diffuse Strahlung. Außerdem wirkt sich die räumliche Ausdehnung der Photovoltaikanlage mildernd auf den Leistungseinbruch aus. So kommt es in einem Teil der Anlage zu einer Verschattung durch den Wolkenzug; die unverschatteten Module können jedoch weiterhin Energie einspeisen.



**Abbildung 44:** Analyse der Leistungseinbrüche einer Photovoltaikanlage

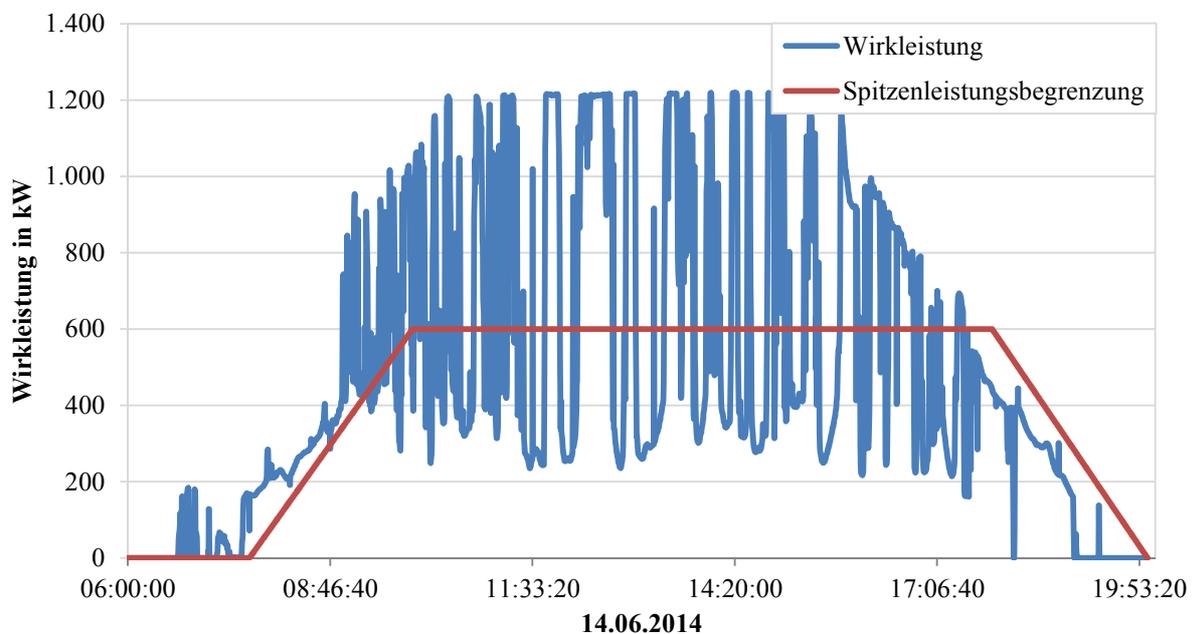
Besonders auffällig sind auch die hohen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten. Die Auswertung der Messdaten hat Leistungsgradienten von 50 – 70 % der Nennleistung pro Minute ergeben. Das bedeutet, dass in nur etwa 80 Sekunden die Leistung um circa 900 kW einbricht. Eine genauere Untersuchung mit Jahresdaten einer bayerischen 1 MW-Photovoltaikanlage in

[88] hat sogar maximale Leistungseinbruchsgradienten von  $80 \% P_n/\text{min}$  ergeben. Diese treten allerdings nur selten auf. Häufiger sind laut [88] Leistungsgradienten kleiner  $20 \%/\text{min}$ . In [96] wurden die Leistungsänderungen von verschiedenen großen Anlagen verglichen. Dabei stellte sich heraus, dass je kleiner die Photovoltaikanlage ist, desto stärker und häufiger sind auch deren Leistungsschwankungen. Der Grund dafür sind die geringeren Anlagenabmessungen, weshalb sich der Wolkenzug stärker auf die Leistung auswirkt.

Abschließend soll die entgangene Energiemenge länger andauernder Leistungseinbrüche von 10 - 16 Minuten betrachtet werden. Die Ergebnisse ausgewählter Leistungseinbrüche sind in **Abbildung 44** zusammengefasst. Demnach entgehen der Photovoltaikanlage bei länger andauernden Einbrüchen Energiemengen im Bereich von 110 kWh bis 350 kWh. Zur besseren Vorstellung der Größenordnung hier noch ein Vergleich: Die Energiemenge eines einzigen wolkenbedingten Leistungseinbruchs mit 200 kWh entspricht beispielsweise dem Jahresenergieverbrauch einer Waschmaschine mit 10 kg Fassungsvermögen [97].

### Maßnahmen zur Verstetigung der Einspeisung

Um die Einspeisung einer Photovoltaikanlage gleichmäßiger zu gestalten, könnte neben der Anlage ein Batteriespeicher installiert werden. Dieser Speicher müsste einen entsprechenden Regel- und Steueralgorithmus besitzen, damit die Anlage möglichst netzverträglich einspeist. Eine Möglichkeit stellt die sogenannte Spitzenleistungsbegrenzung dar. Ein Beispiel dafür ist mit einer auf maximal 600 kW begrenzten Netzeinspeisung in **Abbildung 45** abgebildet.



**Abbildung 45:** Einspeisung mit Spitzenleistungsbegrenzung

Der Speicher wird bei der Spitzenleistungsbegrenzung in den Morgenstunden mit einer definierten Rampe vorgeladen. Dadurch können bereits erste Einspeiseschwankungen ausgegli-

chen werden. Beim Erreichen der Einspeisegrenze wird zwischen den Betriebsmodi „Laden“ und „Entladen“ gewechselt, um die auftretenden Leistungsschwankungen ausgleichen zu können. In den Abendstunden wird der Speicher dann komplett entladen und mit einer gleichmäßigen Rampe heruntergefahren.

Die Spitzenleistungsbegrenzung bietet aus Netzsicht folgende Vorteile:

- Bessere Ausnutzung bestehender Netzkapazitäten,
- Planbarkeit der Stromerzeugung,
- Einfachere Betriebsführung und Vermeidung von Abregelungen,
- Vermeidung von übermäßigem Regelleistungseinsatz,
- Verbesserte Spannungsqualität.

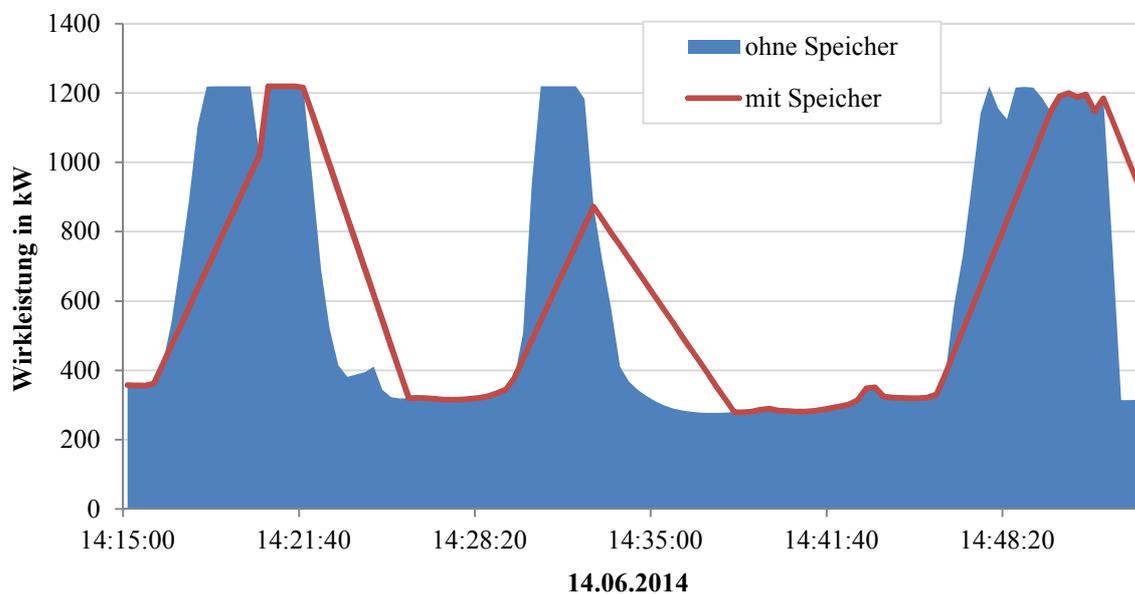
Trotz der vielen Vorteile ist die zusätzliche Installation eines Speichers mit hohen Kosten verbunden. Dabei stellt sich die Frage, wer für die hohen Kosten aufkommen soll, der Anlagenbetreiber oder der Netzbetreiber? Ohne entsprechende regulatorische Vorschriften oder auch finanzielle Förderungen ist ein solcher Einsatz eher unwahrscheinlich. Anders würde es bei einem zentral im Netz installierten Großspeicher aussehen. So wurde am 16.9.2014 der größte Batteriespeicher Europas mit einer Kapazität von 5 MWh und insgesamt 25.600 Lithium-Ionen-Zellen an das Stromnetz angeschlossen, um die Schwankungen volatiler EZA auszugleichen [98]. Die Großbatterie soll sich durch die Teilnahme am Primärregelleistungsmarkt refinanzieren. Der Batteriespeicher kann aufgrund der hohen Reaktionszeit im Millisekundenbereich und der Nutzung der vollen Speicherleistung etwa zehn konventionelle Kraftwerke hinsichtlich der Regelleistungserbringung ersetzen, da diese nur ein begrenztes Regelleistungsband zur Verfügung stellen können [99].

### **Maßnahmen zur Begrenzung der Leistungsgradienten**

Hohe Leistungsgradienten sind eine große Herausforderung für Netzbetreiber. Besonders problematisch sind die Leistungsschwankungen in kleinen Netzen mit hohem Anteil volatiler Anlagen. Doch auch der stabilisierende Effekt des europäischen Verbundnetzes könnte durch den sinkenden Schwungmassenanteil in Zukunft abnehmen. Diese Probleme sollten rechtzeitig erkannt und Möglichkeiten einer stabileren Einspeisung aus volatilen EZA geschaffen werden. Eine solche Möglichkeit stellt beispielsweise eine Rampenbegrenzung (Ramp Rate Control) dar, welche den Gradienten des Leistungseinbruchs bzw. der Leistungsrückkehr abschwächt. Zur Veranschaulichung sind in **Abbildung 46** die zwei Leistungseinbrüche „E“ und „F“ aus **Abbildung 44** vergrößert dargestellt und die Einspeisung mit einer Rampenbegrenzung in roter Farbe eingezeichnet. Der Speicher würde sich demnach mit dem Einbruch der Leistung entladen, sodass eine entsprechende Rampe bis zum Leistungstief eingehalten

wird. Ebenso müsste er sich mit der Leistungsrückkehr entsprechend laden und damit den Leistungsanstieg begrenzen.

Da für eine Rampenbegrenzung ein relativ kleiner Speicher ausreicht, könnten beispielsweise Supercaps oder supraleitende Spulen (SMES) genutzt werden. Diese haben den Vorteil, dass sie größere Energiemengen sekundenschnell speichern bzw. bereitstellen können und eine sehr hohe Zyklenzahl besitzen [100]. Die nutzbare Energie eines Speichers für das in **Abbildung 46** dargestellte Beispiel müsste etwa 20 kWh betragen. In [101] wird eine Methode vorgestellt, wie für eine bestimmte Photovoltaikanlagengröße die minimal benötigte Speicherkapazität berechnet werden kann, sodass stets die gewünschte maximale Rampe eingehalten wird.



**Abbildung 46:** Einspeisung mit einer Rampenbegrenzung

In einigen Ländern wird die Idee der Rampenbegrenzung bereits umgesetzt. So fordert beispielsweise das Elektrizitätsversorgungsunternehmen von Puerto Rico (PREPA) eine maximale Leistungsrampe von 10 % der Nennleistung pro Minute [101]. Die Rampenbegrenzungsfunktion wird auch von einigen bekannten Wechselrichterherstellern (z.B. SMA und General Electric) angeboten [102, 103].

Die Rampenbegrenzung bietet zudem die Möglichkeit, die volatile Einspeisung mit einer oder mehreren steuerbaren EZA, wie z.B. Netzersatzanlagen oder Biogasanlagen, zu koppeln. Durch die geringeren Leistungsgradienten könnten diese somit gezielt die Leistungsschwankungen ausgleichen, wodurch sich in Summe eine gleichmäßige Einspeisung ergibt. In **Abbildung 47** ist schematisch die Kopplung einer Photovoltaik- mit einer Biogasanlage dargestellt. Die Biogasanlage speist dabei nur dann ein, wenn die Photovoltaikanlage wenig oder gar nicht einspeist (vgl. orangene und grüne Linie). Da Biogas für gewöhnlich kontinuierlich

erzeugt wird, muss ein ausreichend groß dimensionierter Gasspeicher installiert sein (vgl. blaue Linie). Das gespeicherte Biogas könnte dann in einem weiteren Generator verstromt oder nach einer entsprechenden Gasaufbereitung in das Erdgasnetz eingespeist werden. Aus Netzsicht entsteht somit eine kontinuierliche Stromeinspeisung (vgl. rote Linie).

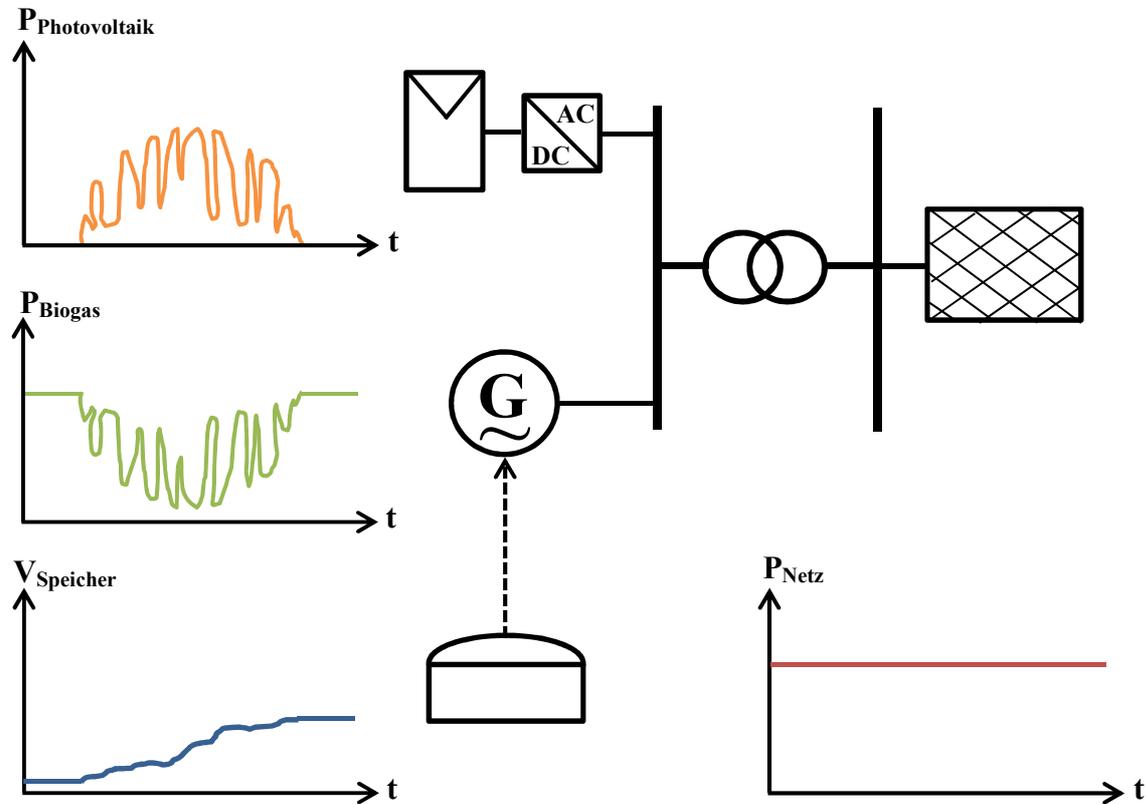


Abbildung 47: Kopplung einer Photovoltaik- und einer Biogasanlage

## 8 Wirtschaftlichkeit der Regelleistungsvermarktung

In den vorangegangenen Kapiteln wurde deutlich, dass sich die dezentralen Erzeugungsanlagen (EZA) im zunehmenden Maße an den Systemdienstleistungen beteiligen müssen. Eine dieser Systemdienstleistungen ist die für die Frequenzhaltung notwendige Regelleistungsbereitstellung. Da zukünftig insbesondere die volatilen EZA an der Stromerzeugung beteiligt sein werden, ist die Integration dieser Anlagen in den Regelleistungsmarkt nur noch eine Frage der Zeit.

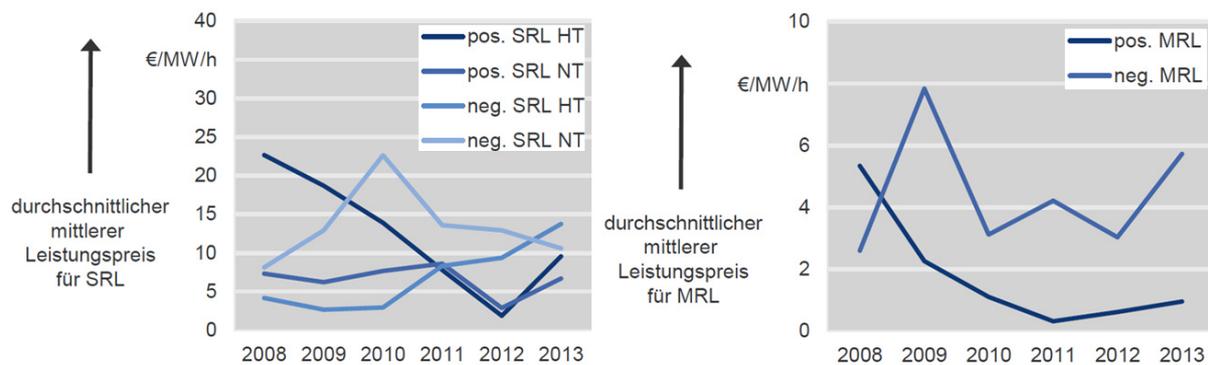


Abbildung 48: Durchschnittliche mittlere Leistungspreise für SRL und MRL [42]

Seit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2014 ist die Direktvermarktung für Neuanlagen größer 500 kW verpflichtend (§ 19 Abs. 1 & § 27 Abs. 2 EEG)<sup>13</sup>. Damit muss der Strom an der Börse gehandelt werden und der Anspruch auf eine feste Einspeisevergütung entfällt. Mit dieser Veräußerungsform unterliegen die Anlagen nach § 80 Abs. 1 EEG im Gegensatz zur festen Einspeisevergütung nicht dem Doppelvermarktungsverbot, weshalb Regelenergie zusätzlich angeboten werden kann. Daher soll in diesem Kapitel die Wirtschaftlichkeit der Regelleistungsbereitstellung aus volatilen Anlagen bewertet werden. Dazu wurde ein frei parametrierbares Programm mit Visual Basic for Applications (VBA) entwickelt, welches die Mehr- bzw. Mindererlöse der Vermarktung negativer Sekundärregelleistung gegenüber der reinen Direktvermarktung am Beispiel einer 1 MW-Photovoltaikanlage ermittelt. Die Wahl der negativen Sekundärregelleistung gegenüber den anderen Regelleistungsprodukten wurde aufgrund der durchschnittlichen Leistungspreise der letzten sechs Jahre getroffen. In **Abbildung 48** ist zu erkennen, dass die Leistungspreise für die negativen Angebote sowohl bei der Sekundärregelleistung (SRL) als auch bei der Minutenreserveleistung (MRL) in den letzten Jahren einen höheren Wert als die positiven Angebote hatten. So lag der Leistungspreis für die negative Reserveleistung im Jahr 2013 bei den drei Vermarktungsmöglichkeiten<sup>14</sup> um je

<sup>13</sup> Ab dem 1.1.2016 ist die Direktvermarktung auch für Anlagen größer 100 kW verpflichtend.

<sup>14</sup> Sekundärregelleistung im Hoch- (SRL HT) bzw. Niedertarif (SRL NT) und Minutenreserveleistung (MRL).

4 - 5 €/MW/h<sup>15</sup> höher als derjenige für positive Reserveleistung. Der Grund dafür könnte eine geringere Verfügbarkeit negativer Regelleistungserbringer sein. Neben den höheren Erlösen durch die größeren Leistungspreise sprechen auch die Opportunitätskosten für ein negatives Regelleistungsangebot. Für ein positives Angebot müsste die Photovoltaikanlage gedrosselt betrieben werden. Dadurch würden dem Anlagenbetreiber potenzielle Erlöse aus der Direktvermarktung entgehen. Der Sekundärregelleistungsmarkt wurde schließlich gewählt, da dort die Leistungspreise mehr als doppelt so hoch sind wie am Minutenreservemarkt. Die Primärregelleistung (PRL) wurde trotz der tendenziell höchsten Leistungspreise (etwa 18 €/MW/h im Jahr 2013 [42]) nicht weiter betrachtet, da am Primärregelleistungsmarkt lediglich ein symmetrisches Produkt gehandelt wird. Die dafür notwendige gedrosselte Fahrweise würde ebenfalls zu hohen Opportunitätskosten führen.

## 8.1 Berechnungsgrundlage der Simulation

Das auf Excel basierende Simulationswerkzeug besteht aus mehreren Tabellenblättern. Bei den Tabellenblättern handelt es sich um die Eingabeoberfläche für die Parameter (vgl. **Abbildung 58** und **Tabelle 11** in **Anhang D**), die Auswertung der Simulationsergebnisse auf Jahres- und Monatsbasis, die stündlichen Simulationsergebnisse und die Datengrundlage. Für die Berechnungen sind folgende Daten aus dem Jahr 2013 hinterlegt:

- ¼ h-Einspeisewerte der 1 MW-Photovoltaikanlage Messedach München-Riem [104],
- Preise der Stundenkontrakte am Spotmarkt<sup>16</sup> [105],
- Monatsmittelwerte der Marktwerte für Solaranlagen am Spotmarkt [106],
- Leistungs- und Arbeitspreise für die SRL [107],
- ¼ h-Abrufwerte der SRL im Netzregelverbund [108].

### Berechnung der vergüteten Direktvermarktung nach EEG 2014

Die Erlöse aus der geförderten Direktvermarktung ( $E_{gDV}$  bzw.  $gDV$ ) setzen sich aus den an der Strombörse erzielten Erlösen für den vermarkteten Strom der Photovoltaikanlage ( $MW_{PVA}$ ) und der sogenannten Marktprämie ( $MP$ ) zusammen:

$$E_{gDV} = gDV = MW_{PVA} + MP \quad (30)$$

Bei der Marktprämie handelt es sich um eine vom Netzbetreiber ausgezahlte Prämie für direkt vermarkteten und tatsächlich eingespeisten Strom aus EEG-Anlagen (§ 34 Abs. 1 EEG). Sie

<sup>15</sup> Die Einheit „€/MW/h“ stellt den Preis der vorgehaltenen Leistung für den Zeitraum von einer Stunde dar.

<sup>16</sup> Strombörse: European Power Exchange (EPEX SPOT) in Paris.

wird aus der Differenz des anzulegenden Wertes (**AW**) und dem Monatsmittelwert des Marktwertes von Solaranlagenstrom am Spotmarkt (**MW<sub>Solar</sub>**) bestimmt (Anlage 1 EEG):

$$\mathbf{MP} = \mathbf{AW} - \mathbf{MW}_{\text{Solar}} \quad (31)$$

Bei dem anzulegenden Wert (**AW**) handelt es sich um den für die Berechnung der EEG-Förderung zugrunde zu legenden Wert. Die Förderung bestimmt sich dabei jeweils anteilig nach der installierten Anlagenleistung im Verhältnis zu dem jeweils anzuwendenden Schwellenwert (§ 23 Abs. 2 EEG). Die Vergütungssätze für neue Photovoltaikanlagen werden monatlich um einen vom Brutto-Zubau der Solaranlagen abhängigen Degressionsfaktor vermindert. Solange der Brutto-Zubau der Solaranlagen in den vorangegangenen zwölf Monaten innerhalb des Zielkorridors von 2.400-2.600 MW liegt, wird der anzulegende Wert um den Basis-Degressionsfaktor von 0,5 % gegenüber dem Vormonat reduziert (§ 31 Abs. 1-2 EEG). Wird der Zielkorridor nicht eingehalten, so verringert oder erhöht sich der Degressionsfaktor gemäß § 31 Abs. 3-4 EEG. Die Förderung wird dem Anlagenbetreiber für zwanzig Kalenderjahre zuzüglich dem Inbetriebnahmejahr gezahlt (§ 22 Abs. 1 EEG).

Die solaren Monatsmarktwerte (**MW<sub>Solar</sub>**) werden auf einer gemeinsamen Internetseite [106] der Übertragungsnetzbetreiber veröffentlicht. Sie berechnen sich aus der Summe des Produkts der durchschnittlichen Stundenkontraktwerte (**ØSKW**) am Spotmarkt und der Menge an Solarstrom in der jeweiligen Stunde (**E<sub>Solar,Std</sub>**), wobei die Summe durch die gesamte Solarstrommenge des Monats (**E<sub>Solar,Mnt</sub>**) geteilt wird (Anlage 1 EEG):

$$\mathbf{MW}_{\text{Solar}} = \frac{\sum_{\text{Std.im Mnt}} (\mathbf{ØSKW} \cdot \mathbf{E}_{\text{Solar,Std}})}{\mathbf{E}_{\text{Solar,Mnt}}} \quad (32)$$

Demnach ist die Marktprämie umso höher, je geringer der solare Monatsmarktwert ausfällt. Der solare Monatsmarktwert ist dabei umso geringer, je geringer der durchschnittliche Stundenkontraktwert des Spotmarktes ausfällt.

### **Berechnung der Erlöse bei zusätzlicher Regelleistungsvermarktung**

Unter den derzeitigen Anforderungen wäre die Teilnahme der Photovoltaikanlage am Sekundärregelleistungsmarkt nicht möglich (vgl. Kapitel 5.3). Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung gelten daher folgende geänderte Marktbedingungen:

- Vorlaufzeit: ein Tag,
- Produktlänge: eine Stunde,
- Keine Mindestgebotsgröße.

Die Photovoltaikanlage kann Regelleistung anbieten, wenn die tatsächliche Einspeisung der jeweiligen Stunde größer ist als die Summe aus dem negativen Regelleistungsangebot und der Prognoseunsicherheit. Darüber hinaus kann die Photovoltaikanlage nur dann Regelleistung

vorhalten, wenn der gebotene Leistungspreis (**LP**) einen Zuschlag erhalten hat. Der Zuschlag erfolgt nach der Merit Order<sup>17</sup> der Leistungspreise aller Anbieter. Wurde der Zuschlag erhalten, so erfolgt die Vergütung mit der Höhe des gebotenen Leistungspreises (Pay-as-bid).

Der Arbeitspreis (**AP**) wird nur dann vergütet bzw. gezahlt<sup>18</sup>, wenn es während der Regelleistungsvorhaltung zu einem Abruf kam. Zur Bestimmung des Abrufs der Photovoltaikanlage wird eine wöchentliche<sup>19</sup> Merit Order aller gebotenen Arbeitspreise erstellt und mit den 2013 tatsächlich abgerufenen Leistungen des Netzregelverbundes verglichen. Kommt es zum Abruf der Photovoltaikanlage, so wird der gebotene Arbeitspreis vergütet (Pay-as-bid).

Bei einem negativen Regelleistungsangebot wird die gesamte, auf Prognosen basierende Einspeisung der Photovoltaikanlage an der Strombörse für den Folgetag vermarktet. Da die Marktprämie jedoch nur für den tatsächlich eingespeisten Strom vergütet wird, reduziert sich ihr Wert um den Betrag der abgerufenen Regelreserve. Aus diesem Grund werden die Erlöse aus der geförderten Direktvermarktung bei gleichzeitiger Vermarktung von negativer Regelleistung mit einem Index versehen (**gDV<sub>RL</sub>**).

Damit die Erlöse aus der Direktvermarktung mit den Erlösen einer zusätzlichen Regelleistungsvermarktung verglichen werden können, müssen die Mehrkosten für die Regelleistungsvermarktung einkalkuliert werden. Diese umfassen die erhöhten Investitionskosten (**K<sub>Inv,RL</sub>**), welche durch die Aufrüstung<sup>20</sup> der Fernwirktechnik entstehen. Auch die laufenden Kosten (**K<sub>lauf,RL</sub>**) für die Internetverbindung müssen berücksichtigt werden. Da die Förderdauer bei den Photovoltaikanlagen zwanzig Jahre beträgt (§ 22 Abs. 1 EEG), werden die Investitionskosten für das berechnete Jahr mit 1/20 berücksichtigt. Werden kürzere Zeiträume betrachtet, so werden die Kosten dem Zeitraum entsprechend umgelegt.

Die Erlöse aus der geförderten Direktvermarktung und der zusätzlichen Vermarktung von negativer SRL (**E<sub>gDV&RL</sub>**) setzen sich damit folgendermaßen zusammen:

$$\mathbf{E_{gDV\&RL}} = \mathbf{gDV_{RL}} + \mathbf{LP} + \mathbf{AP} - \mathbf{K_{Inv,RL}} - \mathbf{K_{lauf,RL}} \quad (33)$$

<sup>17</sup> Bei der „Merit Order“ handelt es sich um die nach Kosten geordneten Leistungsangebote, wobei diejenigen Anbieter mit den günstigsten Angeboten bis zur Bedarfsdeckung einen Zuschlag erhalten.

<sup>18</sup> Bei den Arbeitspreisen sind auch negative Preise üblich. Dabei ändert sich die Zahlrichtung. Folglich muss dann der Anlagenbetreiber den Netzbetreiber bei Abruf vergüten.

<sup>19</sup> Die Simulation basiert auf den realen Daten von 2013. Derzeit wird die SRL wöchentlich statt täglich ausgeschrieben.

<sup>20</sup> Nach § 35 Abs. 1 EEG müssen Anlagen für die vergütete Direktvermarktung fernsteuerbar sein.

## 8.2 Bestimmung der Eingabeparameter

Nachdem die Berechnungsgrundlage der Simulation erklärt wurde, werden nun die maximalen Erlöse durch die Regelleistungsvermarktung ermittelt. Dazu müssen die Eingangsparameter entsprechend festgelegt werden.

### Ermittlung des anzulegenden Wertes

Die Photovoltaikanlage hat eine installierte Leistung von 1.016 kW. Der anzulegende Grundwert ( $AW_{G,PVA}$ ) berechnet sich gemäß der Leistungsaufteilung nach § 23 Abs. 2 EEG und den jeweils anzulegenden Grundwerten nach § 51 Abs. 2 EEG zu:

$$AW_{G,Pn} = AW_{G,10} \cdot \frac{10}{P_n} + AW_{G,40} \cdot \frac{40 - 10}{P_n} + AW_{G,1.000} \cdot \frac{1.000 - 40}{P_n} + AW_{G,Pn} \cdot \frac{P_n - 1.000}{P_n} \quad (34)$$

$$AW_{G,PVA} = 13,15 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} \cdot \frac{10}{1.016} + 12,8 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} \cdot \frac{30}{1.016} + 11,49 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} \cdot \frac{960}{1.016} + 9,23 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} \cdot \frac{16}{1.016} \quad (35)$$

$$AW_{G,PVA} \approx 11,51 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$$

Im nächsten Schritt wird der anzulegende Wert für den jeweiligen Monat der Inbetriebnahme bestimmt. Dazu müssen die Zubau-abhängigen Degressionsfaktoren nach § 31 Abs. 1-4 EEG und die seit Beginn der Degression (1.9.2014) vergangenen Monate berücksichtigt werden. In der Pressemeldung vom 1.10.2014 [109] kündigte die Bundesnetzagentur die Absenkung des Verringerungsfaktors auf 0,25 % für die Monate Oktober bis Dezember an, da der Zielkorridor nicht erreicht wurde. Für September gilt dagegen noch der Basis-Degressionswert von 0,5 %. Unter der Annahme, dass die zu simulierende Anlage im November 2014 in Betrieb genommen wird, ergibt sich ein anzulegender Wert von rund 11,39 ct/kWh:

$$AW_{PVA} = AW_{G,PVA} \cdot (1 - 0,005) \cdot (1 - 0,0025)^2$$

$$AW_{PVA} = 11,51 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} \cdot (1 - 0,005) \cdot (1 - 0,0025)^2 \approx 11,39 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} \quad (36)$$

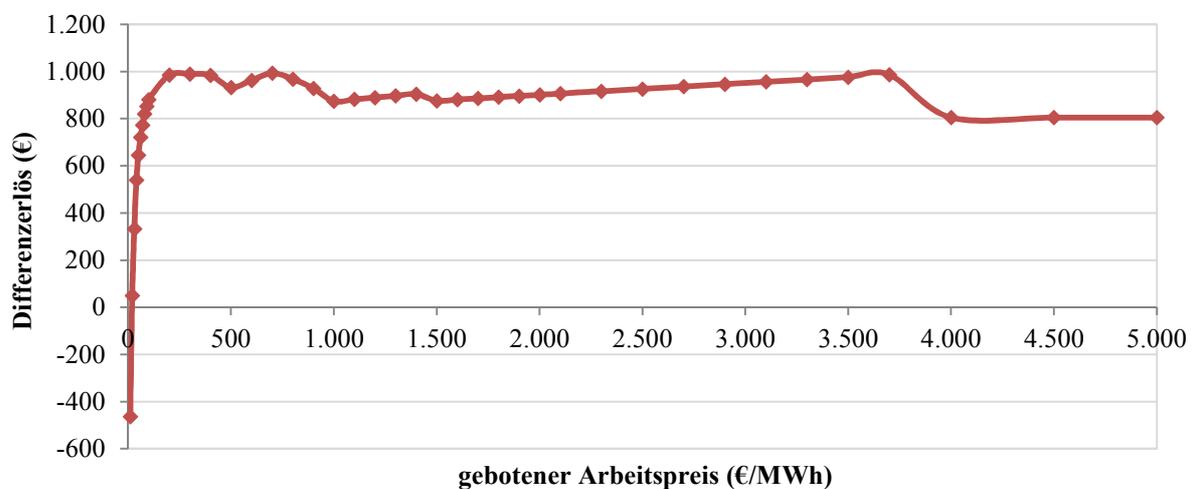
### Ermittlung der Leistungspreise für maximale Erlöse

Die **Leistungspreise** für die Simulation werden mit **5,7 €/MW/h für den Hochtarif** und **7,2 €/MW/h für den Niedertarif** angenommen, da dies die im gesamten Jahr 2013 kleinsten gebotenen maximalen Leistungspreise mit Zuschlag sind. Dadurch ist gewährleistet, dass die Photovoltaikanlage stets den Zuschlag erhält und einen vergleichsweise hohen Leistungspreis vergütet bekommt.

### Ermittlung der Arbeitspreise für maximale Erlöse

Der Arbeitspreis soll so gewählt werden, dass die Erlöse maximal werden. Negative Arbeitspreise werden nicht betrachtet, da sich sonst bei einem Abruf der Erlös vermindern würde. Bei der Wahl des Arbeitspreises muss jedoch der Mengen- und Preiseffekt berücksichtigt werden, welcher einen starken Einfluss auf die Erlöse hat [110]. Wird beispielsweise ein rela-

tiv hoher Arbeitspreis gewählt, so kommt es entweder zu tendenziell höheren Erlösen aufgrund des erhöhten Preises (Preiseffekt) oder aber zu tendenziell geringeren Erlösen aufgrund einer geringeren Anzahl von Abrufen (Mengeneffekt). Dieser Zusammenhang kann in einer Nachfragekurve dargestellt werden (vgl. **Abbildung 59** in **Anhang E**). Der maximale Arbeitspreis kann graphisch durch das größte Rechteck unter der Nachfragekurve bestimmt werden. Statt der graphischen Ermittlung wird der Arbeitspreis für Maximalerlöse an dieser Stelle mit einer Simulationsreihe bestimmt. In **Abbildung 49** ist der Differenzlerlös bei verschiedenen Arbeitspreisen für eine Regelleistungsvorhaltung von 100 kW abgebildet. Bei dem Differenzlerlös handelt es sich um die Differenz der Erlöse aus der Direkt- und Regelleistungsvermarktung ( $E_{gDV\&RL}$ ) und der Erlöse aus der reinen Direktvermarktung ( $E_{gDV}$ ).



**Abbildung 49:** Differenzlerlös bei variierendem Arbeitspreis

Obwohl in der Graphik drei Maxima des Differenzlerlöses zu sehen sind, wird lediglich der Bereich des ersten Maximums für die Wahl des optimalen Arbeitspreises herangezogen. Der Grund dafür ist die höhere Wahrscheinlichkeit eines Abrufes in diesem Bereich und den damit verbundenen höheren Erlösen. In **Tabelle 10** ist die Anzahl der Abrufe für einen jeweiligen Bereich des Arbeitspreises während der Zeit der Regelleistungsvorhaltung von 100 kW zu sehen. Wie zu erwarten, nimmt die Anzahl der Abrufe mit einem höheren Arbeitspreis ab. Während im Bereich des ersten Maximums (bei etwa 300 €/MWh) insgesamt 59 Abrufe zu zählen sind, kommt es im Bereich des zweiten Maximums (bei etwa 700 €/MWh) zu fast sechsmal weniger Abrufen. Bei dem dritten Maximum (bei etwa 3.700 €/MWh) fanden dagegen nur noch drei Abrufe statt. Daher würde es bei der Wahl eines hohen Arbeitspreises bereits bei einem einzigen Abruf weniger zu hohen Erlöseinbußen kommen. Dahingegen würde eine geringe Veränderung der Anzahl der Abrufe in einem Bereich des Arbeitspreises um die 300 €/MWh weniger starke Auswirkungen auf die Erlöse haben. Mit einem Arbeitspreis im Bereich des ersten Maximums kann der zu erwartende Erlös daher besser und zur sicheren Seite abgeschätzt werden. Weitere Simulationen mit einer geringeren Schrittweite des Arbeitspreises haben den maximalen Erlös bei einem **Arbeitspreis von 258 €/MWh** ergeben.

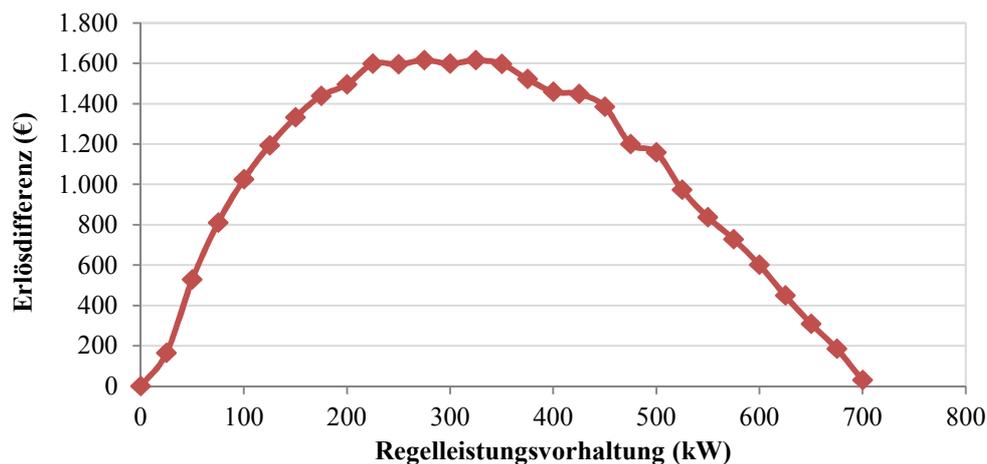
**Tabelle 10:** Arbeitspreisabhängige Anzahl der Abrufe

|                      |                   |                     |                     |                     |                     |
|----------------------|-------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| <b>Arbeitspreis</b>  | $0 < AP \leq 100$ | $100 < AP \leq 200$ | $200 < AP \leq 300$ | $300 < AP \leq 400$ | $400 < AP \leq 500$ |
| <b>Anzahl Abrufe</b> | 1.517             | 131                 | <b>59</b>           | 33                  | 22                  |

|                      |                     |                     |                     |                     |                       |
|----------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|-----------------------|
| <b>Arbeitspreis</b>  | $500 < AP \leq 600$ | $600 < AP \leq 700$ | $700 < AP \leq 800$ | $800 < AP \leq 900$ | $900 < AP \leq 1.000$ |
| <b>Anzahl Abrufe</b> | 12                  | <b>12</b>           | 12                  | 9                   | 6                     |

### Ermittlung der vorzuhaltenden Leistung für maximale Erlöse

Als letzter Eingabeparameter muss nun noch die vorzuhaltende Leistung bestimmt werden, bei der die Erlöse maximal werden. In **Abbildung 50** ist das Maximum des Differenzerlöses im Bereich der Leistungsvorhaltung von 250 kW bis 350 kW zu erkennen. Weitere Simulationen mit einer geringeren Schrittweite der Leistungsvorhaltung haben einen Wert von **295 kW für die Regelleistungsvorhaltung** für maximale Erlöse ergeben.

**Abbildung 50:** Erlösdifferenz bei variierender Regelleistungsvorhaltung

### Übersicht der Eingabeparameter

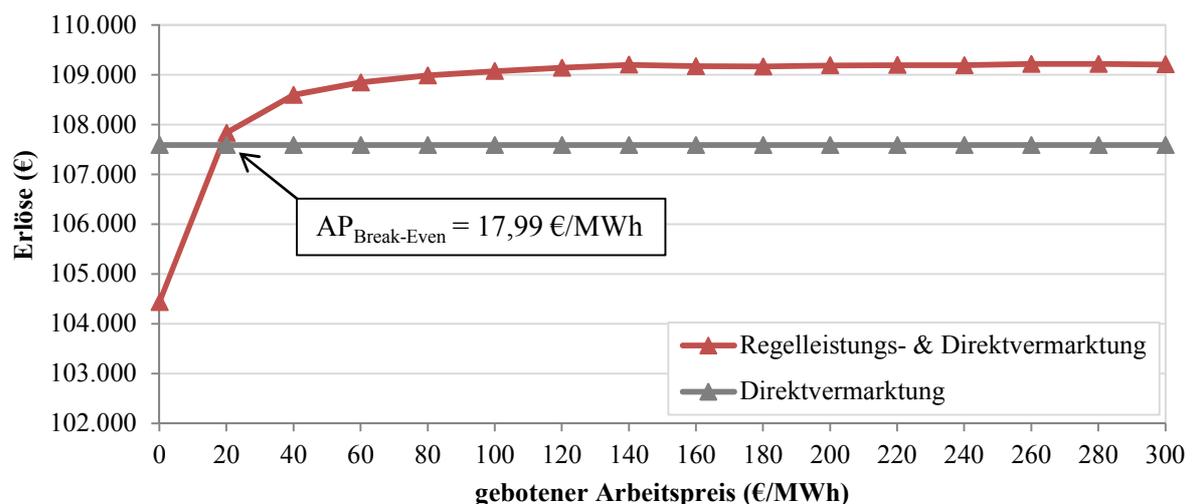
Eine Übersicht der für die Simulationen im nächsten Kapitel zu Grunde gelegten Eingabeparameter ist im Folgenden aufgelistet:

- Anzulegender Wert: 11,39 ct/kWh,
- Leistungspreis (HT/NT): 5,7 €/MW/h / 7,2 €/MW/h,
- Arbeitspreis (HT/NT): 258 €/MWh,
- Zusätzliche Investitionskosten der Regelleistungsvermarktung: 1.000 € [111],
- Laufende Kosten der Regelleistungsvermarktung: 25 € [111],
- Keine Änderung der Regelleistungs- und Spotmarktpreise,

- Negatives SRL-Angebot: 295 kW,
- Prognoseunsicherheit: 10 kW.

### 8.3 Analyse der Simulationsergebnisse

Aus **Abbildung 51** wird ersichtlich, dass die Regelleistungsvorhaltung einer 1 MW-Photovoltaikanlage bei geänderten Marktbedingungen wirtschaftlich ist. Im Break-Even-Point, also in dem Punkt, an dem die Erlöse der reinen Direktvermarktung den Erlösen der Direkt- und Regelleistungsvermarktung entsprechen, beträgt der Arbeitspreis genau 17,99 €. Das bedeutet, dass ab einem Arbeitspreis von etwa 18 € Wirtschaftlichkeit gegeben ist. Bei geringeren Arbeitspreisen finden entsprechend häufiger Abrufe statt (vgl. **Tabelle 10**). Der Abruf führt zur Einspeisereduktion und dadurch zu einer verminderten Marktprämie (vgl. Kapitel 8.1). Aufgrund der degressiven Ausgestaltung des anzulegenden Wertes verschiebt sich der Break-Even-Point für Neuanlagen in zukünftigen Jahren in Richtung kleinerer Arbeitspreise, wodurch die Wirtschaftlichkeit früher gegeben ist.



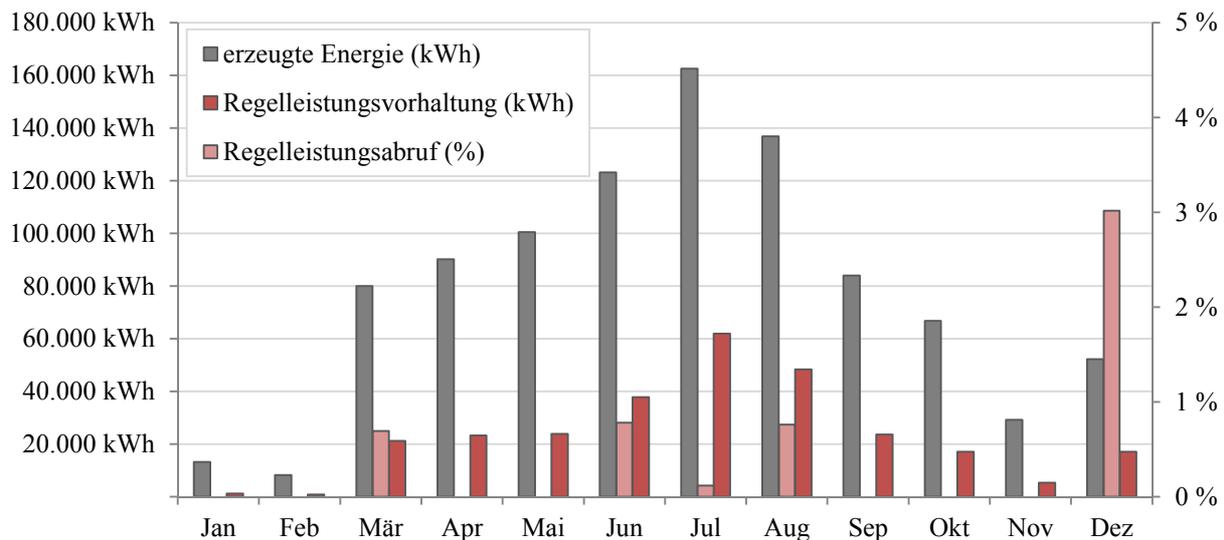
**Abbildung 51:** Break-Even-Point der Regelleistungsvermarktung

Mit den zuvor ermittelten Eingabeparametern wurde abschließend eine Simulation für die maximal zu erwartenden Erlöse durchgeführt. Es ergeben sich folgende Erlöse:

- Erlöse bei reiner Direktvermarktung: **107.586,73 €/Jahr**,
- Erlöse bei Direkt- und Regelleistungsvermarktung: **109.214,26 €/Jahr**,
- Erlösdifferenz: **1.627,53 €/Jahr** ( $\cong$  1,51 % Mehrerlös).

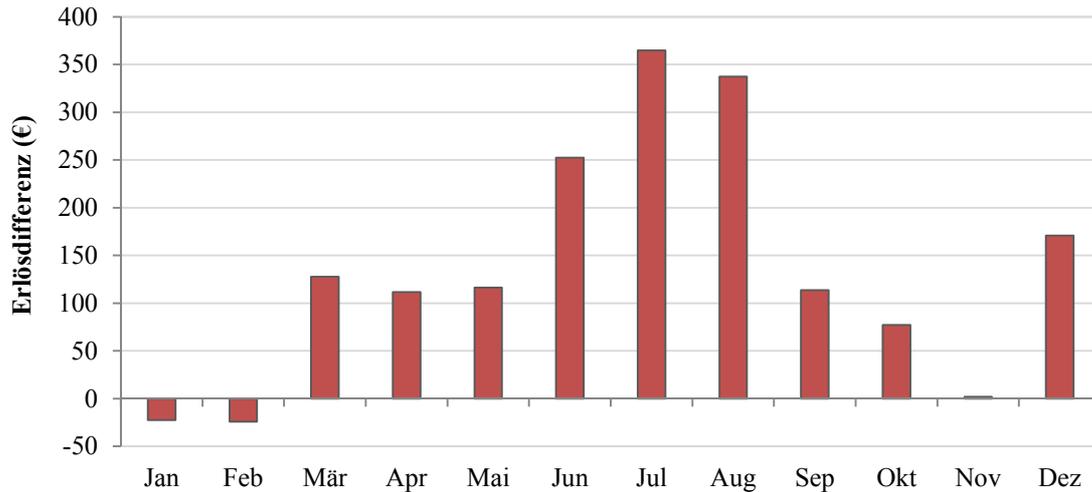
Insgesamt wurden **946.880 kWh** Strom im Jahr 2013 durch die Photovoltaikanlage erzeugt. Im gesamten Jahr könnte die Anlage **281.725 kWh** negative Sekundärregelleistung vorhalten,

wobei die Regelleistung in nur **0,497 %** der Zeit tatsächlich abgerufen wurde. In **Abbildung 52** sind die Ergebnisse der jeweiligen Monate zu sehen. Im Juli sind die erzeugte Energie und auch die Regelleistungsvorhaltung am höchsten. Abgerufen wurde die vorgehaltene Regelleistung jedoch nur in 0,12 % der Zeit. Dahingegen wurde die Regelleistung der Photovoltaikanlage im Dezember mit 3 % verhältnismäßig häufig abgerufen. Im Januar und Februar wird aufgrund der geringen Einspeisung nahezu keine Regelleistung vorgehalten.



**Abbildung 52:** Monatlich erzeugte und vorgehaltene Energie

Die Erlöse aus der reinen Direktvermarktung haben erwartungsgemäß einen ähnlichen monatlichen Verlauf wie die erzeugte Energie (vgl. **Abbildung 60** in **Anhang E**). Da der Mehrerlös der zusätzlichen Regelleistungsvermarktung nur etwa 1 % gegenüber dem Erlös der reinen Direktvermarktung ausmacht, ist der Übersicht halber in **Abbildung 53** lediglich die monatliche Erlösdifferenz dargestellt. Auch die Erlösdifferenz folgt dem Verlauf der monatlich erzeugten Energie. So ist der Mehrerlös der Regelleistungsvermarktung im Juli besonders hoch. Auch die Auswirkung des Regelleistungsabrufs auf den Erlös ist in der Abbildung zu erkennen. Trotz der geringeren Regelleistungsvorhaltung ist die Erlösdifferenz im Dezember höher verglichen mit den Monaten März, April, Mai, September und Oktober. Damit wirkt sich im Dezember insbesondere die Vergütung des Arbeitspreises auf den Mehrerlös der Photovoltaikanlage aus. Eine negative Erlösdifferenz ist in den Monaten Januar und Februar zu erkennen. Da in diesen Monaten nahezu keine Regelleistung vorgehalten werden kann, fällt die Vergütung des Leistungspreises nur sehr gering aus. Der Arbeitspreis wird nicht vergütet, da es nicht zu einem Abruf kam. Somit fallen die auf den Monat umgerechneten Investitionskosten und die laufenden Kosten stärker ins Gewicht, wodurch die Erlösdifferenz negativ wird. Weitere Diagramme zur Simulationsauswertung sind in **Anhang E** zu finden.



**Abbildung 53:** Monatliche Erlösdifferenz

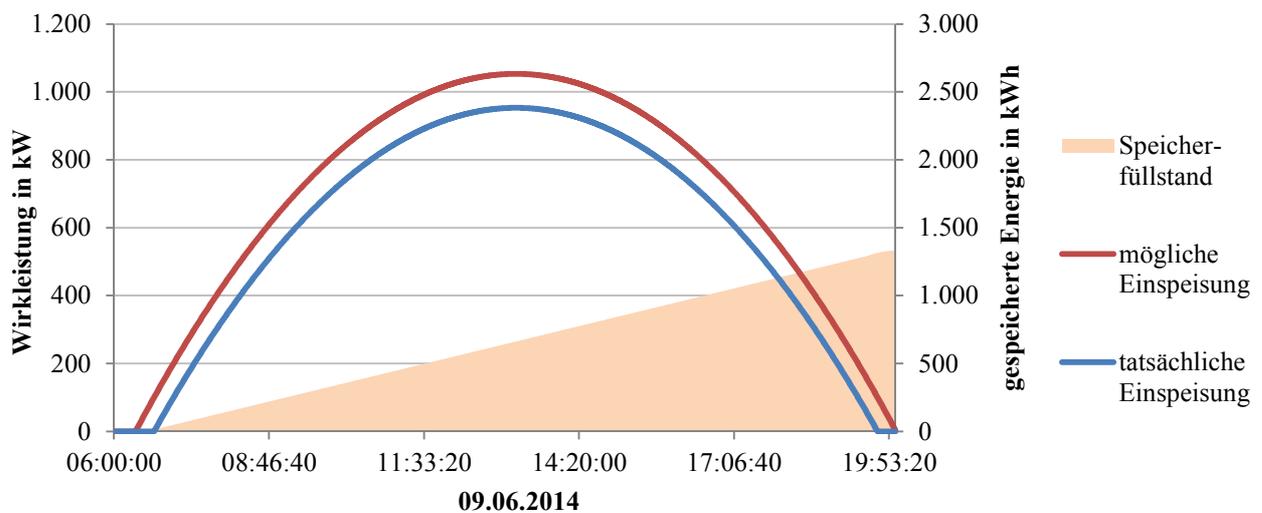
Zum Abschluss dieses Kapitels werden nun noch die Erlöse vorgestellt, die sich bei der Auswahl „max. Wert“ des Optionsfeldes der Leistungspreise (vgl. **Anhang D**) ergeben. Bei dieser Auswahl wird stets der maximale Leistungspreis mit Zuschlag als gebotener Leistungspreis der Photovoltaikanlage gewählt. Dies stellt somit den theoretischen Maximalerlös der Regelleistungsvermarktung dar. Damit würde die Photovoltaikanlage **6.460 €/Jahr** zusätzlich durch die Sekundärregelleistungsvermarktung erwirtschaften. Das entspricht einem Mehrerlös von **6 %** gegenüber der reinen Direktvermarktung. Bei diesem Mehrerlös handelt es sich allerdings um den Idealfall. In Realität ist es sehr unwahrscheinlich, dass immer genau der Leistungspreis gewählt wird, der gerade noch einen Zuschlag erhält. Dennoch ist es an dieser Stelle interessant zu wissen, welchen Mehrerlös die Photovoltaikanlage mit der zusätzlichen Regelleistungsvermarktung maximal erhalten kann.

## 8.4 Kopplung mit einem Speichersystem

Eine weitere Möglichkeit, Regelleistung mit einer fluktuierenden EZA bereitzustellen, besteht in der Kopplung mit einem Speichersystem. Dies bietet sich besonders für die Bereitstellung negativer Sekundär- und Minutenreserveleistung an. Anstatt die Anlage bei Abruf zu drosseln, könnte so die Energie in den Speicher geladen werden und zu einem späteren Zeitpunkt bei entsprechend hohen Marktpreisen verkauft werden. Die negative Leistungsvorhaltung ist hierbei ebenfalls attraktiver als die positive, weil zum einen die Leistungspreise höher und zum anderen die Investitionskosten aufgrund der geringeren benötigten Speicherkapazität niedriger liegen. Denn würde der Speicher am positiven Regelleistungsmarkt teilnehmen, so müsste er für den ungünstigsten Fall des Abrufes inklusive der Verluste durch die Selbstentladung ausgelegt werden. Auch der Wechselrichter müsste für die entsprechend höhere Leistungsabgabe größer dimensioniert sein. Dahingegen könnte der Speicher für die negative Regelleistungsvorhaltung anhand von historischen Abrufdaten entsprechend der durchschnittlich

vorkommenden Abrufwahrscheinlichkeit eines bestimmten Arbeitspreises ausgelegt werden. Sollte die Speicherkapazität zu bestimmten Zeiten nicht ausreichen, besteht weiterhin die Möglichkeit der Anlagendrosselung.

Neben der Vermarktung negativer Regelleistung bietet sich aufgrund der hohen Leistungspreise auch der Primärregelmarkt an. Unter der Voraussetzung geänderter Marktbedingungen (vgl. Kapitel 5.3) könnte die volatile EZA eine bestimmte Leistung als Primärregelleistung vermarkten. In **Abbildung 54** ist ein schematisches Umsetzungsbeispiel für einen wolkenlosen Tag im Juni zu sehen.



**Abbildung 54:** Primärregelleistung eines Photovoltaikanlagen-Speichersystems

In diesem Beispiel bietet die Photovoltaikanlage im Zeitraum von 6:45 Uhr bis 19:30 Uhr eine Primärregelleistung von +/- 100 kW an. Anstatt gedrosselt betrieben zu werden, speist die Anlage kontinuierlich Energie in den Speicher. Die erhöhte Netzeinspeisung bei Unterfrequenz und die geringere Netzeinspeisung bei Überfrequenz gleichen sich bei der Primärregelleistung annähernd aus [64], wodurch der Speicher nahezu kontinuierlich mit etwa 100 kW gespeist wird. Am Ende des Tages würde der Speicherfüllstand etwa 1.330 kWh betragen. Diese Energie könnte nun zu einem Zeitpunkt hoher Marktpreise angeboten werden.

Ob bei der Kopplung einer Photovoltaikanlage mit einem Speichersystem höhere Erlöse zu erwarten sind, müsste in einer Wirtschaftlichkeitsberechnung ermittelt werden. Diese Möglichkeit könnte in einer weiteren Arbeit in das entwickelte VBA-Simulationswerkzeug implementiert werden. So könnte das Ergebnis mit den Erlösen aus der Sekundärregelleistungserbringung verglichen werden.

## 8.5 Zusammenfassung Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Unter der Voraussetzung geänderter Marktbedingungen ist die Vermarktung von negativer Sekundärregelleistung einer 1 MW-Photovoltaikanlage verglichen mit der reinen Direktvermarktung für Neuanlagen nach EEG 2014 wirtschaftlich. Für maximale Erlöse müssen die vorzuhaltende Leistung, der Leistungs- und der Arbeitspreis entsprechend gewählt werden. So ergaben sich mit den Daten für das Jahr 2013 maximale Erlöse bei einer vorzuhaltenden Sekundärregelleistung von 295 kW, einem Leistungspreis von 5,7 €/MW/h für den Hochtarif und 7,2 €/MW/h für den Niedertarif und einem Arbeitspreis von 258 €/MWh für Hoch- und Niedertarif. Mit diesen Eingangsparametern erwirtschaftet die Photovoltaikanlage für die vorgehaltene Sekundärregelleistung einen Mehrerlös von 1.627,53 €/Jahr gegenüber der reinen Direktvermarktung. Im Idealfall, also wenn die Photovoltaikanlage stets den maximalen Leistungspreis mit Zuschlag anbietet, könnte sogar ein Mehrerlös von 6.460 €/Jahr erlangt werden. Da die Vergütungssätze im EEG 2014 degressiv gestaltet sind, wird die Regelleistungsvermarktung für Neuanlagen zunehmend wirtschaftlicher. Als Ausblick wurde noch die Kopplung mit einem Speichersystem beschrieben. Ob es sich dabei um eine wirtschaftliche Alternative handelt, müsste in einer weiteren Wirtschaftlichkeitsbetrachtung analysiert werden.

## 9 Zusammenfassung und Fazit

Im ersten Teil der Arbeit wurden die theoretischen Grundlagen der dezentralen Energieerzeugung beschrieben. Hierzu wurden das Primärenergiedargebot, die verschiedenen dezentralen Energieerzeugungsanlagen sowie die für die Netzanbindung nötigen Grundlagen der Generatoren und Leistungselektronik vorgestellt. Über die Struktur des Energieversorgungsnetzes wurde ebenfalls ein kurzer Überblick gegeben. Aufbauend auf den Grundlagen der dezentralen Erzeugungsanlagen wurde auf die zur Netzstabilität benötigten Systemdienstleistungen mit Schwerpunkt der Frequenz- und Spannungshaltung eingegangen. Daraufhin wurden die relevanten rechtlichen Rahmenbedingungen, insbesondere der TransmissionCode 2007 und die BDEW-Mittelspannungsrichtlinie, zusammengefasst.

Aufgrund der zunehmend dezentralen Stromerzeugung wird es zu einem erhöhten Regelleistungsbedarf kommen. Aus diesem Grund ist die Regelleistungsbereitstellung dezentraler Anlagen, insbesondere Wind- und Photovoltaikanlagen, dringend erforderlich. Während Windenergieanlagen die Leistungsabgabe durch das Verstellen des Pitchwinkels steuern, können Photovoltaikanlagen einen vom Maximum Power Point abweichenden Spannungswert einstellen und damit Einfluss auf die abgegebene Leistung nehmen. Beide Erzeugungsanlagen besitzen die notwendige Geschwindigkeit, um am Regelleistungsmarkt teilnehmen zu können. Allerdings bedarf es dafür einer Änderung der Marktbedingungen.

Damit Deutschland auch weiterhin seinen Beitrag zur Momentanreserve im europäischen Verbundnetz leisten kann, könnten die Rotoren der Windenergieanlagen elektronisch eingebunden werden. Bei den Photovoltaikanlagen müsste ein zusätzlicher Speicher, z.B. ein Supercap, für die Momentanreservebereitstellung installiert werden. Nach eigenen Abschätzungen wäre dafür ein Speicher mit einer Kapazität von 500 kWh/MW notwendig.

Mit der dezentralen Einspeisung entstehen Spannungsanhebungen, welche im schlimmsten Fall zu einem Überschreiten der Spannungstoleranzbänder führen können. Dieser Effekt wurde anhand der Messung an einer Photovoltaikanlage, die sich in einem ländlichen Gebiet an einem Netzausläufer befindet, dargestellt. Daraufhin wurden für diese Photovoltaikanlage Simulationen mit einem Netzberechnungsprogramm durchgeführt, um die derzeit implementierte Spannungsregelung auf einen festen Sollwert mit der in der Mittelspannungsrichtlinie vorgeschlagenen  $Q(U)$ -Regelung zu vergleichen. Beide Regelungsverfahren ermöglichen im kritischsten Fall, also der maximalen Einspeisung und minimalen Netzlast, eine Reduzierung des Spannungshubs. Allerdings wird bei der festen-Sollwert-Regelung besonders bei einer hohen Netzlast unnötig viel Blindleistung ins Netz gespeist. Dies kann zu einer Überlastung der Betriebsmittel und erhöhten Netzverlusten führen.

Die gezielte Blindleistungseinspeisung der dezentralen Anlagen wird besonders in den nächsten Jahren an Bedeutung gewinnen. Da die zukünftig geringe Verfügbarkeit konventioneller

Kraftwerke zu einem Mangel an Blindleistungsquellen führt, müssen neue Möglichkeiten für eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz zur Spannungshaltung geschaffen werden. Eine Möglichkeit stellen leistungselektronisch gekoppelte Erzeugungsanlagen dar, indem sie wirkleistungsunabhängig Blindleistung bereitstellen können. Dadurch könnte ein blindleistungsneutraler Betrieb auf allen Netzebenen erzielt werden und darüber hinaus Blindleistung für das Übertragungsnetz angeboten werden. Ein Blindleistungsmanagement müsste den Einsatz der Anlagen koordinieren und den Netzzustand überwachen, damit es nicht zu Verletzungen des Spannungstoleranzbandes oder thermischen Überlastungen der Betriebsmittel kommt. Außerdem sollte wegen der erhöhten Betriebs- und Investitionskosten ein finanzieller Ausgleich für die erweiterte Blindleistungsbereitstellung geschaffen werden.

Auch im Fehlerfall sollten die dezentralen Erzeugungsanlagen stärker in die Spannungshaltung eingebunden werden, indem höhere Anforderungen an die dynamische Netzstützung gestellt werden. So sollte bei den Anlagen in den Mittelspannungssträngen die Blindleistungseinspeisung während des Fehlers aktiviert werden. Bei den Anlagen in der Niederspannung erfolgt nach derzeitigen Anschlussbedingungen bei Spannungseinbrüchen auf unter 80 % der Nennspannung eine Netztrennung. Für Neuanlagen der Niederspannung sollte daher als Mindestanforderung ein Verbleiben am Netz gefordert werden. Außerdem wäre ein stetiges Verbleiben der volatilen Erzeugungsanlagen am Netz sinnvoll. Damit würde die Netzstützung unabhängig von Tageszeit und Wetter zur Verfügung stehen.

Insbesondere die Einspeisung aus volatilen Erzeugungsanlagen verursacht Stabilitätsprobleme im Netz. Daher wurden die wolkenbedingten Leistungseinbrüche anhand der Messdaten einer 1,2 MW-Photovoltaikanlage analysiert und netzstabilisierende Maßnahmen vorgeschlagen. Bei länger andauernden Leistungseinbrüchen entgehen dem Netz Energiemengen von 110-350 kWh. Dabei können Leistungsgradienten in der Größenordnung von 50-70 % der Nennleistung pro Minute auftreten. Speichertechnische Maßnahmen, wie eine Spitzenleistungs- oder Rampenbegrenzung, könnten für eine gleichmäßigere und damit netzstabilere Einspeisung sorgen. Allerdings wären diese Maßnahmen mit hohen Kosten verbunden.

Abschließend wurde eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mit einer 1 MW-Photovoltaikanlage durchgeführt. Dazu wurde ein frei parametrierbares Simulationswerkzeug in VBA entwickelt, welches die Mehrerlöse der zusätzlichen Vermarktung negativer Sekundärregelleistung gegenüber der Direktvermarktung nach dem EEG 2014 errechnet. Die ersten Simulationsreihen wurden zur Ermittlung der Eingabewerte für die maximal erzielbaren Erlöse durchgeführt. Zu empfehlen wäre daher folgendes Sekundärregelleistungsangebot:

- Regelleistungsvorhaltung: 295 kW,
- Leistungspreis (HT/NT): 5,7 €/MW/h / 7,2 €/MW/h,
- Arbeitspreis (HT/NT): 258 €/MWh.

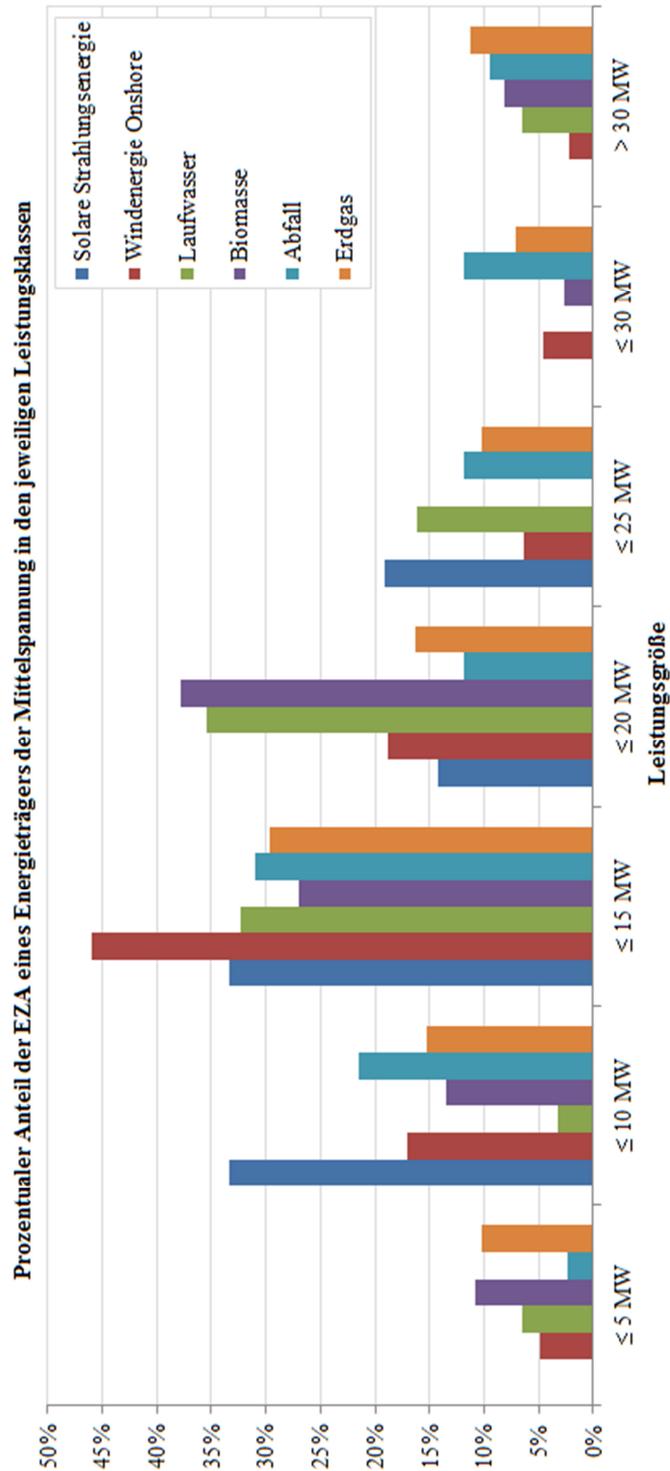
So könnte durch die zusätzliche Vermarktung negativer Sekundärregelleistung ein Mehrerlös von rund 1.600 € pro Jahr erzielt werden. Wirtschaftlich wäre die zusätzliche Vermarktung negativer Sekundärregelleistung unter der Annahme geänderter Marktbedingungen bereits ab einem Arbeitspreis von rund 18 €/MWh (Break-Even-Point).

Der Anteil der regenerativen Energien am Brutto-Stromverbrauch soll nach dem Energiekonzept der Bundesregierung 50 % bis zum Jahr 2030 betragen. Dies macht die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch dezentrale Erzeugungsanlagen zwingend notwendig, um auch zukünftig die Versorgungssicherheit und die Netzstabilität gewährleisten zu können. Die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen, dass die dezentralen Erzeugungsanlagen über das technische Vermögen zur Systemdienstleistungserbringung verfügen. Dies setzt jedoch höhere Anforderungen und ein verändertes Marktdesign voraus. Anhand einer 1 MW-Photovoltaikanlage konnte gezeigt werden, dass die Regelleistungsbereitstellung bei veränderten Marktbedingungen wirtschaftlich sein kann. Da die Stromerzeugung zunehmend aus der Verteilnetzebene erfolgt, sollte auch die Schnittstelle zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber neu definiert werden. Der Verteilnetzbetreiber wird vor diesem Hintergrund mehr Verantwortung hinsichtlich der Systemdienstleistungen übernehmen müssen. In einem weiteren Schritt sollten die dezentralen Erzeugungsanlagen auch bezüglich der Systemdienstleistungen Betriebsführung und Versorgungswiederaufbau untersucht werden. Zu ermitteln wäre auch, bis zu welchem Grad eine entsprechende Informations- und Kommunikationsinfrastruktur in den Verteilnetzen zu errichten wäre.

Es existieren bereits viele Ideen und Ansätze zum Thema Systemdienstleistung. Die Branche befindet sich in einem radikalen Wandel. Es bleibt daher spannend, welche Technologien sich durchsetzen werden.

# Anhang

## A Typische Leistungsgrößen in der Mittelspannung



Quelle: Eigene Berechnungen  
 Datenbasis: Kraftwerksliste 2014, Bundesnetzagentur [37]

Abbildung 55: Leistungsklassen der EZA im Mittelspannungsnetz

## B Q(U)-Kennlinie für Anlagen in der Mittelspannung

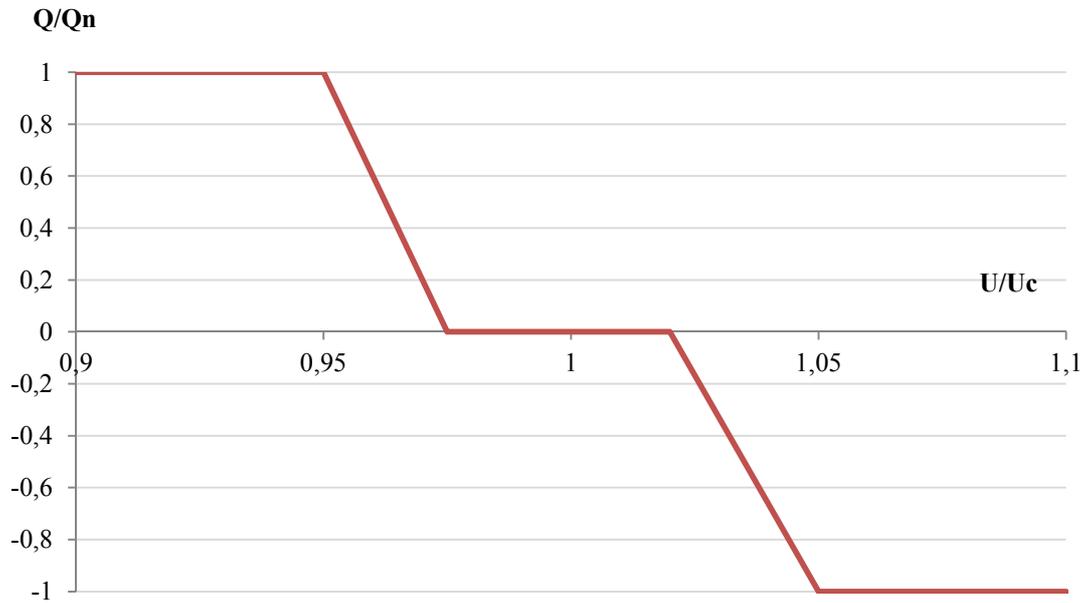


Abbildung 56: Q(U)-Kennlinie der SWM für Anlagen in der Mittelspannung [112]

## C Auswirkungen der Blindleistungsbereitstellung auf den Netzschutz

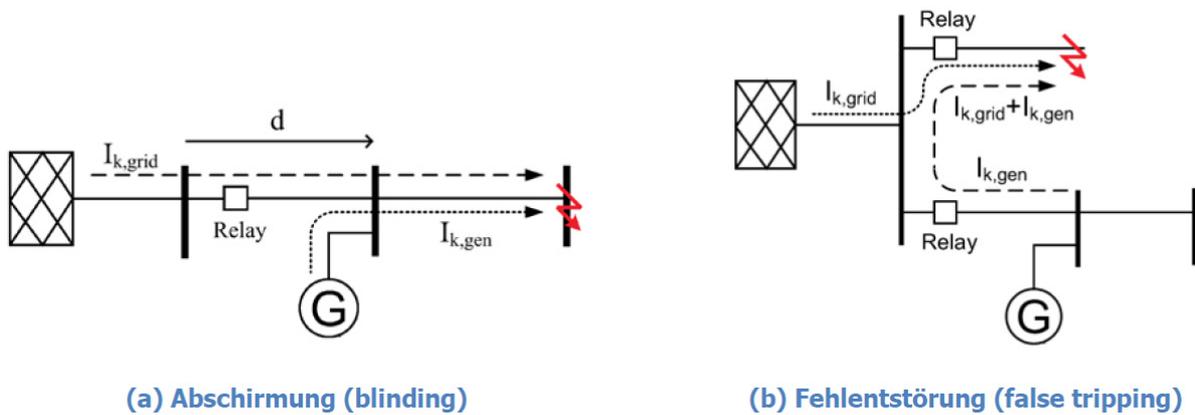


Abbildung 57: Abschirmung und Fehlentstörung [40]

## D Eingabeoberfläche des Simulationswerkzeugs

**Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Sekundärregelleistungsmarkt vs. Direktvermarktung**
Start

Regelleistungsangebot

Regelleistungsvorhaltung (negativ):  
 kW

Prognoseunsicherheit:  
 kW

Leistungspreis

min. Wert

mittlerer Wert

max. Wert

fester Wert

Arbeitspreis

min. Wert

mittlerer Wert

max. Wert

fester Wert

**fester Leistungspreis**

NT:  €/MWh

HT:  €/MWh

**fester Arbeitspreis**

€/MWh

€/MWh

**Preisentwicklung LP**

NT:  %

HT:  %

**Preisentwicklung AP**

%

%

**Investitionskosten (SRL)**

€

**laufende Kosten (SRL)**

€/Monat

Direktvermarktung

anzulegender Wert (AW)  
 cent/kWh

Preisentwicklung Spotmarkt  
 %

Simulationsreihen

keine Simulationsreihe ▼

|  |  |
|--|--|
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |
|  |  |

Abbildung 58: Screenshot der Eingabeoberfläche

**Tabelle 11:** Beschreibung der Eingabeparameter

| Eingabeparameter                                                                                                                                                                      | Beschreibung                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Regelleistungsvorhaltung</b>                                                                                                                                                       | Der Wert des negativen Sekundärregelleistungsangebots in kW.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
| <b>Prognoseunsicherheit</b>                                                                                                                                                           | Da eine Prognose in Realität nicht die exakte Einspeisung des Folgetages bestimmen kann, besteht die Möglichkeit, diese Unsicherheit mit einem entsprechenden Leistungswert zu berücksichtigen. Die Photovoltaikanlage kann daher nur Regelleistung vorhalten, wenn die tatsächliche Einspeisung größer als die Summe der Regelleistungsvorhaltung und der Prognoseunsicherheit ist.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| <b>Leistungspreis/<br/>Arbeitspreis</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- minimaler Wert</li> <li>- mittlerer Wert</li> <li>- maximaler Wert</li> <li>- fester Wert</li> </ul> | <p>Für die Angabe des Leistungs- bzw. Arbeitspreises bestehen jeweils vier Möglichkeiten, die über ein Optionsfeld ausgewählt werden können:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Bei der Auswahl „<b>minimaler Wert</b>“ wird stets der kleinste Leistungspreis mit Zuschlag bzw. kleinste gebotene Arbeitspreis aus den hinterlegten Daten ausgewählt. Bei dem kleinsten gebotenen Arbeitspreis handelt es sich in der Regel um einen negativen Wert. Das bedeutet, die Zahlrichtung dreht sich um und der Anlagenbetreiber muss bei einem Regelleistungsabruf den Arbeitspreis an den Netzbetreiber entrichten. Bei der Wahl der minimalen Werte ist daher mit den geringsten Erlösen des Anlagenbetreibers zu rechnen.</li> <li>- Bei der Auswahl „<b>mittlerer Wert</b>“ wird stets der Mittelwert der Leistungspreise mit Zuschlag bzw. der Arbeitspreise gebildet.</li> <li>- Bei der Auswahl „<b>maximaler Wert</b>“ wird stets der größte Leistungspreis mit Zuschlag bzw. der größte gebotene Arbeitspreis aus den hinterlegten Daten ausgewählt. Wird als Leistungspreis der maximale Wert ausgewählt, so stellt dies den Idealfall mit den größtmöglichen Erlösen hinsichtlich des Leistungspreises dar. In Realität ist die exakte Angabe des Leistungspreises, der gerade noch einen Zuschlag erhält, jedoch sehr unwahrscheinlich. Wird hingegen der Arbeitspreis als maximaler Wert ausgewählt, so handelt es sich hierbei aufgrund der sinkenden Abrufwahrscheinlichkeit nicht unbedingt um die größtmöglichen Erlöse.</li> <li>- Bei der Auswahl „<b>fester Wert</b>“ kann vom Benutzer ein Leistungspreis in €/MW/h bzw. ein Arbeitspreis in €/MWh getrennt nach Hoch- und Niedertarif angegeben werden, welcher über das ganze Jahr fest angenommen wird. Um derzeitige Leistungspreise auf Stundenbasis umzurechnen, wird der Leistungspreis für den Hochtarif durch 60 Stunden und der für den Niedertarif durch 108 Stunden geteilt.</li> </ul> |
| <b>Preisentwicklung</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Leistungspreis</li> <li>- Arbeitspreis</li> <li>- Spotmarkt</li> </ul>                                               | Mit der Eingabe „Preisentwicklung“ besteht die Möglichkeit, Einfluss auf die hinterlegten Daten zu nehmen. Mit einer Eingabe größer 100 % kann eine Preissteigerung und mit einer Eingabe kleiner 100 % eine Preisreduktion simuliert werden. Ein Wert von 100 % entspricht demnach den hinterlegten Daten. Die Preisentwicklung kann separat für den Leistungs- und Arbeitspreis oder auch für den Spotmarkt angegeben werden.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| <b>Investitionskosten der Regelleistungsvermarktung</b>                                                                                                                               | Im Feld „Investitionskosten“ sollen lediglich diejenigen Investitionskosten eingetragen werden, die aufgrund der Regelleistungsvermarktung zusätzlich entstehen (z.B. erweiterte Nutzung der Fernwirkanlage). Da die Förderdauer der Photovoltaikanlagen zwanzig Jahre beträgt, werden die Investitionskosten für das berechnete Jahr mit 1/20 berücksichtigt.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| <b>Laufende Kosten der Regelleistungsvermarktung</b>                                                                                                                                  | Die laufenden Kosten können in €/Monat eingetragen werden. Sie entstehen beispielsweise für die Internetverbindung, die bei einem Abruf benötigt wird.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| <b>Anzulegender Wert</b>                                                                                                                                                              | Bei dem anzulegenden Wert handelt es sich um den für die Berechnung der EEG-Förderung zugrunde zu legenden Wert. Die Höhe des Wertes ist abhängig von der installierten Leistung und dem Degressionsfaktor. Ein Berechnungsbeispiel ist in Kapitel 8.2 gegeben.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| <b>Simulationsreihe</b>                                                                                                                                                               | Mit der Simulationsreihe können die Eingabeparameter variiert werden. Dazu muss der entsprechende Eingabeparameter im Dropdown-Listefeld ausgewählt werden und die zu simulierenden Werte in die entsprechenden grauen Felder eingetragen werden.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |

## E Weitere graphische Auswertungen der Simulationsergebnisse

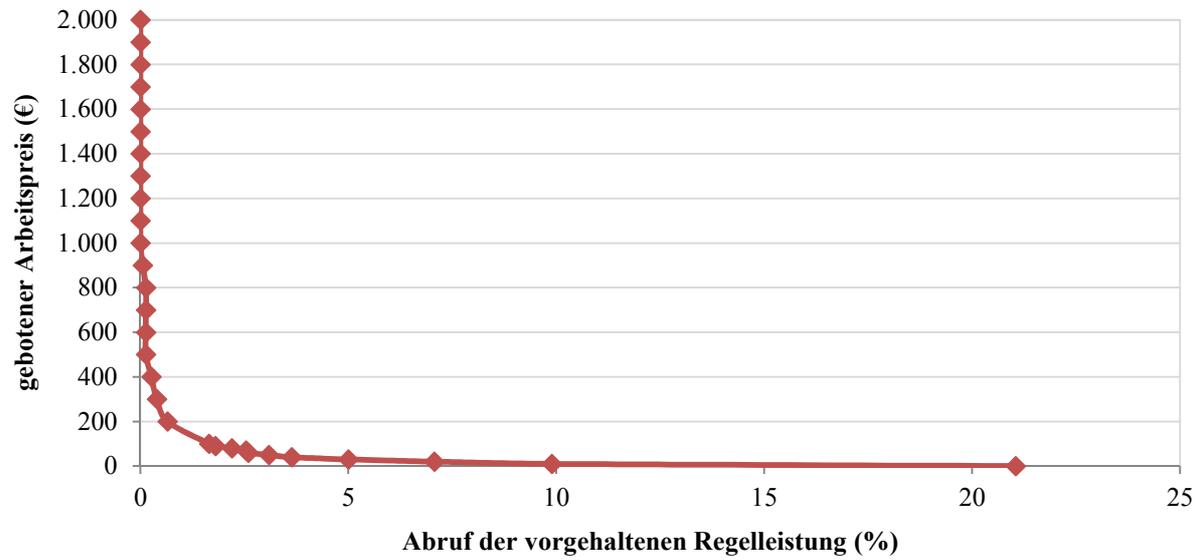


Abbildung 59: Regelleistungsabruf bei verschiedenen Arbeitspreisen

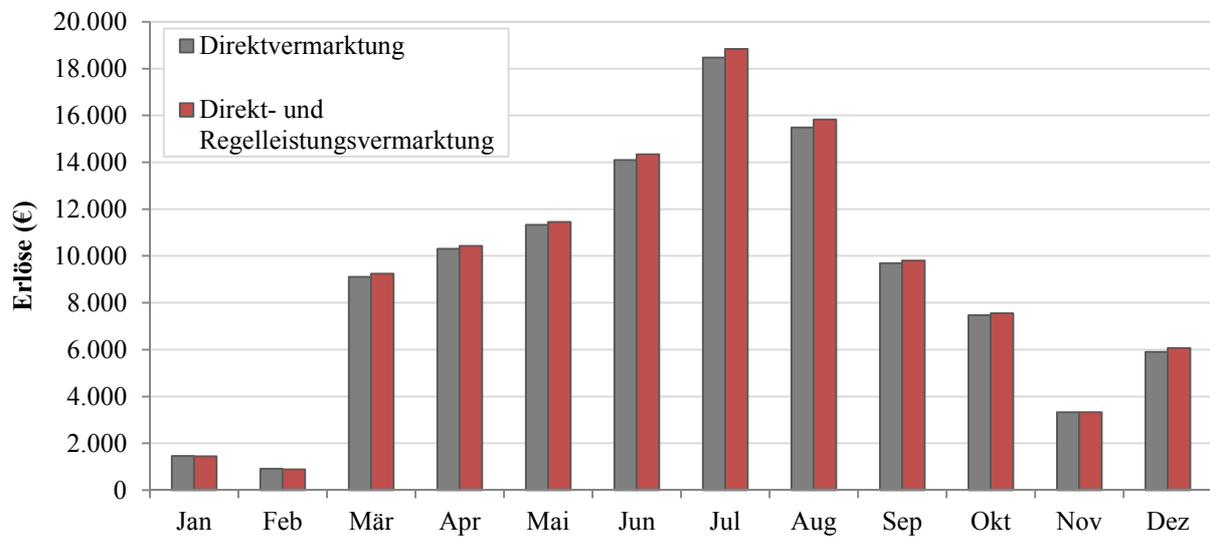


Abbildung 60: Monatliche Erlöse aus der Direkt- und Regelleistungsvermarktung

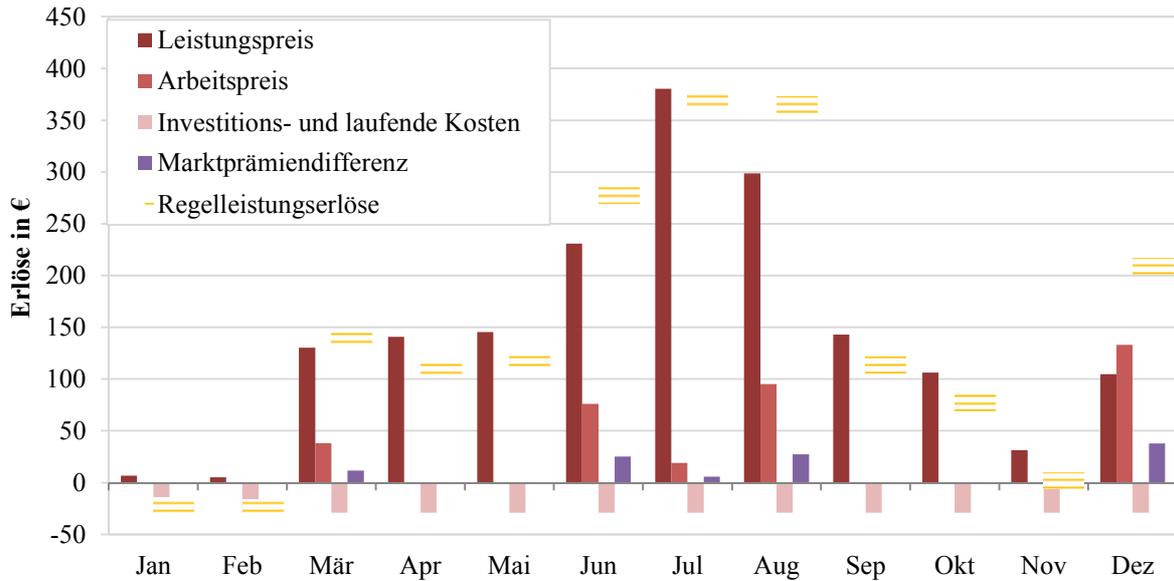


Abbildung 61: Break-Even-Diagramm

Anmerkung zu **Abbildung 61**: Bei dem gelben Strichpaar handelt es sich um die monatlichen Erlöse der reinen Regelleistungsvermarktung, also der monatlichen Summe aus der Vergütung des Leistungs- (dunkelrot) und Arbeitspreises (mittelrot) sowie der Kosten (hellrot). Der lila Balken repräsentiert die Marktprämiendifferenz. Damit ist der durch den Abruf der Regelleistung entgangene Anteil der Marktprämienvergütung gemeint. Sind die Regelleistungserlöse (gelbes Strichpaar) größer als die Marktprämiendifferenz, so erzielt die Regelleistungsvermarktung Mehrerlöse gegenüber der reinen Direktvermarktung. Liegt das gelbe Strichpaar auf selber Höhe mit dem lila Balken, so handelt es sich dabei um den Break-Even-Point.

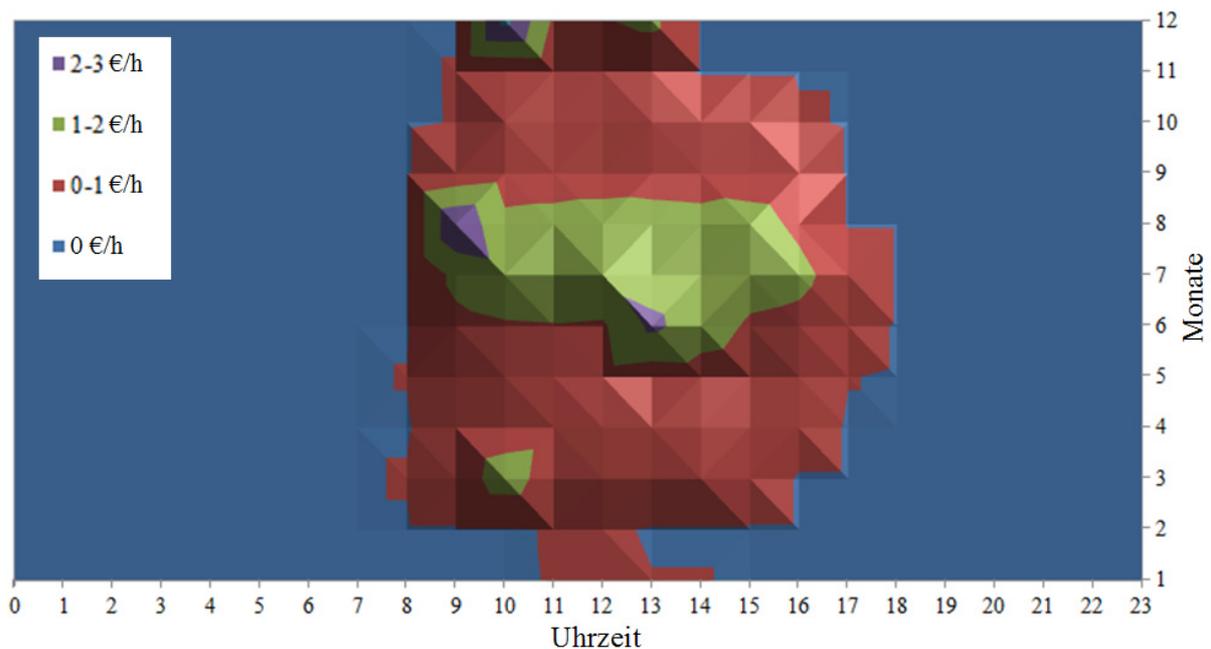


Abbildung 62: Differenzlerös nach Uhrzeit und Monat unterschieden

## Literatur

- [1] Intergovernmental Panel on Climate Change: Fünfter Sachstandsbericht des IPCC. Teilbericht 3. Berlin 2014.
- [2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: Weiterentwicklung des internationalen Klimaschutzes – auf dem Weg zu einem Klimaabkommen für das 21. Jahrhundert. URL: <http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/internationale-klimapolitik/klimaschutz-nach-2012/>. Abrufdatum 23.04.2014.
- [3] Quaschnig, V.: Beitrag erneuerbarer Energien am Stromaufkommen in Deutschland. URL: <http://www.volker-quaschnig.de/datserv/ren-Strom-D/index.php>. Abrufdatum 23.04.2014.
- [4] Bundesregierung: Energiekonzept 2010.
- [5] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH: Netzentwicklungsplan Strom 2012. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber 2012.
- [6] Deutsche Energie-Agentur GmbH: Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt. Berlin 2012.
- [7] Ackermann, T.; Andersson, G.; Söder, L.: Distributed generation: a definition. In: *Electric Power Systems Research* 57 (2001) 3, S. 195–204.
- [8] Quaschnig, V.: *Regenerative Energiesysteme. Technologie - Berechnung - Simulation*, 6. Auflage. München 2009.
- [9] Kaltschmitt, M.; Streicher, W.; Wiese, A.: *Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*, 5. Auflage. Berlin 2013.
- [10] SolarGIS; GeoModel Solar: *Globalstrahlung Deutschland. Durchschnittliche jährliche Summe (4/2004 - 3/2010)*. Bratislava 2011.
- [11] Jarass, L.; Obermair, G. M.; Voigt, W.: *Windenergie. Zuverlässige Integration in die Energieversorgung*, 2. Auflage. Berlin 2009.
- [12] Deutscher Wetterdienst: *Windgeschwindigkeit in der Bundesrepublik Deutschland. Jahresmittel in 80 m über Grund, Bezugszeitraum 1981-2000*. Offenbach 2009.
- [13] Deutscher Wetterdienst: *Windgeschwindigkeit in der Bundesrepublik Deutschland. Jahresmittel in 10 m über Grund, Bezugszeitraum 1981-2000*. Offenbach 2009.
- [14] Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H.: *Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren*, 2. Auflage. Heidelberg 2009.
- [15] Wesselak, V.; Schabbach, T.; Link, T.; Fischer, J.: *Regenerative Energietechnik*, 2. Auflage. Berlin 2013.
- [16] Zahoransky, R.; Allelein, H.-J.; Bollin, E.; Oehler, H.; Schelling, U.: *Energietechnik*, 6. Auflage. Wiesbaden 2013.
- [17] Paschen, H.; Oertel, D.; Grünwald, R.: *Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. Sachstandsbericht*. Berlin 2003.
- [18] Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik: *Temperaturkarten Deutschlands unterschiedlicher Tiefen*. Hannover 2013.
- [19] Panos, K.: *Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*, 2. Auflage. Berlin 2009.
- [20] Sachverständigenrat für Umweltfragen: *Fracking zur Schiefergasgewinnung. Ein Beitrag zur energie- und umweltpolitischen Bewertung*. Berlin 2013.
- [21] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: *Energiestudie 2012. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen*. Hannover 2012.

- [22] Heuck, K.; Dettmann, K.-D.; Schulz, D.: Elektrische Energieversorgung. Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis, 9. Auflage. Wiesbaden 2013.
- [23] Schwab, A. J.: Elektroenergiesysteme. Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie, 3. Auflage. Berlin 2012.
- [24] Marenbach, R.; Nelles, D.; Tuttas, C.: Elektrische Energietechnik. Grundlagen, Energieversorgung, Antriebe und Leistungselektronik. Wiesbaden 2013.
- [25] Schiffer, F.: Stromerzeugung durch Biogas. URL: [www.mifratris.de/strom.php](http://www.mifratris.de/strom.php). Abrufdatum 21.07.2014.
- [26] Krzikalla, N.; Achner, S.; Brühl, S.: Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie. Bochum 2013.
- [27] Ney, J.: Leistungsgrößen von Mikrogasturbinen, Internes Gespräch (2014). Stadtwerke München GmbH.
- [28] Agora Energiewende: Stromerzeugung und -verbrauch. URL: <http://www.agora-energiawende.de/service/aktuelle-stromdaten/stromerzeugung-und-verbrauch/>. Abrufdatum 25.06.2014.
- [29] Schlabbach, J.: Netzanschluss von EEG-Anlagen, 1. Auflage. Berlin 2013.
- [30] Wagner, U.: Elektrische Kraftwerkstechnik. Generatoren, Transformatoren, Eigenbedarfsanlagen, Schutzeinrichtungen, 5. Auflage. Herrsching 2009.
- [31] Binder, A.: Elektrische Maschinen und Antriebe. Grundlagen, Betriebsverhalten. Berlin 2012.
- [32] Al-Awaad, A.-R. K.: Beitrag von Windenergieanlagen zu den Systemdienstleistungen in Hoch- und Höchstspannungsnetzen, Dissertation. Wuppertal 2009.
- [33] Jenni, F.; Wüest, D.: Steuerverfahren für selbstgeführte Stromrichter. Zürich 1995.
- [34] Chakraborty, S.; Simões, M. G.; Kramer, W. E.: Power Electronics for Renewable and Distributed Energy Systems. A Sourcebook of Topologies, Control and Integration. London 2013.
- [35] Grote, K.-H.; Feldhusen, J. (Hrsg.): Taschenbuch für den Maschinenbau. Berlin 2011.
- [36] Schlumberger, A.: Manager für das intelligente Stromnetz: building & automation. Heft S1. 2011.
- [37] Bundesnetzagentur: Kraftwerkliste.  
URL: [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste-node.html). Abrufdatum 02.11.2014.
- [38] Bundesnetzagentur: EEG-Statistikbericht 2010. Bonn.
- [39] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Berlin 2008.
- [40] Delft University of Technology: Weiterentwicklung des Verhaltens von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall. Systemsicherheitsaspekte. Delft 2014.
- [41] Verband der Netzbetreiber: TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Berlin 2007.
- [42] Consentec GmbH: Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt. URL: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/marketdesc>.
- [43] Wagner, U.: Elektrische Kraftwerkstechnik. Frequenz-Wirkleistung-Regelung, Spannungs-Blindleistungs-Regelung, 4. Auflage. Herrsching 2009.
- [44] Deutsche Energie-Agentur GmbH: dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Berlin 2014.

- [45] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). EnWG 2013.
- [46] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014). EEG 2014.
- [47] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Regelungen und Übergangsfristen für bestimmte Anforderungen in Ergänzung zur technischen Richtlinie. Berlin 2008.
- [48] Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV). SDLWindV 2011.
- [49] ENTSO-E: Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2013/2030. Brüssel 2013.
- [50] Consentec GmbH: Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs. Aachen 2008.
- [51] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Ingenieurbüro für neue Energien: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht 2012.
- [52] Kippelt, S.; Schluter, T.; Rehtanz, C.: Flexible Dimensioning of Control Reserve for Future Energy Scenarios: 2013 IEEE Grenoble PowerTech 2013.
- [53] Pflaum, R. Dr.: Netz-/System- und Marktintegration erneuerbarer Energien aus Sicht eines Übertragungsnetzbetreibers. Karlsruhe 2014.
- [54] Griepentrog, G.; Weber, H.: Pro und kontra rotierende Schwungmassen im Netz. In: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (Hrsg.): ETG Mitgliederinformation. Nr. 1 Januar 2014. Frankfurt 2014.
- [55] Muljadi, E.; Gevorgian, V.; Singh, M.; Santoso, S.: Understanding Inertial and Frequency Response of Wind Power Plants: 2012 IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications (PEMWA). Denver.
- [56] Deutsche Energie-Agentur GmbH: dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin 2010.
- [57] GE Energy: WindINERTIA™ Control. fact sheet. URL: [http://site.ge-energy.com/prod\\_serv/products/renewable\\_energy/en/downloads/GEA17210.pdf](http://site.ge-energy.com/prod_serv/products/renewable_energy/en/downloads/GEA17210.pdf). Abrufdatum 11.08.2014.
- [58] ENERCON GmbH: WINDBLATT. ENERCON Magazin für Windenergie, Ausgabe 03. Aurich 2010.
- [59] Boxleitner, M.; Brauner, G.: Virtuelle Schwungmasse: 6. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Wien 2009.
- [60] Kakimoto, N.; Takayama, S.; Satoh, H.; Nakamura, K.: Power Modulation of Photovoltaic Generator for Frequency Control of Power System. In: IEEE Transaction on Energy Conversion 24 (2009) 4, S. 943–49.
- [61] Goikoetxea, A.; Barrera, J. A.; Rodriguez, M. A.; Chivite, F. J.: Frequency restoration in insular grids using Ultracaps ESS: International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM 2010). Pisa 2010.
- [62] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik: Regelenergie durch Windkraftanlagen. Abschlussbericht. Kassel 2014.
- [63] Zarina, P. P.; Mishra, S.; Sekhar, P. C.: Deriving Inertial Response from a Non-Inertial PV System for Frequency Regulation: 2012 IEEE International Conference on Power Electronic, Drives and Energy Systems. Bengaluru 2012.
- [64] Unger, D.; Laudahn, S.; Engel, B.: Teilnahme von Photovoltaikanlagen an der Primärregelleistung: 13. Symposium Energieinnovation. Graz 2014.
- [65] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik; Siemens AG; Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik der Universität Hannover; CUBE Engineering GmbH: Kombikraftwerk 2. Abschlussbericht. Berlin 2014.

- [66] Heimerl; Stephan: Wasserkraftprojekte. Ausgewählte Beiträge aus der Fachzeitschrift WasserWirtschaft. Wiesbaden 2013.
- [67] Bofinger, S.; Braun, M.; Costa Gomez, C.; Daniel-Gromke, J.; Gerhardt, N.; Hartmann, K.: Die Rolle des Stromes aus Biogas in zukünftigen Energieversorgungsstrukturen. Endbericht. Hanau 2010.
- [68] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik: Kurzstudie zum Thema Effekte des Ausgleichs von Stromdefiziten durch Biogasanlagen. Zusammenfassung aktueller Forschungsergebnisse. Kassel 2014.
- [69] Jung, A.: Regelleistungspotenzial von Geothermieanlagen, Internes Gespräch (2014). Stadtwerke München GmbH.
- [70] Grünwald, R.; Ragwitz, M.; Sensfuß, F.; Winkler, J.: Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung. Endbericht zum Monitoring. Berlin 2012.
- [71] Müller, B.: Sensible Gemeinschaft: neue energie. das magazin für erneuerbare energien. Nr. 04. 2014.
- [72] Gerigk, U.: Innovationen zur Integration in den Regelenergiemarkt: ew. Magazin für die Energiewirtschaft. Nr. 2. 2014.
- [73] Schwill, J.: EEG 2014 – Wie kann die Marktintegration der Erneuerbaren Energien weiter gestärkt werden? URL: <http://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/eeg-2014>. Abrufdatum 20.08.2014.
- [74] Jansen, M.: Optimierung der Marktbedingungen für die Regelleistungserbringung durch erneuerbare Energien. Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbandes erneuerbare Energie e.V. und der Hannover Messe. Kassel 2014.
- [75] Großkinsky, C.: Spannungsabhängige Blindleistungsregelung von dezentralen Einspeiseanlagen in Mittel- und Niederspannungsnetzen zur Spannungsstützung. Stuttgart 2011.
- [76] Deutsche Energie-Agentur GmbH: dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Factsheet. Berlin 2014.
- [77] Iken, J.: "Das Blindleistungsmanagement ist ein Kind der Energiewende": Sonne Wind & Wärme 03/2014.
- [78] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH: Netzentwicklungsplan Strom 2014. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber 2014.
- [79] Hanson, J.; Sandeberg, P.: Selbstgeführte Umrichter im elektrischen Versorgungsnetz: Internationaler ETG-Kongress. Dresden 2005.
- [80] Arnold, H.: Netzausbau vermeiden! Regelbare Ortsnetztransformatoren. URL: <http://www.energie-und-technik.de/smart-energy/artikel/89741/>. Abrufdatum 21.09.2014.
- [81] ABB: PCS100 AVR Intelligente Spannungsregelung für Netze mit dezentraler Stromerzeugung. Fallstudie. URL: <http://www.vde.com/de/regionalorganisation/bezirksvereine/suedbayern/facharbeit%20regional/akenergietechnik/documents/vortrag%20120621%20fallstudie%20pcs100%20avr.pdf>. Abrufdatum 21.09.2014.
- [82] Benz, T.; Borchard, T.: Spannungsregelung im Verteilnetz. Elektronischer Spannungsregler für ein flexibles Verteilnetz hinsichtlich des Zubaus von dezentralen Energieerzeugern: Energie 2.0 Kompendium 2012.
- [83] Arnold, H.: Regelbare Ortsnetztrafos: Die Alternative zum Netzausbau. URL: <http://www.energie-und-technik.de/smart-energy/artikel/96626/4/>. Abrufdatum 21.09.2014.

- [84] RWE Deutschland AG: Clevere Lösungen für die Versorgung der Zukunft. URL: <http://www.rwe.com/web/cms/de/2258074/rwe-deutschland-ag/energiewende/intelligente-netze/smart-stations/netzoptimierung-durch-weitbereichsregelung/>. Abrufdatum 05.11.2014.
- [85] Betz, B.: Windpark Wachenheim. Auswirkungen der Netzintegration von Windkraftanlagen im Mittelspannungsnetz bei einem regionalen Netzbetreiber. Karlsruhe 2014.
- [86] Institut für Netz- und Anwendungstechnik GmbH; Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg: Beitrag industrieller Blindleistungs-Kompensationsanlagen und -Verbraucher für ein innovatives Blindleistungs-Management in der Stromversorgung Deutschlands. Frankfurt am Main 2013.
- [87] Basse, H.: Spannungshaltung in Verteilnetzen bei Stützung durch dezentrale Erzeugungsanlagen mit lokaler Blindleistungsregelung. Karlsruhe 2008.
- [88] Kerber, G.: Empfehlung zur Richtlinie zum Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz. München 2009.
- [89] Buchholz, B. M.; Styczynski, Z. A.: Smart Grids. Grundlagen und Technologien der elektrischen Netze der Zukunft. Berlin 2014.
- [90] SMA Solar Technology AG: Technische Information. Q at Night. URL: <http://files.sma.de/dl/18858/Q-at-Night-TI-de-10.pdf>. Abrufdatum 31.08.2014.
- [91] ENERCON GmbH: Enercon Windenergieanlagen. Technologie & Service. URL: [http://www.enercon.de/p/downloads/ENERCON\\_TuS\\_de\\_web\\_032014\\_2.pdf](http://www.enercon.de/p/downloads/ENERCON_TuS_de_web_032014_2.pdf). Abrufdatum 31.08.2014.
- [92] Haslbeck, M.; Brückl, O.: Liberalisierung von Systemdienstleistungen. In: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (Hrsg.): Zukünftige Stromnetze für erneuerbare Energien. Berlin 2014.
- [93] Engel, B.; Unger, D.; Laudahn, S.; Osterkamp, B.; Bülo, T.; Bettenwort, G.; Jahn, J.; Knopf, H.; Wachenfeld, V.: Systemdienstleistungen von Photovoltaikanlagen zwischen Netzanschlussbedingungen und Markt - zwischen Kür und Pflicht. In: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (Hrsg.): Zukünftige Stromnetze für erneuerbare Energien. Berlin 2014.
- [94] Valov, B.: Änderung der Kurzschlussleistung. Künftiges Energieversorgungssystem gemäß NEP 2012: ew. Magazin für die Energiewirtschaft. Nr. 14. 2013.
- [95] E.ON Netz GmbH: Windreport 2005. Bayreuth 2005.
- [96] Cormode, D.; Cronin, A. D.; Richardson, W.; Lorenzo, A. T.; Brooks, A. E.; DellaGiustina, D. N.: Comparing ramp rates from large and small PV systems, and selection of batteries for ramp rate control: 2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC).
- [97] stromverbrauchinfo.de: Stromverbrauch von Waschmaschinen. URL: <http://www.stromverbrauchinfo.de/stromverbrauch-waschmaschinen.php>. Abrufdatum 21.09.2014.
- [98] n-tv Nachrichtenfernsehen GmbH: Aufbruch zur Energiewende. Super-Batterie geht in Schwerin ans Netz. URL: <http://www.n-tv.de/wirtschaft/Super-Batterie-geht-in-Schwerin-ans-Netz-article13616081.html>. Abrufdatum 06.11.2014.
- [99] Klempert, O.: Vorreiter mit Vorbildfunktion: Sonne Wind & Wärme 07/2014.
- [100] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: Dezentrale Energieversorgung 2020. VDE-Studie. Frankfurt 2007.
- [101] Marcos, J.; Storkel, O.; Marroyo, L.; Garcia, M.; Lorenzo, E.: Storage requirements for PV power ramp-rate control. In: Solar Energy 99 (2014), S. 28–35.
- [102] SMA Solar Technology AG: SMA Utility Power System. URL: [http://www.sma.de/fileadmin/intersolar/Utility\\_Scale\\_Systems-Brochure\\_SMA\\_Utility\\_Power\\_System\\_DE.pdf](http://www.sma.de/fileadmin/intersolar/Utility_Scale_Systems-Brochure_SMA_Utility_Power_System_DE.pdf). Abrufdatum 01.10.2014.

- [103] General Electric: Utility Scale Solar Solutions. URL: [http://www.ge-energy.com/content/multimedia/\\_files/downloads/GEA17910B\\_UtilityScaleSolarBroch\\_r7.pdf](http://www.ge-energy.com/content/multimedia/_files/downloads/GEA17910B_UtilityScaleSolarBroch_r7.pdf). Abrufdatum 01.10.2014.
- [104] Becker, G. Prof. Dr.-Ing.: Einspeisedaten der 1 MW-Photovoltaikanlage Messedach München - Riem für das Jahr 2013. Internes Dokument.
- [105] EPEX SPOT SE: Prices 2013 - EPEX Spot Market Auction - Germany/Austria. URL: <https://www.epexspot.com/en/market-data/historical-data>.
- [106] TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH; 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH: Netztransparenz.de - Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Online-Hochrechnung der Istwerte für Solarenergie. URL: [http://www.netztransparenz.de/de/Online\\_Hochrechnung\\_Solar.htm](http://www.netztransparenz.de/de/Online_Hochrechnung_Solar.htm). Abrufdatum 17.10.2014.
- [107] TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH; 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH: regelleistung.net - Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung. Ausschreibungsübersicht. URL: <https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public>. Abrufdatum 17.10.2014.
- [108] TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH; 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH: regelleistung.net - Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung. Daten zur Regelernergie. URL: <https://www.regelleistung.net/ip/action/abrufwert>. Abrufdatum 17.10.2014.
- [109] Pressemitteilung. Einspeisevergütung für PV-Anlagen sinkt nur noch um 0,25 Prozent. Bonn 2014.
- [110] Krugman, P.; Wells, R.: Volkswirtschaftslehre. Stuttgart 2010.
- [111] Kittlaus, B.: Investitionskosten für die Bereitstellung von Sekundärregelleistung, Internes Gespräch (2014). Stadtwerke München GmbH.
- [112] Stadtwerke München GmbH: Technische Mindestanforderungen. URL: <https://www.swm-infrastruktur.de/strom/netzanschluss/technische-mindestanforderungen.html>. Abrufdatum 20.11.2014.